



Relazione 306/2020/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 2020

INDICE

1	Prefazione	4
2	Principali sviluppi nei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale.....	5
2.1.1	Valutazione dello sviluppo dei mercati e della regolamentazione.....	5
2.1.2	Rapporto sull'attuazione del <i>Clean Energy Package</i>	26
3	Il mercato elettrico.....	30
3.1	Regolamentazione delle infrastrutture.....	30
3.1.1	Unbundling	30
3.1.2	Estensione delle reti e ottimizzazione	30
3.1.3	Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti.....	39
3.1.4	Regolazione della sicurezza e affidabilità delle reti.....	46
3.1.5	Monitoraggio del bilancio tra domanda e offerta di energia elettrica	49
3.1.6	Monitoraggio degli investimenti in capacità di generazione e di stoccaggio sotto il profilo della sicurezza delle forniture	49
3.1.7	Implementazione dei Codici di Rete e delle linee guida.....	50
3.2	Concorrenza e funzionamento dei mercati	59
3.2.1	Mercati all'ingrosso.....	59
3.2.1.1	Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso.....	67
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	71
3.2.2	Mercato al dettaglio.....	72
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	89
3.2.2.2	Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza.....	96
3.3	Protezione dei consumatori e risoluzione delle controversie nel settore elettrico..	101
3.3.1	Il sistema di protezione: la trattazione dei reclami dei clienti finali (livello base).....	101
3.3.2	Il sistema di protezione: la risoluzione extragiudiziale delle controversie (secondo livello).....	103
3.3.3	Protezione dei consumatori domestici vulnerabili e dalla povertà energetica.....	106
3.3.4	Interventi nella determinazione dei prezzi per i clienti vulnerabili.....	108
3.3.5	Accesso ai dati di consumo	111
3.3.6	Disponibilità di strumenti comparativi dei prezzi	112

4	Il mercato del gas naturale.....	114
4.1	Regolamentazione delle infrastrutture.....	114
4.1.1	Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti e alle infrastrutture di GNL.....	114
4.1.2	Bilanciamento	130
4.1.3	Questioni transfrontaliere	135
4.1.4	Attuazione dei Codici di rete e delle line guida.....	138
4.2	Concorrenza e funzionamento dei mercati	139
4.2.1	Mercati all'ingrosso.....	139
4.2.1.1	Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso.....	144
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	152
4.2.2	Mercato al dettaglio.....	154
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	165
4.2.2.2	Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza.....	169
4.3	Protezione dei consumatori e risoluzione delle controversie nel settore gas	169
4.3.1	Conformità con l'art. 41, comma 1, lettera o) della Direttiva 2009/73/CE.....	169
4.4	Sicurezza delle forniture.....	170

1 PRAFAZIONE

Questo documento, redatto dalla Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, fornisce all'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori dell'energia (ACER) e alla Commissione europea con cadenza annuale un rapporto sull'attività svolta e sull'esecuzione dei compiti regolatori ai sensi degli articoli 59.1.i) e 41.1.e) rispettivamente delle direttive 2019/944/CE e 162.

La struttura consolidata del rapporto è stata 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.

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

L'evoluzione del contesto europeo richiede un progressivo adeguamento della regolazione, sia con riferimento alla disciplina delle infrastrutture pubbliche, sia con riferimento al funzionamento dei mercati e degli strumenti destinati a favorire gli investimenti e a garantire l'efficienza di funzionamento del sistema. Questo adeguamento si colloca in un quadro regolatorio europeo anch'esso in evoluzione, che modifica i compiti del regolatore soprattutto sulle questioni transfrontaliere e al tempo stesso ridefinisce l'ambito delle leve regolatorie disponibili a livello nazionale.

Le scelte del regolatore devono perciò tenere conto, sempre più, degli impatti tecnico-economici sul sistema futuro, anche tenendo conto della rapidità con cui l'innovazione tecnologica modifica le dinamiche di costo degli investimenti.

L'azione del regolatore si articola in un contesto pro-concorrenziale e di rapido cambiamento delle tecnologie digitali e di comunicazione e richiede uno stretto coordinamento con le istituzioni europee e con le altre autorità indipendenti, in particolare con le Autorità garanti della concorrenza e del mercato.

Milano, 4 agosto 2020

IL PRESIDENTE

Stefano Besseghini

2 PRINCIPALI SVILUPPI NEI MERCATI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NATURALE

2.1.1 Valutazione dello sviluppo dei mercati e della regolamentazione

Principali novità nell'ambito della legislazione italiana

Nel corso del 2019 diversi interventi normativi hanno interessato i settori regolati dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (d'ora in avanti Autorità); i più importanti sono la legge 4 ottobre 2019, n. 117, la legge 27 dicembre 2019, n. 160 e il decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162.

La **legge 4 ottobre 2019, n. 117**, recante *Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea – Legge di delegazione europea 2018* contiene, tra le disposizioni di particolare rilievo per l'Autorità, disposizioni per l'attuazione delle direttive europee che costituiscono il cosiddetto Pacchetto di misure sull'economia circolare, disposizioni per l'adeguamento della normativa nazionale al regolamento europeo sulle misure per la sicurezza dell'approvvigionamento di gas e disposizioni per l'attuazione della nuove norme comuni europee per il mercato interno del gas naturale.

In particolare, l'art. 24 della legge n. 117/2019 ha delegato il Governo ad adottare uno o più decreti legislativi ai fini dell'adeguamento della normativa nazionale al regolamento (UE) 1938/2017 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2017, concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas e che abroga il regolamento (UE) 994/2010. Tale regolamento individua meccanismi e strumenti volti a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas nell'ambito dell'Unione europea, preservando il corretto e costante funzionamento del mercato interno del gas naturale, anche al fine di fronteggiarne un'eventuale carenza determinata da interruzioni nelle forniture o da una domanda straordinariamente elevata, e di garantire così la continuità dell'approvvigionamento nei paesi dell'Unione. L'adeguamento della normativa nazionale dovrà fare riferimento: *in primis*, all'attuazione dei meccanismi di solidarietà previsti, incluso l'affidamento di compiti determinati ai gestori del sistema di trasporto e agli operatori del gas interessati; *in secundis*, 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 l'Autorità per gli aspetti da essa gestiti; infine, alla competenza a intervenire per garantire misure in materia di sicurezza degli approvvigionamenti anche nelle zone emergenti e isolate.

L'art. 25 della legge n. 117/2019, che individua i principi e i criteri direttivi per l'attuazione della direttiva 2019/692/UE, che modifica la direttiva 2009/73/CE relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale, ha definito le deroghe (previste all'art. 14 e all'art. 49-bis della direttiva modificata) con riferimento ai gasdotti di trasporto tra uno stato membro e un paese terzo completati prima del 23 maggio 2019, per le sezioni dei gasdotti di trasporto situate sul territorio nazionale e nelle acque territoriali italiane.

Le disposizioni oggetto di deroga riguardano:

- la separazione dei sistemi di trasporto e dei gestori dei sistemi di trasporto;
- la designazione e la certificazione dei gestori dei sistemi di trasporto;
- la certificazione in relazione ai paesi terzi;
- l'accesso dei terzi;

- le metodologie fissate dalle autorità di regolazione per: i) la connessione e l'accesso alle reti nazionali, comprese le tariffe di trasporto e distribuzione e le modalità, le condizioni e le tariffe per l'accesso agli impianti di GNL; ii) la prestazione di servizi di bilanciamento; iii) l'accesso alle infrastrutture transfrontaliere, comprese le procedure di assegnazione delle capacità e di gestione della congestione;
- gli incentivi, sia a breve sia a lungo termine, per migliorare l'efficienza, promuovere l'integrazione del mercato e la sicurezza dell'approvvigionamento e sostenere le attività di ricerca correlate, che le autorità di regolazione devono provvedere che siano offerti ai gestori del sistema di trasporto e di distribuzione;
- le modifiche – che le autorità di regolazione sono abilitate a chiedere ai gestori dei sistemi di trasporto, di stoccaggio, di GNL e di distribuzione, se necessario – relative alle condizioni e alle modalità, comprese le tariffe e le metodologie di calcolo, in modo che queste siano proporzionate e che siano applicate in maniera non discriminatoria.

L'allegato A alla legge in esame prevede, infine, il recepimento della direttiva 2018/2002/UE del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018, che modifica la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica senza l'indicazione di specifici principi e criteri direttivi.

La **legge 27 dicembre 2019, n. 160**, recante "Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2020 e bilancio pluriennale per il triennio 2020-2022" (legge di bilancio 2020), ha definito, all'art. 1, commi da 291 a 295, disposizioni in materia di errata fatturazione per l'erogazione di energia elettrica, di gas e di acqua e per la fornitura di servizi telefonici, televisivi e internet. Nel dettaglio, il comma 291 prevede che i gestori di servizi di pubblica utilità e gli operatori di telefonia, di reti televisive e di comunicazioni elettroniche hanno l'obbligo di trasmettere agli utenti le comunicazioni con cui si contestano, in modo chiaro e dettagliato, gli eventuali mancati pagamenti di fatture e si preannuncia la sospensione delle forniture in caso di mancata regolarizzazione, con adeguato preavviso, non inferiore a 40 giorni, tramite raccomandata con avviso di ricevimento. Il comma 292 ha stabilito che, a decorrere dalla data di entrata in vigore della legge, nei contratti di fornitura di energia elettrica, del gas e del servizio idrico, in caso di emissione di fatture a debito in relazione alle quali sia accertata dall'autorità competente – ovvero sia debitamente documentata mediante apposita dichiarazione, presentata autonomamente anche con modalità telematiche – l'illegittimità della condotta del gestore e dell'operatore interessato, per violazioni relative alle modalità di rilevazione dei consumi, di esecuzione dei conguagli o di fatturazione, nonché per addebiti di spese non giustificate e di costi per consumi, servizi o beni non dovuti, l'utente ha diritto a ottenere, oltre al rimborso delle somme eventualmente versate, anche il pagamento di una penale pari al 10% dell'ammontare contestato e non dovuto e, comunque, per un importo non inferiore a 100 euro. Il comma 293 ha disposto che il gestore ovvero l'operatore interessato provveda al rimborso delle somme indebitamente percepite o comunque ingiustificatamente addebitate e al pagamento della penale attraverso lo storno nelle fatturazioni successive o un apposito versamento, a scelta dell'utente, entro un termine in ogni caso non superiore a 15 giorni dall'accertamento ovvero dal riscontro positivo alla dichiarazione autonomamente trasmessa dall'utente.

Si evidenziano, altresì, le disposizioni dei commi da 85 a 100 in tema di *Green New Deal*. In particolare, il comma 85 istituisce nello stato di previsione del Ministero dell'economia e delle finanze un Fondo, una parte del quale (non inferiore a 150 milioni annui) è destinata a interventi volti alla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, allo sviluppo delle energie rinnovabili, all'incentivazione della

cattura e dello stoccaggio geologico ambientalmente sicuri di CO₂, a incoraggiare il passaggio a modalità di trasporto pubblico a basse emissioni, al finanziamento della ricerca e dello sviluppo dell'efficienza energetica e delle tecnologie pulite. Alla costituzione del Fondo concorrono i proventi delle aste delle quote di emissione di CO₂ a valere sulla quota di pertinenza del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, per un importo annuo di 150 milioni di euro.

Il comma 295, infine, ha abrogato la regola¹, che prevedeva che le disposizioni a tutela dei consumatori in materia di fatturazione a conguaglio per l'erogazione di energia elettrica, gas e servizi idrici non si applicassero qualora la mancata o erronea rilevazione dei dati di consumo derivasse da responsabilità accertata dell'utente.

Il 31 dicembre 2019 è stato, infine, adottato il **decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162**, convertito poi, con modificazioni, dalla legge 28 febbraio 2020, n. 8, recante *Disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica*. Questo decreto ha deciso (art. 12, comma 3) il rinvio al 1° gennaio 2022 della cessazione dei regimi di tutela di prezzo a favore dei clienti di energia elettrica e di gas. Inoltre, ha disciplinato nel dettaglio i requisiti per l'iscrizione all'Elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica ai clienti finali². Sentita l'Autorità, con decreto del Ministro dello sviluppo economico, da adottare entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della disposizione, sono fissati i criteri, le modalità e i requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione e la permanenza nel predetto Elenco. Tali requisiti devono garantire l'affidabilità nel tempo del soggetto iscritto e consentire un'efficace lotta alle possibili condotte contrastanti con i generali principi, legali e regolatori, che sovrintendono al buon funzionamento dei mercati e alla tutela dei consumatori.

Sviluppi nel mercato elettrico

Principali novità nella regolazione

In esito a un articolato processo di consultazione, nel dicembre 2019 è stato **approvato il Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2020-2023**. Le principali novità adottate in relazione alla continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica sono:

- la "regolazione speciale" del numero di interruzioni, facoltativa, caratterizzata da premi e penalità addizionali rispetto alla regolazione ordinaria, per gli ambiti ancora lontani dal livello obiettivo, con posticipazione dell'anno target per il raggiungimento dei livelli obiettivi in funzione della distanza dal livello obiettivo e delle criticità di carattere strutturale presenti nell'interconnessione tra la rete di distribuzione e la RTN o nella rete di distribuzione;
- la "regolazione per esperimenti" per favorire il miglioramento della continuità del servizio, in aree individuate dalle imprese, tramite l'innovazione tecnologica; al riguardo, le imprese distributrici possono essere autorizzate a derogare, a determinate condizioni, dalla regolazione dell'Autorità, con particolare riferimento ai percorsi di miglioramento della durata e del numero di interruzioni;
- per le imprese con più di dieci ambiti territoriali, la riduzione dei premi a fronte di penalità "ripetute" conseguite da un medesimo ambito territoriale.

¹ Stabilita dal comma 5 dell'art. 1 della legge 27 dicembre 2017, n. 205.

² Modificando i commi 81 e 82 dell'art. 1 della legge 4 agosto 2017, n. 124 (c.d. legge concorrenza).

In seguito a un ampio processo di consultazione, nel dicembre 2019 l'Autorità ha anche approvato le **disposizioni inerenti alla regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per gli anni 2020-2023**, oltre che le disposizioni relative alle condizioni economiche in materia di connessione, entrate in vigore l'1 gennaio 2020. L'Autorità ha dato continuità ai criteri di regolazione adottati nel 2015, confermando il duplice regime tariffario basato sulla dimensione delle imprese oggetto di regolazione. In particolare, è stato confermato anche un regime tariffario individuale, per il Gestore del sistema di trasmissione e per le imprese distributrici che servono almeno 25.000 punti di prelievo, basato su meccanismi di tipo *rate of return* per i costi di capitale e di tipo *price cap* per i costi operativi, mentre per le restanti imprese distributrici è previsto un regime tariffario parametrico. L'aggiornamento ha riguardato, in particolare, la revisione dei criteri di determinazione del costo riconosciuto, con riferimento alla fissazione dei livelli iniziali dei costi operativi per l'anno 2020 e dei successivi aggiornamenti per le imprese in regime tariffario individuale, e alcune tematiche di affinamento della regolazione vigente.

Con specifico riferimento al servizio di trasmissione, si è proceduto a razionalizzare le modalità di riconoscimento dei costi relativi alle attività legate all'integrazione dei mercati elettrici a livello europeo e all'implementazione dei codici di rete europei – ivi inclusa la partecipazione a ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*) –, nonché di altri costi ad essi assimilabili, prevedendo, in linea generale, di assoggettare a *price cap* i costi delle attività relative ai profili eurounitari efficientabili e dunque "comprimibili", essenzialmente legati a costi per il personale, e di riconoscere al di fuori del meccanismo del *price cap* i costi di natura "non comprimibile", quali, per esempio, i costi fissi per la partecipazione ad associazioni o progetti transnazionali.

Il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti è stato fissato:

- pari allo 0,4% per il servizio di trasmissione;
- pari all'1,3% per il servizio di distribuzione (inclusi i costi di commercializzazione del servizio);
- pari allo 0,7% per il servizio di misura.

Per quanto riguarda il servizio di connessione, è stato previsto che il termine per la conclusione del procedimento per la razionalizzazione complessiva della disciplina in materia di connessione per punti attivi e passivi e per la revisione dei criteri di allocazione dei costi, avviato nel novembre 2017, sia prorogato alla fine del 2021, per tenere conto delle eventuali evoluzioni della regolazione che potrebbero rendersi necessarie anche per la trasposizione delle direttive europee 2018/2001/UE e 2019/944/UE.

Una volta definiti i criteri tariffari, l'Autorità ha anche approvato le tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione dell'energia elettrica per l'anno 2020 sulla base dei dati economici e patrimoniali comunicati dal Gestore del sistema di trasmissione, ai fini dell'aggiornamento dei ricavi di riferimento per la copertura dei costi delle attività di trasmissione e di dispacciamento. A partire dal 2020, inoltre, nel perimetro della tariffa di trasmissione è prevista anche la copertura dei costi legati alla partecipazione di Terna al meccanismo *Inter-TSO Compensation*, in precedenza coperta dai corrispettivi per il servizio di dispacciamento, in modo da allineare la regolazione nazionale alle previsioni del regolamento (UE) 943/2019.

Alla fine del 2018 l'Autorità ha disposto un secondo rinvio del completamento della **riforma dei corrispettivi tariffari a copertura degli oneri generali di sistema per clienti domestici**, avviata l'1 gennaio 2017, in ragione del prolungamento degli effetti delle manovre straordinarie attuate nel secondo semestre del 2018; in conseguenza di tale differimento, è stata mantenuta fino al 31

dicembre 2019 la struttura tariffaria a due scaglioni già vigente nel 2018. Nel dicembre 2019 l'Autorità ha constatato l'assenza di ulteriori impedimenti a procedere con il completamento della riforma ed è quindi stato disposto che dall'1 gennaio 2020 venga applicata un'unica aliquota per tutti i livelli di consumo, in relazione a tutti gli elementi delle componenti tariffarie A_{SOS} e A_{RIM} . A supporto di tale ultimo passo, vi è stata anche una disposizione di legge³ che ha introdotto l'applicazione automatica del bonus elettrico (ovvero senza necessità di richiesta) a partire dall'1 gennaio 2021, innovazione peraltro suggerita più volte dall'Autorità. Coerentemente con tali finalità di protezione, l'Autorità ha altresì proceduto ad aggiornare l'ammontare della **compensazione di spesa per la fornitura di energia elettrica a favore dei clienti economicamente svantaggiati (bonus elettrico)**, tenendo conto degli effetti differenziati che il completamento della riforma induce su ogni profilo di consumatore (famiglie piccole, medie e grandi): a ciascun profilo è stato applicato il criterio previsto dal Ministero dello sviluppo economico, secondo cui il bonus deve essere determinato in misura tale da comportare una riduzione della spesa, al lordo delle imposte, di circa il 30%.

Come già illustrato nei *Rapporti Annuali* precedenti, con l'entrata a regime della nuova struttura delle tariffe di rete sono stati attuati **interventi per agevolare il cliente finale domestico nella scelta del livello di potenza impegnata** maggiormente rispondente alle proprie esigenze (introduzione di livelli di potenza contrattualmente impegnata con una maggiore granularità, cioè scegliendo tra livelli incrementali di 0,5 kW, vedi anche *infra*) e riduzione per 24 mesi dei costi associati a ogni operazione di variazione contrattuale a decorrere dal 1° aprile 2017). A fine 2018 la validità di tali agevolazioni è stata prorogata fino al 31 dicembre 2019, per promuoverne un maggiore utilizzo da parte dei clienti. Tuttavia, come anche suggerito nell'ambito delle consultazioni svolte nel 2019 ai fini dell'aggiornamento dei criteri tariffari applicabili nel periodo regolatorio 2020-2023, l'Autorità ha disposto un'ulteriore proroga fino al 31 dicembre 2023.

Gli orientamenti dell'Autorità in tema di aggiornamento della **disciplina per il riconoscimento degli investimenti in sistemi di smart metering di seconda generazione (2G)**, sono stati espressi nella consultazione del marzo 2019, a seguito della quale, nel luglio 2019, sono state aggiornate le direttive per il riconoscimento dei costi dei sistemi di *smart metering* 2G per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione. Le proposte dell'Autorità nascevano dalla necessità di evitare il rischio di un Paese a due velocità, ovvero che nel territorio nazionale si mantenesse, anche per la seconda generazione dei sistemi di *smart metering* dell'energia elettrica, la stessa distanza temporale (circa 5 anni) tra diversi operatori che aveva caratterizzato la prima generazione; ciò, infatti, avrebbe comportato che una parte degli utenti avrebbe beneficiato dei sistemi di *smart metering* 2G con notevole ritardo rispetto agli utenti serviti dai nuovi sistemi nella fase iniziale. In tale ottica, sono state definite le tempistiche, valide per tutte le imprese distributrici di energia elettrica con più di 100.000 clienti, secondo le quali l'avvio dei piani di messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G dovrà avvenire al più tardi dal 2022; la fase massiva di sostituzione dei misuratori già esistenti dovrà concludersi entro il 2026 per il 95% dei misuratori (stessa percentuale utilizzata per la prima generazione). È anche previsto un target del 90% di sostituzioni al 2025.

Infine, nell'ottobre 2019 l'Autorità ha concluso il procedimento avviato nel 2017 per la definizione della versione 2.1 degli *smart meter* 2G. Alla luce dei risultati positivi del monitoraggio intercorso, l'Autorità ha chiuso il procedimento senza modificare i requisiti funzionali degli *smart meter* 2G fissati in precedenza, ma invitando comunque gli operatori a effettuare, in sede di standardizzazione tecnica, una verifica di fattibilità di soluzioni innovative (c.d. coprimorsetto *smart*) per accogliere le

³ Decreto-legge 26 ottobre 2019, n. 124, convertito nella legge 19 dicembre 2019, n. 157.

nuove opportunità delle tecnologie di comunicazione elettronica, con particolare riferimento al protocollo di comunicazione su banda licenziata (c.d. *Narrow-Band Internet of Things* – NB-IoT).

È in corso di realizzazione la **riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento**, che deve essere definita in coerenza con la normativa europea (*Capacity Allocation and Congestion Management* - CACM, *Electricity Balancing Guideline* - EB GL, nuovo regolamento elettrico e nuova direttiva elettrica). Nell'ambito di tale processo, nel luglio 2019 è stata posta in consultazione una rappresentazione completa e organica delle evoluzioni attese, ponendosi due obiettivi:

- l'individuazione delle principali linee di intervento per l'evoluzione del servizio di dispacciamento nel nuovo contesto in rapido e continuo cambiamento, anche in vista del raggiungimento degli obiettivi europei al 2030, per effetto della diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita, nonché del progressivo venir meno degli impianti programmabili che hanno storicamente reso disponibili le risorse per garantire l'equilibrio tra domanda e offerta di energia elettrica;
- il completamento dell'integrazione dei mercati italiani con quelli degli altri paesi europei, tenendo conto del quadro normativo dell'Unione, con particolare riferimento al *coupling* dei mercati infragiornalieri, caratterizzati dalla negoziazione continua (eventualmente integrata con meccanismi ad asta) e dallo spostamento della *gate closure* all'ora che precede quella cui si riferisce l'oggetto della negoziazione, nonché all'armonizzazione e alla condivisione dei servizi necessari a garantire la sicurezza del sistema (servizi ancillari).

L'Autorità ha quindi proposto di separare le negoziazioni commerciali dalla programmazione fisica delle unità, abilitate e non abilitate, ritenendo tale intervento opportuno al fine di preservare la sicurezza del sistema elettrico poiché consente la massima libertà nella partecipazione ai mercati.

In relazione alla valorizzazione degli sbilanciamenti, la consultazione ha ribadito l'intenzione di valutarli nel modo più coerente possibile con le dimensioni temporale, spaziale e merceologica che contraddistinguono il valore dell'energia in tempo reale (anche ricorrendo, con la dovuta gradualità, ai prezzi nodali). Inoltre, sono stati esposti i primi orientamenti in merito all'evoluzione del ruolo delle imprese distributrici in un contesto in cui gli impianti di generazione distribuita non sono più trascurabili e richiedono quindi una gestione più attiva delle reti di distribuzione.

Nel luglio 2019 l'Autorità ha espresso al Ministro dello sviluppo economico il proprio parere in merito alle proposte di modifica al Testo integrato della disciplina del mercato elettrico e alla disciplina del mercato del gas naturale, formulate dal Gestore dei mercati energetici (GME) in materia di **gestione integrata delle garanzie nei mercati a pronti dell'energia elettrica e del gas naturale**. Le proposte sono state elaborate dal GME allo scopo di introdurre, nel mercato del giorno prima, nel mercato infragiornaliero dell'energia elettrica e nel mercato del gas a pronti, un'unica garanzia a copertura dell'esposizione netta maturata dal singolo operatore su questi mercati. Nell'ottobre 2019 l'Autorità ha, quindi, approvato le proposte di modifica al regolamento della Piattaforma dei conti energia a termine (PCE) e alle relative Disposizioni tecniche di funzionamento (DTF) formulate dal GME al fine di adeguarne il contenuto alle novità introdotte nel mercato elettrico e nel mercato del gas naturale in materia di gestione integrata delle garanzie.

Nel corso del 2019 l'Autorità è stata coinvolta nell'**implementazione dei codici di mercato sia a livello paneuropeo sia a livello regionale**.

Relativamente al regolamento sul *Forward Capacity Allocation* (che descrive i requisiti e i criteri per l'emissione e l'allocatione dei diritti di trasmissione di lungo termine (con orizzonte temporale fino

a un anno) fra le zone di mercato interne all'Unione europea) l'Autorità ha approvato⁴ la metodologia per la ripartizione delle rendite di congestione emergenti dall'allocatione dei diritti di trasmissione e ha partecipato ai tavoli regionali finalizzati alla definizione delle modalità di calcolo della capacità disponibile su ciascun confine fra zone di mercato per l'orizzonte temporale di lungo termine (annuale e mensile) e delle modalità con cui la suddetta capacità è ripartita sui prodotti con allocatione annuale e mensile.

Relativamente al regolamento CACM GL (che definisce le modalità di attuazione del *market coupling* a livello europeo sugli orizzonti temporali giornaliero e infragiornaliero) è da segnalare che l'ingresso dell'Italia nel *Single Intra Day Coupling* è previsto per il quarto trimestre del 2020. Il regolamento CACM GL prevede anche lo sviluppo di metodologie di carattere regionale. A tale riguardo il 2019 è stato un anno particolarmente proficuo per la CCR *Italy North*, poiché sono state approvate le metodologie per il *countertrading* e il *redispatching* e quella per il calcolo della capacità sugli orizzonti giornaliero e infragiornaliero: si tratta di passi significativi verso una piena integrazione del mercato nazionale nel contesto europeo. Sempre a livello regionale l'Autorità ha, altresì, proseguito il percorso di implementazione del mercato infragiornaliero sui confini italiani: nel maggio 2019 è stato definitivamente approvato il disegno delle aste infragiornaliere complementari (*Greece-Italy* e *Italy North*), che andranno ad affiancare l'*intraday coupling* basato sulla contrattazione continua.

Nel corso del 2019 l'Autorità è stata coinvolta, insieme a tutti i regolatori europei, in un impegnativo processo decisionale relativo a un pacchetto di sei metodologie di implementazione del regolamento BAL GL (che stabilisce le modalità di implementazione del mercato di bilanciamento europeo), sviluppate e inviate dai TSO europei a fine 2018. Tali metodologie costituiscono la struttura principale del futuro mercato di bilanciamento europeo e forniscono le specifiche implementative delle piattaforme comuni di scambio di energia, delle regole di determinazione dei prezzi e del *settlement* tra TSO. Di seguito sono illustrate le principali decisioni assunte dai regolatori europei in ambito BAL GL e i relativi provvedimenti dell'Autorità.

L'Autorità ha **valutato la coerenza tra il Piano decennale dello sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale e il Piano di sviluppo comunitario *Ten Year Network Development Plan*** (TYNDP) nei propri contributi all'opinione di ACER n. 11-2019 sulla bozza di TYNDP 2018 e all'opinione di ACER n. 13-2019 sui progetti elettrici nei piani di sviluppo nazionali e nel TYNDP 2018. Dal monitoraggio emerge che una percentuale significativa (circa un terzo) dei progetti, sia a livello italiano, sia più in generale a livello europeo, risulti in ritardo, principalmente a causa di problematiche autorizzative.

Mercati all'ingrosso e al dettaglio

Secondo i dati provvisori diffusi da Terna, nel 2019 la **domanda elettrica** (301,4 TWh) è diminuita dell'1% (contro il +0,5% realizzato nel 2018), dovuta principalmente al calo dei consumi nel settore agricolo e industriale (-2% ciascuno), parzialmente compensati da quello domestico (+1%). La flessione ha interessato il settore agricolo e quello industriale (-2%), mentre i consumi domestici sono cresciuti dell'1% e quelli del terziario sono rimasti praticamente invariati. La domanda nazionale di energia elettrica è stata soddisfatta per circa l'88% dalla produzione nazionale (in aumento rispetto al 2018) e per la parte rimanente dal saldo con l'estero.

La **produzione nazionale** lorda ha raggiunto 291,7 TWh dai 289,7 TWh del 2018. La debole ripresa (+0,7%) fa seguito al calo di circa il 2% del 2018, che aveva interrotto la crescita a tassi superiori al

⁴ Delibera 25 giugno 2019, 274/2019/r/eel.

2% del biennio precedente. L'aumento ha riguardato sia la produzione termoelettrica, passata da 173,6 a 175,1 TWh (+0,9%), sia quella da fonti rinnovabili, passata da 114,4 a 114,8 TWh (+0,4%). Anche nel 2019, come già nell'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 quasi al metà (49%) della generazione lorda complessiva, una quota in aumento al 44% dell'anno precedente. Infatti, la produzione termoelettrica è tornata ai livelli del 2015, dopo il crollo del 2018, con la progressiva sostituzione del carbone e dei prodotti petroliferi con la fonte gas. La quota della generazione lorda dei primi tre gruppi societari (Enel, Eni ed Edison), C3, è risultata in lieve flessione (33,7% contro il 35,7% del 2018), 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. La quota del gruppo Enel è stata del 17% (19,4% nel 2018), ancora in calo. Per la prima volta Enel non ricopre più il ruolo di primo operatore nella generazione termoelettrica, essendo risultata maggiore la produzione di Eni, pur a fronte di una potenza installata inferiore. La **quantità di energia elettrica incentivata** è rimasta invariata sui 63 TWh, per un costo del sistema anch'esso stabile sugli 11 miliardi di euro, su un totale di oneri generali di circa 15 miliardi di euro.

Coerentemente alla riduzione del fabbisogno, anche il **saldo estero** ha registrato una diminuzione del 13,1%, sceso a 38,2 TWh. Di conseguenza, la quota di fabbisogno interno coperta dal saldo estero è tornata all'11,9%, cioè allo stesso livello degli anni 2016 e 2017. La netta riduzione delle importazioni (44 TWh) si è accompagnata a un marcato aumento delle esportazioni (5,8 TWh; +78%). Le campagne di manutenzione e, di conseguenza, le difficoltà degli impianti nucleari francesi di soddisfare la domanda estera, sono alla base di entrambi i fenomeni appena evidenziati per l'Italia, e cioè della riduzione delle nostre importazioni e dell'aumento delle nostre esportazioni.

La quantità di **energia elettrica acquistata dal Sistema Italia** è stata pari a 295,8 TWh (+0,1 rispetto al 2018). A fronte di una domanda complessivamente stabile (+0,2%), i volumi offerti sono rimasti anch'essi prossimi ai livelli del 2018 (-0,8%), registrando lievi riduzioni in tutte le zone tranne al Centro Sud dove, invece, si è osservato un significativo rialzo (+12,8%). In calo, sebbene rimanga leggermente positivo, è l'aumento dei volumi scambiati direttamente in borsa (213,3 TWh, +0,2%) e pari al 72% degli scambi totali su MGP. Rimangono stabili i programmi derivati dalle registrazioni sulla PCE degli scambi bilaterali *over-the-counter* (82,6 TWh, -0,1%). Il **prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica (PUN)** nel 2019 è risultato pari a 52,32 €/MWh, in ribasso rispetto allo scorso anno (-14,7%), seppure in linea con l'andamento delle quotazioni delle principali borse elettriche europee. Tale calo riflette i minori costi della materia prima gas (16,28 €/MWh; -34%) in parte compensati dal significativo aumento dei prezzi dei permessi di emissione di CO₂ (+56%). Anche sul mercato europeo si osserva un ribasso del prezzo dell'energia elettrica, che si distribuisce sostanzialmente in due macroregioni: una regione settentrionale, composta dalla Francia, dai paesi scandinavi e dalla Germania, con prezzi nell'intorno di 39 €/MWh e una fascia mediterranea, con Italia, Spagna e Slovenia con prezzi compresi tra 48 e 52 €/MWh. In particolare, i meccanismi di *coupling* hanno consentito il sostanziale allineamento dei prezzi delle due macroregioni.

Sul **Mercato a termine**, relativamente ai prodotti standardizzati con consegna fisica, sono stati scambiati nel 2019 un totale di 1,6 TWh, in crescita rispetto al 2018 (+38%). I volumi complessivamente scambiati nel 2019 sul **Mercato infragiornaliero** (26,4 TWh) risultano in crescita rispetto all'anno precedente (+1 TWh, +4%).

I risultati dell'Indagine annuale (provvisori) mostrano che nel 2019 sono stati **venduti nel mercato retail 256 TWh a poco meno di 37 milioni di clienti**, di cui 29,5 milioni domestici e 7,2 milioni non domestici. Rispetto al 2018 il consumo totale di energia elettrica è rimasto sostanzialmente stabile

con una lieve flessione verso il basso (-0,1%), mentre i consumatori sono aumentati dello 0,4%. La contrazione dei consumi è avvenuta nel settore non domestico (-0,3%), mentre i consumi delle famiglie hanno sostanzialmente tenuto (+0,6%); viceversa, l'incremento dei clienti è stato percentualmente più elevato nel settore non domestico rispetto a quello domestico. Come succede ormai da tempo, il servizio di maggior tutela ha perso ulteriore terreno a vantaggio del mercato libero. Nel 2019, inoltre, anche il **servizio di salvaguardia** ha subito un ulteriore e deciso ridimensionamento. L'80,1% dei clienti domestici è residente con una media dei consumi di 2.184 kWh. Dall'analisi dei dati della distribuzione, emerge che i consumi elettrici delle famiglie italiane sono piuttosto contenuti: il 53,5% dei clienti domestici si colloca nella fascia di consumo annuo che non supera i 1.800 kWh e preleva un quarto di tutta l'energia elettrica distribuita ai clienti domestici, mentre il restante 46,5% (con consumi medi superiori a > 1.800 kWh) preleva il 73,8% del totale. Le famiglie consumano circa il 22% di tutta l'energia distribuita.

Nel 2019 lo **switching** delle famiglie è aumentato rispetto al 2018 (14,3% contro il 9,1% del 2018 in termini di punti di prelievo e 16,9% contro il 10,2% del 2018 in termini di volumi). Guardando ai dati del mercato finale della vendita, il 49,4% dei clienti domestici si trova nel mercato libero (in aumento rispetto al 46,4% del 2018). Si assottiglia la differenza dei consumi medi tra famiglie nel mercato libero, mediamente 2.063 kWh/anno, e in quello tutelato, 1.869 kWh/anno, segno che se prima si sono spostati i clienti domestici con maggiori consumi ora il processo si sta allargando alle altre famiglie.

Lato offerta, anche nel 2019 è cresciuto ancora una volta in maniera decisa il **numero dei venditori sul mercato retail** (che ha raggiunto il considerevole numero di 723 operatori grazie all'incremento di 88 unità nel mercato libero, di cui però soltanto 36 attive) confermando un trend di espansione che procede ininterrottamente dalla liberalizzazione del 2007. Indipendentemente dall'andamento dei consumi elettrici, in effetti, ogni anno si assiste a un incremento nel numero di imprese con vendite inferiori a 1 TWh, la cui quota complessiva di mercato è però ferma da anni intorno al 15%.

La media delle **offerte commerciali** che ogni impresa di vendita è in grado di proporre ai propri potenziali clienti è risultata pari a 16,3 per la clientela domestica e a 23,4 per la clientela non domestica. Delle 16,3 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 5,1 sono acquistabili solo online, ma il loro successo resta molto limitato: solo il 4,4% dei clienti domestici (corrispondenti al 4,2% dell'elettricità acquistata nel mercato libero) ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità (la percentuale è comunque in crescita rispetto al 2018). Circa la tipologia di prezzo preferita, l'84,7% dei clienti domestici ha sottoscritto nel mercato libero un contratto a prezzo fisso, mentre solo il 15,3% ha scelto un contratto a prezzo variabile. Le modalità di indicizzazione dei contratti a prezzo variabile sono di vario tipo: il 32% ha firmato un contratto che prevede uno sconto fisso su una delle componenti stabilite dall'Autorità per il servizio di maggior tutela; il 58% dei clienti ha scelto un contratto che prevede l'indicizzazione all'andamento del PUN e il 6% dei clienti ne ha scelto uno indicizzato all'andamento del Brent. Circa il 37% dei clienti domestici ha sottoscritto un contratto che prevede un abbuono o uno sconto. Infine, circa la presenza di servizi aggiuntivi nei contratti sottoscritti, tra i clienti domestici che hanno scelto un contratto a prezzo fisso emerge una netta preferenza, tra l'altro in aumento, sia per la garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (44% dei clienti), 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 (per esempio, punti spendibili in una catena di supermercati): il 38,2% dei clienti ha scelto un contratto che offre tale servizio aggiuntivo. Il 12,4% dei clienti, tuttavia, ha preferito un contratto privo di servizi aggiuntivi. Tra i clienti che hanno sottoscritto un contratto a prezzo variabile, invece, più di metà ne ha scelto uno privo di servizi aggiuntivi. Anche tra questi clienti, però, si rileva un elevato interesse

per la garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (28% dei casi). La seconda preferenza va alla possibilità di ottenere, insieme all'elettricità, servizi energetici accessori (10,5%).

Nel 2019 il livello di **concentrazione del mercato retail** è diminuito, sia che venga misurato in base ai quantitativi di energia venduta dai gruppi societari, sia che venga misurato in base al numero di clienti serviti. L'operatore dominante dell'intero mercato elettrico italiano resta il gruppo Enel, quest'anno con una quota di mercato in lieve discesa dal 37,6% del 2018 a 36% dei volumi venduti seguito a grande distanza da Edison (in aumento al 5,4%) e da Hera al 4,9 dal 4,3%. Complessivamente, i primi cinque operatori detengono l'82,5% del settore domestico (l'84,7% nel 2018), anche se complessivamente, rispetto al 2018, si registra una minima diminuzione del livello di concentrazione del mercato, con la quota dei primi tre operatori passata dal 46,8% al 46,3% delle vendite complessive.

Nel 2019 il **prezzo medio dell'energia elettrica** (ponderato con le quantità vendute), al netto delle imposte, praticato dalle imprese di vendita ai clienti domestici, è stato pari a 21,50 c€/kWh nel servizio di maggior tutela e a 24,21c€/kWh nel mercato libero. Il differenziale tra i due mercati, in parte spiegabile con ampie differenze nelle tipologie di contratti disponibili sui due mercati, è risultato quindi di 2,7 centesimi di euro, che scende a 2,6 centesimi se si guarda alla sola componente di costo per la materia energia (10,19 €cent/kWh nella tutela contro 12,81 €cent/kWh nel libero).

Per il 2019, a causa dell'emergenza epidemiologica da Covid-19, i dati disponibili sui **reclami ricevuti dai venditori elettrici** sono parziali e non comparabili con i precedenti. In base ai dati disponibili, comunque, i tempi medi effettivi di risposta per i venditori elettrici, nel caso di reclami e rettifiche di fatturazione, si attestano lievemente al di sotto degli standard minimi fissati dall'Autorità, pari a 30 giorni solari sia per i reclami, sia per le richieste di informazioni. Anche i tempi medi di risposta delle richieste di informazioni e delle rettifiche di fatturazione registrati nel 2019 risultano inferiori allo standard generale. Complessivamente, nel 2019 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 51.986; 2,2 milioni di euro sono stati gli indennizzi effettivamente erogati, più concentrati nel mercato libero.

Nell'ambito delle misure per la promozione effettiva della concorrenza nel 2019 l'Autorità ha posto in consultazione i primi orientamenti riguardo alla regolazione del **servizio di salvaguardia per i piccoli clienti**, ha adottato delle Linee guida volontarie per la promozione delle offerte di energia elettrica e di gas naturale a favore di **gruppi di acquisto** (rivolti ai clienti finali domestici e alle piccole imprese assimilate ai clienti finali domestici) e ha istituito il **Portale dei consumi di energia elettrica e di gas naturale**, sito internet istituzionale accessibile agli utenti dal 1° luglio, dove i consumatori possono accedere, con modalità semplice, sicura e gratuita, ai dati relativi alle proprie forniture di energia elettrica e di gas naturale, compresi i dati di consumo storici e le principali informazioni tecniche e contrattuali.

Protezione dei consumatori e risoluzione delle controversie

Il sistema di tutele dei consumatori nei settori regolati dall'Autorità è costituito da due macro-aree: la prima riguarda l'informazione e l'assistenza ai clienti (livello base); la seconda riguarda la soluzione delle problematiche e delle controversie eventualmente insorte tra cliente e fornitore del servizio (secondo livello). Le attività relative al livello base sono svolte su scala nazionale da Acquirente Unico, per conto dell'Autorità, mediante lo **Sportello per il consumatore energia e ambiente** (Sportello) che fornisce le risposte alle chiamate al *call center*, alle richieste scritte di informazioni, alle richieste di attivazione di procedure speciali informative e ai reclami di secondo livello.

Nel 2019 sono pervenute al *call center* dello Sportello in orario di servizio, 483.082 chiamate (+19% rispetto al 2018); di queste, 461.672 sono state gestite e 21.410 sono state abbandonate dai clienti o utenti finali senza attendere la risposta dell'operatore. Rispetto al 2018, sono aumentate leggermente sia il tempo medio di attesa (149 secondi contro 131) sia il tempo medio di conversazione (200 secondi contro 178). L'87% delle chiamate gestite dal *call center* (403.126) ha riguardato i settori dell'energia elettrica e del gas. Relativamente alle **richieste di informazioni scritte**, lo Sportello nel 2019 ha ricevuto 10.768 domande, oltre la metà delle quali è riconducibile a due soli argomenti: la "fatturazione" (29%), per la quale la maggioranza delle richieste riguarda "consumi stimati errati", e il "mercato" (25%), rispetto al quale sono state prevalenti le richieste in tema di "cambio del fornitore" e "presunti contratti non richiesti". Le **procedure speciali informative** permettono di fornire indicazioni senza la necessità di un'interlocuzione con il personale dello Sportello. Sono operative dal 1° gennaio 2017 solo per alcune specifiche tematiche dei settori energetici; nel 2019 le richieste di attivazione di procedure speciali informative sono aumentate del 43%, per un totale di 28.837 casi. Infine, lo Sportello ha ricevuto anche 1.568 **reclami di secondo livello** (cioè quelli per i quali la controversia non si è risolta con il primo reclamo), per i quali ha provveduto a informare il cliente in merito agli strumenti conciliativi utilizzabili per risolvere la controversia, ossia il Servizio conciliazione dell'Autorità o altri organismi di conciliazione.

Le attività relative al secondo livello del sistema di protezione riguardano la **soluzione delle problematiche e delle controversie** insorte nell'ambito del rapporto tra il cliente e il fornitore del servizio regolato. Esse possono trovare composizione attraverso le procedure speciali risolutive dello Sportello o le procedure di conciliazione. Queste ultime possono essere esperite ricorrendo al Servizio Conciliazione dell'Autorità o ai soggetti ADR iscritti nell'elenco apposito dell'Autorità.

Il **Servizio conciliazione dell'Autorità** è una procedura di risoluzione delle controversie, attivabile dai clienti finali di energia elettrica e gas naturale per le problematiche insorte con gli operatori energetici (venditori e distributori), in caso di mancata o insoddisfacente risposta al reclamo. La procedura si svolge interamente online 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. Inoltre, con l'approvazione dell'art. 141, comma 6, lettera c) del Codice del consumo, il tentativo di conciliazione è diventato condizione di procedibilità dell'azione innanzi alla magistratura per le controversie insorte nei settori regolati dall'Autorità (a eccezione dei profili tributari o fiscali), a meno di provvedimenti giudiziali urgenti e cautelari. Nel 2019 i clienti e gli utenti finali dei settori energetici hanno presentato al Servizio conciliazione 14.465 domande. La ripartizione settoriale delle domande pervenute al Servizio nel 2019 conferma la prevalenza dell'elettrico, con una quota del 56% delle richieste presentate (8.165 domande); segue il settore del gas, con il 36% (5.167 domande). È stabile, invece, il peso percentuale dei clienti *dual fuel* e dei *prosumer* sul totale delle richieste presentate (rispettivamente, 995 domande e 138 domande). Relativamente alle circa 8.500 procedure concluse con accordo, nella gran parte dei casi il valore della controversia non ha superato i 5.000 euro (soglia degli *small claim*). Al netto delle procedure rinunciate (pari a circa l'1% delle domande ammesse), il tasso di accordo è pari al 69% del totale, in aumento del 3% rispetto al 2018. Per chiudere una procedura, le parti hanno impiegato in media 55 giorni. Il 78% delle procedure si è concluso in meno di due incontri. Gli accordi sottoscritti dinanzi al Servizio conciliazione, relativi a procedure attivate nel 2019 e concluse, hanno prodotto oltre 10,4 milioni di euro di compensazioni.

In alternativa al Servizio dell'Autorità il cliente finale può esperire il tentativo obbligatorio di conciliazione ai fini giudiziali anche ricorrendo ad altri soggetti. L'Autorità, in attuazione dell'art. 141-decies del Codice del consumo, nel dicembre 2015 ha istituito l'**Elenco degli organismi deputati a gestire procedure ADR (Alternative Dispute Resolution)** ai sensi del titolo II-bis della parte V del Codice stesso. Al 31 dicembre 2019, risultavano iscritti nell'Elenco dell'Autorità, 19 organismi ADR.

Di questi, 7 sono organismi di conciliazione paritetica settoriali – basati su appositi protocolli di intesa stipulati tra associazioni di consumatori e imprese – e 12 sono organismi trasversali, che operano anche in settori diversi da quelli di competenza dell'Autorità. Le informazioni trasmesse dagli organismi ADR fanno emergere una lieve diminuzione delle domande di conciliazione rispetto al 2018. Su un totale di 1.819 domande (2.167 nel 2018), il 35% riguarda il settore elettrico. Nella maggior parte dei casi (56%) le domande sono presentate dal cliente attraverso un'associazione di consumatori.

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 e/o di gas naturale**. Nel giugno 2019 l'Autorità ha presentato al Parlamento e al Governo una segnalazione nella quale ha sottolineato la necessità di adottare meccanismi di attribuzione automatica dei bonus sociali ai potenziali destinatari. Infatti, nonostante l'impegno profuso per diffondere la conoscenza degli strumenti per ottenere le agevolazioni tra coloro che ne hanno diritto, il ricorso a queste facilitazioni non risulta, a oggi, ancora particolarmente esteso, pur in presenza di situazioni di gravi difficoltà economiche nel Paese. Le proposte avanzate dall'Autorità nella segnalazione sono state recepite dal decreto-legge 26 ottobre 2019, n. 124, il quale ha disposto il riconoscimento automatico dei bonus sociali nazionali alle famiglie aventi diritto dall'1 gennaio 2021, eliminando la necessità di presentare apposita domanda ai Comuni e/o ai centri di assistenza fiscale. Sulla base dell'evoluzione dell'indice nazionale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, l'Autorità ha innalzato da 8.107,5 a 8.265 euro la soglia ISEE⁵ che consente l'accesso alle agevolazioni, con decorrenza dall'1 gennaio 2020. Grazie a tale innalzamento, si stima che nel 2020 possano potranno beneficiare dei bonus sociali circa 200 mila nuovi clienti in più.

Nel 2019 il numero di cittadini che hanno richiesto e ottenuto il bonus sociale per le forniture elettriche è stato così ripartito: 870.277 famiglie hanno avuto accesso al bonus sociale elettrico, e di queste 829.209 per disagio economico e 41.068 per disagio fisico. L'ammontare complessivo dei bonus erogati per il settore elettrico (per disagio economico e per disagio fisico) è stato pari a circa 135,5 milioni di euro. Le famiglie che in stato di disagio economico hanno usufruito del bonus sociale per le forniture gas erano 558.514, con una crescita del 2,9% rispetto al 2018. L'ammontare complessivo dei bonus erogati per il settore gas è stato pari a circa 76,2 milioni di euro.

Sviluppi nel mercato del gas

Principali novità nella regolazione

Nel 2019 sono stati regolati i servizi aggiuntivi forniti dai rigassificatori di piccola scala, i cosiddetti **small scale LNG** (SSLNG). Nel dettaglio, nel maggio 2019 l'Autorità ha definito i criteri di regolazione delle condizioni, anche economiche, di accesso e di erogazione dei servizi offerti mediante depositi di stoccaggio di GNL e le disposizioni in materia di separazione contabile per i servizi SSLNG. Tali criteri si applicano ai terminali di rigassificazione che offrono, oltre al servizio di rigassificazione, anche servizi SSLNG e ai depositi di stoccaggio di GNL considerati strategici (ai sensi della normativa nazionale).

⁵ Indicatore della Situazione Economica Equivalente: è lo strumento che permette di misurare la condizione economica delle famiglie in Italia. È un indicatore che tiene conto di reddito, patrimonio e delle caratteristiche di un nucleo familiare (per numerosità e tipologia).

Relativamente alla regolazione più generale del servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto, nel mese di novembre l'Autorità ne ha approvato i **criteri di Regolazione tariffaria per il periodo di regolazione 2020-2023 (5PR GNL)**. Con tale provvedimento, l'Autorità, in un quadro di sostanziale continuità rispetto ai criteri di determinazione del costo riconosciuto, che prevedono schemi di regolazione incentivante di tipo *price cap* per i costi operativi e schemi di regolazione di tipo *rate of return* per i costi di capitale, ha previsto tra l'altro: il superamento dei criteri di incentivazione di natura *input-based*, facendo salvo il riconoscimento della quota di ricavo riconducibile alla remunerazione addizionale per gli investimenti entrati in esercizio nei precedenti periodi di regolazione; la previsione che una quota pari a un terzo della voce di ricavo a copertura degli incentivi *input-based* (relativi agli investimenti sostenuti nei precedenti periodi di regolazione) sia considerata nell'ambito dei ricavi soggetti a copertura in funzione della capacità di rigassificazione allocata tramite procedure concorsuali.

Dopo la consultazione, nel mese di ottobre l'Autorità ha definito i **criteri di Regolazione tariffaria per il servizio di stoccaggio del gas naturale (RTSG) per il quinto periodo di regolazione (5PRS) 2020-2025**. Anche in questo caso la nuova regolazione ha stabilito la sostanziale continuità dei criteri di determinazione del costo riconosciuto, che prevedono schemi di regolazione incentivante di tipo *price cap* limitatamente ai costi operativi e schemi di regolazione di tipo *rate of return* applicati sui costi di capitale. Tra le novità introdotte, sono tuttavia da segnalare: l'estensione della durata del periodo regolatorio a 6 anni, con revisione infra-periodo del livello dei recuperi di efficienza; l'introduzione di un meccanismo di monitoraggio delle prestazioni di stoccaggio attese, finalizzato a garantire coerenza tra il livello di servizio reso agli utenti e il livello di remunerazione riconosciuta; il superamento degli incentivi tariffari alla realizzazione di capacità addizionale, a fronte di un rafforzamento dei meccanismi volti a promuovere la disponibilità e la flessibilità delle prestazioni di stoccaggio; la definizione di dettaglio di tali meccanismi è rimandata a un successivo provvedimento.

Nel marzo 2019 l'Autorità ha definito anche i **criteri di Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale (RTTG) per il periodo 2020-2023 (quinto periodo di regolazione – 5PRT)**. I nuovi criteri, che danno attuazione al regolamento (UE) 460/2017 in materia di armonizzazione delle strutture tariffarie per il trasporto del gas (c.d. Codice TAR), è stato pubblicato in esito a un ampio processo di consultazione pubblica avviato nel 2017, e tiene conto di quanto segnalato da ACER nel rapporto *Analysis of the consultation document on the gas transmission tariff structure for Italy*, pubblicato nel febbraio 2019 in risposta agli orientamenti finali in materia di metodologia dei prezzi di riferimento e dei criteri di allocazione dei costi sottoposti a consultazione nell'ottobre 2018.

Anche qui in un quadro di sostanziale continuità rispetto ai criteri di determinazione del costo riconosciuto, che prevedono schemi di regolazione incentivante di tipo *price cap* limitatamente ai costi operativi e schemi di regolazione di tipo *rate of return* applicati sui costi di capitale, le principali novità dei criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto riguardano in particolare:

- l'introduzione di strumenti propedeutici alle logiche basate sul riconoscimento della spesa totale (*totex*) e di maggiore orientamento agli *output*, quali un maggiore coordinamento tra la regolazione tariffaria e le valutazioni dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto;
- il monitoraggio degli investimenti e la previsione di incentivazione all'efficientamento delle spese di investimento, secondo un approccio di gradualità;
- il superamento graduale degli incentivi agli investimenti *input-based*;
- il superamento della determinazione dei corrispettivi secondo la metodologia cosiddetta a matrice, in favore della metodologia della distanza ponderata per la capacità (c.d. *Capacity-*

Weighted Distance – CWD), individuata come metodologia di riferimento nell'ambito del Codice TAR;

- l'eliminazione del corrispettivo "a francobollo" applicato ai punti di riconsegna sul territorio nazionale a copertura dei costi di trasporto regionale, essendo i costi del trasporto del gas sulle reti regionali inclusi nell'ambito dei costi da recuperare mediante le tariffe di entrata e uscita definite attraverso la metodologia tariffaria; tale inclusione comporta, inoltre – fatto salvo il periodo transitorio gennaio-settembre 2020 – il superamento dei conferimenti di capacità presso punti di uscita della rete nazionale verso le aree di prelievo.

Infine, nei mesi di maggio, ottobre e novembre 2019 l'Autorità ha pubblicato i propri **orientamenti per la definizione dei criteri di regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas** nel quinto periodo di regolazione (2020-2025). Nel confermare un periodo regolatorio della durata di sei anni, suddiviso in due semiperiodi di tre anni ciascuno (come già previsto per il quarto periodo regolatorio terminato nel 2019), l'Autorità ha proposto di dare una sostanziale continuità ai criteri di riconoscimento dei costi operativi (applicazione del metodo del *price cap*), con l'obiettivo di raggiungere una piena convergenza dei costi operativi tra operatori di differenti dimensioni, con conseguente differenziazione dell'*X-factor* (legata alla diversa densità della clientela servita). Inoltre, in relazione ai criteri di riconoscimento dei costi di capitale del servizio di distribuzione, è stato proposto di dare continuità ai criteri adottati basati sul costo storico rivalutato e l'ipotesi di introdurre schemi di regolazione incentivante per i nuovi investimenti. Anche per il servizio di misura l'Autorità ha proposto di proseguire nel processo di graduale abbandono di logiche di riconoscimento dei costi fondate sul riconoscimento della spesa a consuntivo, con piena attuazione di criteri di regolazione basati su logiche incentivanti. L'Autorità ha anche prospettato l'ipotesi di introdurre specifici incentivi alle aggregazioni tra operatori con meno di 50.000 clienti, con l'obiettivo di promuovere la concorrenza per il mercato. Nell'ambito del processo di transizione energetica l'Autorità ha suggerito di introdurre strumenti regolatori a supporto dell'innovazione (come per esempio, progetti pilota), in particolare per: i) interventi finalizzati ad aumentare l'immissione di gas verde nelle reti; ii) interventi di integrazione tra reti elettriche e reti del gas; iii) interventi volti a ridurre le emissioni di metano in atmosfera.

Nella consultazione dell'ottobre 2019, l'Autorità ha ulteriormente specificato gli orientamenti sui criteri di regolazione tariffaria per i servizi di distribuzione e di misura del gas che trovano applicazione a partire dal 2020.

Nella consultazione del novembre 2019 sono stati presentati in particolare gli orientamenti dell'Autorità in merito: all'aggiornamento degli obblighi di messa in servizio degli *smart meter* per l'utenza diffusa nel settore del gas naturale, all'aumento delle frequenze di raccolta della misura, al miglioramento della *performance* e allo sviluppo della regolazione tariffaria.

Nel dicembre 2019 è stata **approvata la nuova versione della Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (RTDG)**, in vigore nel triennio 2020-2022. Con riferimento agli incentivi alle aggregazioni tra operatori, tenuto conto di quanto emerso nell'ambito della consultazione, l'Autorità ritiene necessario svolgere un approfondimento per valutare i profili concorrenziali segnalati, valutando contestualmente la possibilità di prevedere sia misure specifiche di rafforzamento di operatori nei singoli ambiti territoriali minimi, sia misure per aggregazioni generalizzate, prevedendo eventuali modulazioni in funzione delle dimensioni dei soggetti coinvolti nelle operazioni di aggregazione, al fine dell'adozione, entro il 30 giugno 2020, di un provvedimento applicabile anche alle aggregazioni

concluse nel 2019. Inoltre, ha deciso di avviare un procedimento finalizzato all'introduzione di schemi di regolazione incentivante per i costi di capitale relativi al servizio di distribuzione, fondato su logiche di riconoscimento a costi standard e che fornisca incentivi aventi forza comparabile a quella del meccanismo del *price cap* utilizzato per l'aggiornamento dei costi operativi, prevedendo che possa trovare applicazione a partire dagli investimenti realizzati nel 2022, anche tenuto conto delle esigenze di adeguamento dei sistemi contabili necessari a supportare gli ipotizzati schemi incentivanti.

Con riferimento alla regolazione tariffaria delle reti isolate alimentate con gas naturale liquefatto (**reti isolate di GNL**), l'Autorità ha stabilito che i costi connessi ai depositi di stoccaggio criogenico e ai rigassificatori locali, nel caso di interconnessione con il sistema nazionale di trasporto, qualora non ancora completamente ammortizzati sotto il profilo regolatorio, non siano riconosciuti in tariffa, in quanto tali cespiti non rientrano tra quelli necessari alla distribuzione del gas naturale in reti interconnesse con il sistema nazionale di trasporto; inoltre, in coerenza con alcune esigenze emerse in consultazione, ha previsto che anche per le reti isolate di GNL (come per le reti isolate di gas naturale compresso) e a condizione che esista un progetto di interconnessione autorizzato e comunque per un periodo non superiore a cinque anni, possa essere applicata la disciplina generale prevista per le reti interconnesse e che, decorso inutilmente il termine di cinque anni, le reti isolate di GNL siano gestite come ambiti tariffari separati limitati al singolo impianto (ambiti tariffari delle reti isolate di GNL). In occasione della riforma del sistema tariffario per il secondo semiperiodo regolatorio, l'Autorità valuterà se, successivamente all'avvio delle gestioni d'ambito, sarà possibile assimilare le reti isolate di GNL alle reti interconnesse.

Circa la definizione del sistema tariffario del servizio di distribuzione del gas naturale, l'Autorità ha deciso di confermare le ipotesi formulate nella consultazione di ottobre, sottolineando il fatto che il servizio del gas, diversamente da quello elettrico, non riveste caratteristiche di servizio insostituibile, in quanto si rivolge a necessità e tipi di utilizzo che possono essere soddisfatti per mezzo di altre fonti energetiche, anche con impatto ambientale comparabile, con la conseguenza che, nel caso del servizio di distribuzione del gas, l'universalità del servizio si esprime nella sua disponibilità a condizioni di costo trasparenti, mentre non appare giustificata la diffusione generalizzata del servizio, che comporterebbe aggravii nel costo del soddisfacimento dei fabbisogni energetici del Paese.

In tema di **bilanciamento**, l'Autorità ha approvato nel maggio 2019 una serie di disposizioni, in vigore dal 1° gennaio 2020, sulle attività di approvvigionamento a mercato da parte di Snam Rete Gas delle risorse necessarie al funzionamento del sistema, ossia i quantitativi a copertura della differenza tra i quantitativi immessi nell'impianto di distribuzione dai venditori e quelli prelevati dai clienti finali, degli autoconsumi, delle perdite, del gas non contabilizzato e delle variazioni programmate di *linepack*, in coerenza con quanto previsto dalla Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione 2020-2023 (RTTG).

Questioni transfrontaliere

Nel quadro del regolamento *Capacity Allocation Mechanism*, sono state apposte alcune **modifiche alla regolazione nazionale per la creazione di nuova capacità** presso i punti della rete nazionale non connessi con un paese dell'Unione europea. Tali modifiche sono funzionali all'armonizzazione delle tempistiche di svolgimento della procedura nazionale e di quella europea, al fine di assicurare uno sviluppo coordinato della rete di trasporto nazionale.

Nel luglio 2019 è stata disposta, solo per il 2020, una seconda sessione di conferimento di capacità annua (oltre a quella del 1° luglio) nel mese di settembre, resa necessaria dal protrarsi delle trattative

in corso con Algeria e Tunisia per rinnovare i contratti in scadenza di acquisto e trasporto di gas attraverso i gasdotti internazionali TTPC-TMPC con punto di approdo a Mazara del Vallo, in considerazione del fatto che Mazara rappresenta un punto di collegamento strategico con un paese produttore di gas naturale non appartenente all'Unione europea. In seguito a questa disposizione, l'Autorità nel luglio 2019 ha **proposto** di effettuare **un aggiornamento** più generale **della disciplina** vigente, che risale al luglio 2002, **in materia di conferimenti di capacità annua presso i punti interconnessi con l'estero non europei** o, più precisamente, diversi dai punti interconnessi con paesi appartenenti all'Unione europea e con la Svizzera (quindi Mazara del Vallo, per il collegamento con l'Algeria, e Gela, per il collegamento con la Libia). Lo scopo è conciliare le criticità legate all'acquisizione della capacità annua derivanti da processi negoziali/autorizzativi non disciplinati da regolamenti europei con l'esigenza di tutelare il sistema dal punto di vista della sicurezza degli approvvigionamenti.

Relativamente all'**accesso al gasdotto TAP** (*Trans-Adriatic Pipeline*), nel giugno 2019 sono state approvate, congiuntamente con i regolatori di Albania e Grecia (ERE e RAE), le procedure proposte dalla società TAP AG per la prima fase ("non vincolante") del *market test* da svolgere nel 2019. Il *market test* è stato svolto in ottemperanza al regolamento CAM.

Nell'aprile 2019 sono stati **riformati** anche **i processi di conferimento della capacità di trasporto presso i punti di riconsegna della rete di trasporto collegati con le reti di distribuzione e i corrispondenti punti di uscita**. La riforma si è resa necessaria non solo perché le attuali procedure appaiono inutilmente onerose, ma soprattutto perché, favorendo i soggetti 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 e ostacolano la contendibilità dei clienti. Tuttavia, l'attuazione dell'intervento è prevista in esito a un'apposita valutazione degli aspetti implementativi effettuata su base sperimentale dal responsabile del bilanciamento, ovvero l'impresa di trasporto principale, assicurando il coinvolgimento dei soggetti interessati.

Il 21 gennaio 2019 l'Autorità ha avviato **la consultazione pubblica sui Piani di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale per l'anno 2018**. Nell'ambito di tale consultazione, conclusasi il 29 marzo 2019, ha dato mandato all'impresa maggiore di trasporto di organizzare un *workshop* finalizzato a presentare i principali interventi dei Piani 2018 rientranti nell'ambito di applicazione dell'analisi costi/benefici (ACB), nonché la proposta dei suoi criteri applicativi. Successivamente l'Autorità ha **approvato** la proposta formulata dall'impresa maggiore di trasporto di gas naturale sui **criteri applicativi della metodologia ACB per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto**.

Infine, nel luglio 2019 l'Autorità ha espresso la **valutazione sui Piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale** relativi agli anni 2017 e 2018 e ha disposto la proroga al 31 dicembre 2019 dei termini per la presentazione dei Piani relativi all'anno 2019.

Mercati all'ingrosso e al dettaglio

In base ai dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, nel 2019 il consumo netto di gas naturale è aumentato di 1,6 G(m³), attestandosi a 71,9 G(m³) dai 70,3 G(m³) del 2018. In termini percentuali, il consumo ha registrato una crescita del 2,2%, recuperando quindi una parte della perdita dell'anno precedente (-3,2%). A trainare la crescita sono stati i consumi della generazione elettrica che hanno registrato una netta impennata (+11%). Stabili (+0,2%) sono risultati invece i consumi degli altri usi, che contengono in particolare quelli per autotrazione, mentre i consumi civili (residenziale e terziario) hanno subito una contrazione del -3,1% rispetto al 2018,

principalmente a causa di un andamento climatico sfavorevole ai riscaldamenti. In calo infine anche i consumi industriali (-1,7%).

A fronte dei maggiori consumi, le **importazioni nette** hanno coerentemente evidenziato un incremento del 4,6%. I volumi di gas importato dall'estero sono, infatti, cresciuti di 3 G(m³) rispetto al 2018, attestandosi a 70,9 G(m³); le esportazioni sono invece diminuite di 66 M(m³). Ancora una pesante riduzione si è avuta nella **produzione nazionale** (-10,9%), seppure inferiore a quella registrata nel 2016, che fu la più importante (-14,6%) dell'ultimo decennio. Parte del gas importato è però andato a incrementare le scorte: i volumi presenti negli stoccaggi a fine anno, infatti, sono risultati di 1,1 G(m³) più elevati dei quantitativi di inizio anno. Tenendo conto anche dei consumi di sistema e delle perdite di rete, il consumo interno lordo nel 2019 è risultato pari a 74,3 G(m³), un valore del 2,3% superiore a quello del 2018. Il livello di **dipendenza dall'estero**, misurato come rapporto tra le importazioni lorde e il valore lordo dei consumi nazionali, è salito ancora al 95,4%, il valore più alto mai registrato finora.

Con l'eccezione dei volumi provenienti dall'Algeria, che sono diminuiti del 25,6% rispetto al 2018, sono cresciute le importazioni da tutti gli altri paesi da cui l'Italia acquista il gas. Il gas che è venuto a mancare dall'Algeria, pari a 4,6 G(m³), è stato più che compensato dai più elevati volumi provenienti dagli altri tradizionali paesi da cui l'Italia importa il gas. Infatti, nel 2019 abbiamo importato: 3 G(m³) in più dalla Norvegia, 1,2 G(m³) in più dalla Libia, 0,5 G(m³) in più dall'Olanda e 0,2 G(m³) in più dalla Russia; sono inoltre aumentati di circa 2,7 G(m³) (cioè del 125%) i volumi provenienti dalle altre zone. Nell'ambito di questi ultimi sono da sottolineare, in particolare, significativi carichi di GNL provenienti da Trinidad & Tobago, per 1,4 G(m³), e 1,6 G(m³) dagli Stati Uniti, consegnati presso il terminale di Livorno. Il 6% del gas approvvigionato all'estero risulta acquistato presso le borse europee.

I gruppi societari che possiedono ciascuno una quota superiore al 5% del gas complessivamente approvvigionato (cioè prodotto o importato) sono quindi Eni, Edison ed Enel. Insieme hanno importato 54 dei 69,1 G(m³), cioè il 78,1% del gas estero entrato nel mercato italiano. Considerando anche le quantità prodotte all'interno dei confini nazionali, i tre gruppi incidono per il 78,4% di tutto il gas approvvigionato. Tale quota è in diminuzione (era 83,4% nel 2018), per la discesa della quota di Eni non compensata dall'aumento della quota di Enel. I tre gruppi sono anche gli unici che possiedono ciascuno una quota maggiore del 5% del gas disponibile (che oltre alle importazioni e alla produzione comprende anche il gas negli stoccaggi), con una quota complessiva per i tre (79,9%) superiore a quella del gas approvvigionato. L'analisi dei contratti di importazione (annuali e pluriennali) attivi nel 2019 sotto il profilo della **vita residua** mostra che il 37% dei contratti scadrà entro i prossimi dieci anni (la stessa quota era del 55,4% nel 2018) e il 28,4% giungerà al termine entro i prossimi cinque anni. Il 35,2% dei contratti oggi in vigore possiede una vita residua superiore a 15 anni. Tale quota, che era in aumento dal 2014, nel 2019 ha registrato invece una lieve flessione poiché nel 2018 era risultata del 36,6%.

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 del 15%, avendo raggiunto 329,2 G(m³). Complessivamente il gas commercializzato nel mercato totale della vendita (mercato all'ingrosso e mercato finale) ha raggiunto 313,6 G(m³), con un incremento del 14,8% rispetto allo stesso dato del 2018. Il **mercato all'ingrosso** ha movimentato 255,6 G(m³) in aumento del 18,2% rispetto al 2018, 58 G(m³) ne ha movimentati il mercato al dettaglio, registrando una crescita dell'1,9% rispetto al 2018, mentre gli autoconsumi sono ammontati a 15,6 G(m³), anche questi ultimi in netto incremento (7,7%). I gruppi industriali che nel 2019 risultano servire una quota della domanda totale superiore al 5% sono 5, uno in più rispetto al 2018. Nel 2019 il numero delle imprese che hanno operato nel mercato all'ingrosso è aumentato,

anche se il volume di gas venduto è cresciuto in misura più che proporzionale. Infatti, 195 venditori, 11 in più del 2018, hanno venduto complessivamente 39,4 G(m³) in più del 2018. In conseguenza di questi andamenti il volume medio unitario è cresciuto notevolmente (+11,5%), passando da 1.175 a 1.311 M(m³) nel complesso del mercato. Nel 2019 il livello di concentrazione di tale mercato è rimasto sostanzialmente invariato: la quota delle prime tre società (Eni, Engie Global Markets ed Eni Trading & Shipping), infatti, è risultata del 34,3%, praticamente uguale al 34,1% calcolato nel 2018.

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. Il numero dei sottoscrittori del PSV non è cresciuto rispetto all'anno precedente, essendosi attestato a 226 unità. Il numero dei soggetti, tra i sottoscrittori, che hanno effettuato transazioni, è però cresciuto di 20 unità (12%) rispetto al 2018, così come una netta crescita (+5 unità) si è manifestata nel numero dei *trader* puri (cioè sottoscrittori non utenti del sistema di trasporto) passati da 42 a 47 unità. Dopo un anno di calo, nel 2019, grazie all'incremento della domanda di consumo complessiva gas, i volumi OTC scambiati presso il PSV si sono nettamente ripresi e hanno registrato un aumento del 15,6%, passando da circa 86 G(m³) a poco meno di 100 G(m³). Anche i volumi scambiati tramite Borsa hanno evidenziato un aumento significativo, pari al 14% e hanno quasi raggiunto i 14 G(m³), grazie a un incremento particolarmente significativo dei volumi gestiti nei mercati centralizzati, mentre l'energia scambiata come *clearing house* ha subito una forte riduzione rispetto al 2018. Il *churn rate* è salito a 3,3 dopo che negli ultimi tre anni si era stabilizzato intorno a 3,1.

Nell'ambito dei **mercati organizzati gestiti dal GME** è da segnalare che, al fine di promuovere la liquidità del mercato a pronti del gas naturale ampliando l'offerta dei prodotti disponibili per la negoziazione e la flessibilità per i soggetti che vi operano, l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministero dello sviluppo economico per l'introduzione del prodotto *weekend* nel mercato MGP-GAS. Il nuovo prodotto, approvato con il decreto del Ministero dello sviluppo economico del 12 dicembre 2019, è negoziabile dall'1 gennaio 2020. Nel 2019, nei mercati del gas gestiti dal GME sono stati scambiati volumi complessivi per 79,0 TWh, con un aumento del 45% rispetto ai volumi scambiati nel 2018.

Il mercato più liquido è il Mercato Infragiornaliero (MI-GAS) (41 TWh; +47%), anche grazie alle contrattazioni concluse tra operatori terzi (diversi dal Responsabile del Bilanciamento) che hanno toccato il massimo storico di 24,1 TWh (+80% sul 2018), superando per la prima volta le movimentazioni di Snam Rete Gas ai fini del bilanciamento (17 TWh). **In netto aumento i volumi scambiati sul Mercato del Giorno Prima** (MGP-GAS) (24,6 TWh; +89%), in particolare nella seconda metà dell'anno. In crescita anche le negoziazioni sul Mercato a Termine del Gas (MT-GAS), con 726 abbinamenti per un totale di 3,2 TWh, scambiati principalmente su prodotti mensili (69%). Si registrano negoziazioni anche sulla Piattaforma di Assegnazione della capacità di Rigassificazione (PAR) per un totale di 80 slot riferiti al prodotto "Capacità non più conferibile in asta", che ammontano a 8,1 M(m³) liquefatti. Mediamente i prezzi registrati sulle diverse piattaforme *spot* si sono attestati nel 2019 intorno ai 16 €/MWh, in linea con le quotazioni medie annue OTC al PSV del prodotto *day-ahead* (16,28 €/MWh). In particolare, i prezzi medi dei due comparti del M-GAS – rispettivamente 16,06 €/MWh per MGP-GAS e 16,13 €/MWh per MI-GAS – hanno mostrato un andamento infra-annuale che riflette fedelmente quello del prodotto *day-ahead* al PSV,

confermando dallo scorso anno un differenziale medio tra quest'ultimo e il *System Average Price* (SAP)⁶ di -20 c€/MWh.

Dai risultati provvisori dell'Indagine annuale è emerso che nel 2019 sono stati venduti al mercato finale, libero o tutelato, 58 G(m³), cui vanno aggiunti 197 M(m³) forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*. Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali è risultato di 58,2 G(m³), con un incremento 1,1 G(m³) rispetto al 2018. 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, 15,6 G(m³), che portano il valore dei consumi complessivi risultanti dall'Indagine annuale a 73,8 G(m³), cioè a un valore paragonabile ai 71,9 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. In ogni caso, l'incremento dei consumi finali che emerge tanto nei dati dell'Indagine annuale (3,1%), quanto in quelli ministeriali, seppur in misura più ristretta (2,2%), appare legato a un netto recupero dei settori produttivi, o, per meglio dire, del termoelettrico, rispetto a quello dei consumi civili, che invece sono risultati ancora in discesa. I quantitativi di gas venduti nel mercato libero hanno evidenziato una crescita del 4,6%, mentre le vendite del mercato tutelato sono scese del 14,3%.

Nel 2019 il numero di venditori attivi nel mercato al dettaglio, 446 soggetti, è tornato a salire (+29 unità attive), dopo la pausa del 2018, anno nel quale, tale numero aveva sperimentato, per la prima volta, una discesa. Poiché l'aumento del numero dei venditori è stato assai più ampio di quello del gas venduto, il volume medio unitario di vendita si è ridotto di oltre 6 M(m³) rispetto al 2018, scendendo a 130 M(m³). Dieci anni fa, prima della crisi economica, il venduto medio era quasi il doppio, pari a 237 M(m³). Il 6,7% delle imprese attive nel mercato finale, cioè 30 su 446, ha venduto nel 2019 oltre 300 M(m³). Nel 2018 questa quota era pari al 7,4%, visto che 31 imprese su 417 avevano superato tale soglia. Complessivamente, le 30 società che hanno venduto oltre 300 M(m³) coprono l'82% di tutto il gas venduto nel mercato al dettaglio.

Nessuna variazione emerge nelle prime tre posizioni del mercato finale, nelle quali restano saldi i gruppi Eni, Edison ed Enel. Rispetto al 2018, le quote dei tre gruppi risultano tutte in sostanziale stabilità o in minimo aumento; infatti la quota del gruppo Eni passa dal 19,2% al 19,4%, quella del gruppo Edison dal 13,2% va al 13,3%, mentre Enel sale dall'11% all'11,7%. La distanza tra Eni ed Edison è rimasta sostanzialmente ferma (dal 6 al 6,2%), mentre quella tra Edison ed Enel si è accorciata da 2,2 punti percentuali all'1,5%. Nel 2019 il livello di **concentrazione del mercato retail** si è leggermente innalzato, sia che venga misurato in base ai quantitativi di energia venduta dai gruppi societari, sia che venga misurato in base al numero di clienti serviti. Utilizzando le misure calcolate sui kWh venduti, si osserva che il numero di gruppi con una quota del mercato totale superiore al 5% è salito a 4 (erano 3 nel 2018). Ciò nonostante, nel 2019 i primi tre gruppi controllano il 44,4%, mentre nel 2018 la quota era pari al 43,4%. L'indice di Herfindahl-Hirshman (HHI) calcolato sul mercato della vendita è risultato pari a 810, un poco superiore quindi a quello del 2018, che era pari a 757. Il livello dell'indice è rimasto comunque molto al di sotto del valore 1.000 al di sotto del quale la concentrazione viene normalmente giudicata scarsa. Se misurata sui clienti serviti, la concentrazione, tende a salire quasi in tutti i settori: fanno eccezione solo quello industriale e le attività di servizio pubblico, oltre che il comparto non domestico nel suo complesso.

Come si è detto poco sopra, al netto delle forniture di ultima istanza e di *default*, nel 2019 sono stati venduti 73,6 G(m³) – di cui 15,6 destinati all'autoconsumo e 58 alla vendita – a 21,7 milioni di punti di riconsegna. Nel 2019 i clienti del mercato del gas nel suo complesso sono aumentati di circa 65.000

⁶ Il SAP è la media dei prezzi registrati sul MGP-GAS e sul MI-GAS ponderata per i rispettivi volumi oggetto di scambio.

punti di riconsegna. L'incremento è pressoché interamente ascrivibile alle famiglie (+102.300 punti), il cui spostamento verso il mercato libero è tra l'altro proseguito anche nel 2019, in parte probabilmente stimolato dalla fine del servizio di tutela, originariamente programmata per il primo luglio 2019 e ora rinviata al 1° gennaio 2022.

Se si considerano le vendite in senso stretto e si escludono, quindi, gli autoconsumi, l'88% del gas risulta acquistato sul mercato libero e il restante 12% nel servizio di tutela. In termini di clienti, invece, il 41,4% si rivolge al mercato tutelato, mentre il 58,6% acquista nel mercato libero. Considerando solo il **settore domestico** si può osservare che la quota di volumi acquistati sul mercato libero nel 2019 ha raggiunto il 56% per le famiglie e l'81,3% per i condomini (entrambe le quote sono calcolate sul totale delle vendite in senso stretto, cioè al netto degli autoconsumi). Nel 2018 i valori erano, rispettivamente, del 50,6% e del 78,4%. In termini di punti di prelievo, nel 2019 la quota delle famiglie che hanno acquistato il gas nel servizio di tutela è scesa al 44,1%, dopo essere scesa per la prima volta sotto la metà (49,9%) nel 2018. Lo spaccato delle vendite al mercato finale (al netto degli autoconsumi) per settore di consumo e dimensione dei clienti mostra che il 98% dei volumi venduti al settore domestico viene acquistato da famiglie con un consumo annuo che non supera i 5.000 m³: tale quota, infatti, è pari al 98% sia per le famiglie che acquistano nel tutelato sia per quelle che acquistano nel libero.

Anche nel settore gas, come già detto per l'elettrico, l'*Indagine annuale* ha sottoposto ai venditori 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. La media delle **offerte commerciali** che ciascun venditore di gas risulta in grado di proporre ai propri potenziali clienti è pari a 10,9 per la clientela domestica, a 6,6 per i condomini con uso domestico e a 18,2 per la clientela non domestica; rispetto ai dati del 2018 il numero di offerte disponibili è leggermente diminuito (erano 11,7 per i clienti domestici, 7,3 per i condomini e 26,7 per i clienti non domestici). Delle 10,9 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 4,9 sono acquistabili solo online; l'interesse delle famiglie verso tali offerte è cresciuto nel 2019, ma resta, per ora, un fenomeno abbastanza di nicchia, in quanto è risultato che solo il 6,9% dei clienti ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità (nel 2018 tale quota era pari al 2,6%). Circa la tipologia di prezzo preferita è risultato che il 69,9% 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 30,1% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso. Questi valori sono sostanzialmente identici a quelli del 2018. Le modalità di indicizzazione per i contratti a prezzo variabile sono di vario tipo. Il 47,8% (stesso valore nel 2018) 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; l'11,4% (18,8% nel 2018) dei clienti ha scelto un contratto che prevede l'indicizzazione all'andamento del Brent e il 25,8% (20,4% nel 2018) dei clienti ha scelto un contratto che prevede una forma di indicizzazione legata ai prezzi del TTF. Solo una quota minima di clienti (il 2% nel 2019 e lo 0,7% nel 2018) ha scelto di indicizzare il prezzo del gas all'andamento dei prezzi al PSV o a quello dei mercati gestiti dal GME (l'1,2% nel 2019 e lo 0,3% nel 2018). Il restante 11,8% (11,9% nel 2018) dei contratti prevede forme di indicizzazione alternative, spesso con una combinazione di quelle appena citate. Il 33,1% dei clienti domestici ha sottoscritto un contratto che prevede un abbuono o uno sconto; in media, lo sconto è applicato al 36,2% dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo fisso e al 26% dei clienti che hanno scelto il prezzo variabile. 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 47% dei clienti che ha scelto un'offerta a prezzo fisso sottoscrive un contratto che prevede anche un servizio

aggiuntivo, mentre questa percentuale scende sotto al 24% nei contratti a prezzo variabile; Nei contratti a prezzo fisso che prevedono un servizio aggiuntivo emerge una netta preferenza (33%) per quei contratti che prevedono la partecipazione a un programma punti.

Sulla base dei dati forniti dagli operatori del trasporto e dei dati provenienti dal SII, la percentuale di **switching**, cioè del numero di punti di riconsegna che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2019, è risultata complessivamente pari al 9,1%, ovvero al 30,7% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio. Rispetto al 2018 le percentuali sono in discreto aumento. L'incremento nei tassi di cambio del settore domestico e dei condomini potrebbe aver risentito dell'imminenza della fine del regime di tutela (seppure essa abbia subito un ulteriore rinvio). Gli usi non domestici (escluse le attività di servizio pubblico) che hanno modificato il proprio fornitore nel 2019 sono stati complessivamente il 13,3% del totale in termini di punti di riconsegna, nonché il 37% in termini di volumi, anche in questo caso tornando a manifestare una marcata vivacità.

L'analisi dei dati raccolti nell'*Indagine annuale* 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 39,2 c€/m³. Tale prezzo nel 2018 era risultato pari a 40,0 c€/m³. Complessivamente, dunque, il prezzo medio finale del gas in Italia presenta una diminuzione di 0,8 c€/m³, corrispondente all'1,9%. Si riscontra un andamento nettamente differenziato tra i consumatori più grandi (oltre 20 milioni di m³/anno), che presentano un forte calo (-6,8 cent€/m³, -23,3%) e tutte le altre classi, che presentano degli aumenti, che vanno da un minimo di un centesimo (+2,2%), per la classe intermedia con consumi tra 50 e 200 mila m³, ai 5,2 cent€/m³ (+8,8%) della classe più piccola (consumi fino a 5.000 m³/anno). Quanto sopra fa sì che il divario di prezzo tra i clienti più piccoli e quelli più grandi, stabile sino al 2018 intorno a un valore di 29 c€/m³, nel 2019 salga a 41 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.

Per il 2019, a causa dell'emergenza epidemiologica da Covid-19, i dati disponibili sulla **qualità commerciale del servizio di vendita del gas sono parziali e riferiti al 64% dei clienti, pertanto non comparabili con quelli degli anni precedenti**. Dall'analisi basata sui dati parziali, risulta che i tempi medi effettivi per le risposte a reclami e rettifiche di fatturazione eseguite, si attestano, rispettivamente, a 24 e a 15 giorni solari, largamente al di sotto degli standard minimi fissati dall'Autorità. Per quanto riguarda, invece, le rettifiche di doppia fatturazione, a fronte dello standard fissato a 20 giorni solari, i tempi medi di rettifica effettivi risultano nel complesso pari a 32 giorni solari. I tempi medi effettivi di risposta riferiti alle richieste di informazione sono largamente inferiori allo standard generale. Nel 2019, i casi di mancato rispetto degli standard fissati per le prestazioni relative alla qualità commerciale della vendita nel settore gas, che hanno determinato il diritto per i clienti a ottenere un indennizzo, sono stati 15.982, dei quali il 91,2% è attribuibile alle risposte ai reclami dei clienti; in particolare, il segmento di mercato che registra il più alto numero di fuori standard per le risposte ai reclami scritti è quello relativo ai clienti domestici del mercato libero, che incide per il 78,2%. Nel corso dell'anno sono stati erogati indennizzi per un ammontare complessivo di quasi 725.000 euro. I primi tre argomenti oggetto di reclamo hanno riguardato: nel 47% 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 il 13,5%, le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, la voltura e il subentro (perfezionamento e costi di voltura e subentro); nell'11,8% dei casi, tematiche relative

al mercato, come 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.

La protezione dei consumatori e l'attività di risoluzione delle controversie nel settore del gas sono comuni, nel senso di regolate in modo unitario, a quelle nel settore dell'energia elettrica. Pertanto, su questo si rimanda a quanto già detto sul sistema di tutele nell'ambito degli sviluppi del settore elettrico.

2.1.2 Rapporto sull'attuazione del *Clean Energy Package*

Clean Energy for all Europeans

Nel 2019 l'attività delle istituzioni europee in materia di energia e sviluppo delle infrastrutture ha registrato l'adozione da parte del Consiglio e del Parlamento delle proposte legislative avanzate dalla Commissione europea e rientranti nel cosiddetto Pacchetto energia pulita (*Clean Energy for all Europeans* – CEP). In particolare, sono stati adottati il regolamento sulla *risk preparedness* (regolamento (UE) 941/2019), il nuovo regolamento per il funzionamento di ACER – *Agency for the Cooperation of Energy Regulators* (regolamento (UE) 942/2019, che ha sostituito il regolamento (CE) 713/2009), il nuovo regolamento per il mercato interno dell'energia elettrica (regolamento (UE) 943/2019, che ha sostituito il regolamento (CE) 714/2009) e la nuova direttiva sul settore elettrico (direttiva 2019/944/UE, che ha sostituito la direttiva 2009/72/CE con decorrenza dal 1° gennaio 2021). Le nuove disposizioni normative vanno ad affiancarsi alle direttive sull'efficienza energetica e le fonti rinnovabili già approvate a fine 2018 (direttive 2018/2001/UE e 2018/2002/UE; si veda l'*Annual Report 2019*).

Ai sensi del regolamento (CE) 1999/2018 sulla *governance* dell'Unione, già approvato nel dicembre 2018, gli stati membri, nel 2019, hanno presentato alla Commissione europea una prima proposta dei rispettivi Piani nazionali integrati per l'energia e il clima (PNIEC). La Commissione ha pubblicato le proprie valutazioni e raccomandazioni sui singoli Piani nel giugno 2019 sulla base delle quali gli stati membri hanno rivisto i Piani definitivi, poi notificati alla Commissione entro il 31 dicembre 2019. La Commissione valuterà i Piani definitivi anche in considerazione dei nuovi obiettivi annunciati con la comunicazione sul *Green Deal* per l'Unione europea, nuovo insieme di iniziative politiche multisettoriali, che verranno implementate nei prossimi anni dalla Commissione, con l'obiettivo generale di rendere l'Europa entro il 2050 il primo continente neutrale dal punto di vista climatico, attraverso una cosiddetta transizione verde. Per intanto, nel prosieguo del paragrafo vengono illustrati i contenuti del PNIEC italiano.

Il Piano nazionale integrato per l'energia e il clima

Il *Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC)* italiano, pubblicato il 21 gennaio 2020, contiene obiettivi, politiche e misure che l'Italia intende adottare nei prossimi anni per il raggiungimento dei target europei di energia e clima al 2030.

A fine 2018, era stata presentata la prima proposta del PNIEC, sottoposta a una consultazione pubblica. Con la memoria 3 dicembre 2019, 513/2019/I/com, l'Autorità ha fornito alla Commissione Attività produttive della Camera le proprie osservazioni in relazione alla nuova versione del *Piano nazionale integrato per l'energia e il clima dell'Italia 2021-2030 (PNIEC)*, cioè con riferimento al testo posto in consultazione il 20 marzo 2019 dal Ministro dello sviluppo economico.

Nella memoria l'Autorità ha espresso l'esigenza che il PNIEC, nel definire le concrete linee di azione da attuare per il conseguimento dei target europei sull'energia e sul clima, mantenga con chiarezza la distinzione tra obiettivi, che appartengono al ruolo di indirizzo politico generale del Parlamento e del Governo, e strumenti regolatori, evitando di definire soluzioni di eccessivo dettaglio e lasciando al regolatore la facoltà di identificare le specifiche misure tecnico-economiche più adatte a raggiungere gli obiettivi al minimo costo. L'Autorità ha sottolineato l'importanza di definire strumenti, di mercato e regolatori, che permettano di realizzare gli investimenti in un'ottica di efficienza e di sostenibilità, selezionando quelli di maggiore utilità per il sistema attraverso un'analisi del rapporto costi/benefici delle infrastrutture.

Ad avviso dell'Autorità, è necessario che il PNIEC fornisca, innanzitutto, un indirizzo chiaro sul percorso di decarbonizzazione prescelto, al fine di consentire un'adeguata valutazione degli investimenti infrastrutturali indispensabili, visto che questi ultimi hanno vite utili molto lunghe (che possono arrivare, nel caso, per esempio, del gas naturale, fino a 60 anni). Risulta parimenti essenziale che la pianificazione e il successivo sviluppo infrastrutturale dei diversi comparti della filiera energetica (produzione, accumulo, trasmissione, distribuzione, vendita e flessibilità della domanda) avvengano in modo coordinato, sia nei tempi sia nella scelta tra le diverse infrastrutture e la loro localizzazione, sempre al fine di garantire il perseguimento degli obiettivi al minimo costo.

Tale coordinamento è necessario, e lo sarà sempre più in futuro, anche rispetto allo sviluppo sinergico dei settori del gas ed elettrico. Infatti, in un'ottica di decarbonizzazione dei settori energetici e di sviluppo di *green gas*, il settore elettrico e quello del gas tenderanno a essere molto più interdipendenti (attraverso il cosiddetto *sector coupling*), anche considerando la progressiva penetrazione del vettore elettrico in utilizzi finali che tradizionalmente erano appannaggio di combustibili fossili (per esempio, le pompe di calore per il riscaldamento e i veicoli elettrici o a idrogeno per il trasporto).

L'Autorità ha, peraltro, osservato che le politiche e gli strumenti individuati dal PNIEC non sempre sembrano rispondere ai criteri di efficienza, coordinamento e selettività sopra menzionati, come, per esempio, nel caso dello sviluppo degli accumuli nel settore elettrico o della rete nel settore del gas.

L'Autorità, inoltre, ha posto in luce l'esigenza di sviluppare e di promuovere, nel contesto europeo, strumenti di mercato che garantiscano, nel lungo periodo, una ripartizione dei rischi tra gli operatori e il sistema, al fine di supportare gli ingenti investimenti indispensabili per la decarbonizzazione e di garantirne l'efficienza e il necessario coordinamento.

A questo riguardo, è stato sottolineato che l'Italia ha già sviluppato e incluso nel PNIEC lo strumento del Mercato della capacità per sostenere investimenti nella generazione elettrica, che è ora in fase di implementazione. È importante che tale strumento sia adeguatamente sostenuto nei prossimi anni, come lo è stato finora, anche nel contesto della nuova legislazione europea.

I principali obiettivi al 2030 del PNIEC sono:

- riduzione delle emissioni di gas a effetto serra del 33% rispetto al 2005 per i settori non ETS⁷;
- aumento al 30% della quota di energia da fonti rinnovabili nei consumi finali lordi di energia;

⁷ L'UE ha fissato un obiettivo di riduzione complessiva dei gas a effetto serra del 40% rispetto ai livelli del 1990. L'obiettivo è diviso in due parti: per i settori che rientrano nel sistema ETS (lo strumento europeo del mercato delle emissioni), il target europeo è del 43% rispetto al 2005 e non ci sono target nazionali in quanto il sistema già garantisce il raggiungimento dell'obiettivo (direttiva 2018/410/UE); per i settori non ETS, il target europeo è del 30% rispetto al 2005 ed è ripartito tra gli stati membri (regolamento (UE) 842/2018).

- aumento dell'efficienza energetica, con una riduzione dei consumi di energia primaria del 43% rispetto allo scenario PRIMES 2007.

Altri importanti obiettivi sono *il phase-out* del carbone al 2025 e l'aumento del livello di interconnettività elettrica del 10% al 2030. Per il settore elettrico, il PNIEC stima un aumento del consumo interno lordo di energia elettrica a 339 TWh nel 2030, il 22% in più rispetto al 2017, e di questi 187 TWh (il 55% del totale) provenienti da fonti rinnovabili. Tale aumento è dato dalla crescita dell'elettrificazione nei settori dei trasporti e termico. Per il settore del gas è previsto un fabbisogno di circa 60 GS(m³) di gas naturale nel 2030, con un picco di consumi intorno al 2025 a causa della fuoriuscita del carbone dal mix di generazione elettrica.

Per raggiungere tali obiettivi, il PNIEC prevede una serie di investimenti infrastrutturali in diversi settori con un costo di circa 1.200 miliardi di euro, il 18% in più rispetto agli investimenti che si realizzerebbero con le politiche correnti. Tra i principali investimenti illustrati per il settore elettrico si trovano: la crescita della potenza degli impianti da fonti rinnovabili a 95,2 GW nel 2030 (quando la capacità eolica dovrebbe raggiungere 19,3 GW e quella solare 52 GW); l'aumento degli accumuli centralizzati di 6 GW e degli accumuli distribuiti di circa 4 GW; una nuova capacità di produzione di gas per circa 3 GW (di cui circa il 50% sostanzialmente connesso al *phase-out* del carbone); una nuova dorsale adriatica per almeno 1 GW di capacità di trasporto entro il 2025; l'installazione di almeno 3.000 MVAR di nuovi compensatori sincroni e, ancora in valutazione, una nuova interconnessione elettrica Sardegna-Sicilia-continente.

Per il settore del gas, si evidenzia l'importanza del GNL come fonte di approvvigionamento complementare alle forniture via gasdotto, per cui potrebbe essere sviluppata nuova capacità di GNL. Riguardo alla metanizzazione della Sardegna, il PNIEC segnala che si decideranno i possibili interventi da attuare sulla base dell'analisi costi/ benefici avviata da RSE per conto dell'Autorità. Inoltre, per perseguire obiettivi di sicurezza e flessibilità, il PNIEC sottolinea la possibilità di una crescente integrazione delle infrastrutture delle reti elettriche e del gas, anche tramite soluzioni che coinvolgano la produzione di idrogeno e le tecnologie di *power-to-gas*. Per favorire l'integrazione di tali tecnologie, potranno essere sviluppati progetti pilota e analizzate opportune modifiche al mercato e al regime regolatorio.

Per raggiungere gli obiettivi prefissati, il PNIEC prevede una serie di politiche e misure nel settore energetico, alcune delle quali descritte di seguito. Relativamente alla promozione delle energie rinnovabili, per i piccoli impianti si prevede, tra l'altro, un'incentivazione attraverso il sostegno dell'autoconsumo o il ricorso a tariffe incentivanti, ove l'autoconsumo non sia percorribile. Per lo sviluppo dell'autoconsumo collettivo, soprattutto nei casi in cui si prediliga l'utilizzo delle reti pubbliche esistenti, verrà esaminata la possibilità di introdurre forme di sostegno diretto con riguardo ai benefici connessi alla generazione distribuita in termini, per esempio, di minore uso della rete. Per i grandi impianti (maggiori di 1 MW), il PNIEC prevede due strumenti principali: i meccanismi d'asta e i *Power Purchase Agreement*. Il PNIEC considera anche il possibile utilizzo di strumenti *ad hoc* per nuovi impianti basati su tecnologie innovative ancora lontane dalla competitività economica nel contesto nazionale e prevede, altresì, la semplificazione dell'iter autorizzativo di *repowering* degli impianti rinnovabili esistenti.

Con riferimento al mercato elettrico, tra le altre proposte, si segnala che sarà valutato il superamento del prezzo unico nazionale (PUN) nel medio termine, si proseguirà con lo sviluppo del *market coupling* e si procederà con l'introduzione dei prezzi negativi, come richiesto dal regolamento (UE) 943/2019. Il PNIEC ribadisce che rimane un obiettivo centrale il mantenimento delle condizioni di

adeguatezza del sistema, che richiede strumenti come la remunerazione della capacità, di cui l'Italia si è già dotata. Relativamente ai mercati dei servizi, il PNIEC sottolinea l'importanza di completare l'abilitazione della generazione rinnovabile distribuita alla partecipazione ai mercati dei servizi e la piena valorizzazione della domanda e delle altre risorse di flessibilità (inclusi i sistemi di accumulo), secondo principi di neutralità tecnologica e minimizzazione dei costi e attraverso nuove forme organizzative. A tale riguardo, si ritiene necessario accelerare il percorso di riforma del mercato dei servizi di dispacciamento. Per aumentare l'efficienza energetica, il PNIEC prevede soprattutto di potenziare misure e strumenti già operativi a livello nazionale, tra cui il meccanismo dei certificati bianchi, le detrazioni fiscali, il Conto termico e il Fondo nazionale per l'efficienza energetica. Con riferimento alla povertà energetica, il Piano stabilisce, tra le varie misure, la creazione di un Osservatorio istituzionale sulla povertà energetica e il potenziamento del bonus gas ed elettrico introducendo un meccanismo automatico di riconoscimento dell'agevolazione agli aventi diritto.

3 IL MERCATO ELETTRICO

3.1 Regolamentazione delle infrastrutture

3.1.1 Unbundling

L'Autorità ha rinnovato⁸ 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 quella di distribuzione di energia elettrica e di gas naturale.

Nel 2019 l'Autorità⁹ ha intimato a una serie di imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas l'invio delle comunicazioni obbligatorie previste dal TIUF. Con la medesima delibera, l'Autorità ha intimato ad alcune imprese di vendita di energia elettrica l'invio delle informazioni volte a verificare la corretta applicazione delle norme previste dal TIUF in materia di *debranding*, relativamente alla gestione delle informazioni commercialmente sensibili e alla separazione delle banche dati tra le attività di vendita ai clienti finali nel mercato libero e quelle di vendita in maggior tutela.

3.1.2 Estensione delle reti e ottimizzazione

In Italia, la **trasmissione elettrica** avviene per mezzo di circa 73.600 km di linee e circuiti elettrici e di circa 900 stazioni di smistamento. L'operatore della Rete di trasmissione nazionale (TSO) è la società Terna. La partecipazione di controllo di Terna, pari al 29,85% del capitale sociale, è detenuta da CDP Reti, società a sua volta controllata dalla Cassa depositi e prestiti¹⁰. Un altro socio importante è Lazard Asset Management LLC, un istituto finanziario americano, che ne possiede il 5,12%. Il restante 65,03% del capitale appartiene al mercato.

Nel 2019 le imprese titolari di *asset* della Rete di trasmissione nazionale (RTN) sono divenute 11, due più dell'anno precedente. Fino al 2018 oltre a Terna – Rete elettrica nazionale e Rete, la società del gruppo Terna nella quale sono confluite le infrastrutture acquistate da Ferrovie dello Stato italiano, erano presenti nella trasmissione elettrica: Megareti (ex Agsm Distribuzione, che ha incorporato Agsm Trasmissione) del gruppo Agsm Verona, Edyna Transmission, che fa parte del gruppo Edyna operante in Alto Adige, Arvedi Trasmissione, che opera nella zona di Cremona, Seasm del gruppo A2A, El.It.E., Nord Energia ed Eneco Valcanale, la società che ha realizzato un tronco di linea in alta

⁸ Delibera 22 giugno 2015, 296/2015/R/com che ha sostituito la previgente delibera 18 gennaio 2007, n. 11.

⁹ Delibera 8 ottobre 2019, 405/2019/E/com.

¹⁰ Il capitale di CDP Reti è posseduto per il 59,1% dalla Cassa depositi e prestiti, per il 35,0% da State Grid Europe Limited, società controllata da State Grid Corporation of China, e per il 5,9% da altri investitori istituzionali italiani.

tensione di collegamento con la rete nazionale austriaca APG (*Austrian Power Grid*). Dal 2019 si sono aggiunte due nuove imprese: Terna Crna Gora e Monita Interconnector. Entrambe queste società sono controllate al 100% da Terna e sono state costituite per la realizzazione dell'elettrodotto Italia-Montenegro che è entrato in esercizio il 28 dicembre 2019, dopo oltre 10 anni dall'avvio del progetto. La nuova interconnessione è costituita da un collegamento, il primo in corrente continua per lo Stato balcanico, lungo 445 km tra le stazioni elettriche di Cepagatti, in provincia di Pescara, e Lastva, nel comune di Kotor, per una potenza di 600 MW. Il progetto originale "Villanova-Lastva" prevede la realizzazione di due elettrodotti in corrente continua (HVDC – *High Voltage Direct Current*) con una potenza nominale complessiva di 1.200 MW: la potenza di scambio inaugurata nel dicembre scorso rappresenta la realizzazione della prima fase del progetto. Dopo il parere positivo dell'Autorità, rilasciato nel settembre 2019, il Ministero per lo sviluppo economico ha concesso l'esenzione dell'accesso a terzi su una parte della capacità del cavo Italia-Montenegro che è riservata agli energivori in base al meccanismo dell'*Interconnector*. Più precisamente, l'esenzione è stata richiesta e concessa per 200 MW a Monita Interconnector, i cui *asset* sono complessivamente pari a 300 MW funzionali al collegamento Italia-Montenegro. Il decreto ministeriale ha stabilito, altresì, che, al termine del periodo di esenzione, la titolarità della porzione di rete oggetto di esenzione e ricadente in territorio italiano sarà trasferita a Terna.

Considerando quindi gli *asset* di tutte le società appartenenti al gruppo societario, nel 2019 il gruppo Terna possiede 73.355 km di cavi, cioè il 99,7% degli elettrodotti nazionali, come pure il 99,3% delle 902 stazioni elettriche che fanno parte della RTN.

Al 31 dicembre 2019 risultavano iscritte all'Anagrafica operatori dell'Autorità 127 imprese della **distribuzione elettrica**, di cui solo 10 servono un numero di clienti superiore a 100.000. Le imprese con più di 500.000 punti di prelievo sono quattro: e-distribuzione (gruppo Enel), Unareti (gruppo A2A), Areti (gruppo Acea) e Ireti (gruppo Iren): tutte hanno cambiato nome nel 2016 per adempiere alle disposizioni sull'*unbundling* funzionale, che ha obbligato le imprese di distribuzione appartenenti a un gruppo societario verticalmente integrato, impegnato anche in attività di commercializzazione, a distinguersi dalle altre società del gruppo in termini di identità, di marchio e di politiche di comunicazione.

Complessivamente, in Italia, la distribuzione elettrica avviene per mezzo di 1.273.000 km di reti, la maggior parte delle quali (69%) è in bassa tensione. Nel 2019 le reti di distribuzione elettrica sono cresciute di circa 5.000 km, la maggior parte dei quali in bassa tensione (+3.700 km). La lunghezza delle reti in media tensione è aumentata di 1.350 km, mentre quella delle reti in alta tensione è sostanzialmente invariata. e-distribuzione è il primo operatore, con la quota dominante dell'86,2%. Seguono, nello stesso ordine del 2018: Unareti con il 4,1%, Areti con il 3,6%, Ireti con l'1,2%. Tutti gli altri distributori detengono una quota di volumi distribuiti inferiore all'1%.

Regolazione output-based dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il semiperiodo 2020-2023

Nell'aprile 2019 l'Autorità ha avviato¹¹ l'aggiornamento infra-periodo della regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.

¹¹ Delibera 9 aprile 2019, 126/2019/R/eel.

In esito a un articolato processo di consultazione¹², nel dicembre 2019 è stato approvato¹³ il Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il semiperiodo 2020-2023.

In relazione alla continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, tra le nuove disposizioni si ricordano:

- la "regolazione speciale" del numero di interruzioni, facoltativa, caratterizzata da premi e penalità addizionali rispetto alla regolazione ordinaria, per gli ambiti ancora lontani dal livello obiettivo, con posticipazione dell'anno target per il raggiungimento dei livelli obiettivi in funzione della distanza dal livello obiettivo e delle criticità di carattere strutturale presenti nell'interconnessione tra la rete di distribuzione e la RTN o nella rete di distribuzione;
- la "regolazione per esperimenti" per favorire il miglioramento della continuità del servizio, in aree individuate dalle imprese, tramite l'innovazione tecnologica; al riguardo, le imprese distributrici possono essere autorizzate a derogare, a determinate condizioni, dalla regolazione dell'Autorità, con particolare riferimento ai percorsi di miglioramento della durata e del numero di interruzioni;
- per le imprese con più di dieci ambiti territoriali, la riduzione dei premi a fronte di penalità "ripetute" conseguite da un medesimo ambito territoriale;
- migliorie finalizzate a rimuovere alcune sproporzioni nel dimensionamento degli indennizzi cui hanno diritto gli utenti coinvolti in interruzioni di lunga durata;
- l'aggiornamento di alcune di regole di registrazione delle interruzioni e del relativo indicatore ISR ai fini dell'adeguatezza complessiva del sistema di registrazione delle interruzioni;
- l'istituzione del "Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali" per finanziare i premi che incentivano l'incremento della resilienza delle reti di distribuzione e per colmare il debito accumulato dal Fondo per eventi eccezionali.

Per quanto riguarda la continuità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, in esito alle sopra citate consultazioni l'Autorità ha ritenuto non vi fossero le condizioni per un aggiornamento della regolazione dal 2020.

Resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica

In attuazione delle previsioni del Testo Integrato della Qualità Elettrica, nel dicembre 2019 sono stati scelti dalle imprese¹⁴ i primi interventi da sottoporre al meccanismo di premi e/o penalità finalizzato ad aumentare la resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica in termini di maggiore tenuta alle sollecitazioni causate dai fattori critici di rischio, con particolare riferimento alla formazione del manicotto di ghiaccio per neve o vento, alle ondate di calore, agli allagamenti e alla caduta di piante per eccessivo carico nevoso.

I premi e le penalità sono così dimensionati:

¹² Documenti per la consultazione: 2 luglio 2019, 287/2019/R/eel (per il servizio di distribuzione); 30 luglio 2019, 337/2019/R/eel (per il servizio di trasmissione); 12 novembre 2019, 457/2019/R/eel (per la qualità dei servizi di trasmissione e distribuzione); 22 novembre 2019, 481/2019/R/eel (per altri elementi di regolazione *output-based* del servizio di trasmissione).

¹³ Delibera 23 dicembre 2019, 566/2019/R/eel.

¹⁴ Delibera 17 dicembre 2019, 534/2019/R/eel.

- il premio per un intervento è pari al 20% del suo beneficio netto (beneficio meno costo), se è concluso senza ritardi rispetto alla data di completamento indicata dall'impresa distributrice 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 è concluso con un ritardo di due semestri rispetto alla data di completamento originaria, mentre è pari al 25% se il ritardo è di tre o più semestri.

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

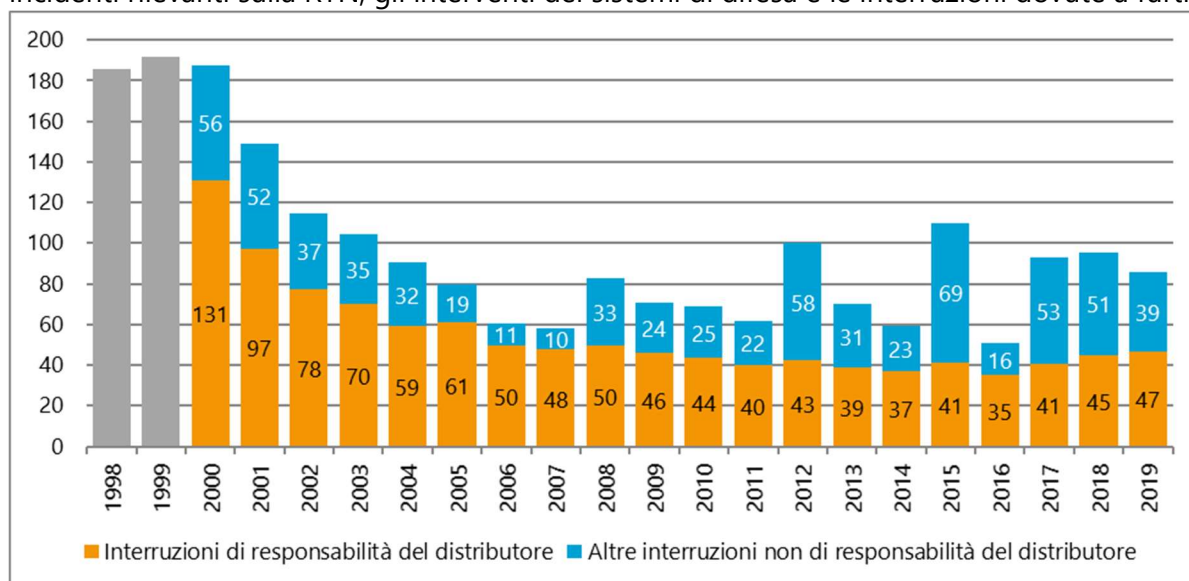
Il 2019 conferma la tendenza al peggioramento nella durata e nel numero delle interruzioni, di responsabilità delle imprese distributrici, che si registra a partire dal 2017.

Analizzando in dettaglio gli indicatori, la durata delle interruzioni senza preavviso si attesta a 47 minuti a livello nazionale (Figura 3.1) e il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (di durata compresa tra un secondo e tre minuti) si attesta a 3,53 interruzioni per cliente in bassa tensione su base nazionale (Figura 3.2). Nel calcolo di tali valori sono escluse:

- le interruzioni che hanno avuto origine sulla Rete di Trasmissione Nazionale e sulla rete in alta tensione;
- le interruzioni eccezionali, avvenute in periodi di condizioni perturbate (identificate in base a un metodo statistico);
- 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)

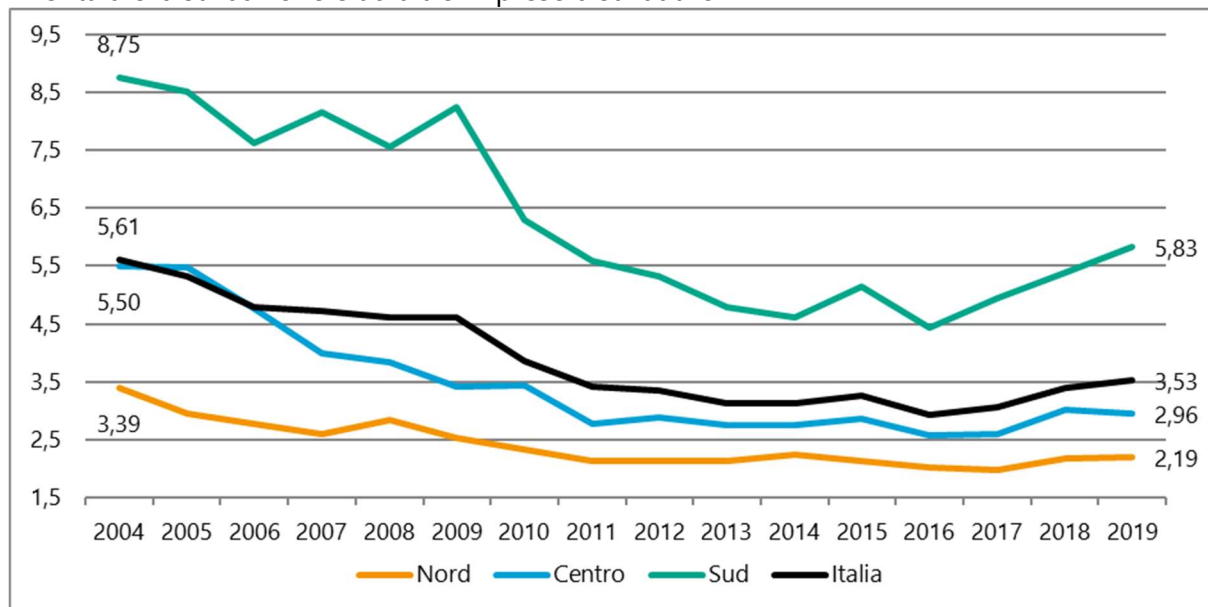


(A) I valori per l'anno 2019 sono ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

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)*¹⁵ 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.

¹⁵ Approvato con la delibera 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel.

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.

I dati relativi alla connessione degli utenti attivi con la rete di trasmissione (Tavola 3.1) 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 clienti¹⁶. 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.

Tavola 3.1 Connessione degli utenti attivi

Potenza in GW e tempo medio in giorni lavorativi

RICHIESTE, PREVENTIVI E CONNESSIONI	TERNA			DISTRIBUTORI		
	NUMERO	POTENZA	TEMPO MEDIO	NUMERO	POTENZA	TEMPO MEDIO
RICHIESTE DI CONNESSIONE ALLE RETI IN ALTA O ALTISSIMA TENSIONE						
Richieste ricevute	1.037	57,8	-	194	3,7	-
Preventivi messi a disposizione	633	30,9	78	95	2,2	63
Preventivi accettati	329	12,9	-	50	1	-
Richieste di STMD	1	0,9	-	0	-	-
Connessioni realizzate al 31/12/2019	1	0,9	-	0	-	-
RICHIESTE DI CONNESSIONE ALLE RETI IN MEDIA E BASSA TENSIONE						
Richieste ricevute				40.653	6,4	-
Preventivi messi a disposizione				35.866	4,3	-
- per potenze fino a 100 kW						17
- per potenze da 100 a 1.000 kW						36
- per potenze oltre 1.000 kW						56
Preventivi accettati				31.214	1,9	-
Connessioni realizzate al 31/12/2019				20.253	0,3	-
- per connessioni semplici						17
- per connessioni complesse						56

Fonte: Dichiarazioni di Terna e delle imprese distributrici all’ARERA.

Relativamente alle richieste di connessione in alta o altissima tensione, nell’anno 2019 Terna ha ricevuto 1.037 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di circa 57,8 GW e, con riferimento a esse, nello stesso anno ha messo a disposizione 633 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 30,9 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 78 giorni

¹⁶ Tutte le imprese distributrici con più di 100.000 clienti (AcegasApsAmga, Areti, Deval, e-distribuzione, Edyna, Inrete, Ireti, Megareti, SET Distribuzione e Unareti) entro aprile 2020 hanno inviato all’Autorità le informazioni, con riferimento all’anno 2019, relative alle connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica.

lavorativi. In corso d'anno sono stati accettati 329 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione, corrispondenti a una potenza complessiva di circa 12,9 GW. Per uno solo di questi, corrispondente a una potenza di 86 MW, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione delle Soluzioni tecniche minime di dettaglio (STMD) e successivamente, entro la data del 31 dicembre 2019, è stata realizzata e attivata la corrispondente connessione.

Anche le imprese distributrici e distribuzione ed Edyna hanno ricevuto richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da allacciare alle reti di alta tensione: complessivamente, nel 2019 sono state presentate 194 richieste di connessione, corrispondenti a una potenza totale di circa 3,7 GW; a fronte di tali richieste, le imprese distributrici hanno messo a disposizione in corso d'anno 95 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 2,2 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 63 giorni lavorativi. Tra i preventivi messi a disposizione, 50 di essi, corrispondenti a una potenza di poco meno di 1 GW, sono stati accettati nell'anno 2019; per nessuno di questi è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della STMD. Pertanto, anche nel 2019 (come già nei due anni precedenti) le imprese di distribuzione non hanno effettuato alcuna connessione in alta tensione di impianti di produzione di energia elettrica che hanno presentato richiesta di allacciamento nel medesimo anno.

Per quanto concerne le richieste di connessione attive alle reti in media e in bassa tensione, nel 2019 le imprese distributrici¹⁷ hanno ricevuto poco più di 40.600 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di circa 6,4 GW. In relazione a queste ultime, le imprese distributrici hanno messo a disposizione nell'arco dell'anno poco meno di 35.900 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 4,3 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 17 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
- 36 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
- 56 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Su tutti i preventivi messi a disposizione nell'anno, ne sono stati accettati poco più di 31.200, corrispondenti a una potenza totale di circa 1,9 GW.

In relazione alle richieste pervenute nel 2019, sono state realizzate nell'anno poco più di 20.000 connessioni, corrispondenti a poco meno di 0,3 GW, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 17 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici¹⁸;
- 56 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi¹⁹,

mentre i tempi medi per l'attivazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, sono pari a 8 giorni lavorativi.

¹⁷ Con riferimento alla connessione degli impianti di produzione di energia elettrica alle reti di distribuzione, si ricorda che i dati riportati si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte nell'anno 2018 dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti.

¹⁸ I lavori semplici consistono nella realizzazione, modifica o sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete, eseguite con un intervento limitato alla presa ed eventualmente al gruppo di misura.

¹⁹ I lavori complessi consistono nella realizzazione, modifica o sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete in tutti i casi non compresi nella definizione di lavori semplici.

Per quanto riguarda le connessioni degli utenti passivi, nel 2019 (Tavola 3.2), i dati raccolti mostrano che sono state effettuate 233.000 connessioni con le reti di distribuzione, quasi tutte in bassa tensione. Per il 76% di esse la fornitura è stata attivata nel corso dell'anno. Il tempo medio per allacciare i clienti è risultato pari a 7,9 giorni lavorativi. In particolare, il tempo medio per la realizzazione delle connessioni in bassa tensione è stato pari a 6,6 giorni lavorativi. Un po' più lungo (12,3 giorni lavorativi) è risultato il tempo mediamente impiegato per ottenere una connessione in media tensione.

I dati evidenziano un maggior numero di richieste rispetto al 2018 (quando erano state circa 231.000, cioè l'1% in meno), ma, al contempo, un netto peggioramento dei tempi di allacciamento: nel 2018 per ottenere una connessione passiva sulla rete in bassa o in media tensione erano necessari mediamente 5,7 giorni lavorativi, mentre nel 2019 si è registrato un allungamento di 2,2 giorni lavorativi, il 39% di tempo in più. 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. L'allungamento dei tempi si è manifestato soprattutto per i clienti in bassa tensione che nel 2019 hanno ottenuto l'allacciamento con due giorni lavorativi di ritardo (in media) rispetto al 2018: l'attesa è, quindi, cresciuta del 43%. Anche gli utenti in media tensione hanno sperimentato una maggiore lentezza: a fronte dei 9,6 giorni necessari nel 2018, nel 2019 hanno ottenuto l'allacciamento mediamente in 12,3 giorni (+29% di tempo).

Ciascun distributore ha effettuato in media 1.849 connessioni nel corso dell'anno. Se escludiamo dal calcolo gli operatori che non hanno effettuato nemmeno una connessione (45 soggetti), risulta che il numero di connessioni mediamente effettuate da ciascun distributore nell'anno è pari a 2.877.

Nel 2019 Terna non ha connesso in alta e altissima tensione nessun nuovo cliente passivo.

Tavola 3.2 Connessioni degli utenti passivi con le reti di distribuzione

LIVELLO DI TENSIONE	NUMERO CONNESSIONI		TEMPO MEDIO (GIORNI LAVORATIVI) ^(A)	
	2018	2019	2018	2019
Bassa tensione	229.331	231.597	4,6	6,6
Media tensione	1.290	1.409	9,6	12,3
TOTALE	230.621	233.006	5,7	7,9

(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

Ammodernamento delle colonne montanti vetuste

Le colonne montanti degli edifici costituiscono la porzione terminale della rete di distribuzione di energia elettrica situata all'interno degli edifici e consentono di raggiungere i misuratori collocati presso le singole unità abitative.

Dal confronto con le imprese distributrici sono emerse possibili criticità nella funzionalità delle colonne montanti a causa del loro invecchiamento, con particolare riferimento:

- alle difficoltà per le imprese a ottenere le autorizzazioni all'esecuzione dei lavori nelle proprietà condominiali, e quindi a ottemperare all'obbligo di mantenere in efficienza le colonne montanti e garantire al contempo l'esercizio in condizioni di sicurezza.
- ai rischi all'esercizio in sicurezza della rete di distribuzione, a seguito del progressivo degrado dell'isolamento delle colonne montanti;
- al rischio di non poter far fronte alle richieste di aumento della potenza da parte dagli utenti, per via del dimensionamento delle colonne montanti realizzato con coefficienti di contemporaneità di utilizzo stimati in condizioni di carico elettrico molto diverse da quelle attuali.

Al fine di superare le criticità appena descritte, in esito ad apposite consultazioni²⁰, l'Autorità ha disposto²¹ l'avvio di una regolazione sperimentale, di durata triennale, finalizzata:

- ad acquisire informazioni ed elementi utili alla messa a regime di un quadro regolatorio stabile e sostenibile, a partire dal 1° gennaio 2023;
- a effettuare un censimento delle colonne montanti vetuste, da parte di ogni impresa distributrice;
- a verificare l'efficacia e l'efficienza del coinvolgimento dei condomini nell'effettuazione dei lavori di ammodernamento delle colonne montanti;
- a rafforzare il quadro regolatorio in relazione all'impegno richiesto alle imprese distributrici per assicurare la fornitura di energia elettrica anche a fronte delle mutate e future condizioni di prelievo.

Più in dettaglio, l'Autorità ha introdotto la possibilità di intervenire sulle colonne montanti realizzate prima del 1970 e, in caso di criticità di esercizio, su quelle realizzate tra il 1970 e il 1985. Dal 1986, in seguito ad apposita disposizione in materia²², gli edifici dovrebbero essere stati costruiti con i contatori collocati in vani centralizzati e non più presso le unità abitative. Per superare le criticità emerse, la responsabilità delle opere edili è stata posta in capo al condominio e per tali opere è stato previsto un rimborso fino a valori massimi, in funzione del livello di pregio delle finiture preesistente all'ammodernamento.

Il provvedimento in commento incentiva anche la centralizzazione dei contatori, laddove tecnicamente possibile e previo accordo tra impresa distributrice e condominio. In questo caso, sia le opere edili sia quelle elettriche sono in capo al condominio e il rimborso massimo, sempre in funzione del livello di pregio delle finiture, è stato maggiorato per tenere conto anche della sostituzione delle linee elettriche.

²⁰ Documenti per la consultazione 14 giugno 2018, 331/2018/R/eel, e 23 luglio 2019, 318/2019/R/eel.

²¹ Delibera 12 novembre 2019, 467/2019/R/eel, il cui allegato A è confluito nel Testo Integrato Qualità Elettrica.

²² Provvedimento del Comitato interministeriale prezzi (CIP) del 30 luglio 1986, n. 42.

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

Nuovo periodo di regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura

Nell'aprile 2019, l'Autorità ha avviato²³ il procedimento per l'aggiornamento infra-periodo della regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per gli anni 2020-2023 (NPR2).

In seguito al processo di consultazione²⁴, nel dicembre 2019 l'Autorità ha approvato²⁵ sia le disposizioni inerenti alla regolazione tariffaria, sia le disposizioni relative alle condizioni economiche in materia di connessione, entrate in vigore l'1 gennaio 2020.

In una logica di aggiornamento infra-periodo, l'Autorità ha dato continuità ai criteri di regolazione adottati nel 2015²⁶, confermando il duplice regime tariffario basato sulla dimensione delle imprese oggetto di regolazione. In particolare, è confermato anche per l'NPR2 un regime tariffario individuale, per il Gestore del sistema di trasmissione e per le imprese distributrici che servono almeno 25.000 punti di prelievo, basato su meccanismi di tipo *rate of return* per i costi di capitale e di tipo *price cap* per i costi operativi, mentre per le restanti imprese distributrici è previsto un regime tariffario parametrico. L'aggiornamento infra-periodo ha riguardato, in particolare, la revisione dei criteri di determinazione del costo riconosciuto, con riferimento alla fissazione dei livelli iniziali dei costi operativi per l'anno 2020 e dei successivi aggiornamenti per le imprese in regime tariffario individuale.

In linea generale, per tutti i servizi infrastrutturali, ai fini della determinazione dei costi operativi riconosciuti, l'Autorità ha escluso le voci di costo per le quali la copertura sia già implicitamente garantita dai meccanismi di regolazione (per esempio, tramite la remunerazione del rischio) o in relazione alle quali il riconoscimento risulti incompatibile con un'attività svolta in regime di monopolio (per esempio, costi di pubblicità e di marketing che non riflettano specifici obblighi normativi). Il livello iniziale del costo operativo riconosciuto per l'anno 2020 per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura è stato determinato a partire dal costo effettivo sostenuto nel 2018, tenendo conto del valore residuo, non ancora riassorbito tramite il fattore di recupero di produttività (*X-factor*), delle maggiori efficienze conseguite nell'NPR1 (2016-2019), ripartite equamente tra esercenti e clienti finali.

Limitatamente al servizio di distribuzione, con specifico riferimento ai costi relativi a eventi meteorologici eccezionali, che negli ultimi anni hanno mostrato un andamento significativamente discontinuo, nella determinazione dei livelli iniziali del costo operativo riconosciuto per il servizio di distribuzione si è fatto riferimento al valore medio assunto da tali costi specifici nell'ultimo triennio disponibile (2016-2018) e si è ritenuto opportuno escludere detti costi dal calcolo dei recuperi di efficienza. Per le imprese distributrici sono possibili ulteriori interventi regolatori, limitatamente al caso di eventi meteorologici di eccezionale portata, la cui gestione comporti oneri che rappresentino una percentuale pari ad almeno il 15% del ricavo ammesso relativo al servizio di distribuzione, individuata quale soglia meritevole di intervento al fine di preservare l'equilibrio economico-finanziario delle imprese.

²³ Delibera 9 aprile 2019, 126/2019/R/eel.

²⁴ Documenti per la consultazione: 23 luglio 2019, 318/2019/R/eel; 30 luglio 2019, 337/2019/R/eel; 21 novembre 2019, 481/2019/R/eel.

²⁵ Delibera 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel.

²⁶ Delibera 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel.

Con specifico riferimento al servizio di trasmissione, si è proceduto a razionalizzare le modalità di riconoscimento dei costi relativi alle attività legate all'integrazione dei mercati elettrici a livello europeo e all'implementazione dei codici di rete europei – ivi inclusa la partecipazione a ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*) –, nonché di altri costi ad essi assimilabili, prevedendo, in linea generale, di assoggettare a *price cap* i costi delle attività relative ai profili eurounitari efficientabili e dunque "comprimibili", essenzialmente legati a costi per il personale, e di riconoscere al di fuori del meccanismo del *price cap* i costi di natura "non comprimibile", quali, per esempio, i costi fissi per la partecipazione ad associazioni o progetti transnazionali.

L'Autorità, inoltre, ha introdotto modifiche nelle modalità di riconoscimento dei costi derivanti dai *leasing* operativi, in conseguenza dell'introduzione del nuovo principio contabile internazionale IFRS 16, che prevede, a partire dal 1° gennaio 2019, l'iscrizione tra le immobilizzazioni del diritto d'uso del bene oggetto del contratto di *leasing*, equiparando di fatto il trattamento contabile del *leasing* operativo a quello finanziario.

In relazione al trattamento dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori rispetto a quelle specifiche del servizio elettrico, con riferimento al servizio di trasmissione, si è provveduto ad applicare uno *sharing* simmetrico di tali ricavi per il servizio di trasmissione, in continuità con quanto già fatto nel semiperiodo 2016-2019. In proposito, si fa osservare che, a differenza del semiperiodo precedente, l'Autorità ha stabilito di procedere ad aggiornare annualmente i costi operativi riconosciuti, oltre che per l'effetto del *price cap*, anche per tener conto della variazione annuale dei ricavi netti rilevati dal Gestore del sistema di trasmissione, ai fini della correzione della quota di *sharing* implicitamente considerata nelle tariffe dell'anno precedente.

Per quanto riguarda l'aggiornamento annuale dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi nell'NPR2, l'Autorità ha previsto la conferma dell'ipotesi di determinare l'*X-factor* con l'obiettivo di riassorbire gradualmente, entro il termine dell'NPR2 (vale a dire entro la fine dell'anno 2023), la parte dei recuperi di produttività conseguiti nell'NPR1.

Per l'NPR2, il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti è stato così fissato:

- pari allo 0,4% per il servizio di trasmissione;
- pari all'1,3% per il servizio di distribuzione (inclusi i costi di commercializzazione del servizio);
- pari allo 0,7% per il servizio di misura.

Con riferimento ai criteri generali per la determinazione del costo di capitale riconosciuto per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura, per l'NPR2 è prevista una sostanziale continuità metodologica con i criteri adottati nel precedente periodo di regolazione, basati su formule di riconoscimento del tipo *rate-of-return*, limitando gli interventi di modifica:

- a una revisione dei meccanismi di riconoscimento dei lavori in corso (LIC) per il servizio di trasmissione;
- all'introduzione di meccanismi di incentivo all'aggregazione tra imprese distributrici.

Ai fini della copertura degli oneri gravanti sulle imprese distributrici a causa di situazioni eccezionali di morosità che pregiudicano l'incasso delle tariffe di rete, è stato introdotto un meccanismo di recupero dei crediti inesigibili, gestito dalla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) con

cadenza annuale, sul modello del riconoscimento dei crediti inesigibili legati al mancato incasso degli oneri generali di sistema disciplinato nel febbraio 2018²⁷.

Per quanto riguarda il servizio di connessione, è stato previsto che il termine per la conclusione del procedimento per la razionalizzazione complessiva della disciplina in materia di connessione per punti attivi e passivi e per la revisione dei criteri di allocazione dei costi, avviato nel novembre 2017²⁸, sia prorogato alla fine del 2021, per tenere conto delle eventuali evoluzioni della regolazione che potrebbero rendersi necessarie anche per la trasposizione delle direttive europee 2018/2001/UE e 2019/944/UE.

Infine, l'Autorità ha confermato²⁹ l'intenzione di adottare in maniera graduale l'approccio *totex*, mediante una fase di consultazione specifica con gli operatori, e di introdurre, a partire dall'NPR2, gli strumenti propedeutici necessari a un impianto regolatorio basato su logiche *forward looking* e *output-based*. L'Autorità ha inoltre espresso l'intenzione di applicare in via sperimentale, dall'ultimo anno dell'NPR2, logiche di riconoscimento della spesa totale nei confronti dell'impresa di trasmissione e di estenderne poi l'applicazione, dal prossimo periodo di regolazione, alle imprese distributrici di energia elettrica di maggiori dimensioni.

Tariffe per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura

In esito al processo di definizione dei criteri tariffari per l'NPR2, l'Autorità ha anche approvato³⁰ le tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione dell'energia elettrica per l'anno 2020 sulla base dei dati economici e patrimoniali comunicati dal Gestore del sistema di trasmissione, ai fini dell'aggiornamento dei ricavi di riferimento per la copertura dei costi delle attività di trasmissione e di dispacciamento.

L'Autorità ha accolto l'istanza di Terna di riammissione parziale dell'interconnessione Italia-Montenegro alla lista di interventi strategici del periodo di regolazione 2012-2015, con conseguente remunerazione delle immobilizzazioni in corso nel periodo 2016-2018 e rinuncia espressa agli incentivi introdotti nel 2015³¹. Contestualmente, è stato previsto il recupero delle partite economiche relative a riconoscimenti pregressi, e non più dovuti, a Terna. A partire dal 2020, inoltre, nel perimetro della tariffa di trasmissione è prevista anche la copertura dei costi legati alla partecipazione di Terna al meccanismo *Inter-TSO Compensation*, in precedenza coperta dai corrispettivi per il servizio di dispacciamento, in modo da allineare la regolazione nazionale alle previsioni del regolamento (UE) 943/2019. Nell'ambito della tariffa di trasmissione sono, inoltre, riconosciuti anche i costi relativi all'attività di misura sostenuti da Terna in conseguenza delle nuove responsabilità assegnate all'impresa a partire dall'anno 2017 e in precedenza in capo alle imprese distributrici.

Nel dicembre 2019, infine, sono state determinate³² le tariffe per il servizio di trasmissione applicate ai clienti finali (c.d. tariffe obbligatorie) per l'anno 2020.

²⁷ Delibera 1 febbraio 2018, 50/2018/R/eel.

²⁸ Delibera 16 novembre 2017, 758/2017/R/eel.

²⁹ Delibera 9 aprile 2019, 126/2019/R/eel.

³⁰ Delibera 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel.

³¹ Art. 20 dell'allegato A alla delibera 654/2015/R/eel.

³² Delibera 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel.

Relativamente ai servizi di distribuzione e misura, anche nell'NPR2, in continuità con il precedente semiperiodo di regolazione, continua a essere previsto il disaccoppiamento tra la tariffa unica applicata ai clienti finali (c.d. tariffa obbligatoria) e le tariffe di riferimento definite per fissare i vincoli ai ricavi di ciascuna impresa distributrice. Nel dicembre 2019 sono state determinate³³ le tariffe obbligatorie applicate ai clienti finali per il 2020.

Completamento della riforma delle tariffe per i clienti domestici

Come si è detto nel *Rapporto Annuale 2019*, lo scorso anno l'Autorità aveva disposto³⁴ un secondo rinvio del completamento della riforma dei corrispettivi tariffari a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici, avviata³⁵ l'1 gennaio 2017, in ragione del prolungamento degli effetti delle manovre straordinarie attuate nel secondo semestre del 2018; in conseguenza di tale differimento, è stata mantenuta fino al 31 dicembre 2019 la struttura tariffaria a due scaglioni già vigente nel 2018. Nel dicembre 2019 l'Autorità ha constatato³⁶ l'assenza di ulteriori impedimenti a procedere con il completamento della riforma ed è quindi stato disposto che dall'1 gennaio 2020 venga applicata un'unica aliquota per tutti i livelli di consumo, in relazione a tutti gli elementi delle componenti tariffarie A_{SOS} e A_{RIM} ³⁷.

A supporto di tale ultimo passo, vi è stata anche una disposizione di legge³⁸ che ha introdotto l'applicazione automatica (ovvero senza necessità di richiesta) dell'ammontare della compensazione di spesa per la fornitura di energia elettrica a favore dei clienti economicamente svantaggiati, il cosiddetto *bonus elettrico*, a partire dall'1 gennaio 2021, innovazione peraltro suggerita più volte dall'Autorità al Governo e al Parlamento, anche al fine di proteggere i clienti economicamente disagiati con bassi consumi elettrici dagli incrementi di spesa causati dalle modifiche tariffarie connesse al completamento della riforma. Coerentemente con tali finalità di protezione, l'Autorità ha altresì provveduto³⁹ ad aggiornare l'ammontare del bonus elettrico, tenendo conto degli effetti differenziati che il completamento della riforma induce su ogni profilo di consumatore (famiglie piccole, medie e grandi): a ciascun profilo è stato applicato il criterio previsto dal Ministero dello sviluppo economico⁴⁰, secondo cui il bonus deve essere determinato in misura tale da comportare una riduzione della spesa, al lordo delle imposte, di circa il 30%.

Agevolazioni per le variazioni di potenza impegnata

Come già illustrato nei *Rapporti Annuali* precedenti, con l'entrata a regime della nuova struttura delle tariffe di rete sono stati attuati, dal 1° gennaio 2017, interventi per agevolare il cliente finale domestico nell'ottimizzazione della propria spesa per la fornitura di energia elettrica, attraverso la ricerca del livello di potenza impegnata maggiormente rispondente alle proprie esigenze

³³ Delibera 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel.

³⁴ Delibera 5 dicembre 2018, 626/2018/R/eel.

³⁵ Delibera 22 dicembre 2016, 782/2016/R/ eel.

³⁶ Delibera 27 dicembre 2019, 572/2019/R/com.

³⁷ A_{SOS} è la componente tariffaria necessaria a coprire gli oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione, A_{RIM} è la componente tariffaria destinata a coprire gli oneri generali rimanenti.

³⁸ Decreto-legge 26 ottobre 2019, n. 124, convertito nella legge 19 dicembre 2019, n. 157.

³⁹ Delibera 27 dicembre 2019, 572/2019/R/com.

⁴⁰ Decreto del Ministro dello sviluppo economico 29 dicembre 2016.

(introduzione di livelli di potenza contrattualmente impegnata con un passo più fitto⁴¹ e riduzione per 24 mesi dei costi associati a ogni operazione di variazione contrattuale a decorrere dal 1° aprile 2017). A fine 2018 la vigenza di tali agevolazioni è stata prorogata⁴² fino al termine del primo semiperiodo regolatorio (ovvero il 31 dicembre 2019), al fine di promuoverne un maggiore utilizzo da parte dei clienti.

Nell'ambito delle già menzionate consultazioni svolte nel 2019 ai fini dell'aggiornamento dei criteri tariffari applicabili nel secondo semiperiodo regolatorio (2020-2023), la grande maggioranza degli *stakeholder* ha condiviso la proposta formulata dall'Autorità di prolungare l'applicabilità delle agevolazioni per l'intero periodo quadriennale, ritenendo che la piena comprensione di tali opportunità da parte dei clienti finali domestici necessiti di campagne di comunicazione intense e protratte per periodi prolungati. Conseguentemente l'Autorità ha disposto⁴³ un'ulteriore proroga fino al 31 dicembre 2023 e, al contempo, l'attivazione nel corso del 2020 del meccanismo di perequazione (già previsto in precedenza⁴⁴) per compensare gli effetti derivanti dalla mancata applicazione dei contributi in quota fissa non dovuti, nel periodo tra l'1 aprile 2017 e il 31 dicembre 2019, dalle utenze domestiche che, nel medesimo periodo, abbiano richiesto variazioni della potenza elettrica impegnata.

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

Gli orientamenti dell'Autorità in tema di aggiornamento della disciplina per il riconoscimento degli investimenti in sistemi di *smart metering* di seconda generazione (2G), sono stati espressi nella consultazione del marzo 2019⁴⁵. Successivamente, nel luglio 2019, sono state aggiornate⁴⁶ le direttive per il riconoscimento dei costi dei sistemi di *smart metering* 2G per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione.

Le proposte presentate nella consultazione del marzo 2019 nascevano dalla necessità di evitare il rischio di un Paese a due velocità, ovvero che nel territorio nazionale si mantenesse, anche per la seconda generazione dei sistemi di *smart metering* dell'energia elettrica, la stessa distanza temporale (circa 5 anni) tra diversi operatori che aveva caratterizzato la prima generazione; ciò, infatti, avrebbe comportato che una parte degli utenti avrebbe beneficiato dei sistemi di *smart metering* 2G con notevole ritardo rispetto agli utenti serviti dai nuovi sistemi nella fase iniziale. In tale ottica, sono state definite le seguenti tempistiche, valide per tutte le imprese distributrici di energia elettrica con più di 100.000 clienti:

- l'avvio dei piani di messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G dovrà avvenire al più tardi dal 2022;

⁴¹ Prima di tale intervento per i clienti domestici era possibile ottenere valori di potenza impegnata prestabiliti: 1,5 o 3 o 4,5 o 6 kW. Dal 1° gennaio 2017 le famiglie possono invece selezionare il valore della potenza più adatta alle proprie esigenze, perché è divenuto possibile scegliere tra un numero molto più ampio di livelli di potenza, con passaggi di 0,5 kW per le fasce più popolate dell'utenza domestica, rispetto al passato. Il cliente può quindi scegliere: da 0,5 kW fino a 6 kW di potenza impegnata a 'scatti' di 0,5 (0,5 – 1 – 1,5 – 2 – 2,5 – 3 – 3,5 – ... – 6 kW) e a scatti di 1 kW da 6 a 10 kW (7 – 8 – 9 – 10 kW); per valori superiori si scatta di 5 kW in 5 kW.

⁴² Delibera 18 dicembre 2018, 671/2018/R/eel.

⁴³ Delibera 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel

⁴⁴ Delibera 22 dicembre 2016, 782/2016/R/eel.

⁴⁵ Documento per la consultazione 20 marzo 2019, 100/2019/R/eel.

⁴⁶ Delibera 16 luglio 2019, 306/2019/R/eel.

- la fase massiva di sostituzione dei misuratori già esistenti dovrà concludersi entro il 2026 per il 95% dei misuratori (stessa percentuale utilizzata per la prima generazione). È anche previsto un target del 90% di sostituzioni al 2025;
- è stata definita una nuova modalità di calcolo del cosiddetto piano convenzionale (PCO2, utilizzato come riferimento per modulare i riconoscimenti di costo), che comporta un effetto di accorciamento di tre anni del *gap* temporale implicito nel precedente meccanismo definito⁴⁷ nel novembre 2016.

Inoltre, l'Autorità ha dato seguito, tenendo conto delle osservazioni pervenute, alle proposte in tema di meccanismi di riconoscimento dei costi e di penalità per mancato avanzamento del piano di messa in servizio o per mancato rispetto dei livelli attesi di *performance* dei sistemi di *smart metering* 2G. È stato, tra l'altro, previsto che, a partire dal quarto anno di ciascun piano di messa in servizio, vengano introdotte penalità di natura tariffaria per mancato rispetto dei livelli di *performance* attesi dei sistemi di *smart metering* 2G, mentre nei primi tre anni del piano si effettuerà un monitoraggio. A tale scopo, sono state definite⁴⁸ le modalità operative per il calcolo dei livelli di servizio relativi alla telelettura e alla telegestione, rilevanti ai fini dell'eventuale applicazione delle penalità.

Infine, nell'ottobre 2019 l'Autorità ha concluso⁴⁹ il procedimento avviato nell'aprile 2017⁵⁰ per la definizione della versione 2.1 degli *smart meter* 2G. Nel corso di tale procedimento, l'Autorità si è avvalsa della collaborazione di un Nucleo tecnico dell'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni (AGCOM), organizzando un seminario tecnico per presentare i risultati del monitoraggio della *performance* di comunicazione tra *smart meter* e dispositivi di utenza interoperabili (*chain 2*) grazie al protocollo di comunicazione standardizzato predisposto dal Comitato elettrotecnico italiano (CEI). Alla luce dei risultati positivi di tale monitoraggio, l'Autorità ha chiuso il procedimento senza modificare i requisiti funzionali degli *smart meter* 2G fissati in precedenza⁵¹, ma invitando comunque gli operatori a effettuare, in sede di standardizzazione tecnica, una verifica di fattibilità di soluzioni innovative (c.d. coprimorsetto *smart*) per accogliere le nuove opportunità delle tecnologie di comunicazione elettronica, con particolare riferimento al protocollo di comunicazione su banda licenziata (c.d. *Narrow-Band Internet of Things* – NB-IoT).

Stato dell'incentivazione alle fonti rinnovabili e assimilate

La Tavola 3.3 sintetizza gli oneri generali posti in capo al conto A₃ nel 2019 (dati di preconsuntivo) confrontati con quelli del 2018. I valori delle singole componenti nel 2019 hanno tenuto conto, tra l'altro, delle esigenze di gettito per il conto A₃, anche alla luce della riduzione straordinaria delle aliquote che era stata decisa nel dicembre 2018.

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

⁴⁸ Determina della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* (DIEU) 23 dicembre 2019, 7/2019.

⁴⁹ Delibera 15 ottobre 2019, 409/2019/R/eel.

⁵⁰ Delibera 28 aprile 2017, 289/2017/R/eel.

⁵¹ Delibera 8 marzo 2016, 87/2016/R/eel.

Tavola 3.3 Dettaglio degli oneri in capo al conto A₃

Milioni di euro

ONERI DI COMPETENZA	2018		2019	
	VALORE	QUOTA	VALORE	QUOTA
Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP6 ^(A)	104	0,90%	20	0,18%
Ritiro certificati verdi	106	0,92%	6	0,05%
Conversione CV in incentivi	3.006	25,96%	2.633	23,00%
Fotovoltaico	5.806	50,15%	5.924	51,77%
Ritiro dedicato	6	0,05%	28	0,24%
Tariffa omnicomprensiva	1.823	15,74%	1.908	16,68%
Scambio sul posto	92	0,79%	136	1,19%
Incentivi amministrati FER	462	3,99%	565	4,94%
Altro (compreso funzionamento GSE)	3	0,03%	3	0,03%
TOTALE RINNOVABILI	11.408	98,53%	11.223	98,08%
Compravendita energia elettrica assimilata CIP6	159	1,38%	168	1,47%
Oneri CO ₂ assimilate	20	0,17%	49	0,43%
Recuperi/rimborsi partite pregresse CIP6 (oneri CO ₂ e altro)	-9	-0,08%	3	0,02%
TOTALE ASSIMILATE	170	1,47%	220	1,92%
TOTALE ONERI A₃	11.578	100%	11.443	100%

(A) Per semplicità è inclusa anche la quota parte relativa all'energia prodotta da rifiuti non biodegradabili.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati GSE.

Revisione delle modalità di allocazione dei costi relativi al meccanismo dei titoli di efficienza energetica

Nel settembre 2019 l'Autorità ha avviato⁵² una consultazione, nella quale ha illustrato l'opportunità di introdurre alcuni correttivi alle modalità con cui i consumi di gas naturale vengono assoggettati alle componenti tariffarie aggiuntive RE e RET⁵³ per la copertura dei costi derivanti dal meccanismo dei titoli di efficienza energetica (TEE). L'opportunità di tali correttivi discende dalla constatazione che il prezzo che i produttori termoelettrici offrono nei mercati dell'energia elettrica tiene conto dei costi sostenuti per la produzione, tra i quali rientrano anche le componenti RE e RET applicate al gas naturale. Si verifica, quindi, un (fisiologico) ribaltamento delle componenti RE/RET sui prezzi di vendita dell'energia elettrica offerti dagli impianti termoelettrici alimentati a gas naturale (inducendo spesso un incremento del PUN), che comporta, di conseguenza, un incremento dei costi sostenuti dai clienti elettrici. Inoltre, l'imposizione delle componenti citate sul gas consumato dagli impianti termoelettrici a gas rende questi ultimi meno competitivi rispetto agli impianti di produzione che sfruttano la medesima tecnologia in altri paesi europei, dove le componenti RE e RET non sono previste, o anche rispetto a impianti nazionali alimentati da altre fonti, anche meno efficienti; questo

⁵² Documento per la consultazione 17 settembre 2019, 375/2019/R/eel.

⁵³ Si tratta delle componenti tariffarie, rispettivamente della distribuzione per i clienti allacciati alle reti di distribuzione e del trasporto per i clienti allacciati direttamente alla rete di trasporto, espressa in centesimi di euro/standard metro cubo, a copertura degli oneri che gravano sul Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale, definite nel Testo Unico delle disposizioni della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas.

effetto, oltre a determinare esiti inefficienti del mercato, potrebbe favorire la produzione da fonti con più alto impatto ambientale quali il carbone, il che risulta paradossale, in quanto le componenti tariffarie aggiuntive RE e RET sono specificamente finalizzate alla promozione dell'efficienza energetica e della sostenibilità ambientale.

Per le ragioni sopra esposte, l'Autorità ha proposto l'adozione di nuove modalità per la fissazione delle componenti tariffarie applicabili ai consumi di gas naturale degli impianti termoelettrici e per la gestione dei relativi gettiti. La soluzione prospettata consiste, in estrema sintesi, nell'evitare di applicare le componenti RE e RET al gas consumato a fini termoelettrici per la parte relativa ai Titoli di Efficienza Energetica, recuperando il gettito perduto tramite l'applicazione diretta ai clienti finali elettrici di un incremento della componente tariffaria A_{RIM} degli oneri di sistema.

3.1.4 Regolazione della sicurezza e affidabilità delle reti

Processo di riforma della regolazione del dispacciamento

È in corso di realizzazione la riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento, che deve essere definita in coerenza con la normativa europea (*Capacity Allocation and Congestion Management - CACM, Electricity Balancing Guideline - EB GL, nuovo regolamento elettrico*⁵⁴ e nuova direttiva elettrica⁵⁵). Nell'ambito di tale processo, nel luglio 2019 è stata effettuata una consultazione⁵⁶ nella quale sono stati indicati due macro-obiettivi:

- l'individuazione delle principali linee di intervento per l'evoluzione del servizio di dispacciamento per effetto della diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita, nonché del progressivo venire meno degli impianti programmabili che hanno storicamente reso disponibili le risorse per garantire l'equilibrio tra domanda e offerta di energia elettrica;
- il completamento dell'integrazione dei mercati italiani con quelli degli altri paesi europei, tenendo conto del quadro normativo dell'Unione, con particolare riferimento al *coupling* dei mercati infragiornalieri, caratterizzati dalla negoziazione continua (eventualmente integrata con meccanismi ad asta) e dallo spostamento della *gate closure* all'ora che precede quella cui si riferisce l'oggetto della negoziazione, nonché all'armonizzazione e alla condivisione dei servizi necessari a garantire la sicurezza del sistema (servizi ancillari).

Nella consultazione l'Autorità ha proposto di separare le negoziazioni commerciali dalla programmazione fisica delle unità, abilitate e non abilitate, ritenendo tale intervento opportuno al fine di preservare la sicurezza del sistema elettrico poiché consente la massima libertà nella partecipazione ai mercati. La partecipazione al mercato del giorno prima (MGP) e al mercato infragiornaliero (MI) potrebbe avvenire per singole unità o per portafogli di unità (abilitate e non, distinguendo le unità di produzione dalle unità di consumo) caratterizzati da un perimetro geografico non eccedente la zona di mercato. La programmazione fisica delle singole unità, invece, non deriverebbe più (come attualmente avviene) dai risultati delle negoziazioni su MGP e MI, ma verrebbe effettuata separatamente tenendo conto delle loro caratteristiche tecniche e con modalità

⁵⁴ Regolamento (UE) 943/2019.

⁵⁵ Direttiva 2019/944/UE.

⁵⁶ Documento per la consultazione 23 luglio 2019, 322/2019/R/eel.

diverse a seconda che l'unità stessa sia o meno abilitata alla partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD). La riconciliazione tra la programmazione delle unità e la posizione commerciale verrebbe effettuata dal Gestore dei mercati energetici (GME) all'ora H-1, per ogni ora e per ogni portafoglio intestato a ciascun operatore di mercato, e il conseguente saldo commerciale potrebbe essere valorizzato al prezzo di sbilanciamento delle unità non abilitate.

Nelle more della piena definizione e dell'implementazione delle innovazioni regolatorie appena descritte, l'Autorità nel luglio 2019 ha fornito⁵⁷ istruzioni transitorie a Terna e GME al fine di dare attuazione alle misure strettamente necessarie per l'adesione al mercato infragiornaliero europeo in contrattazione continua (progetto XBID – *Cross Border Intraday*), attesa entro la fine del 2020, e per il relativo coordinamento con l'MSD.

Per quanto riguarda lo sviluppo della regolazione del dispacciamento, la consultazione indica gli orientamenti finalizzati a razionalizzare i criteri sulla base dei quali Terna – fermi restando i principi di neutralità, imparzialità ed efficienza e tenendo conto dei risultati dei progetti pilota⁵⁸ – sarà chiamata a:

- rivedere la definizione dei servizi ancillari necessari alla sicurezza del sistema elettrico e i requisiti minimi prestazionali da rispettare per poterli fornire;
- determinare il perimetro di riferimento di ogni servizio ancillare, definito come il confine all'interno del quale il servizio può essere erogato indistintamente da unità di produzione e/o di consumo (singole o aggregate) senza compromettere la sicurezza del sistema elettrico;
- definire in modo trasparente i fabbisogni per ogni perimetro di riferimento di ogni servizio ancillare;
- garantire la massima partecipazione all'erogazione dei servizi ancillari da parte di tutte le unità (di produzione o di consumo) potenzialmente idonee (ivi incluse le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili, i sistemi di accumulo, la generazione distribuita in generale e le unità di consumo), anche in modo aggregato; allo scopo vengono, tra l'altro, riviste le definizioni di "unità non abilitata" e, soprattutto, di "unità abilitata", ivi inclusi i relativi perimetri e modalità di aggregazione;
- rivedere le modalità con cui vengono approvvigionate e remunerate le risorse per i servizi ancillari nella maniera più efficiente, tenuto conto dei vincoli temporali e logistici che caratterizzano il funzionamento del sistema elettrico.

In relazione alla valorizzazione degli sbilanciamenti, la consultazione ribadisce l'intenzione di valutarli nel modo più coerente possibile con le dimensioni temporale, spaziale e merceologica che contraddistinguono il valore dell'energia in tempo reale (anche ricorrendo, con la dovuta gradualità, ai prezzi nodali). A questo riguardo, l'Autorità propone di prevedere: una dimensione temporale pari a 15 minuti anche per le unità non abilitate; una dimensione spaziale coerente con la nuova definizione delle unità; la costruzione di prezzi di sbilanciamento basati su prezzi nodali (quest'ultimo aspetto, tuttavia, è ancora carente di proposte definitive, sia perché non sono ancora disponibili i

⁵⁷ Delibera 30 luglio 2019, 350/2019/R/eel.

⁵⁸ Avviati dalla delibera 5 maggio 2017, 300/2017/R/eel.

prezzi nodali utilizzabili, sia perché sono in corso valutazioni europee nell'ambito della definizione di disposizioni attuative del regolamento *Balancing*⁵⁹ europeo).

Inoltre, sono stati esposti i primi orientamenti in merito all'evoluzione del ruolo delle imprese distributrici in un contesto in cui gli impianti di generazione distribuita non sono più trascurabili e richiedono quindi una gestione più attiva delle reti di distribuzione: come previsto anche dalla direttiva 2019/944/UE, le imprese distributrici dovranno assumere non solo il ruolo di facilitatore neutrale ai fini dell'approvvigionamento, da parte di Terna, dei servizi ancillari, ma anche quello di acquirente di risorse per i servizi ancillari locali nei contesti in cui si manifesti la necessità (per esempio, i contesti caratterizzati dalla presenza di impianti di generazione con criticità nel mantenimento del corretto profilo di tensione o quelli caratterizzati da congestioni causate dalla crescita dei prelievi per alimentare punti di ricarica delle auto elettriche o sistemi di climatizzazione). È stata delineata una fase di sperimentazione che precederà gli orientamenti finali dell'Autorità sul tema.

Infine, la consultazione presenta gli orientamenti dell'Autorità per la regolazione semplificata del dispacciamento nei contesti speciali, con particolare riferimento alle isole non interconnesse, estendendo a esse quanto già definito per le reti di distribuzione italiane interconnesse solo con reti estere (in estrema sintesi, non vengono definiti programmi e tutta la regolazione delle partite economiche avviene *ex post* nell'ambito della disciplina degli sbilanciamenti sulla base di prezzi medi). Tale regolazione semplificata si pone l'obiettivo di evitare le distorsioni derivanti dall'assenza di interconnessioni con le restanti parti della rete nazionale, garantendo efficacia e trasparenza, nonché di implementare soluzioni semplificate che si addicono alle realtà isolate.

Alla consultazione in esame farà seguito una pluralità di azioni finalizzate al completamento della nuova regolazione, che sostituirà quella attuale⁶⁰, e porterà all'aggiornamento dei correlati capitoli del Codice di rete di Terna.

Modifiche alla disciplina del mercato elettrico e aggiornamento della Convenzione tra il Gestore dei mercati energetici e Terna

Nel luglio 2019 l'Autorità ha espresso⁶¹ al Ministro dello sviluppo economico il proprio parere favorevole in merito alle proposte di modifica al Testo integrato della disciplina del mercato elettrico e alla disciplina del mercato del gas naturale, formulate dal Gestore dei mercati energetici (GME) in materia di gestione integrata delle garanzie nei mercati a pronti dell'energia elettrica e del gas naturale.

Le suddette proposte sono state elaborate dal GME allo scopo di introdurre, nel mercato del giorno prima, nel mercato infragiornaliero dell'energia elettrica e nel mercato del gas a pronti, un'unica garanzia a copertura dell'esposizione netta maturata dal singolo operatore sui mercati medesimi. Inoltre, nell'ambito dell'avvio della gestione integrata delle garanzie, il GME ha proposto la riduzione dei modelli di fideiussione da utilizzare sui mercati elettrici e del gas, al fine di semplificarne l'operatività.

⁵⁹ Regolamento (UE) 2195/2017.

⁶⁰ Introdotta con la delibera 6 giugno 2006, 111/06.

⁶¹ Parere 16 luglio 2019, 309/2019/l/com.

Nell'ottobre 2019 l'Autorità ha, quindi, approvato⁶² le proposte di modifica al regolamento della Piattaforma dei conti energia a termine (PCE) e alle relative Disposizioni tecniche di funzionamento (DTF) formulate dal GME al fine di adeguarne il contenuto alle novità introdotte nel mercato elettrico e nel mercato del gas naturale in materia di gestione integrata delle garanzie.

Nel novembre 2019, inoltre, è stato valutato⁶³ positivamente lo schema di convenzione tra il GME e Terna, trasmesso all'Autorità nella versione che tiene conto delle sopra descritte modifiche della disciplina del mercato elettrico e del regolamento della Piattaforma conti energia.

Nel novembre 2019, infine, l'Autorità ha reso al Ministro dello sviluppo economico un parere sulla proposta del GME di abrogare le disposizioni che regolano il funzionamento della piattaforma Consegna derivati energia (CDE). Detta piattaforma, attiva dal 26 novembre 2009, è nata dalla collaborazione tra GME, Borsa Italiana e Cassa di compensazione e garanzia, con l'obiettivo di consentire la consegna fisica dei contratti finanziari di Borsa Italiana conclusi sul mercato degli strumenti finanziari derivati sull'energia elettrica (IDEX – *Italian Derivatives Energy Exchange*).

In considerazione del mancato ricorso all'istituto della consegna fisica, Borsa Italiana, previo svolgimento di un apposito procedimento consultivo presso i propri operatori, ha comunicato al GME di voler rimuovere tale opzione di consegna dai contratti conclusi sull'IDEX. Ciò, tra l'altro, ha reso necessario un adeguamento della disciplina del mercato elettrico mirato ad abrogare le disposizioni attinenti al funzionamento della piattaforma CDE; su tale aggiornamento l'Autorità si è espressa⁶⁴ favorevolmente nel novembre 2019. Nel mese successivo l'Autorità ha approvato⁶⁵ le proposte di modifica al regolamento della Piattaforma conti energia avanzate dal GME come conseguenza dell'interruzione dell'operatività della piattaforma CDE.

3.1.5 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).

3.1.6 Monitoraggio degli investimenti in capacità di generazione e di stoccaggio sotto il profilo della 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);

⁶² Delibera 15 ottobre 2019, 411/2019/R/eel.

⁶³ Delibera 19 novembre 2019, 477/2019/R/eel.

⁶⁴ Parere 26 novembre 2019, 496/2019/l/com.

⁶⁵ Delibera 17 dicembre 2019, 550/2019/R/eel.

- domanda e fornitura prevista per i prossimi 5 anni e 1-15 anni (art. 7 direttiva 89/2005/CE).

3.1.7 Implementazione dei Codici di Rete e delle linee guida

Integrazione dei mercati elettrici all'ingrosso e 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 3.4.

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 (le metodologie, appunto) 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 di dettaglio o per la specificazione a livello nazionale di determinati parametri.

Tavola 3.4 Codici di rete e linee guida previsti dal Regolamento (CE) 714/2019

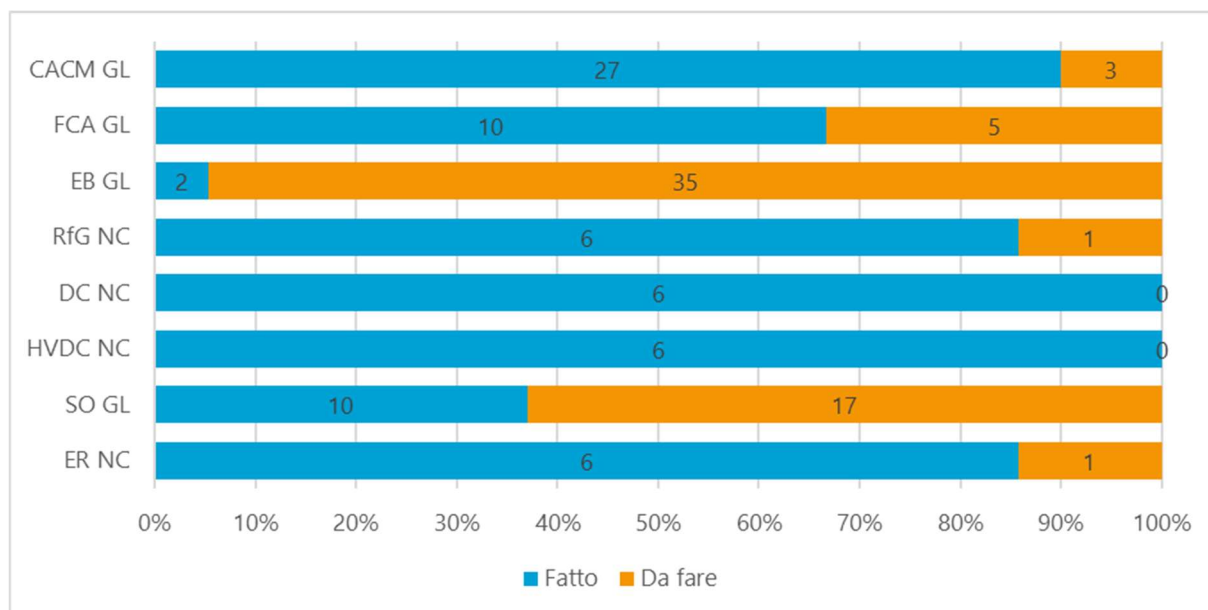
CODICE	REGOLAMENTO	ABBREVIAZIONE (ACRONIMO)	ENTRATA IN VIGORE
Codici di mercato	(UE) 2015/1222	Capacity allocation and congestion management guideline (CACM GL)	15 agosto 2015
	(UE) 2016/1719	Forward capacity allocation guideline (FCA GL)	17 ottobre 2016
	(UE) 2017/2195	Electricity balancing guideline (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.

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 3.3 riassume lo stato di implementazione a fine 2019: la maggioranza delle metodologie riguarda i regolamenti adottati in forma di linee guida, mentre i codici di rete ricorrono

a questo strumento di ulteriore normazione in modo decisamente più limitato. Risulta, altresì, evidente come lo stato di implementazione sia sostanzialmente differente per i vari regolamenti. Dal lato del mercato, la maggior parte del lavoro riguarda il regolamento EB GL, entrato in vigore a dicembre 2017, per il quale a fine 2019 risultavano approvate solo due metodologie e ne restavano pendenti ancora 35, tre delle quali comunque approvate da ACER a inizio 2020. Dal lato della gestione della rete, il percorso del regolamento SO GL è circa a metà del suo iter, mentre il percorso del regolamento ER NC è ormai pressoché concluso. Dal lato dei codici di connessione, l'implementazione è invece praticamente terminata: mancherebbe, infatti, solo la metodologia con i criteri dell'analisi costi/benefici per il *retrofitting* degli impianti esistenti, che verrà sviluppata solamente nel momento in cui l'Autorità intenderà effettivamente valutare delle misure in tal senso.

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



Fonte: ARERA.

L'ambito geografico di adozione delle metodologie è piuttosto variegato, potendo rivestire una dimensione paneuropea, regionale o nazionale. Fino all'adozione del regolamento (UE) 942/2019 relativo al funzionamento di ACER, le decisioni a livello paneuropeo coinvolgevano tutte le autorità di regolazione dell'Unione ed erano adottate nell'ambito di una piattaforma di cooperazione denominata *Energy Regulators' Forum* (ERF). Con il nuovo regolamento la competenza per queste decisioni è passata all'Agenzia. Diverse metodologie relative ai regolamenti CACM GL e FCA GL sono riferite alle cosiddette Regioni per il calcolo della capacità (CCR), approvate⁶⁶ da ACER nel novembre 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 quelle fra le zone interne al territorio nazionale; ma 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

⁶⁶ Decisione n. 06-2016 del 17 novembre 2016.

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 tale 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, fino 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 solitamente definita di volta in volta dalle autorità di regolazione coinvolte, senza il ricorso ad alcuna piattaforma di cooperazione specifica.

Integrazione dei mercati elettrici all'ingrosso: codici di mercato

Nel corso del 2019 l'Autorità è stata coinvolta nell'implementazione dei codici di mercato sia a livello paneuropeo sia a livello regionale. Nel seguito sono presentati, distinti per ciascun codice, i principali interventi del 2019, unitamente a un inquadramento complessivo 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 (con orizzonte temporale fino a un anno) fra le zone di mercato interne all'Unione europea. Per l'Italia il regolamento in questione trova applicazione sulle frontiere con la Francia, l'Austria, la Slovenia e la Grecia; disposizioni analoghe a quelle previste dal regolamento FCA GL sono, altresì, in vigore sulla frontiera con la Svizzera in esito ad accordi bilaterali, mentre per le zone interne al territorio nazionale l'Autorità continua a basarsi sui prodotti di copertura a oggi in vigore (CCC e CCP), in coerenza con quanto deciso al riguardo nel 2017. Nel corso del 2019 l'Autorità ha approvato⁶⁷ la metodologia per la ripartizione delle rendite di congestione emergenti dall'allocazione dei diritti di trasmissione e ha partecipato ai tavoli regionali finalizzati alla definizione delle modalità di calcolo della capacità disponibile su ciascun confine fra zone di mercato per l'orizzonte temporale di lungo termine (annuale e mensile) e delle modalità con cui la suddetta capacità è ripartita sui prodotti con allocazione annuale e mensile. Per quanto riguarda la CCR *Greece-Italy*, l'attività si è conclusa a novembre 2019 con l'invio da parte dei TSO della versione definitiva, che è stata poi approvata dalle autorità di regolazione a inizio 2020; dal lato della CCR *Italy North*, invece, nel 2019 si sono svolte le interazioni preliminari con i TSO della regione. Infine, l'anno 2019 ha visto l'aggiornamento, da parte di ACER, delle regole armonizzate per l'allocazione dei diritti di trasmissione valide su tutto il territorio europeo⁶⁸. Tali regole sono state poi recepite anche sul confine italo-svizzero, in continuità con le prassi in essere e con il fatto che l'allocazione dei diritti di trasmissione su tale confine è svolta dalla medesima piattaforma di allocazione (JAO) utilizzata a livello europeo; l'istruttoria al riguardo si è svolta negli ultimi mesi del 2019, mentre il provvedimento di approvazione è stato adottato a inizio 2020⁶⁹.

Capacity allocation and congestion management (CACM GL)

Il regolamento CACM GL definisce le modalità di attuazione del *market coupling* a livello europeo sugli orizzonti temporali giornaliero (con allocazione della capacità tramite aste implicite nell'ambito

⁶⁷ Delibera 25 giugno 2019, 274/2019/r/eel.

⁶⁸ Decisione ACER n. 14-2019 del 4 novembre 2019.

⁶⁹ Delibera 28 gennaio 2020, 21/2020/R/eel.

del cosiddetto *Single Day Ahead Coupling* – SDAC) e infragiornaliero (con allocazione della capacità tramite negoziazione continua nel cosiddetto *Single Intra Day Coupling* – SIDC, corredata da specifici meccanismi di valorizzazione della capacità e aste implicite a livello regionale a carattere volontario).

Prima dell'entrata in vigore del regolamento CACM, sono state 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 quest'ultimo, i gestori di rete e di mercato europei hanno realizzato il progetto *Cross Border Intraday* (XBID), che è stato assunto come base per l'implementazione del SIDC di cui al CACM GL. Il progetto, nato nell'ambito di un nucleo iniziale di paesi dell'Unione, si sta estendendo progressivamente a tutti gli stati membri. Il 12 giugno 2018 il progetto è diventato operativo in 15 paesi⁷⁰; successivamente, il 19 novembre 2019, si sono aggiunti ulteriori 7 paesi⁷¹. L'ingresso dell'Italia nel SIDC è previsto per il quarto trimestre del 2020. La recente estensione geografica del *coupling* ha portato alla luce alcune criticità inerenti alle attività di trasferimento delle posizioni nette (*shipping*) tra controparti centrali. In particolare, il modello di *shipping* adottato dai partecipanti al progetto prevede che le controparti centrali che non operano in aree confinanti debbano servirsi dell'intermediazione delle controparti centrali che operano nelle aree di transito, al fine di poter regolare le partite economiche. Poiché i partecipanti al progetto non sono addivenuti a un accordo su come disciplinare il servizio svolto dall'intermediario (*transit shipping agent*), nel febbraio 2020 hanno informato i regolatori europei chiedendo loro di prendere una decisione ai sensi dell'art. 68, comma 6 del CACM. La decisione dei regolatori è prevista nel corso del 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.

A seguito della fusione dei due progetti, prevista per la seconda metà del 2020, avrà avvio il *coupling* unico del giorno prima (SDAC). Il processo di fusione vede impegnati direttamente i regolatori austriaco, polacco e tedesco per conto del progetto MRC e tutti i regolatori dei paesi del progetto 4M MC.

Con l'entrata in vigore del regolamento (UE) 942/2019, il compito di approvare le metodologie paneuropee ai sensi del CACM e i relativi emendamenti è stato trasferito ad ACER. L'1 agosto 2019 i NEMO hanno sottoposto ad ACER un emendamento alla cosiddetta Metodologia dell'algoritmo, al fine di inserire una procedura per gestire i cambiamenti agli algoritmi di *coupling* (*Change Control Methodology*) e una procedura per monitorarne la *performance* (*Monitoring Methodology*), nonché al fine di implementare i requisiti previsti dai TSO per determinare il prezzo della capacità nel mercato infragiornaliero. Nel gennaio 2020 ACER ha approvato⁷² l'emendamento.

⁷⁰ Austria, Belgio, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Germania, Lettonia, Lituania, Lussemburgo, Norvegia, Olanda, Portogallo, Spagna, Svezia.

⁷¹ Bulgaria, Croazia, Polonia, Repubblica Ceca, Romania, Slovenia, Ungheria.

⁷² Decisione n. 04-2020 del 30 gennaio 2020.

Il regolamento CACM GL prevede anche lo sviluppo di metodologie di carattere regionale. A tale riguardo il 2019 è stato un anno particolarmente proficuo per la CCR *Italy North*, poiché sono state approvate le metodologie per il *countertrading* e il *redispatching*⁷³ e quella per il calcolo della capacità sugli orizzonti giornaliero e infragiornaliero⁷⁴: si tratta di passi significativi verso una piena integrazione del mercato nazionale nel contesto europeo.

Sempre a livello regionale l'Autorità ha, altresì, proseguito il percorso di implementazione del mercato infragiornaliero sui confini italiani: nel maggio 2019 è stato definitivamente approvato⁷⁵ il disegno delle aste infragiornaliere complementari (*Greece-Italy* e *Italy North*), che andranno ad affiancare l'*intraday coupling* basato sulla contrattazione continua.

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.

Per quanto riguarda il lato europeo, L'entrata in vigore del regolamento (UE) 943/2019 ha previsto l'avvio di un nuovo⁷⁶ tentativo di revisione: a tale riguardo, le autorità di regolazione sono chiamate ad approvare all'unanimità la metodologia recante i criteri di analisi e le configurazioni alternative oggetto di valutazione. Nel mese di ottobre 2019 i TSO hanno inviato ai regolatori una prima proposta, che è stata, però, giudicata incompleta perché priva di sufficienti configurazioni alternative.

Le revisioni avviate a livello europeo hanno, altresì, assorbito progetti di revisione aventi interesse regionale. A livello nazionale, invece, l'Autorità e Terna si sono fatte promotrici di un progetto di revisione delle zone interne al territorio italiano, da condursi in coerenza con i principi del regolamento CACM e con lo scopo di addivenire a una configurazione zonale capace di riflettere più efficacemente l'effettivo stato dei mercati e del sistema elettrico nazionale rispetto alla revisione precedente, approvata nel lontano 2012. In particolare, il processo di revisione, avviato a inizio 2018, ha visto a maggio dello stesso anno l'invio da parte di Terna della proposta finale recante l'abrogazione dei poli di produzione limitata di Foggia, Brindisi e Priolo, lo spostamento dell'Umbria dalla zona Centro-Nord alla zona Centro-Sud e la sostituzione del polo di produzione limitata di Rossano con una nuova zona fisica Calabria. Nel marzo 2019 il processo si è concluso: è stata portata a termine la revisione delle zone di mercato, con l'approvazione⁷⁷ completa della proposta inviata da Terna a maggio 2018, con decorrenza dall'1 gennaio 2021.

Balancing (BAL GL)

Il regolamento (UE) 2195/2017 stabilisce le modalità di implementazione del mercato di bilanciamento europeo, per quanto riguarda gli scambi di capacità ed energia di bilanciamento, nonché i criteri di armonizzazione in materia di *settlement* tra i TSO e i criteri di valorizzazione degli sbilanciamenti.

Nel corso del 2019 l'Autorità è stata coinvolta, insieme a tutti i regolatori europei, in un impegnativo processo decisionale relativo a un pacchetto di sei metodologie di implementazione del regolamento BAL GL, sviluppate e inviate dai TSO europei a fine 2018. Tali metodologie costituiscono la struttura

⁷³ Delibera 11 giugno 2019, 238/2019/R/eel.

⁷⁴ Delibera 12 novembre 2019, 463/2019/R/eel.

⁷⁵ Delibere 7 maggio 2019, 174/2019/R/eel e e 28 maggio 2019, 210/2019/R/eel.

⁷⁶ Un primo tentativo di revisione zonale si è conclusa nel 2018 senza innovazioni (è stato suggerito di mantenere la configurazione vigente), per le difficoltà sia nell'identificare configurazioni zonali alternative, sia nell'implementare un'analisi che tenesse conto di tutti i criteri previsti al riguardo dal regolamento CACM.

⁷⁷ Delibera 19 marzo 2019, 103/2019/R/eel.

principale del futuro mercato di bilanciamento europeo e forniscono le specifiche implementative delle piattaforme comuni di scambio di energia, delle regole di determinazione dei prezzi e del *settlement* tra TSO. Di seguito sono illustrate le principali decisioni assunte dai regolatori europei in ambito BAL GL e i relativi provvedimenti dell'Autorità.

All'interno del pacchetto di metodologie discusse, le proposte più controverse, che hanno impegnato buona parte del dibattito nel primo semestre del 2019, sono state, da un lato, la proposta per un quadro di attuazione di una piattaforma per lo scambio di energia di bilanciamento dalle riserve per il ripristino della frequenza con attivazione manuale (mFRR) e con attivazione automatica (aFRR) e, dall'altro, quella per la determinazione del prezzo dell'energia di bilanciamento, formulate, rispettivamente, ai sensi degli artt. 20, 21 e 30 del BAL GL. A causa di visioni discordanti su alcuni temi cruciali, i regolatori europei non sono riusciti a trovare l'unanimità per una decisione in merito e pertanto il processo è terminato con il trasferimento della decisione ad ACER, accompagnato da un *opinion paper* in cui i regolatori hanno descritto le loro posizioni relative ai contenuti delle metodologie.

Diversamente dall'esito delle prime tre proposte, i regolatori europei hanno raggiunto l'unanimità nella richiesta di emendamenti a:

- le metodologie relative al *settlement* degli scambi intenzionali tra i TSO (art. 50.1 del BAL GL);
- la classificazione degli scopi di attivazione (art. 29.3 del BAL GL);
- l'armonizzazione del *settlement* degli sbilanciamenti (art. 52.2 del BAL GL).

L'Autorità ha formalizzato tali decisioni nel luglio 2019⁷⁸. Le proposte emendate secondo le istruzioni dei regolatori europei sono state inviate dai TSO, come previsto dal regolamento *Balancing*, entro due mesi dalla decisione dei regolatori; tuttavia, a seguito dell'entrata in vigore del regolamento (UE) 942/2019, il compito di approvare le metodologie paneuropee e i relativi emendamenti è stato trasferito ad ACER, pertanto la decisione finale sarà assunta dall'Agenzia europea nel corso del 2020, tramite la votazione in sede di *Board of Regulators*.

Oltre al pacchetto delle sei metodologie paneuropee appena descritto, l'Autorità è stata chiamata a esprimersi in merito a due metodologie regionali, il cui perimetro coincide con l'area sincrona europea, per definire i criteri di *settlement* degli scambi non intenzionali e degli scambi dovuti alle rampe e alla riserva primaria, tra i sistemi dell'area sincrona. Il processo decisionale è terminato con una richiesta unanime di emendamenti alle proposte, formalizzata dall'Autorità nel dicembre 2019⁷⁹.

Infine, nel mese di gennaio 2019 l'Autorità ha adottato due provvedimenti relativi a metodologie inviate dai TSO nel giugno 2018. Il primo riguarda l'approvazione⁸⁰ della metodologia relativa al quadro di attuazione di una piattaforma per lo scambio di energia di bilanciamento da riserve di sostituzione, mentre il secondo⁸¹ riguarda le istruzioni a Terna per emendare la proposta di metodologia per un quadro di attuazione di una piattaforma per la compensazione dello sbilanciamento. La proposta emendata relativa a questa seconda metodologia è stata inviata nel corso del 2019 e nel luglio 2019 l'Autorità ha formalizzato⁸² una nuova richiesta di emendamenti per

⁷⁸ Delibere 30 luglio 2019, 348/2019/R/eel, 30 luglio 2019, 349/2019/R/eel e 16 luglio 2019, 310/2019/R/eel.

⁷⁹ Delibera 17 dicembre 2019, 545/2019/R/eel.

⁸⁰ Delibera 15 gennaio 2019, 8/2019/R/eel.

⁸¹ Delibera 15 gennaio 2019, 7/2019/R/eel.

⁸² Delibera 23 luglio 2019, 323/2019/R/eel.

ulteriori migliorie e correzioni. La nuova proposta emendata è stata approvata dai TSO nel mese di ottobre, ma, a seguito dell'entrata in vigore del regolamento (UE) 942/2019, come per le altre metodologie sopra ricordate, la decisione finale sarà assunta dall'Agenzia europea nel corso del 2020, tramite la votazione in sede di *Board of Regulators*.

Codici di connessione

I codici di connessione definiscono i requisiti che devono soddisfare i vari utenti connessi al sistema elettrico, dai generatori (RfG NC), ai fornitori di servizi di *demand response* (DCC NC), agli operatori che gestiscono collegamenti in corrente continua (HVDC NC). L'implementazione di tali codici avviene a livello nazionale senza la necessità di alcuna forma di coordinamento a livello europeo.

Nel corso del 2016, la Commissione europea, con diversi atti, ha emanato, sulla base di quanto disposto dal regolamento (UE) 714/2009⁸³, il regolamento (UE) 631/2016 (regolamento RfG – *Requirements for Generators*), il regolamento (UE) 1388/2016 (regolamento DCC – *Demand Connection Code*) e il regolamento (UE) 1447/2016 (regolamento HVDC – *High Voltage Direct Current*). Questi regolamenti, vincolanti in ogni loro elemento e direttamente applicabili in ciascuno degli stati membri, hanno trovato applicazione nel corso del 2019. Essi contribuiscono ad assicurare condizioni eque di concorrenza nel mercato interno dell'energia elettrica, a garantire la sicurezza del sistema e l'integrazione delle fonti di energia rinnovabili e a facilitare gli scambi commerciali di energia elettrica sul territorio dell'Unione europea.

Il regolamento RfG è entrato in vigore il 17 maggio 2016, trova applicazione nei paesi membri a decorrere dal 27 aprile 2019 e 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 DCC è entrato in vigore il 7 settembre 2016, trova applicazione nei paesi membri a decorrere dal 18 agosto 2019 e istituisce un codice di rete che stabilisce i requisiti per la connessione alla rete degli impianti di consumo connessi al sistema di trasmissione, degli impianti di distribuzione connessi al sistema di trasmissione, dei sistemi di distribuzione, compresi i sistemi di distribuzione chiusi (SDC), e delle unità di consumo utilizzate da un impianto o da un sistema di distribuzione chiuso per fornire servizi di gestione della domanda ai pertinenti gestori di sistema e TSO.

Il regolamento HVDC è entrato in vigore il 28 settembre 2016, trova applicazione nei paesi membri a decorrere dall'8 settembre 2019 e istituisce un codice di rete che stabilisce i requisiti per la connessione alla rete dei sistemi in corrente continua (c.c.) ad alta tensione (HVDC) e dei parchi di generazione connessi in c.c.

⁸³ 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 regolamento, 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 (intesi sia come impianti di produzione, sia come 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 dentro alle 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.

Affinché i tre richiamati regolamenti possano essere pienamente implementati in Italia a decorrere dalle date indicate, è stato necessario aggiornare la regolazione vigente, con particolare riferimento alle condizioni tecniche per la connessione, che rappresentano la tematica essenziale da essi trattata. In particolare, è stato necessario aggiornare il Testo integrato delle connessioni attive⁸⁴, nonché il Codice di rete di Terna e le norme CEI 0-16 e 0-21, nelle parti che afferiscono alle condizioni tecniche per la connessione.

In seguito all'approvazione, da parte dell'Autorità, delle modifiche al Codice di rete di Terna per l'implementazione dei regolamenti RfG, DCC e HVDC, il Comitato elettrotecnico italiano (CEI) ha pubblicato le nuove edizioni delle norme CEI 0-16 (relativa alle connessioni alle reti di distribuzione in media e alta tensione) e 0-21 (relativa alle connessioni alle reti di distribuzione in bassa tensione). L'Autorità ha inoltre conferito⁸⁵ mandato a Terna di modificare il Codice di rete e i relativi allegati al fine di integrarli con le nuove disposizioni. Nel dare seguito a questo mandato, Terna ha proceduto a revisionare diverse parti del Codice di rete, razionalizzandone i diversi capitoli e allegati, e uniformando alcune prescrizioni tecniche che differivano a seconda della diversa tipologia di impianti di produzione di energia elettrica.

L'Autorità ha approvato⁸⁶ le modifiche al Codice di rete proposte da Terna, prevedendo che siano già applicabili agli impianti o alle unità o ai sistemi nuovi, nonché agli impianti o alle unità o ai sistemi esistenti, qualora oggetto di modifiche significative ovvero rifacimento parziale.

Codici di gestione delle reti

I regolamenti sulla gestione delle reti, entrati in vigore nel secondo semestre del 2017, contengono disposizioni in merito all'esercizio della rete di trasmissione, tanto negli stati di funzionamento normale e di allerta (SO GL), quanto in condizioni di emergenza e ripristino del sistema elettrico (ER NC).

Riguardo al regolamento SO GL, nel 2019 sono state approvate le metodologie relative all'area sincrona *Continental Europe*, segnatamente i criteri per il dimensionamento della riserva primaria di frequenza e per la definizione dei limiti per la condivisione e lo scambio delle riserve secondaria e terziaria con le aree sincrone confinanti⁸⁷ e le modalità per l'analisi costi/benefici finalizzata a determinare il periodo di consegna per la regolazione primaria di frequenza per i dispositivi con ridotta disponibilità di energia⁸⁸. L'Autorità ha poi iniziato le valutazioni in merito alle metodologie predisposte da Terna relativamente al *Load-Frequency Control block (LFC block)* Italia, con riferimento alle azioni finalizzate al contenimento delle deviazioni di frequenza e ai criteri di dimensionamento della riserva secondaria. A tale proposito sono state indicate⁸⁹ a Terna apposite istruzioni in merito.

Il regolamento ER NC, in quanto codice di rete, fa limitato ricorso a termini, condizioni e metodologie sottoposte al vaglio delle autorità di regolazione. L'intervento del regolatore è, infatti, limitato solamente all'implementazione nazionale, con riferimento alle condizioni contrattuali che regolano le prestazioni degli utenti del sistema coinvolti nei piani di difesa e ripristino del sistema elettrico,

⁸⁴ Allegato A alla delibera 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08

⁸⁵ Delibere 592/2018/R/eel e 82/2019/R/eel.

⁸⁶ Delibera 17 dicembre 2019, 539/2019/R/eel.

⁸⁷ Delibera 16 aprile 2019, 156/2019/R/eel.

⁸⁸ Delibera 2 aprile 2019, 120/2019/R/eel.

⁸⁹ Delibera 21 maggio 2019, 198/2019/R/eel.

alle regole per la sospensione delle attività di mercato in condizioni di emergenza e ripristino, alla remunerazione economica dei servizi di bilanciamento e alla valorizzazione dei corrispettivi di sbilanciamento in caso in cui venga disposta la sospensione. Le proposte, inviate da Terna a inizio 2019, sono state approvate dall’Autorità a fine anno⁹⁰.

Valutazione della coerenza tra il Piano decennale dello sviluppo della RTN e il Piano di sviluppo comunitario TYNDP

L’Autorità ha valutato la coerenza tra il Piano decennale dello sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale e il Piano di sviluppo comunitario *Ten Year Network Development Plan* (TYNDP) nei propri contributi:

- all’opinione di ACER n. 11-2019 del 25 marzo 2019 sulla bozza di TYNDP 2018;
- all’opinione di ACER n. 13-2019 del 22 maggio 2019 sui progetti elettrici nei piani di sviluppo nazionali e nel TYNDP 2018.

Nell’opinione n. 11-2019 si segnala che alcuni progetti – in coerenza con il parere⁹¹ dell’Autorità del dicembre 2018 – devono essere considerati “in valutazione” (cioè senza attività realizzative nell’orizzonte decennale del Piano) ed esclusi dalla cosiddetta *reference network* del TYNDP (assetto base di rete), quando applicabile. Si tratta, nello specifico, dei progetti:

- secondo polo del progetto Italia-Montenegro;
- interconnessione Italia-Tunisia;
- HVDC Italia-Slovenia;
- merchant line Castasegna (CH)-Mese;
- progetto 220 kV Lienz (AT)-Veneto.

Nell’opinione n. 13-2019 viene evidenziato che due investimenti con rilevanza transfrontaliera – presenti nel Piano di sviluppo italiano – non sono inclusi nel TYNDP 2018:

- il progetto con codice 252-N, Dobbiaco-Lienz (AT);
- il progetto con codice 206-P, stazione di Volpago.

Inoltre, la stessa opinione richiede l’eliminazione dell’investimento 380 kV Lienz (AT)-Veneto dal progetto del TYNDP con codice 325, in quanto l’investimento non è più presente nel piano austriaco e in quello italiano.

In precedenza, l’Autorità aveva fornito i propri contributi al monitoraggio di ACER sul TYNDP europeo, le cui risultanze sono riportate nell’opinione di ACER n. 6-2019 del 15 gennaio 2019. Dal monitoraggio emerge che una percentuale significativa (circa un terzo) dei progetti, sia a livello italiano, sia più in generale a livello europeo, risulti in ritardo, principalmente a causa di problematiche autorizzative.

⁹⁰ Delibera 17 dicembre 2019, 546/2019/R/eel.

⁹¹ Parere del 18 dicembre 2018, 674/2018/I/eel.

3.2 Concorrenza e funzionamento dei mercati

3.2.1 Mercati all'ingrosso

La Tavola 3.5 mostra il bilancio dell'energia elettrica in Italia nel 2019 a confronto con quello dell'anno precedente; i dati sono di fonte Terna e per il 2019 sono provvisori. Nel 2019 la domanda elettrica è diminuita dell'1%. La flessione ha interessato il settore agricolo e quello industriale (-2%), mentre i consumi domestici sono cresciuti dell'1% e quelli del terziario sono rimasti praticamente invariati. La domanda nazionale di energia elettrica è stata soddisfatta per circa l'88% dalla produzione nazionale (in aumento dell'1% rispetto al 2018) e per la parte rimanente dal saldo con l'estero. L'energia importata è diminuita del 7%, mentre quella esportata è aumentata (78%), facendo registrare un saldo di energia scambiata con l'estero in rialzo del 13%.

Tavola 3.5 Bilancio di Terna dell'energia elettrica in Italia

GWh

	2018	2019 ^(A)	VARIAZIONE
Produzione lorda	289.708	291.693	1%
Servizi ausiliari	9.864	8.853	-10%
Produzione netta	279.845	282.840	1%
Ricevuta da fornitori esteri	47.170	43.980	-7%
Ceduta a clienti esteri	3.271	5.817	78%
Destinata ai pompaggi	2.312	2.412	4%
Disponibilità per il consumo	321.431	318.591	-1%
Perdite di rete	17.988	17.177	-5%
Consumi al netto delle perdite	303.443	301.414	-1%

(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione ARERA su dati Terna.

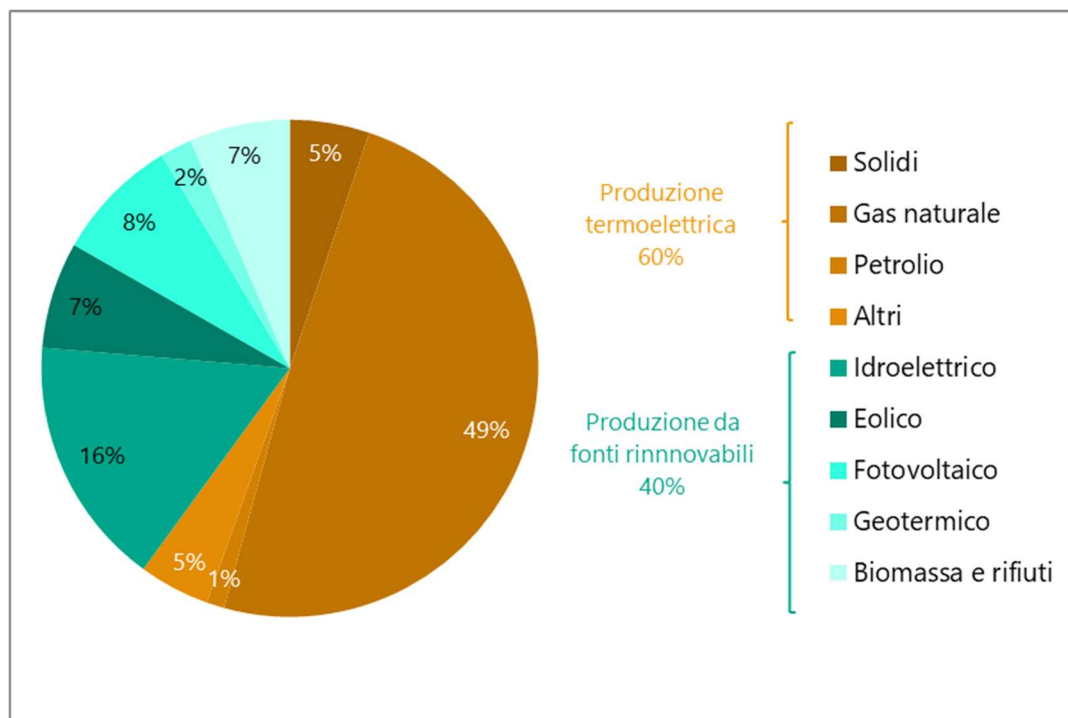
Nel 2019 la produzione nazionale lorda ha raggiunto 291,7 TWh dai 289,7 TWh del 2018. La debole ripresa (+0,7%) fa seguito al calo di circa il 2% del 2018, che aveva interrotto la crescita a tassi superiori al 2% del biennio precedente. L'aumento ha riguardato sia la produzione termoelettrica, passata da 173,6 a 175,1 TWh (+0,9%), sia quella da fonti rinnovabili, passata da 114,4 a 114,8 TWh (+0,4%).

Anche nel 2019, come già nell'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 49% della generazione lorda complessiva (Figura 3.4), una quota in aumento al 44% dell'anno precedente. Infatti, la produzione termoelettrica è tornata ai livelli del 2015, dopo il crollo del 2018, con la progressiva sostituzione del carbone e dei prodotti petroliferi con la fonte gas.

La Tavola 3.6 riporta per le fonti termoelettrica e rinnovabile il numero dei produttori, la potenza disponibile e la relativa produzione nel 2019, utilizzando i dati raccolti dall'Indagine annuale sui settori regolati svolta dall'Autorità, che quest'anno copre il 95% della generazione indicata da Terna. La tavola mostra che gli operatori che detengono circa la metà della potenza, per un totale di 50.600 MW, rappresentano il 2% circa (336) dei soggetti totali (14.297) e sono produttori di tipo misto, con generazione sia termoelettrica sia rinnovabile. Mentre il numero di tali soggetti e la loro potenza

disponibile, rapportata al totale rimangono stabili nel tempo, l'apporto percentuale alla produzione complessiva, attualmente pari al 40% circa della generazione lorda (106,6 GWh su 276,5 GWh), appare in diminuzione rispetto ai livelli degli anni 2016 e 2017 (quando era pari al 50% circa). Oltre la metà della potenza suddetta (52%) è detenuta da 99 imprese, per le quali la fonte rinnovabile incide per una quota compresa tra il 30% e il 60% della potenza lorda; il numero di operatori che garantiscono tale quota di potenza è in crescita rispetto all'anno precedente (nel 2018 erano 89).

Figura 3.4 Produzione lorda per fonte nel 2019



Fonte: Terna, dati provvisori.

Tavola 3.6 Produttori, impianti e generazione di energia elettrica nel 2019

PRODUTTORI, IMPIANTI E GENERAZIONE PER FONTE	TERMoeLETTRICO	RINNOVABILI	MISTO	TOTALE
Numero produttori	440	13.521	336	14.297
Potenza lorda (MW)	19.546	35.046	50.625	105.216
Generazione lorda (TWh)	83,2	86,7	106,6	276,5

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La quota della generazione lorda dei primi tre gruppi societari (Enel, Eni ed Edison), C3, è risultata in lieve flessione (33,7% contro il 35,7% del 2018), 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. Fatta salva la sensibile diminuzione (due punti e mezzo) nel contributo del gruppo Enel, le differenze da un anno all'altro sono marginali, inferiori all'1%, per tutti i gruppi societari con una quota superiore all'1,5% rispetto al totale Terna. Nel complesso le variazioni si compensano, risultando riconducibili a una lieve redistribuzione delle quote di mercato. Gli aumenti maggiori, seppur contenuti, si registrano per i gruppi in cui è rilevante la quota di produzione da idroelettrico. La quota degli altri produttori di minore dimensione è invariata rispetto all'anno precedente.

Tavola 3.7 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	319,1	57,6	115,2	4	35,4
2019 ^(B)	317,2	58,8	116,1	5	33,4

(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.

Anche gli altri indici di concentrazione nella generazione elettrica risultano in diminuzione: il C5 sulla generazione lorda passa da 46,5% a 45,2%, così come l'indice di Herfindahal-Hirschman (HHI) sulla generazione lorda, nel 2019 pari a 546, risulta in diminuzione rispetto al 2018, quando era pari a 615. Il numero di gruppi societari con almeno il 5% della generazione netta è salito a 5, uno in più del 2018 (Tavola 3.7). Anche il C3 calcolato sulla generazione netta scende di due punti percentuali rispetto al 2018, portandosi al 33,4%.

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*⁹²) agli strumenti incentivanti di tipo *feed in premium*⁹³. Nel complesso, gli strumenti incentivanti hanno permesso nel 2019 l'incentivazione di una quantità di energia elettrica pari a poco più di 63 TWh (dato preconsuntivo), pressoché la stessa quantità incentivata nel 2018. Nel 2018 il 33% dei 63,3

⁹² *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.

⁹³ *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.

TWh di energia rinnovabile incentivata è stata prodotta da impianti fotovoltaici, il 27% da impianti eolici, il 25% dalle biomasse, il 13% attraverso impianti idrici e, infine, il 2% dalla fonte geotermica. Secondo i dati preconsuntivi, queste quote non mutano sostanzialmente nel 2019: il 34% proviene dal solare, il 26% dall'eolico e il 25% da biomasse, il 12% dalla fonte idrica e il 3% 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 componente⁹⁴, 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). Per l'anno 2019, si stima che, a consuntivo, i costi derivanti dall'incentivazione delle sole fonti rinnovabili siano pari a circa 11 miliardi di euro, mentre i costi totali (comprensivi, quindi, degli ulteriori regimi commerciali precedentemente descritti) a carico della componente tariffaria A_{SOS} siano complessivamente pari a poco meno di 11,4 miliardi di euro.

Come si è già visto, il fabbisogno di energia elettrica è leggermente diminuito (-0,6%) rispetto all'anno precedente, portandosi a 319,6 TWh dai 321,4 TWh rilevati per il 2018. Coerentemente, anche il saldo estero ha registrato una diminuzione del 13,1%, perché nel 2019 l'Italia risulta aver importato 38,2 TWh contro i 43,9 TWh del 2018. Conseguentemente, la quota di fabbisogno interno coperta dal saldo estero è tornata all'11,9%, cioè allo stesso livello degli anni 2016 e 2017. Il calo del saldo estero è dovuto a una netta riduzione delle importazioni, che nel 2019 sono scese a 44 TWh dai 47,2 TWh del 2018, a cui si è accompagnato un marcato aumento delle esportazioni (78%), che hanno superato di ben 2,6 TWh quelle del 2018. Le esportazioni, infatti, hanno raggiunto 5,8 TWh contro i 3,3 TWh registrati nell'anno precedente. Le campagne di manutenzione e, di conseguenza, le difficoltà degli impianti nucleari francesi di soddisfare la domanda estera, sono alla base di entrambi i fenomeni appena evidenziati per l'Italia, e cioè della riduzione delle nostre importazioni e dell'aumento delle nostre esportazioni.

Come sempre è la Svizzera il paese da cui proviene la maggior parte (56%) del nostro saldo estero. Un altro 38% dell'elettricità netta importata viene dalla Francia e il 13% dalla Slovenia. Dall'Austria ne arriva solo il 3%. Verso Slovenia, Francia e Austria è da tempo operativo il *market coupling*.

Nel 2019 la potenza netta complessiva si è attestata sui 116 GW (Tavola 3.7; dato provvisorio), che si ripartisce tra un 47% di rinnovabile e un 53% di termoelettrica. Il picco di domanda si è avuto il 25 luglio, quando il fabbisogno di potenza alla punta ha raggiunto 58,8 GW (57,6 GW il 31 luglio 2018). Il picco estivo del 2019 è rimasto comunque inferiore alla punta massima assoluta per il sistema elettrico italiano, registrata nell'estate 2015 (pari a 60,5 GW).

I gruppi con una quota di capacità netta installata superiore al 5% sono tre: Enel (23,7%), A2A (7,8%) ed Edison (5,9%); nel 2018 erano quattro e includevano anche il gruppo Eni, la cui quota nel 2019 è scesa al 4,9%. La percentuale di capacità detenuta dai primi tre gruppi è del 37,4%, sostanzialmente uguale al 37,6% del 2018. L'indice HHI relativo alla capacità netta installata evidenzia una lieve riduzione della concentrazione del mercato; infatti, il valore relativo al 2019 è pari 723, mentre era uguale a 738 nell'anno precedente.

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

⁹⁴ Si veda anche la nota 35.

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.

Il Mercato del giorno prima (MGP) ha per oggetto la contrattazione di energia con riferimento alle 24 ore del giorno di consegna che viene gestita mediante aste orarie a prezzo di equilibrio (*system marginal price*). L'MGP è un mercato zonale: il territorio è suddiviso in zone che rappresentano porzioni della rete di trasmissione con capacità di scambio limitata fra di loro. Se i flussi superano il limite massimo di transito consentito dalle interconnessioni tra le zone, il prezzo viene ricalcolato in ogni zona come se ciascuna fosse un mercato separato rispetto alle altre (*market splitting*). Mentre le offerte in vendita sono valorizzate in ogni ora al prezzo zonale rilevante, le offerte in acquisto sono valorizzate in ciascuna ora a un Prezzo unico nazionale (PUN) di acquisto, definito come media dei prezzi zionali ponderati per il valore degli acquisti di ciascuna zona, al netto degli acquisti dei pompaggi e delle zone estere. In questo mercato il GME agisce da controparte centrale per gli operatori. A partire dal 1° gennaio 2019 è stata semplificata la mappa delle zone geografiche di scambio. Inoltre, a partire dal 28 dicembre 2019, è entrata in esercizio la nuova interconnessione tra Italia e Montenegro con allocazione esplicita della capacità di trasporto.

Anche il mercato infragiornaliero (MI) è un mercato zonale, articolato in sette sessioni discrete, due delle quali sono gestite in coordinamento con le due corrispondenti sessioni di Mercato infragiornaliero della Slovenia, nell'ambito del progetto *intraday market coupling*, che ha consentito di efficientare l'allocazione della capacità transfrontaliera sul confine sloveno.

A febbraio 2015, infatti, 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 antieconomici⁹⁵.

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. 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, nel 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*). Su questo mercato 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 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 tra le zone, la costituzione di capacità di riserva e il bilanciamento in tempo reale; diversamente dagli altri mercati, è Terna che in questo caso agisce da controparte centrale degli operatori abilitati.

Il Mercato a termine dell'energia elettrica (MTE) gestito dal GME è stato istituito per consentire agli operatori una gestione più flessibile del proprio portafoglio di energia. Esso consiste nella negoziazione dei contratti a termine con obbligo di consegna e ritiro dell'energia. Le negoziazioni si svolgono in modalità continua e riguardano due tipologie di contratti, *baseload* e *peakload*,

⁹⁵ 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.

negoziabili con periodi di consegna mensile (tre prodotti quotati contemporaneamente), trimestrale (quattro prodotti quotati contemporaneamente) e annuale (un prodotto). Terminata la fase di negoziazione, i contratti con periodo di consegna mensile sono registrati in corrispondenti transazioni sulla Piattaforma conti energia (PCE), previa verifiche di congruità previste nel regolamento della piattaforma. Per i contratti con periodo di consegna pari al trimestre e all'anno è previsto il meccanismo "della cascata"⁹⁶.

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 operativa la PCE (piattaforma conti energia) 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, fino alla fine del 2019, venivano registrati i quantitativi contrattati sulla piattaforma Contratti Derivati Elettrici (CDE) per i quali l'operatore avesse richiesto di esercitare l'opzione di consegna fisica sul mercato elettrico sottostante il contratto stesso⁹⁷. Nel novembre 2008, infatti, Borsa italiana aveva lanciato il mercato italiano dei derivati elettrici (IDEX), dedicato alla negoziazione di strumenti finanziari derivati, aventi come sottostante il PUN. L'esecuzione fisica di tali contratti avveniva, appunto, sulla piattaforma CDE. Nel novembre 2019, il GME ha proposto al Ministero dello sviluppo economico la cessazione dell'operatività della piattaforma CDE, a seguito dell'eliminazione da parte di Borsa Italiana dell'opzione di consegna fisica nei contratti conclusi nel mercato finanziario dei derivati elettrici. La proposta è stata approvata⁹⁸ e ha effetto dal 1° gennaio 2020.

Nel mese di luglio 2019, infine, l'Autorità ha espresso parere favorevole⁹⁹ alle proposte di modifica del Testo Integrato della Disciplina del Mercato elettrico (TIDME) e della Disciplina MGAS, predisposte dal GME, ritenendole funzionali all'introduzione nei mercati elettrici MGP, MI e nel mercato del gas naturale MP GAS di un'unica garanzia a copertura dell'esposizione netta maturata dall'operatore sui citati mercati.

Gli operatori ammessi al mercato elettrico nel 2020 sono circa 280.

Contrattazione in Borsa e contrattazione bilaterale

Nel 2019 la quantità di energia elettrica scambiata nel Sistema Italia (Tavola 3.8) è stata pari a 295,8 TWh (+0,1% rispetto al 2018), con puntuali rialzi a gennaio (+2,7%) e luglio (+3,6%). Più in dettaglio, su base annua si sono osservati un netto aumento della domanda estera (+38,6%) e un modesto aumento della domanda nella sola zona Sud (+1,7%), mentre in Sardegna (-0,4%), al Centro Sud (-0,5%) e al Centro Nord (+0,2%) si sono confermati i livelli dello scorso anno e in tutte le altre zone si sono registrati lievi cali. A fronte di una domanda complessivamente stabile (+0,2%), i volumi offerti sono rimasti anch'essi prossimi ai livelli del 2018 (-0,8%), registrando lievi riduzioni in tutte le zone

⁹⁶ Procedura tramite cui i contratti a termine trimestrali e annuali (*futures, forward* e contratti per differenze) al momento della scadenza sono sostituiti con un equivalente numero di contratti con durata più breve. Le nuove posizioni vengono aperte a un prezzo pari a quello di liquidazione finale dei contratti originari.

⁹⁷ Per ulteriori approfondimenti sull'evoluzione del mercato elettrico all'ingrosso, si rimanda alla Relazione Annuale del GME e al Rapporto di monitoraggio dei mercati elettrici a pronti e a termine e dei servizi di dispacciamento pubblicato dall'Autorità.

⁹⁸ Con decreto del 12 dicembre 2019, il Ministero dello sviluppo economico, a valle del parere positivo espresso dall'Autorità con la delibera 26 novembre 2019, 496/2019/l/com.

⁹⁹ Con delibera 16 luglio 2019, 309/2019/l/com.

tranne al Centro Sud dove, invece, si è osservato un significativo rialzo (+12,8%). Si sono manifestati, inoltre, un calo delle importazioni (-6,1%) e un aumento delle esportazioni, al secondo valore più alto di sempre (6,8 TWh, +82,6%).

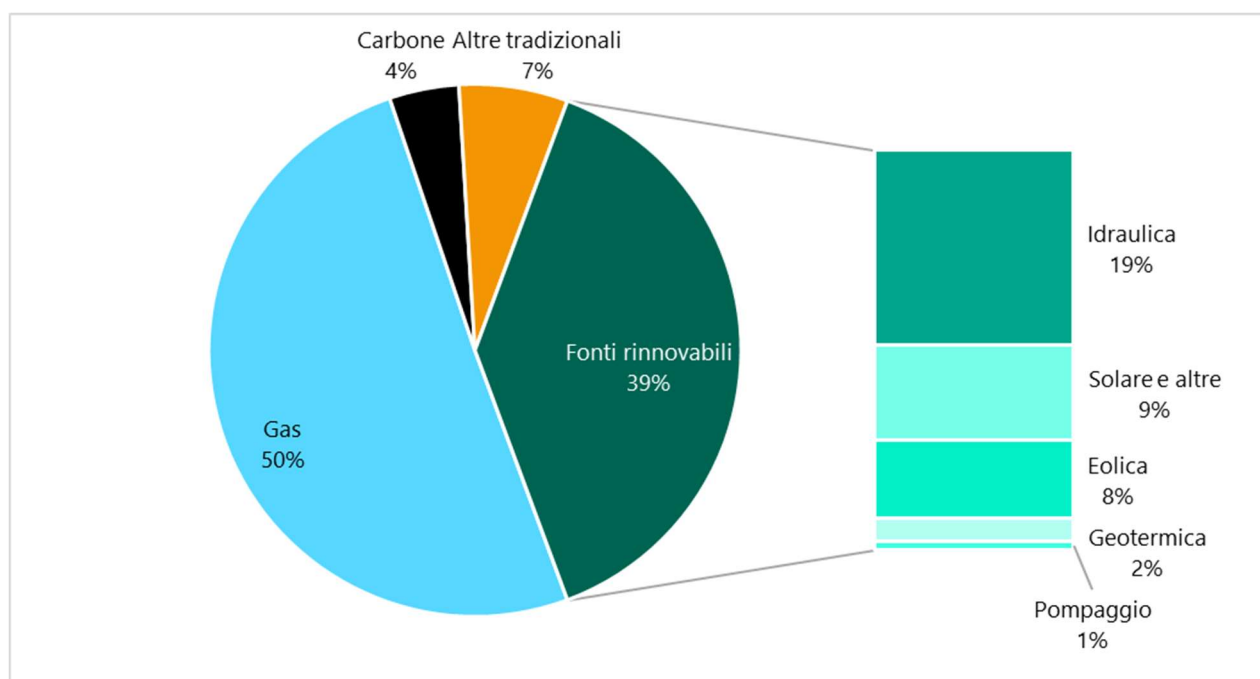
Tavola 3.8 Mercato dell'energia elettrica

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
2019	295,8	213,3	82,6

Fonte: Elaborazione ARERA su dati GME.

Figura 3.5 Vendite di energia elettrica nell'MGP per fonte



Fonte: Elaborazione ARERA su dati GME.

Per quanto riguarda la composizione degli scambi per tecnologia (Figura 3.5), i volumi venduti dagli impianti termici si attestano sul 62% (+1% rispetto al 2018), sottendendo forti riduzioni per gli impianti a carbone e olio combustibile nel Nord, Sud e Centro Sud e aumenti in tutto il continente per gli impianti a gas naturale; si conferma anche la quota venduta complessivamente da impianti rinnovabili (39%, -1 % rispetto al 2018), con un netto calo nelle sole vendite degli impianti solari del Centro Nord (-27%).

In calo, sebbene rimanga leggermente positivo, è l'aumento dei volumi scambiati direttamente in borsa (213,3 TWh, +0,2%) e pari al 72% degli scambi totali su MGP; tale liquidità è stata favorita in vendita dalle esportazioni (+82,6%) e in acquisto dagli operatori non istituzionali (+9%); in calo sono i volumi acquistati dall'Acquirente unico (-4,4%) che soddisfa l'intero suo fabbisogno in borsa. Rimangono stabili i programmi derivati dalle registrazioni sulla PCE degli scambi bilaterali *over-the-counter* (82,6 TWh, -0,1%) (Tavola 3.9).

Tavola 3.9 Contratti bilaterali

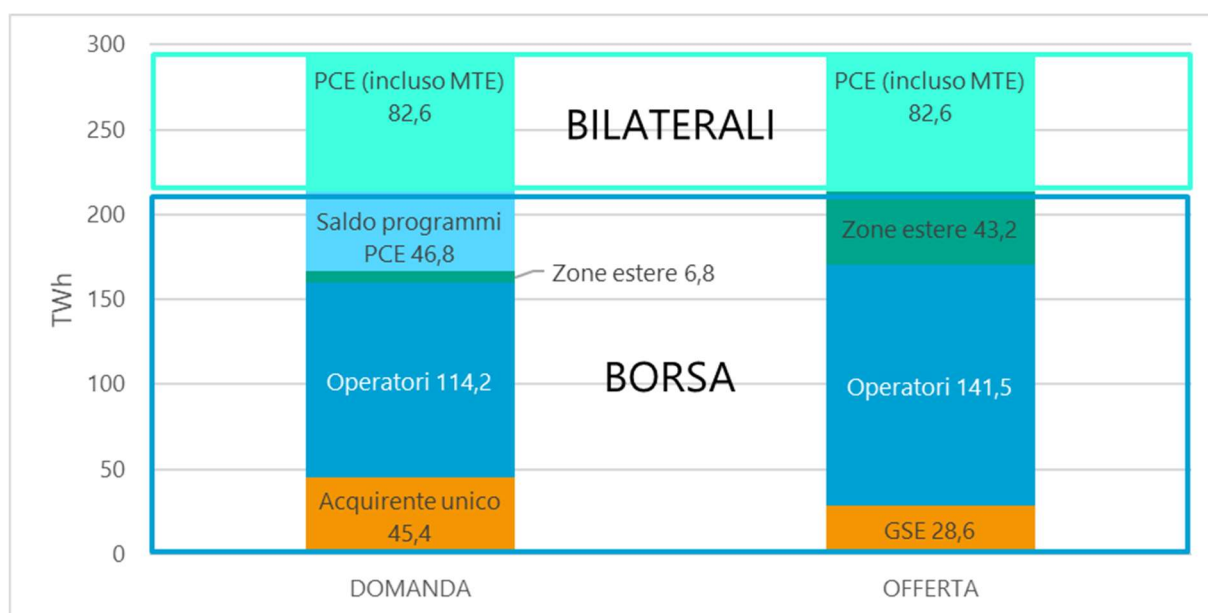
TWh

CONTRATTI	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Contratti bilaterali	131,1	120,0	82,3	96,1	92,5	86,9	81,3	82,6	82,6
Nazionali	148,8	146,9	156,8	162,5	143,5	134,9	125,7	136,9	129,4
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	129,4
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	-46,8

(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.

Figura 3.6 Composizione della domanda e dell'offerta di energia elettrica nel 2019



Fonte: Elaborazione ARERA su dati GME.

Le operazioni di concentrazione nella generazione elettrica nel 2019

Anche nel 2019 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 appaiono significative le incorporazioni del gruppo Iren nel 2019 di alcune aziende di generazione solare e fotovoltaica. Importanti acquisizioni si sono avute anche da parte del gruppo A2A che, proseguendo nella propria strategia di espansione nel settore dell'energia *green*, a partire dal 1° gennaio 2020 ha acquisito nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili (nel solare e nell'eolico) con l'obiettivo - dichiarato nella presentazione del Piano di sviluppo per il periodo 2020-2024 - di arrivare (M&A e sviluppi *greenfield*) a 500 MW entro il 2024 e a oltre 1,5 GW entro il 2030, per raggiungere una quota del 40% di rinnovabili nel portafoglio di generazione.

Da segnalare anche che dai dati raccolti mediante l'Indagine annuale dell'Autorità è emerso per la prima volta che il gruppo Enel non ricopre più il ruolo di primo operatore nella generazione termoelettrica essendo risultata maggiore la produzione del gruppo Eni, pur a fronte di una potenza installata inferiore. Di converso la quota dei piccoli produttori sul totale della produzione nazionale lorda è rimasta al 38,7% (stesso valore nel 2018). Ai produttori di piccola dimensione si devono il 96,1% della generazione da fonte fotovoltaica e l'apporto preponderante nella produzione di bioenergie (76,7%) oltre che nell'eolico, dove rappresentano il 67,5%. Nel 2019 le quote di produzione tra i diversi operatori hanno risentito, della diminuzione dell'idroelettrico, con gli operatori che detengono questa tipologia di impianti che hanno visto diminuire leggermente le loro quote.

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 2019 è risultato pari a 52,32 €/MWh (Figura 3.7), in ribasso rispetto allo scorso anno (-14,7%), seppure in linea con l'andamento delle quotazioni delle principali borse elettriche europee (Figura 3.9). Tale calo riflette i minori costi della materia prima gas (16,28 €/MWh; -34%) in parte compensati dal significativo aumento dei prezzi dei permessi di emissione di CO₂ (+56%). La suddetta dinamica è risultata omogenea in tutti i gruppi di ore: 59,12 €/MWh (-14%) nelle ore di picco¹⁰⁰, 50,57 €/MWh (-14%) nelle ore fuori picco dei giorni lavorativi e 46,63 €/MWh (-16%) nei giorni festivi. È rimasta quindi sostanzialmente stabile la dinamica giornaliera dei differenziali di prezzo relativi tra diversi gruppi di ore, che ha registrato una lieve riduzione del differenziale nelle ore del mattino compensata da un altrettanto lieve aumento del differenziale nelle ore serali.

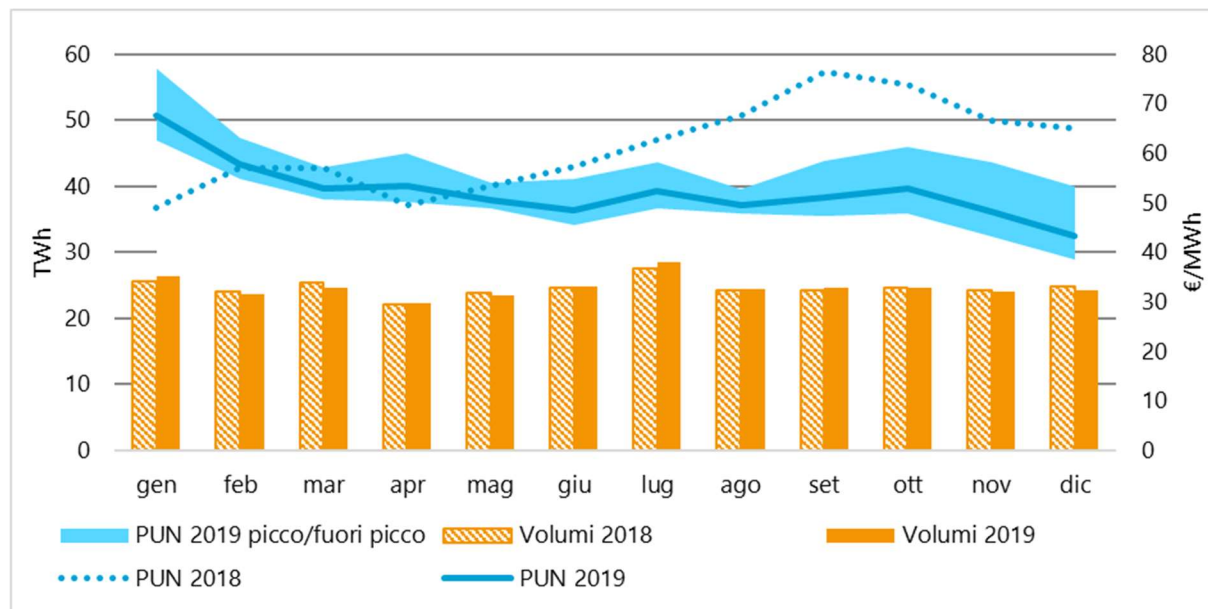
L'evoluzione dei prezzi a livello zonale si è caratterizzata per ribassi sul 2018 compresi tra il 10% e il 16%, con valori attestatisi tra i 50 €/MWh della zona Sud, che per l'undicesimo anno consecutivo è si è mantenuta la zona con il prezzo più basso, e i 63 €/MWh della zona Sicilia, che ha registrato invece il prezzo zonale più alto per il tredicesimo anno consecutivo. La zona Sicilia ha continuato, inoltre, a registrare un incremento del suo differenziale di prezzo con la zona Nord (11,5 €/MWh

¹⁰⁰ 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.

contro i 7–8 €/MWh del biennio precedente), mentre è rimasto inferiore a 1 €/MWh il differenziale tra la zona Sardegna e la zona Nord.

Figura 3.7 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.

Nel suo terzo anno di piena operatività, il Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) ha registrato 1.049 transazioni (-56% rispetto al 2018), per un totale di 701 GWh (-78%) scambiati, con profilo prevalentemente *baseload* (99%). Gli scambi si sono concentrati nei primi tre trimestri dell'anno e meno dell'1% dei volumi è stato acquistato dall'Acquirente unico; nei due anni precedenti, l'Acquirente unico era stato invece la principale controparte in acquisto. Il prezzo medio dei prodotti giornalieri sulla tipologia *baseload* si è ridotto a 0,10 €/MWh (-0,08 €/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 2019 un totale di 1,6 TWh, in crescita rispetto al 2018 (+38%) (Tavola 3.10). Considerando la tipologia dei prodotti scambiati, ha trovato conferma la preferenza per il profilo *baseload* (94%; +3%), mentre è diminuita la durata dei contratti, con maggiori scambi per i prodotti con scadenza mensile (44%, +9%) rispetto a quelli con scadenza trimestrale (36%) e annuale (20%). Mediamente si sono registrati sedici abbinamenti al mese, che risultano maggiormente concentrati nei mesi di marzo e maggio. Per il quinto anno consecutivo non si è registrata alcuna transazione bilaterale a soli fini di *clearing*.

Osservando l'andamento delle quotazioni del prodotto a termine generalmente più liquido, ovvero il *baseload* mensile con scadenza nel mese immediatamente successivo (M+1), gli operatori hanno indicato per il 2019 prezzi compresi tra 49 €/MWh (agosto) e 71 €/MWh (gennaio). Tale andamento risulta in linea con la tendenza registrata nel corso dell'anno dal sottostante PUN, il cui maggior distacco si presenta negli ultimi 2 mesi dell'anno, in corrispondenza dei maggiori ribassi di quest'ultimo (Figura 3.8).

Tavola 3.10 Volumi scambiati sull'MTE

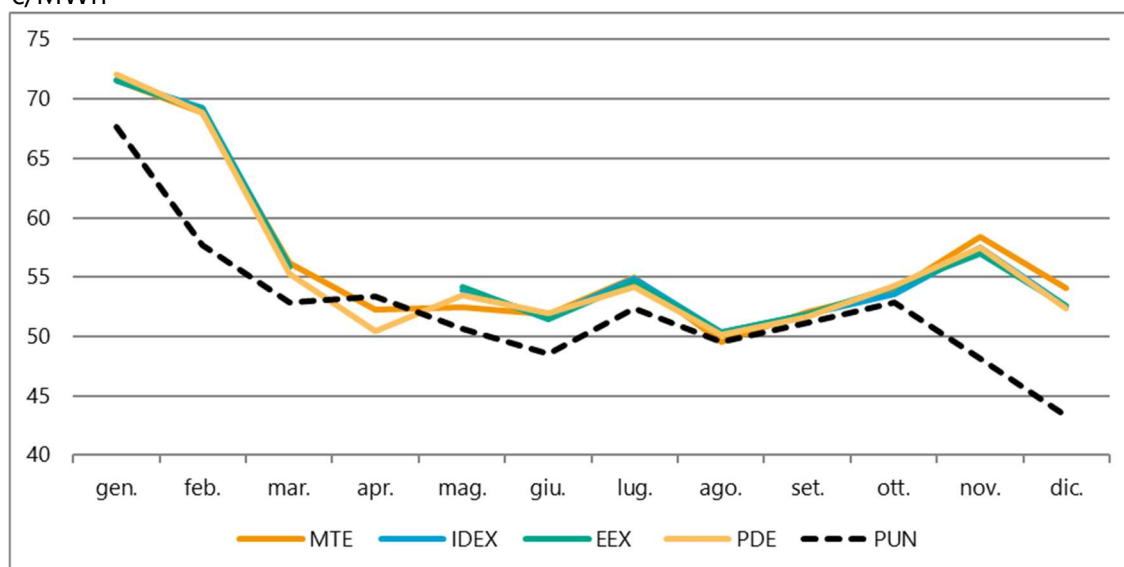
MWh

DURATA	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	VARIAZIONE 2019/2018	QUOTA
CONTRATTI (MW)	2.171	2.944	1.004	411	518	391	596	52%	145%
Baseload	679	2.829	899	323	449	357	561	57%	94%
Peakload	1.492	115	105	88	69	34	35	3%	6%
VOLUMI (GWh)	7.996	18.402	5.087	1.069	1.356	1.191	1.641	38%	100%
Baseload	3.618	18.356	5.007	1002	1.335	1.155	1.602	39%	98%
Peakload	4.379	46	79	67	21	36	38	6%	2%

Fonte: Elaborazione ARERA su dati GME.

Figura 3.8 Prezzi medi nel 2019 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.

Mercato infragiornaliero

I volumi complessivamente scambiati nel 2019 sul Mercato Infragiornaliero (26,4 TWh) risultano in crescita rispetto all'anno precedente (+1 TWh, +4%). Sebbene la netta maggioranza dei volumi sia stata scambiata nelle prime 3 sessioni (81%), in particolare su MI1 (48%), si osserva che il maggior aumento percentuale rispetto al 2018 si è registrato per le sessioni comprese tra MI3 e MI7, sottolineando una maggior preferenza a scambiare a ridosso del tempo reale. I prezzi registrati rimangono fortemente correlati ai valori del Mercato del Giorno Prima, sia in termini temporali sia zonal, in particolare si registrano prezzi medi mensili¹⁰¹ al ribasso da un massimo di 66–76 €/MWh di gennaio fino a un minimo di 44–52 €/MWh di dicembre. I prezzi delle prime tre sessioni risultano

¹⁰¹ I valori si riferiscono alle medie dei prezzi nelle sole zone nazionali.

tra loro fortemente allineati, mentre le sessioni MI6 e MI7 hanno registrato differenziali medi di prezzo fino al 23% nei mesi compresi tra aprile e agosto. Anche su base zonale i prezzi riflettono le dinamiche di MGP, registrando il prezzo medio¹⁰² più basso nella macrozona Sud (52 €/MWh) e quello più alto in Sicilia (71 €/MWh).

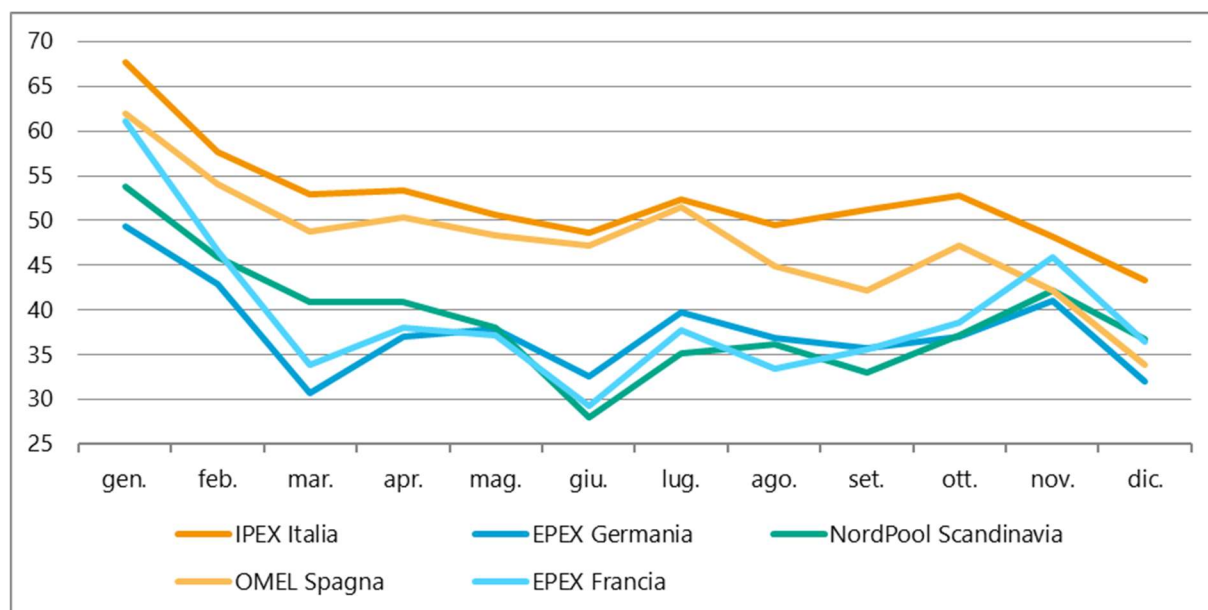
Il grado di integrazione del mercato italiano nel contesto europeo

Anche sul mercato europeo si osserva un ribasso del prezzo dell'energia elettrica, che si distribuisce sostanzialmente in due macroregioni: una regione settentrionale, composta dalla Francia, dai paesi scandinavi e dalla Germania, con prezzi nell'intorno di 39 €/MWh, e una fascia mediterranea, con Italia, Spagna e Slovenia con prezzi compresi tra 48 e 52 €/MWh.

In particolare, i meccanismi di *coupling* hanno consentito il sostanziale allineamento¹⁰³ dei prezzi delle due macroregioni in 102 ore (+24 rispetto al 2018), concentrate nell'ultima parte dell'anno e, a differenza dell'anno precedente, distribuite nel corso dell'intera giornata. Relativamente alla frontiera italiana settentrionale, lo stesso meccanismo di *coupling* ha allocato mediamente ogni ora una capacità di 2,8 GWh in import (-71 MWh rispetto al 2018) e 1,2 GWh in export (+130 MWh); in particolare, la quota di capacità totale allocata in asta implicita risulta circa il 90% sulle frontiere francese e austriaca.

Figura 3.9 Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2019

Valori medi *baseload*; €/MWh



Fonte: Elaborazione ARERA su dati delle Borse elettriche europee.

¹⁰² I valori si riferiscono al prezzo medio delle sette sessioni.

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.

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

Monitoraggio del mercato all'ingrosso

In una fase evoluta della regolazione, la funzione di monitoraggio dei mercati all'ingrosso rappresenta lo strumento principale che l'Autorità possiede per valutare la struttura dei mercati e il loro corretto funzionamento, nonché il comportamento degli operatori e l'adeguatezza del sistema. Nel settore elettrico, l'Autorità si è quindi dotata¹⁰⁴, fin dal 2008, del Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento (TIMM), al fine di rafforzare la propria funzione di monitoraggio nel settore.

L'importanza della funzione di monitoraggio svolta dalle autorità di regolazione a livello nazionale – e già prevista per ARERA dalla legge istitutiva – è stata riconosciuta anche a livello europeo: oltre alle direttive sui mercati energetici e il regolamento (UE) 1227/2011 sull'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT – *Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency*), infatti, hanno rafforzato e ampliato i poteri di monitoraggio delle autorità di regolazione nazionali. In particolare, la funzione di monitoraggio prevista dal REMIT è finalizzata ad accrescere la generale trasparenza dei mercati e a promuovere più omogenee condizioni competitive tra gli operatori, intercettando le condotte abusive attinenti alle manipolazioni di mercato e alle operazioni di *insider dealing*, ivi comprese le pratiche che si estendono *cross-border* e *cross-product* (prodotti *spot* e a termine, fisici e finanziari); tale importante funzione, pertanto, è coordinata a livello europeo dall'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER).

A livello nazionale, le attività di monitoraggio di cui l'ARERA è investita ai sensi del REMIT ampliano, quindi, la portata di quelle più tradizionali volte a individuare anomalie (non necessariamente di natura abusiva) nei comportamenti dei partecipanti ai mercati all'ingrosso, e si estendono a tutte le negoziazioni di elettricità e di gas naturale con consegna in Italia, anche attraverso la cooperazione con le altre autorità di regolazione nazionali e con i gestori esteri di mercati organizzati. Sul piano operativo, la funzione di monitoraggio attribuita ad ARERA ai sensi del REMIT si sovrappone a quella tradizionale, condividendone in larga misura informazioni, procedure e strumenti di analisi.

Nell'anno 2019 sono proseguite le analisi sui dati storici in *input* all'algoritmo di risoluzione della fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento. Tali analisi si sono concentrate in particolare sulla definizione dei vincoli a rete integra e non integra, che sono finalizzati ad assicurare le risorse per soddisfare il fabbisogno di riserva di potenza reattiva per la regolazione (primaria e secondaria) di tensione. Con questi sviluppi è stato possibile ricostruire storicamente la struttura di mercato in cui inquadrare i procedimenti avviati in passato¹⁰⁵, aventi a oggetto le strategie di offerta adottate da alcuni utenti del dispacciamento titolari di unità di produzione abilitate al mercato per il servizio di dispacciamento. Questi procedimenti si sono conclusi nel 2019 con un provvedimento di archiviazione e un procedimento sanzionatorio in materia di strategie di programmazione non diligenti nell'ambito del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica.

Inoltre, al fine di aumentare l'efficacia degli strumenti di monitoraggio a disposizione dell'Autorità, lo scorso anno è stato ampliato il perimetro di dati relativi al mercato del servizio per il dispacciamento, organizzati in appositi *data warehouse*.

¹⁰⁴ Con la delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08 e s.m.i.

¹⁰⁵ Con le delibere 24 giugno 2016, 342/2016/E/eel, 4 agosto 2016, 459/2016/E/eel, e 6 ottobre 2017, 674/2017/E/eel

Infine, è proseguito il coordinamento con l'ACER nelle attività di monitoraggio dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica, ai sensi del regolamento REMIT.

Attuazione del REMIT

Nel corso del 2019 sono state condotte le attività preistruttorie derivanti da segnalazioni di ordini e/o transazioni anomali nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale, potenzialmente abusivi ai sensi dell'art. 5 del regolamento REMIT. In due casi, la fase investigativa si è chiusa con una decisione di archiviazione, non risultando integrati i presupposti per l'avvio di un'istruttoria formale ai sensi dell'art. 2, paragrafi 2) e 3), del REMIT, che definiscono, rispettivamente, la "manipolazione del mercato" e la "tentata manipolazione del mercato".

L'Autorità ha, inoltre, confermato il proprio contributo propositivo ai gruppi di lavoro sia nell'ambito dell'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER), sia nell'ambito del Consiglio dei regolatori europei dell'energia (CEER), al fine di promuovere un approccio coordinato nell'implementazione del REMIT, partecipando:

- alla predisposizione delle linee guida di ACER dedicate all'individuazione di specifiche fattispecie manipolative, con particolare riferimento al trattenimento di capacità di generazione nel mercato elettrico;
- all'aggiornamento costante del *Market Monitoring Handbook*, manuale a uso interno di ACER e dei regolatori volto a promuovere la cooperazione e il coordinamento nella gestione dei casi previsti dal REMIT;
- alla 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;
- al monitoraggio dell'evoluzione della normativa finanziaria e al contributo alla formazione delle posizioni CEER-ACER negli ambiti rilevanti per il corretto funzionamento dei mercati dell'energia.

Al fine di assicurare una visione unitaria dei mercati finanziari e dei mercati dei prodotti energetici all'ingrosso, rafforzando la cooperazione con la Commissione nazionale per le società e la Borsa (Consob), nel mese di giugno 2019, è stato, infine, organizzato un seminario pubblico concernente il regime regolatorio applicabile alle imprese energetiche in conseguenza dell'entrata in vigore della direttiva 2014/65/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 15 maggio 2014, riguardante i mercati di strumenti finanziari (c.d. MiFID II, *Markets in Financial Instruments Directive*).

3.2.2 Mercato al dettaglio

Nel 2019, in base ai dati provvisori pubblicati da Terna, i consumi totali (al netto delle perdite) sono risultati pari a circa 301 TWh, in diminuzione dello 0,7% rispetto a quelli del 2018. La Tavola 3.11 descrive la ripartizione di questi ultimi per settore finale di utilizzo.

Nell'ambito dell'Anagrafica operatori dell'Autorità, hanno dichiarato di aver svolto nel 2019 (anche per un periodo limitato dell'anno) l'attività di vendita di energia elettrica 123 soggetti nel mercato di maggior tutela, 3 nella salvaguardia e 723 nel mercato libero. Nel 2018 i venditori erano pari a 127 nella maggior tutela, 2 nella salvaguardia e 635 nel mercato libero. Il numero di soggetti esercenti la maggior tutela è quindi diminuito di quattro unità rispetto al 2018, quale esito di operazioni

societarie di cessione dell'attività. Al contrario – e come di consueto – il numero delle imprese di vendita di energia elettrica nel mercato libero è invece decisamente aumentato (di 88 unità). All'Indagine annuale dell'Autorità hanno risposto 123 (cioè tutti) soggetti che esercitano il servizio di maggior tutela e 551 (cioè il 76% di 723) imprese che vendono elettricità nel mercato libero. Di queste, 74 hanno dichiarato di essere rimaste inattive per tutto il corso dell'anno. Di conseguenza, sono 477 le imprese risultate attive nel mercato libero che hanno risposto all'Indagine annuale.

Tavola 3.11 Ripartizione dei consumi elettrici nazionali per settore finale

TWh

SETTORE PRODUTTIVO	2015	2016	2017	2018	2019 ^(A)	Variazione 2018/19
Domestico	66,2	64,3	65,5	65,1	65,7	0,9%
Agricoltura	5,7	5,6	6,0	5,8	5,7	-1,7%
Industria	122,4	122,7	125,5	126,4	123,9	-2,0%
Terziario	102,9	102,9	104,9	106,0	106,1	0,1%
TOTALE	297,2	295,5	301,9	303,4	301,4	-0,7%

(A) Dati provvisori.

Fonte: Terna.

La Tavola 3.12 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 91%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 2019) mostrano che lo scorso anno sono stati venduti al mercato finale 256 TWh a poco meno di 37 milioni di clienti. Rispetto al 2018 il consumo totale di energia elettrica è rimasto sostanzialmente stabile con una lieve flessione verso il basso (-0,1%), mentre i consumatori sono aumentati dello 0,4%. La contrazione dei consumi è avvenuta nel settore non domestico (-0,3%), mentre i consumi delle famiglie hanno sostanzialmente tenuto (+0,6%); viceversa, l'incremento dei clienti è stato percentualmente più elevato nel settore non domestico rispetto a quello domestico. Come succede ormai da tempo, il servizio di maggior tutela ha perso ulteriore terreno a vantaggio del mercato libero. Nel 2019, inoltre, anche il servizio di salvaguardia ha subito un ulteriore e deciso ridimensionamento.

Nel 2019 il numero di clienti domestici è risultato pari a 29,6 milioni, di cui 15 serviti nella maggior tutela e 14,6 milioni nel mercato libero. In un contesto di crescita complessiva (+78.000 punti di prelievo domestici rispetto al 2018), prosegue il percorso di spostamento dei consumatori verso il mercato libero: a fronte di 1 milione e 690.000 punti di prelievo domestici persi nel mercato tutelato rispetto al 2018, il libero infatti ne ha guadagnati 1 milione e 768.000. Le famiglie che acquistano energia sul mercato libero sono cresciute del 13,2%, mentre quelle servite in maggior tutela sono

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 3.14 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.

diminuite dell'8,7%. Valutando le quote dei due mercati in termini di numerosità dei clienti si osserva che nel 2019 il mercato libero ha raggiunto il 49,4%. A dodici anni di distanza dalla completa apertura del mercato elettrico, avvenuta l'1 luglio 2007, il servizio di maggior tutela serve ancora poco più di metà della clientela domestica.

Tavola 3.12 Mercato finale della vendita di energia elettrica

Al netto degli autoconsumi e delle perdite

	VOLUMI (GWh)			PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)		
	2018	2019	VARIAZIONE	2018	2019	VARIAZIONE
Servizio di maggior tutela	45.273	40.648	-10,2%	19.705	17.607	-10,6%
Domestico	30.660	27.982	-8,7%	16.660	14.969	-10,1%
Non domestico	14.613	12.666	-13,3%	3.046	2.638	-13,4%
Servizio di salvaguardia	4.269	3.643	-14,7%	80	76	-5,6%
Mercato libero	206.844	211.831	2,4%	17.019	19.254	13,1%
Domestico	26.581	30.102	13,2%	12.821	14.590	13,8%
Non domestico	180.262	181.729	0,8%	4.198	4.664	11,1%
MERCATO FINALE	256.386	256.123	-0,1%	36.805	36.937	0,4%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il consumo medio unitario delle famiglie nel servizio di tutela è più basso rispetto a quello delle famiglie che acquistano l'energia nel mercato libero: 1.869 kWh/anno contro 2.063 kWh/anno. Questo differenziale, tuttavia, si sta riducendo nel tempo: nel 2019 è sceso a 194 kWh, risultando quindi dimezzato rispetto ai 414 kWh di cinque anni prima. Questo perché all'inizio dell'apertura del mercato i primi consumatori domestici a spostarsi nel libero sono stati quelli caratterizzati da consumi elevati, mentre via via che il passaggio al libero si completa si spostano anche le famiglie con i consumi più contenuti.

Se oltre alle famiglie consideriamo anche i clienti non domestici in bassa tensione serviti nella maggior tutela, possiamo vedere che i volumi intermediati nel servizio di tutela rappresentano ormai una quota piuttosto piccola, il 16%, dell'intero mercato elettrico italiano (ma rappresentano il 47,7% dei punti di prelievo totali). Nel 2019 è stato venduto nel mercato libero l'83% di tutta l'energia elettrica acquistata in Italia (e ha servito il 52,1% dei punti di prelievo). La sezione della salvaguardia, anch'essa in diminuzione, nel 2019 vale l'1,4% dei volumi di vendita e lo 0,2% dei punti di prelievo. In un mercato finale che complessivamente si è ridotto di 0,3 TWh rispetto al 2018, i volumi di vendita del mercato tutelato si sono ridotti di 9,3 TWh (-10,2% rispetto al 2018), il mercato libero ha guadagnato 9,7 TWh rispetto all'anno precedente (+2,4%), mentre nel regime di salvaguardia le vendite sono calate del 14,7% (-0,7 TWh).

Il numero dei consumatori complessivo è aumentato nel 2019 di 132.000 unità portandosi a 36,9 milioni: la maggior tutela ha perso poco più di 2 milioni di punti, i clienti del servizio di salvaguardia si sono ridotti di altre 4.000 unità, mentre nel libero i clienti sono cresciuti di 2 milioni e 235.000 punti rispetto al 2018.

Switching

Sulla base dei dati forniti dai distributori nell'ambito dell'Indagine annuale e – per la prima volta – dei dati provenienti dal SII¹⁰⁸, si osserva come nel 2019 lo *switching* delle famiglie è significativamente aumentato rispetto all'anno precedente, sia che lo si misuri in termini di punti di prelievo, sia che lo si misuri in termini di volumi (Tavola 3.13). Il 14,3% dei clienti domestici – 4,2 milioni di famiglie – ha cambiato fornitore almeno una volta nel corso dell'anno. I volumi corrispondenti a questa porzione di clienti sono pari al 16,9% circa del totale dell'energia distribuita al settore domestico, mentre i volumi corrispondenti al 9,1% delle famiglie che ha cambiato fornitore nel 2018 corrispondeva al 10,2% dell'energia prelevata. La maggiore vivacità nell'attività di *switching* delle famiglie può essere stata stimolata dall'avvento della completa liberalizzazione del mercato elettrico che, fino a dicembre 2019, era attesa per il 1° luglio 2020 ed è poi stata rinviata al 1° gennaio 2022 dal decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162¹⁰⁹.

Dopo il rallentamento dell'anno precedente, il primo dal 2011, anche lo *switching* dei clienti non domestici ha evidenziato nel 2019 una nuova ripresa, passando dal 17,3% al 23,1%. Complessivamente, infatti, nel 2019 hanno cambiato fornitore all'incirca 1,7 milioni di punti di prelievo. In termini di volumi sottesi, l'incremento rispetto all'anno precedente è meno elevato, pari a 3,1 punti percentuali. La spaccatura per livello di tensione mostra che la ripresa dell'attività di *switching* dei clienti non domestici è da attribuire innanzitutto ai clienti connessi in bassa tensione, il 23,1% dei quali ha cambiato fornitore nel corso del 2019 (il 6% in più del 2018) e per una quota di volumi sottesi pari al 35,2%. Anche in questo caso, probabilmente, una spinta agli spostamenti può essere derivata, almeno in parte, dal fatto che dal 1° gennaio 2021 le piccole e medie imprese non avranno più diritto di acquistare l'energia nel servizio di tutela.

Tavola 3.13 Tassi di *switching* dei clienti finali

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2018		2019	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Domestico	10,2%	9,1%	16,9%	14,3%
Non domestico	28,5%	17,3%	31,6%	23,1%
<i>di cui:</i>				
- bassa tensione	27,9%	17,1%	35,2%	23,1%
- media tensione	36,5%	31,7%	33,3%	28,6%
- alta e altissima tensione	9,9%	21,6%	21,2%	23,1%
TOTALE	24,6%	10,7%	28,4%	16,1%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nel corso del 2019, comunque, anche gli altri clienti non domestici hanno mantenuto un discreto tasso di spostamento: ha cambiato fornitore, infatti, il 28,6% dei clienti allacciati in media tensione

¹⁰⁸ Sistema Informativo Integrato (SII): si tratta di un sistema informativo, istituito presso l'Acquirente Unico dalla legge del 13 agosto 2010, n. 129/10, con lo scopo di gestire i flussi informativi fra i soggetti (principalmente distributori e venditori) che partecipano ai mercati dell'energia elettrica e del gas secondo le regole e i procedimenti definiti dall'Autorità. È basato su una banca dati che contiene l'elenco completo dei punti di prelievo nazionali e dei dati fondamentali per la gestione dei relativi processi denominata Registro Centrale Ufficiale.

¹⁰⁹ Convertito, con modificazioni, dalla legge 28 febbraio 2020, n. 8.

(per un totale di energia pari al 33,3%) e il 23,1% dei clienti in alta o altissima tensione, per un volume all'incirca di pari entità. Solo i punti di prelievo in media tensione hanno evidenziato un'attività di *switching* in lieve diminuzione rispetto al 2018.

Servizio di maggior tutela

Le famiglie e le piccole imprese¹¹⁰ connesse in bassa tensione che non abbiano stipulato un contratto di compravendita nel mercato libero usufruiscono del **mercato a condizioni standard** o **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.

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 2019 sono stati venduti nel servizio a condizioni standard, 40,6 TWh a circa 17,6 milioni di punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*). Rispetto al 2018, i consumi sono scesi di 4,6 TWh (-10,2%), mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti di 2,1 milioni di unità (-10,6%). 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° gennaio 2022, secondo le ultime disposizioni legislative). Così, lo scorso anno sono usciti dal servizio di maggior tutela 1,7 milioni di clienti domestici (-10,1%) e 0,4 milioni di clienti non domestici (-13,4%). Nell'ambito delle famiglie, la diminuzione dei residenti (1,3 milioni, -10,2%) è proporzionalmente simile a quella dei non residenti (0,4 milioni, -9,9%). Presenta variazioni più ridotte l'illuminazione pubblica, per la quale si registra una diminuzione del 6,8% nel numero di punti serviti e dell'8,2% nell'energia venduta; ma si tratta di un settore di consumo abbastanza marginale.

Sono cambiate poco, rispetto al 2018, le quote delle varie categorie sul consumo totale. Il 68,8% dei volumi è stato acquistato dalla clientela domestica (28 TWh) che, in termini di numerosità (15 milioni di punti di prelievo), rappresenta l'85% del totale. Il restante 31,2% dell'energia (12,7 TWh) è stata acquistata da clienti non domestici che in termini di punti di prelievo (2,6 milioni) sono il 15% dei punti serviti a condizioni standard.

¹¹⁰ 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.

Nell'ambito dei **clienti domestici** (Tavola 3.14), i residenti rappresentano il 78,4% dei punti di prelievo e l'89% dei consumi. Il 91,6% dei residenti ha un contratto con potenza sino a 3 kW. Nel 2019 il consumo medio unitario del cliente domestico è stato pari a 1.869 kWh/anno, lievemente superiore ai 1.840 kWh registrati nel 2018. Considerando che gran parte dei clienti domestici (75,5%) è residente e ha un contratto con potenza fino a 3 kW, si può individuare il consumo medio delle famiglie italiane nel servizio a condizioni standard in 1.965 kWh/anno, un valore di 19 kWh superiore a quello osservato nel 2018. Più elevato, pari a 3.850 kWh, e anch'esso in lieve aumento, è il consumo medio dei residenti con potenza superiore a 3 kW, che lo scorso anno era pari a 3.792 kWh; in lieve aumento è anche il consumo medio dei non residenti, che è passato dai 918 kWh del 2018 ai 950 kWh del 2019. L'89,2% delle famiglie servite a condizioni standard, comunque, consuma meno di 3.500 kWh all'anno.

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.

Tavola 3.14 Clienti domestici nel servizio a condizioni standard per tipologia e per classe di consumo nel 2019

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	1.973	7,0%	4.596	30,7%	429
1.000-1.800 kWh	5.090	18,2%	3.618	24,2%	1.407
1.800-2.500 kWh	5.985	21,4%	2.801	18,7%	2.136
2.500-3.500 kWh	6.883	24,6%	2.342	15,6%	2.939
3.500-5.000 kWh	4.744	17,0%	1.163	7,8%	4.080
5.000-15.000 kWh	2.867	10,2%	436	2,9%	6.581
> 15.000 kWh	441	1,6%	13	0,1%	33.310
TOTALE DOMESTICI	27.982	100%	14.969	100%	1.869
DI CUI:					
Domestici residenti fino a 3 kW	21.137	75,5%	10.756	71,9%	1.965
Domestici residenti oltre 3 kW	3.775	13,5%	980	6,5%	3.850
Domestici non residenti	3.070	11,0%	3.233	21,6%	950

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La Tavola 3.15 evidenzia la consistenza per classe di consumo dei punti di prelievo (circa 2,6 milioni) e dei volumi (12,7 TWh) relativi agli **usi non domestici** serviti a condizioni standard, per classe di consumo. Come nel 2018, circa un quinto (19,5%) dell'energia destinata ad altri usi è stato venduto ai clienti della prima classe di consumo (<5 MWh/anno), che costituiscono l'81% dell'intera platea di consumatori non domestici. La seconda classe, quella dei clienti con consumi annui tra 5 MWh e 10 MWh, comprende l'8,6% dei punti di prelievo e assorbe il 12,5% dell'elettricità venduta. Pertanto,

l'89,6% dei clienti non domestici che acquistano energia elettrica nel servizio di maggior tutela ha consumi annui che non superano i 10 MWh.

I punti di prelievo con potenza inferiore a 16,5 kW costituiscono il 93% dei consumatori non domestici serviti in maggior tutela e il 52% dei consumi. I punti di prelievo con potenza superiore a 16,5 kW, pur rappresentando solo il 7% di tali consumatori, assorbono il 48% delle vendite, in quanto sono caratterizzati da consumi annui più elevati: metà dei loro punti di prelievo ricade nelle classi con consumi compresi tra 20 e 500 MWh.

Tavola 3.15 Clienti non domestici nel servizio a condizioni standard per tipologia e per classe di consumo nel 2019

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	2.468	19,5%	2.136	81,0%	1.155
5 - 10 MWh	1.587	12,5%	226	8,6%	7.007
10 - 15 MWh	1.074	8,5%	88	3,3%	12.227
15 - 20 MWh	867	6,8%	50	1,9%	17.315
20 - 50 MWh	3.025	23,9%	99	3,7%	30.591
50 - 100 MWh	1.873	14,8%	28	1,0%	67.874
100 - 500 MWh	1.638	12,9%	10	0,4%	159.726
500 - 2.000 MWh	115	0,9%	0	0,0%	724.070
2.000 - 20.000 MWh	18	0,1%	0	0,0%	4.150.560
20.000 - 50.000 MWh	1,6	0,0%	0	0,0%	25.089.477
TOTALE NON DOMESTICI	12.666	100,0%	2.638	100,0%	4.802
DI CUI					
Non domestici fino a 16,5 kW	6.385	50,4%	2.436	92,3%	2.622
Non domestici oltre 16,5 kW	5.922	46,8%	184	7,0%	32.180
Illuminazione pubblica	359	2,8%	18	0,7%	19.785

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Anche tra i consumatori non domestici la condizione economica assolutamente prevalente è la multioraria: essa è, infatti, applicata al 97,7% dei punti di prelievo e al 95,8% dei volumi venduti. L'alternativa è la condizione monoraria, che riguarda il 2,1% dei punti di prelievo e il 4% dell'energia. Ancora più marginali sono le quote della tariffa bioraria, con le quali viene fatturato lo 0,2% dei clienti e dell'energia acquistata.

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 asta¹¹¹, che ottengono il diritto a esercitare il servizio per due anni consecutivi. Il servizio di salvaguardia per il biennio 2019-2020 è stato aggiudicato alla fine del 2018 a tre venditori: Enel Energia ed Hera Comm, già titolari nel biennio precedente, a cui si è aggiunta la società A2A Energia. La nuova aggiudicazione ha comportato però variazioni nei territori serviti.

Secondo i dati ricevuti dai tre esercenti la salvaguardia nel 2019, il servizio si è ulteriormente ristretto rispetto all'anno precedente. Più precisamente, lo scorso anno risultano essere stati serviti in regime di salvaguardia 75.988 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 gli 80.457 del 2018 (erano 91.345 nel 2017). Complessivamente sono stati prelevati 3.643 GWh contro i 4.269 del 2018. In pratica, il mercato della salvaguardia si è ridotto del 5,6% in termini di punti di prelievo e quasi del 15% in termini di energia consumata rispetto al 2018 (Tavola 3.16).

Nel servizio di salvaguardia la quasi totalità dei clienti (il 93%) è allacciato in bassa tensione, il 7% è servito in media tensione e solo un esiguo 0,03% dei punti di prelievo è allacciato in alta tensione. L'incidenza di questi clienti in termini di energia acquisita è ovviamente molto differente: considerando i volumi venduti, l'incidenza della bassa tensione è solo del 37% (ma è cresciuta rispetto al 33% dell'anno precedente), quella dei clienti in alta tensione è del 4% (nel 2018 era del 6%), mentre la media tensione acquista quasi due terzi dell'energia complessivamente venduta in questo servizio (sebbene il suo peso sia in calo dal 61% del 2018 al 58% nel 2019).

Tavola 3.16 Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)			PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)		
	2018	2019	VARIAZIONE	2018	2019	VARIAZIONE
Illuminazione pubblica	478	421	-12,0%	19,3	17,3	-10,6%
Altri usi	946	939	-0,7%	55,4	53,3	-3,8%
TOTALE BT	1.424	1.360	-4,5%	74,8	70,6	-5,5%
Illuminazione pubblica	21	33	57,9%	0,11	0,15	29,8%
Altri usi	2.571	2.088	-18,8%	5,6	5,2	-6,4%
TOTALE MT	2.592	2.121	-18,2%	5,7	5,4	-5,7%
Altri usi	253	162	-35,8%	0,03	0,03	-0,3%
TOTALE AT	253	162	-35,8%	0,03	0,03	-0,3%
TOTALE SALVAGUARDIA	4.269	3.643	-14,7%	80,5	76,0	-5,6%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Complessivamente, i punti di prelievo relativi all'illuminazione pubblica serviti in salvaguardia nel 2019 sono scesi a circa 17.000 unità dalle 19.000 che risultavano nel 2018, registrando quindi una diminuzione del 10,4%, così come l'energia da essi acquisita si è ridotta da 499 a 454 GWh (-9,1%). Gli altri usi, invece, hanno evidenziato una riduzione complessiva da circa 61.000 a 59.000 punti serviti (-4%) e una riduzione dei consumi dello 15,5%, cioè da 3.770 a 3.190 GWh.

La quota di Enel Energia nel mercato della salvaguardia è drasticamente diminuita nel 2019: in virtù degli esiti delle aste, la società che nel 2018 serviva otto regioni, nel 2019 ne ha servite solo due. Pertanto, la sua incidenza in termini di volumi venduti è crollata dal 45,9% al 22,1%. Viceversa, Hera

¹¹¹ Come ha stabilito il decreto del Ministero dello sviluppo economico del 23 novembre 2007.

Comm è passata da 12 a 15 regioni servite e di conseguenza la sua quota è salita dal 54,1% al 72,1%; la nuova entrata A2A Energia, con tre regioni servite nel 2019 ha accumulato una quota del 5,8%.

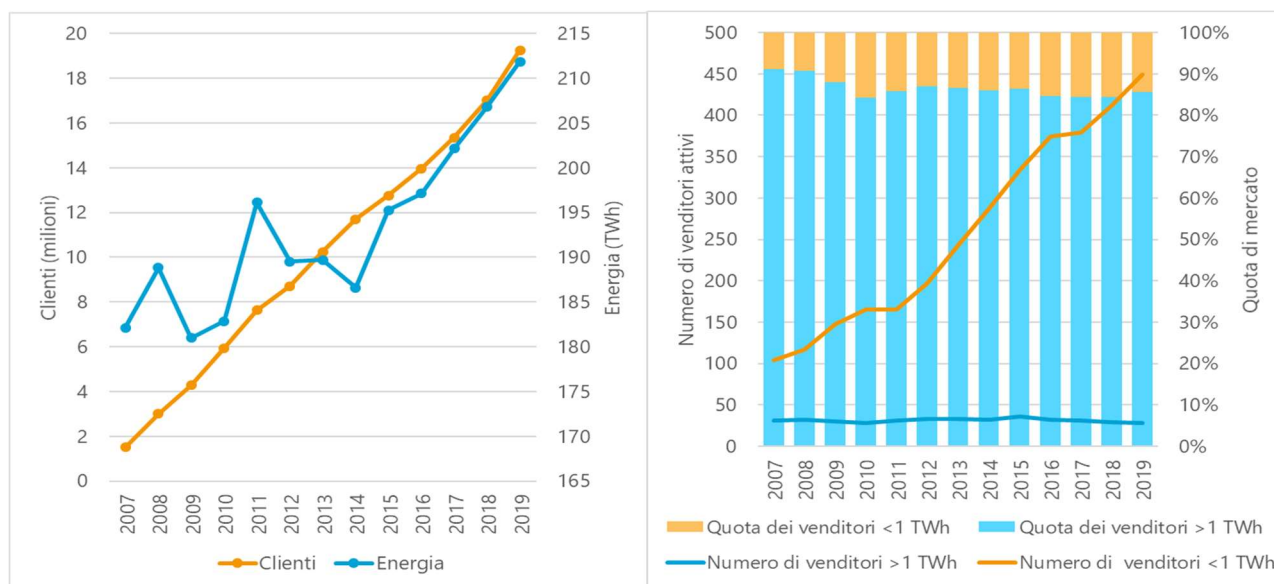
Mercato libero

Come si è visto nelle pagine precedenti, secondo i dati (provvisori) raccolti nell'Indagine annuale sui settori regolati, nel 2019 sono stati venduti nel mercato libero dell'energia elettrica 211,8 TWh, quasi 5 TWh in più del 2018, a poco più di 19 milioni di clienti, cresciuti del 13,1% rispetto al 2018.

Dalla sua apertura, nel 2007, il mercato libero è in costante espansione sia in termini di clienti, sia in termini di energia venduta, sebbene la crescita dei volumi di vendita abbia subito nel tempo anche qualche momento di pausa e sia avvenuta, comunque, a un ritmo meno sostenuto rispetto a quello sperimentato dai clienti. Indipendentemente dalle quantità vendute, si registra un costante incremento nel numero di imprese attive o, più precisamente di quelle tra loro con vendite inferiori a 1 TWh, la cui quota di mercato, tuttavia, è da anni ferma intorno al 15% (Figura 3.10).

Anche nel 2019, infatti, la crescita del numero di operatori si è dimostrata vivace: in base alle risposte ottenute dall'Indagine annuale sui settori regolati, nel mercato libero sono entrate 36 nuove imprese attive (+8,2%). La concomitante espansione del mercato, inferiore in termini percentuali (+2,4%), ha determinato un nuovo abbassamento del volume di vendita medio unitario delle imprese che operano su questo mercato, come negli anni precedenti. Nel 2019, infatti, il volume medio unitario di vendita delle imprese che operano sul mercato libero è risultato pari a 444 GWh, del 5,3% inferiore ai 469 GWh registrati nel 2018, raggiungendo quindi un nuovo punto di minimo nella serie storica. Esso, infatti, è sceso a un terzo di quello osservato nel 2007 (1.349 GWh), anno di completa apertura del mercato.

Figura 3.10 Evoluzione del mercato libero di energia elettrica



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La composizione societaria del capitale sociale delle imprese che operano nella vendita a clienti finali liberi al 31 dicembre 2019, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello, mostra una scarsa presenza straniera, con solo il 4,6% detenuto da soggetti di origine straniera. Solo 21 società (sulle 455 che hanno fornito questi dati) hanno un socio di maggioranza non italiano. I partecipanti stranieri diretti risultano per lo più società tedesche, lussemburghesi o spagnole, ma vi sono anche soci di

maggioranza di altre nazioni (Albania, Austria, Belgio, Finlandia, Malta, Portogallo, Regno Unito, Romania, Slovenia, Stati Uniti d'America e Svizzera).

Il 32% dei 477 venditori attivi che hanno risposto all'Indagine annuale vende energia in un numero di regioni compreso tra 1 e 5; 91 imprese, pari al 19%, hanno venduto energia elettrica in tutto il territorio nazionale; le restanti 232 società (49%) hanno operato in un numero di regioni compreso tra 6 e 19.

Il dettaglio dei clienti per tipologia e per tensione (Tavola 3.17) mostra un aumento di oltre 2,2 milioni di punti serviti, in gran parte provenienti dal mercato tutelato. Tale risultato è dovuto quasi esclusivamente ai clienti in bassa tensione e in particolare a quelli domestici, nonostante un netto aumento si sia avuto anche nei punti di prelievo degli altri usi allacciati in bassa tensione (+12,2%). Le famiglie servite nel mercato libero sono aumentate di 1.768.000 unità, ovvero del 13,8% rispetto al 2018; 472.000 nuovi punti di prelievo hanno acquistato l'elettricità nel mercato libero per altri usi in bassa tensione. All'opposto, si è verificato un calo dei clienti in media tensione, che sono diminuiti di circa 10.000 unità (-8,6%); tale calo è da attribuire soprattutto agli altri usi, sebbene anche i punti per l'illuminazione pubblica siano calati di 218 unità rispetto al 2018. I punti di prelievo in alta/altissima tensione hanno evidenziato un lieve incremento (1,3%), arrivando a sfiorare le 1.000 unità.

Come nel 2018, sono cresciuti gli acquisti di elettricità in bassa tensione (5,9%), mentre quelli in media e in alta tensione hanno mostrato una sostanziale stabilità (più precisamente si osserva un +1,3% per l'energia acquistata in alta tensione e un -0,01% per quella in media tensione). Il settore domestico ha registrato un incremento del 13,2% nell'elettricità acquistata, i punti di prelievo per l'illuminazione pubblica hanno ridotto i consumi del 6,1%, mentre gli altri usi, che hanno avuto una netta crescita nel numero di punti serviti (11,6%), hanno evidenziato un più modesto incremento (1%) nell'energia acquistata

Tavola 3.17 Mercato libero per tipologia di cliente

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)			PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)		
	2017	2018	VARIAZIONE	2017	2018	VARIAZIONE
Bassa tensione	84.287	89.273	5,9%	16.906	19.151	13,3%
Domestico	26.581	30.102	13,2%	12.821	14.590	13,8%
Illuminazione pubblica	4.114	3.913	-4,9%	225	230	2,1%
Altri usi	53.591	55.259	3,1%	3.859	4.331	12,2%
Media tensione	96.249	96.241	0,0%	112	102	-8,6%
Illuminazione pubblica	322	255	-21,0%	0,98	0,76	-22,2%
Altri usi	95.927	95.986	0,1%	111	102	-8,5%
Alta e altissima tensione	26.308	26.317	0,0%	0,99	1,00	1,3%
Altri usi	26.308	26.317	0,0%	0,99	1,00	1,3%
TOTALE	206.844	211.831	2,4%	17.019	19.254	13,1%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

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 24,2% 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 25,1% di tutta l'energia acquisita dal settore domestico nel mercato libero. Di fatto, l'87% 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 (5077 kWh) è del 18,2% più alto di quello dei clienti in maggior tutela, pari a 429 kWh (Tavola 3.18).

Nel 2019 il 13,4% dei clienti domestici, più di 1,9 milioni, risulta aver sottoscritto un contratto *dual fuel*. Il numero di clienti domestici con questo tipo di contratto¹¹² è lievemente cresciuto (nel 2018 erano 1,8 milioni), ma la loro incidenza sul totale dei clienti elettrici è leggermente diminuita rispetto a quella registrata nel 2018 (che era il 13,9%). Il consumo complessivo dei clienti con contratto *dual fuel* è pari a 4 TWh, il 13,2% 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.

Tavola 3.18 Mercato libero domestico nel 2019 per classe di consumo

Volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA	CONSUMO MEDIO
< 1.000 kWh	1.793	6,0%	3.536	24,2%	507
1.000-1.800 kWh	5.156	17,1%	3.664	25,1%	1.407
1.800-2.500 kWh	6.259	20,8%	2.930	20,1%	2.136
2.500-3.500 kWh	7.561	25,1%	2.576	17,7%	2.935
3.500-5.000 kWh	5.442	18,1%	1.335	9,2%	4.076
5.000-15.000 kWh	3.515	11,7%	532	3,6%	6.605
> 15.000 kWh	375	1,2%	15	0,1%	24.455
TOTALE DOMESTICI	30.102	100,0%	14.590	100,0%	2.063
<i>di cui con contratto dual fuel</i>					
< 1.000 kWh	212	5,3%	411	21,0%	517
1.000-1.800 kWh	745	18,7%	528	27,1%	1.410
1.800-2.500 kWh	920	23,1%	431	22,1%	2.135
2.500-3.500 kWh	1.057	26,5%	361	18,5%	2.930
3.500-5.000 kWh	670	16,8%	165	8,5%	4.059
5.000-15.000 kWh	349	8,8%	54	2,7%	6.517
> 15.000 kWh	34	0,8%	1	0,1%	24.194
TOTALE CON CONTRATTO DUAL FUEL	3.987	100,0%	1.950	100,0%	2.044

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

¹¹² 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.

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 61,6% dell'intera clientela (equivalente al 60,3% dei consumi). Il 29% dei clienti ha preferito, invece, la modalità bioraria e solo il 9,5% 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 58,5% dell'energia complessivamente acquistata dal settore non domestico. Il 63,4% 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 2019 hanno preferito una fornitura di questo tipo sono circa 85.000 sui quasi 4,7 milioni totali e pressoché tutti connessi in bassa tensione; l'energia acquisita è pari a poco meno di 1,8 TWh sui 181,7 complessivi.

Le offerte disponibili nel mercato libero elettrico

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, arricchita nel 2018 dalla presenza delle offerte PLACET (Prezzo Libero A Condizioni Equiparate di Tutela), descritte in dettaglio al paragrafo 3.3.4. I dati commentati nel seguito sulle tipologie di offerte disponibili ed effettivamente scelte dai clienti nel 2019, tuttavia, non comprendono una categoria a parte per le offerte PLACET. Nel settore elettrico il numero di clienti che ha preferito questo tipo di offerta nel 2019 è risultato pari a 9.639, nel caso dei clienti domestici, e a 2.602, nel caso dei clienti non domestici in bassa tensione. L'obiettivo delle domande poste ai venditori sulla quantità e sulla qualità delle offerte commerciali era, come negli anni scorsi, 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, anche per quest'anno l'esposizione dei risultati raccolti si concentra praticamente solo su queste ultime.

La media delle offerte commerciali che ogni impresa di vendita è in grado di proporre ai propri potenziali clienti è risultata pari a 16,3 per la clientela domestica e a 23,4 per la clientela non domestica. Quest'ultima, ovviamente, gode di una maggior possibilità di scelta, dal momento che tale cliente generalmente consuma una quantità maggiore di volumi e manifesta esigenze più differenziate (multi-sito, profili di consumo orari più variegati ecc.) rispetto a quelle delle famiglie. A questo cliente il venditore è sicuramente in grado di fornire servizi più personalizzati e contratti individualizzati. Rispetto al 2018 il numero di offerte disponibili per i clienti domestici è rimasto sostanzialmente invariato. Il numero delle offerte disponibili per la clientela non domestica, invece, è diminuito rispetto al 2018, quando era risultato pari a 39,6. Il calo potrebbe essere dovuto, almeno in parte, al fatto che il mercato libero per la clientela non domestica è certamente più maturo rispetto a quello per le famiglie e potrebbe, quindi, trovarsi in una fase di razionalizzazione delle offerte indirizzate verso tale specifica clientela. Parte del calo, comunque, potrebbe anche spiegarsi con la

migliore attività di categorizzazione delle offerte da parte dei venditori, essendo questa la quarta edizione dell'Indagine che chiede dati sulle offerte commerciali. Il 21% dei venditori, comunque, offre una sola modalità contrattuale alla propria clientela domestica, quasi un terzo di essi (il 29%) ne mette a disposizione fino a 3 e la restante metà dei venditori propone ai propri clienti un ventaglio che comprende da 4 offerte in su. Rispetto al 2018, sono diminuiti i venditori che offrono solo una modalità contrattuale, mentre sono cresciuti sia quelli che ne mettono a disposizione 2 o 3, sia quelli che ne mettono a disposizione fino a 8.

Delle 16,3 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 5,1 sono acquistabili solo online (erano 5,9 nel 2018), cioè soltanto attraverso internet, che costituisce ormai un canale di vendita alternativo attraverso cui l'impresa può illustrare la propria offerta con tutti i dettagli necessari risparmiando sui costi di gestione. Il 20,8% dei venditori non offre, però, nemmeno un'offerta online. Nel 17,4% dei casi il numero di offerte online è uguale al numero di offerte che complessivamente vengono proposte ai clienti, nel restante 82,6% dei casi il numero di offerte online è risultato inferiore alle offerte totali. Il successo delle offerte online tra le famiglie resta molto limitato: solo il 4,4% dei clienti (corrispondenti al 4,2% dell'elettricità acquistata nel mercato libero) ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità. Il risultato è comunque superiore a quello del 2018, quando il 3,3% delle famiglie aveva scelto di sottoscrivere un'offerta di energia elettrica attraverso internet.

Circa la tipologia di prezzo preferita, l'84,7% dei clienti domestici ha sottoscritto nel mercato libero un contratto a prezzo fisso (cioè con il prezzo che non cambia per almeno un anno dal momento della sottoscrizione), mentre solo il 15,3% 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 aumento rispetto all'anno precedente, quando il prezzo variabile era stato scelto dal 14,1% dei clienti domestici. Inoltre, il 2,7% dei clienti ha firmato un contratto che prevede una clausola di durata minima contrattuale, nel senso che è previsto che il cliente non cambi fornitore per un minimo di tempo stabilito dal contratto stesso quale condizione per l'applicazione del prezzo stabilito. La percentuale è maggiore nel caso di contratti a prezzo variabile, dove la durata minima contrattuale si applica al 9% dei clienti, mentre è dell'1,6% nel caso di contratti a prezzo bloccato. Le modalità di indicizzazione per i contratti a prezzo variabile sono di vario tipo. Il 32% 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 41% nel 2018); il 58% dei clienti ha scelto un contratto che prevede l'indicizzazione all'andamento del PUN e il 6% dei clienti ne ha scelto uno indicizzato all'andamento del Brent (l'anno precedente i valori erano più simili: 35% per il contratto indicizzato al PUN e 18% per quello indicizzato al Brent). Il 3% dei clienti, infine, ha scelto un contratto che prevede una forma di indicizzazione diversa da quelle appena citate (erano il 7% nel 2018).

Circa il 37% 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, eventualmente condizionato al verificarsi di una determinata circostanza (per esempio, uno sconto per contratti sottoscritti da amici del cliente, uno sconto per la domiciliazione bancaria della bolletta ecc.). Più in dettaglio, risulta che, in media, lo sconto è applicato al 30% dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo fisso e al 78% dei clienti che hanno scelto il prezzo variabile. La quota di contratti acquistati che prevedono un abbuono o uno sconto ha, però, subito una significativa riduzione rispetto al 2018, quando era risultata del 42%.

Infine, circa la presenza di servizi aggiuntivi¹¹³ nei contratti sottoscritti (Tavola 3.19), tra i clienti domestici che hanno scelto un contratto a prezzo fisso emerge una netta preferenza, tra l'altro in aumento, sia per la garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (il 44% 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 (per esempio, punti spendibili in una catena di supermercati): il 38,2% dei clienti ha scelto un contratto che offre tale servizio aggiuntivo. Il 12,4% dei clienti, tuttavia, ha preferito un contratto privo di servizi aggiuntivi.

Tavola 3.19 Contratti per la fornitura di elettricità per tipo di prezzo e per tipo di servizi aggiuntivi

Percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati

CONTRATTI	2016	2017	2018	2019
A prezzo bloccato	84,6%	83,9%	85,9%	84,7%
A prezzo variabile	15,4%	16,1%	14,1%	15,3%
Servizi aggiuntivi dei contratti a prezzo bloccato				
Nessun servizio aggiuntivo	n.d.	n.d.	12,2%	12,4%
Garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile	49,6%	45,7%	39,1%	44,3%
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	42,2%	45,0%	36,0%	38,2%
Servizi energetici accessori	3,9%	5,7%	7,4%	2,6%
Omaggio o <i>gadget</i>	n.d.	1,4%	0,2%	0,4%
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	2,6%	0,5%	0,3%	0,7%
Altro	1,8%	1,7%	4,7%	1,5%
TOTALE	100,0%	100%	100%	100%
Servizi aggiuntivi dei contratti a prezzo variabile				
Nessun servizio aggiuntivo	n.d.	n.d.	53,0%	52,3%
Garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile	60,9%	48,9%	27,5%	28,0%
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	5,8%	6,9%	2,5%	3,4%
Servizi energetici accessori	22,0%	16,1%	8,5%	10,5%
Omaggio o <i>gadget</i>	n.d.	23,1%	3,1%	1,3%
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	4,1%	3,6%	1,4%	2,4%
Altro	7,2%	1,4%	4,1%	2,1%
TOTALE	100,0%	100%	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 ha scelto uno privo di servizi aggiuntivi. Anche tra questi clienti, però, si rileva un elevato interesse per la

¹¹³ Più in dettaglio, i servizi aggiuntivi proposti nel questionario ai venditori erano:

- garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile (offerta verde totale o percentuale);
- programma di raccolta punti (proprio o altrui);
- servizi energetici accessori (per esempio, 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.);
- omaggio o *gadget*;
- vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi (per esempio, sconti sul rifornimento di benzina, abbonamenti a riviste ecc.);
- altro non compreso tra le voci precedenti.

garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (28% dei casi). La seconda preferenza va alla possibilità di ottenere, insieme all'elettricità, servizi energetici accessori (10,5%). I programmi di raccolta punti e l'ottenimento di omaggi/*gadget* raccolgono una quota abbastanza modesta di preferenze, rispettivamente pari al 3,4% e all'1,3%.

Concentrazione nel mercato retail di energia elettrica

La classifica (provvisoria, data la natura preconsuntiva dei dati raccolti) dei primi venti gruppi per vendite complessive al mercato finale nel 2019 (Tavola 3.20) presenta alcune novità rispetto all'anno precedente per l'avvicinamento dei venditori dalla quarta posizione in avanti. Non sono cambiate, infatti, le prime tre posizioni rispetto al 2018. L'operatore dominante dell'intero mercato elettrico italiano, come sempre, resta il gruppo Enel, anche quest'anno con una quota in discesa al 36% (era al 37,6% nel 2018), ma comunque sempre largamente distanziata dal secondo gruppo. Al secondo posto si trova il gruppo Edison, con una quota complessiva del 5,4%, in aumento rispetto al 4,9% del 2018, grazie alla netta crescita delle vendite nella media e nell'alta tensione. Anche il gruppo Hera ha mantenuto nel 2019 la terza posizione, con una quota in crescita al 4,9% rispetto al 4,3% del 2018, principalmente realizzata nel settore domestico e nei clienti dell'alta tensione. Le novità nella classifica del 2019 riguardano, invece, la quarta e la sesta posizione, nelle quali si trovano gli stessi gruppi del 2018, ma in posizione invertita: il gruppo A2A, che nel 2018 era al sesto posto, è salito al quarto, viceversa il gruppo Eni era al quarto posto ed è sceso al sesto. È rimasto in quinta posizione, invece, il gruppo Axpo. Hanno guadagnato diverse posizioni, inoltre, i gruppi E.ON, Alperia, Egea ed Engie, mentre in discesa risultano i gruppi Iren, Duferco, C.V.A. e Repower. La crescita delle vendite del gruppo A2A, complessivamente pari al 26%, è avvenuta principalmente nel segmento non domestico e, in particolare, nelle vendite ai clienti non domestici in bassa tensione. Viceversa, il gruppo Eni ha perso molto terreno tra i clienti non domestici, specialmente quelli in alta tensione, mentre ha accresciuto le proprie vendite tra le famiglie; nel complesso, comunque, i quantitativi di energia elettrica che ha venduto nel 2019 risultano inferiori del 5% rispetto a quelli del 2018.

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: poco più di metà di questo mercato – il 50,7%, per la precisione – è, infatti, servito da Enel, mentre Hera ed Eni, in seconda e terza posizione, possiedono quote assai distanti (rispettivamente del 4,2% e del 3,7%). Dal 2016, inoltre, il gruppo Enel mantiene saldamente 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 2019 il 67% dell'energia consumata dalle famiglie è stata venduta dal gruppo Enel (70% nel 2018); con una quota del 6,4%, il secondo gruppo è Eni, mentre Acea ha mantenuto la terza posizione con il 3,3%. Complessivamente, i primi cinque operatori (oltre a quelli già citati, Hera e A2A) detengono l'82,5% del settore domestico (l'84,7% nel 2018). Anche nel caso delle vendite a clienti non domestici alimentati in bassa tensione, la quota del gruppo Enel, pari al 37,7% (in discesa rispetto al 39,3% dell'anno precedente), rimane ben distanziata dal 5,2% del secondo in classifica, che è il gruppo Hera (in seconda posizione anche nel 2018). Seguono A2A con il 4,5%, che nel 2018 era in quarta posizione, Edison (in terza posizione nel 2018) ed E.ON (all'undicesimo posto nel 2018), entrambi con il 3,2%.

Nel 2019 il gruppo Edison, che tradizionalmente inseguiva l'*incumbent*, ha mantenuto la quinta posizione 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 tornato in terza posizione (era quarto l'anno precedente) con una quota del 13,7%, così come è rimasto al terzo posto, con una quota del 6,7%, per i clienti in media tensione.

Nel segmento della media tensione, il gruppo Hera ha mantenuto la seconda posizione con il 6,8%. In quarta posizione si trova il gruppo A2A, con il 5,8% (era sesto nel 2018), e in quinta posizione è rimasto il gruppo Axpo con il 5,3%. Il gruppo Eni, che nel 2018 era al quarto posto con una quota del 5,2%, nel 2019 è sceso al sesto con il 4,8%.

Nelle vendite a clienti in alta o altissima tensione, dopo Enel il secondo gruppo è divenuto Axpo, con una quota non troppo distante dall'*incumbent*: 14,7% contro il 18,5% di Enel. Nel 2018 il gruppo Axpo era terzo con il 12,6%. È sceso in quarta posizione il gruppo Duferco, con una quota del 12,3% (nel 2018 era secondo con il 13,8%), seguito da Green Network (10,3%).

Tavola 3.20 Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2019

GWh

GRUPPO	CLIENTI	CLIENTI NON DOMESTICI			TOTALE	POSIZIONE NEL 2018
	DOMESTICI	BT	MT	AT/AAT		
Enel	38.955	27.602	20.844	4.898	92.299	1°
Edison	1.155	2.344	6.635	3.626	13.760	2°
Hera	1.760	3.772	6.711	302	12.544	3°
A2A	1.548	3.293	5.751	792	11.384	6°
Axpo Group	75	1.899	5.196	3.893	11.063	5°
Eni	3.719	1.190	4.682	874	10.465	4°
Green Network	290	1.347	3.041	2.729	7.407	7°
E.On	462	2.321	3.959	356	7.099	11°
Iren	1.373	1.938	2.778	301	6.389	8°
Acea	1.918	1.773	2.127	275	6.093	10°
Duferco	77	799	1.831	3.263	5.970	9°
Alperia	331	1.150	3.394	220	5.094	15°
Egea	78	1.176	3.118	183	4.555	16°
C.V.A.	121	1.290	2.622	99	4.131	12°
Repower Ag	0	2.022	1.997	67	4.086	14°
Engie	437	160	1.387	2.033	4.017	22°
Dolomiti Energia	641	1.483	1.597	36	3.757	17°
Sorgenia	288	1.356	1.383	32	3.058	19°
Agsm Verona	297	1.003	1.611	101	3.012	23°
Nova Coop S.C	147	976	1.658	8	2.790	21°
Altri operatori	4.412	14.306	16.039	2.393	37.150	-
TOTALE OPERATORI	58.084	73.198	98.361	26.480	256.123	-

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2019 il livello di concentrazione del mercato *retail* è diminuito, sia che venga misurato in base ai quantitativi di energia venduta dai gruppi societari, sia che venga misurato in base al numero di

clienti serviti. Gli indicatori normalmente utilizzati per valutarlo, infatti, registrano tutti un miglioramento rispetto al 2018. La Tavola 3.21 evidenzia, appunto, 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.

Utilizzando le misure calcolate sui kWh venduti, il C3, ossia la quota dei primi tre operatori (gruppi societari), è sceso al 46,3% delle vendite complessive, mentre era al 46,8% nel 2018. Anche l'indice HHI è diminuito a 1.465 da 1.557 nel 2018, rientrando al di sotto della prima soglia di attenzione pari a 1.500¹¹⁴. Infine, il numero di gruppi con una quota di mercato superiore al 5% è salito a due: il gruppo Enel, quest'anno con una quota del 36% (nel 2018 aveva il 37,6%), e il gruppo Edison con una quota del 5,4%. Da segnalare, per altro, che nel 2019 il gruppo Hera, in terza posizione, ha raggiunto una quota del 4,9%, rimanendo quindi per un soffio fuori dal numero dei gruppi con più del 5% del mercato. La concentrazione del mercato elettrico italiano ha però due facce contrapposte: nel segmento delle famiglie è elevata, seppure in netta diminuzione, mentre in quello dei clienti non domestici è molto bassa e stabile.

Utilizzando gli indicatori calcolati sui punti di prelievo, i valori di concentrazione si innalzano rispetto a quelli indicati dai volumi di energia venduta, tranne – ovviamente – quelli relativi alla clientela non domestica servita in alta e altissima tensione. Tuttavia, nel confronto con il 2018 i dati confermano una riduzione della concentrazione in tutti i segmenti di mercato e specialmente in quello dei clienti non domestici allacciati in bassa tensione.

Tavola 3.21 Misure di concentrazione nel mercato *retail* di energia elettrica

Misure calcolate sui gruppi societari

LIVELLO DI TENSIONE	2018			2019		
	GRUPPI >5%	C3	HHI	GRUPPI >5%	C3	HHI
MISURE CALCOLATE IN BASE ALL'ENERGIA VENDUTA DAI GRUPPI SOCIETARI						
Clienti domestici	2	79,4%	4.977	2	76,8%	4.581
Clienti non domestici	2	38,8%	985	4	38,8%	943
Bassa tensione	1	47,1%	1.651	2	47,4%	1.551
Media tensione	4	33,6%	706	5	34,8%	721
Alta e altissima tensione	5	48,6%	1.137	6	46,9%	1.098
MERCATO TOTALE	1	46,8%	1.557	2	46,3%	1.465
MISURE CALCOLATE IN BASE AI CLIENTI SERVITI DAI GRUPPI SOCIETARI						
Clienti domestici	2	81,3%	5.293	2	77,5%	4.744
Clienti non domestici	1	68,8%	3.965	1	62,3%	3.115
Bassa tensione	1	69,4%	4.032	1	62,6%	3.158
Media tensione	3	46,8%	1.136	2	42,7%	1.064
Alta e altissima tensione	4	44,8%	910	4	40,9%	763
MERCATO TOTALE	1	78,6%	5.019	2	74,0%	4.385

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

¹¹⁴ Un valore di HHI compreso tra 1.500 e 2.500 indica, infatti, un mercato moderatamente concentrato, mentre un valore superiore a 2.500 ne indica uno fortemente concentrato (il valore massimo dell'indice è 10.000).

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 dei *Prezzi medi praticati nel mercato dell'energia elettrica e del gas naturale* effettuata ai sensi della delibera 29 marzo 2018, 168/2018/R/com, nella quale con cadenza semestrale vengono rilevati i dati trimestrali relativi ai prezzi fatturati¹¹⁵ 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).

I prezzi raccolti sulla base della delibera 168/2018/R/com confluiscono anche nel monitoraggio del mercato *retail* effettuato dall'Autorità ai sensi del *Testo integrato del monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale* (TIMR)¹¹⁶, che oltre ai prezzi effettua l'analisi di numerosi indicatori relativamente agli esercenti l'attività di vendita finale di energia elettrica con un numero di punti di prelievo serviti superiore a 50.000 (vedi oltre). In virtù di un accordo istituzionale, inoltre, tutti i dati raccolti ai sensi della delibera 168/2018/R/com 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 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 rinnovato¹¹⁷ 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. Poiché l'Italia ha ottenuto una proroga per l'applicazione del Regolamento 2016/1952, tali nuovi sistemi di rilevazione dei prezzi sono stati applicati a partire dalla comunicazione dei prezzi riferiti al primo semestre 2019.

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 3.22, che mostra le medie dei prezzi praticati ai clienti domestici suddivisi per classe di consumo, i valori sono compresi tra il minimo attorno a 177 €/MWh, riscontrabile per i clienti più grandi (oltre 15.000 kWh/anno), e il massimo di 555 €/MWh, relativo alla classe più piccola (0-1.000 kWh). Il prezzo scende

¹¹⁵ 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.

¹¹⁶ Approvato con la delibera 3 novembre 2011, ARG/com 151/11.

¹¹⁷ Proprio con la delibera 168/2018/R/com che ha anche abrogato la precedente delibera 20 novembre 2008, ARG/elt 167/08, inerente alla medesima raccolta di prezzi.

costantemente all'aumentare della dimensione dei clienti. Ciò è dovuto al graduale superamento, stabilito dall'Autorità a partire dal 2017, della struttura progressiva delle tariffe di rete e degli oneri di sistema. Anche il costo di approvvigionamento, come sempre, diminuisce continuamente al crescere dei consumi.

Tavola 3.22 Prezzi medi ai clienti domestici nel 2019

€/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	3.766	8.132	554,5	191,2
1.000-1.800 kWh	10.246	7.283	243,1	125,7
1.800-2.500 kWh	12.244	5.732	208,8	114,2
2.500-3.500 kWh	14.444	4.918	198,3	108,0
3.500-5.000 kWh	10.186	2.498	192,3	102,8
5.000-15.000 kWh	6.382	968	188,6	97,2
> 15.000 kWh	816	29	176,8	88,1
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	58.084	29.559	229,1	115,5

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Come già evidenziato nell'analisi del mercato libero, 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. Tali elementi possono spiegare le differenze nei livelli dei corrispettivi medi unitari che si riscontrano tra mercato libero e servizio di maggior tutela (Tavola 3.23).

Nell'ambito della componente relativa ai costi di approvvigionamento, la prima classe di consumo (fino a 1.000 kWh/anno) presenta la differenza più contenuta tra i due mercati, mentre divari più consistenti, sia in termini assoluti che percentuali, sono esibiti dalle tre classi centrali (consumi tra 1.800 e 5.000 kWh/anno). Il confronto mostra un andamento analogo nel prezzo finale (al netto delle imposte), salvo differenziali più contenuti in termini percentuali, nonché il comportamento in controtendenza della prima classe di consumo, per la quale il mercato libero presenta un livello di prezzo inferiore, che può essere ricondotto a una diversa incidenza dei clienti residenti, gravati in minor misura dagli oneri di sistema.

Tavola 3.23 Prezzi medi ai clienti domestici nel 2019 per classe di consumo e tipo di mercato

€/MWh

CLASSE DI CONSUMO (kWh/anno)	COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO			PREZZO MEDIO TOTALE (AL NETTO DELLE IMPOSTE)		
	MAGGIOR TUTELA	MERCATO LIBERO	DIFFERENZA	MAGGIOR TUTELA	MERCATO LIBERO	DIFFERENZA
< 1.000 kWh	186,3	196,6	10,3	564,6	543,4	-21,1
1.000-1.800 kWh	110,1	141,1	31,0	222,0	263,9	41,9
1.800-2.500 kWh	98,7	129,1	30,3	189,6	227,1	37,5
2.500-3.500 kWh	92,7	122,0	29,3	180,0	214,9	35,0
3.500-5.000 kWh	88,2	115,5	27,3	175,1	207,3	32,3
5.000-15.000 kWh	83,9	108,0	24,2	173,0	201,3	28,3
> 15.000 kWh	80,2	97,3	17,1	165,9	189,6	23,7
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	101,9	128,1	26,2	215,0	242,1	27,1

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nella Tavola 3.24 sono riportati i prezzi relativi ai clienti non domestici (compresi quelli serviti in salvaguardia), distinti per livello di tensione. L'ammontare dei corrispettivi unitari presenta, come di consueto, una relazione inversa con il livello di tensione. Nella Tavola 3.25 è mostrata la disaggregazione dei clienti non domestici in bassa tensione per tipo di mercato. I corrispettivi medi più bassi sono riscontrabili nel mercato libero, che presenta anche i quantitativi di energia più elevati.

Tavola 3.24 Prezzi medi ai clienti non domestici nel 2019

€/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	73.198	7.269	210,8	94,8
Media tensione	98.361	108	138,4	73,3
Alta e altissima tensione	26.480	1	81,7	62,7
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	198.039	7.378	157,6	79,8

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 3.25 Prezzi medi ai clienti non domestici in bassa tensione nel 2019, per tipo di mercato

LIVELLO DI TENSIONE	QUANTITÀ DI ENERGIA	PUNTI DI PRELIEVO	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE	DI CUI COSTO DI APPROVVIGIONAMENTO
Maggior tutela	12.666	2.638	244,9	101,0
Salvaguardia	1.360	71	205,9	100,2
Mercato libero	59.171	4.561	203,6	93,3
CLIENTI NON DOMESTICI BT	73.198	7.269	210,8	94,8

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 3.26 Prezzi medi finali al netto delle imposte nel 2019 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	18.394	9.126	251,9	135,6
Bioraria	36.724	19.053	218,5	105,9
Multioraria	2.966	1.380	217,9	108,4
Clienti domestici	58.084	29.559	229,1	115,5
Monoraria	29.026	1.363	142,72	77,85
Bioraria	51.737	948	158,06	82,50
Multioraria	113.632	4.992	153,15	76,87
Clienti non domestici	194.396	7.302	150,95	78,03

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 3.27 Prezzi medi per l'acquisto di elettricità nel mercato libero praticati ai clienti con contratto *dual fuel* nel 2019

Quantità di energia in GWh; punti di prelievo in migliaia; prezzi in €/MWh; dati provvisori

CLASSE DI CONSUMO (kWh/anno)	QUANTITÀ DI ENERGIA	PUNTI DI PRELIEVO	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE	DI CUI COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO
Clienti domestici				
< 1.000 kWh	212	411	597,1	279,9
1.000-1.800 kWh	745	528	278,9	168,8
1.800-2.500 kWh	920	431	228,5	141,6
2.500-3.500 kWh	1.057	361	210,1	126,7
3.500-5.000 kWh	670	165	194,7	113,5
5.000-15.000 kWh	349	54	185,9	102,2
> 15.000 kWh	34	1	170,7	155,5
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	3.987	1.950	242,8	142,1
Bassa tensione	1.075	85	178,6	82,7
Media tensione	733	1	66,7	35,9
Alta e altissima tensione	5	0	69,8	29,8
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	1.813	85	133,1	63,6

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La Tavola 3.26 riporta il valore dei prezzi, sempre al netto delle imposte, suddividendo i clienti elettrici per tipo di tariffazione oraria ed escludendo il mercato della salvaguardia, mentre la tavola successiva mostra i prezzi dell'energia elettrica pagati dai clienti del mercato libero che hanno aderito a un contratto *dual fuel*. Per i clienti domestici i prezzi dell'energia elettrica che emergono dai contratti *dual fuel* risultano meno convenienti rispetto all'acquisto di elettricità con un contratto specifico in caso di consumi poco elevati. Le stesse tavole consentono tuttavia di notare la consistenza decisamente ridotta del numero di tali clienti e dell'energia da essi acquistata.

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.

Alla fine del 2019 è stato pubblicato il Rapporto che illustra i principali esiti dell'attività di monitoraggio del mercato al dettaglio con riferimento all'anno 2018¹¹⁸, descrivendone, ove possibile, l'evoluzione dei fenomeni rilevanti nei primi sette anni di svolgimento (2012-2018). Coerentemente con i precedenti, il Rapporto 2018 analizza i dati raccolti in materia di:

- struttura dell'offerta e delle 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 su indicatori di tipo economico, quali le fatture e gli importi non pagati.

I risultati dell'attività di monitoraggio *retail* per l'anno 2018, in primo luogo, confermano per i clienti nel settore media tensione – altri usi l'assenza di specifiche criticità rilevanti. In particolare, l'aumento della concentrazione è limitato e la dinamicità dei clienti è sostenuta. Pertanto, anche per tale anno, è possibile affermare che il funzionamento del mercato, con riferimento al segmento di clienti in media tensione – altri usi, non richiede interventi regolatori specifici.

Per i clienti allacciati al servizio bassa tensione – altri usi le evidenze circa le dinamiche concorrenziali e la struttura del mercato della vendita mostrano, da un lato, alcuni incoraggianti segnali di vivacità, ma, dall'altro, anche aspetti che richiedono ulteriori verifiche. Nelle attività di monitoraggio a venire, pertanto, si dedicherà particolare attenzione a tali ultimi risultati, anche al fine di poterne trovare conferma con ulteriori riscontri, con particolare riferimento all'evoluzione dei livelli di concentrazione e alla dinamicità dei clienti finali.

Per contro, nonostante i segnali di miglioramento emersi in relazione ai clienti domestici, nel settore elettrico, e ai clienti domestici e ai condomini a uso domestico, nel settore del gas naturale, le criticità che storicamente caratterizzano tali segmenti di mercato, e che tuttora permangono, suggeriscono maggiore attenzione nel processo di accompagnamento, anche regolatorio, verso la completa liberalizzazione del mercato. Nel dettaglio, va posta particolare attenzione, in primo luogo, agli alti

¹¹⁸ [Rapporto 10 dicembre 2019, 527/2019/I/com.](#)

livelli di concentrazione e al permanere del vantaggio competitivo in capo agli esercenti i servizi tutela. Altri elementi suscettibili di essere approfonditi nell'attività a venire sono:

- gli impatti sui prezzi finali della maggiore differenziazione dell'offerta riscontrata nel segmento della clientela domestica rispetto a quella non domestica;
- le 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, gli elementi sopra riportati, relativi alla configurazione dei mercati e alla difficoltà dei clienti finali a orientarsi tra le offerte presenti nel libero mercato, devono essere tenuti in opportuna considerazione nel percorso di completa liberalizzazione previsto dalla legge n. 124/2017, che prevede la rimozione dei regimi di tutela a partire dal 1° gennaio 2021 per le piccole imprese e dal 1° gennaio 2022 per i clienti domestici e per le micro-imprese¹¹⁹. Ciò al fine di evitare che nel prossimo contesto di totale liberalizzazione i clienti non riescano a cogliere completamente l'occasione di beneficiare di tutte le opportunità offerte dal mercato libero.

Il sistema di monitoraggio *retail* continua a evolversi in modo da sfruttare appieno le potenzialità del SII: per questo nel maggio del 2019 l'Autorità ha avviato un procedimento¹²⁰ finalizzato ad ampliare e aggiornare i fenomeni monitorati, a incrementare il dettaglio delle informazioni disponibili e a definire nuove modalità di pubblicazione e reportistica, che consentano maggiore tempestività e fruibilità dei dati monitorati.

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

Il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV)¹²¹, 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.

Nel caso in cui il venditore non rispetti gli standard specifici di qualità commerciale, il cliente riceve 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 nell'anno solare sia già stato pagato un indennizzo al cliente per mancato rispetto del medesimo standard di qualità e nel caso di reclami per i quali non sia possibile identificare il cliente (perché il reclamo non contiene le informazioni minime necessarie). Il venditore,

¹¹⁹ Ai sensi dell'art. 2 della direttiva (UE) 944/2019 rientrano in questa categoria le imprese aventi al massimo 10 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 2 milioni di euro.

¹²⁰ Con la delibera 7 maggio 2019, 173/2019/A.

¹²¹ Allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com.

inoltre, non è tenuto a corrispondere l'indennizzo automatico se il mancato rispetto degli standard specifici di qualità sia riconducibile a cause di forza maggiore – intese come atti dell'autorità pubblica, eventi naturali eccezionali per i quali sia stato dichiarato lo stato di calamità, scioperi indetti senza il preavviso previsto dalla legge, mancato ottenimento di atti autorizzativi – oppure a cause imputabili al cliente o a terzi, ovvero danni o impedimenti provocati da terzi.

Per il 2019, a causa dell'emergenza epidemiologica da Covid-19, i dati disponibili e illustrati nel seguito sono parziali e riferiti all'88% dei clienti elettrici, pertanto non comparabili con quelli degli anni precedenti. In base ai dati disponibili, i tempi medi effettivi di risposta per i venditori elettrici, nel caso di reclami e rettifiche di fatturazione, si attestano lievemente al di sotto degli standard minimi fissati dall'Autorità, pari a 30 giorni solari sia per i reclami, sia per le richieste di informazioni. Anche i tempi medi di risposta delle richieste di informazioni e delle rettifiche di fatturazione registrati nel 2019 risultano inferiori allo standard generale (Tavola 3.28).

Tavola 3.28 Standard per il servizio di vendita di elettricità e tempi medi effettivi nel 2019

In giorni solari e valori percentuali

PRESTAZIONI	STANDARD SPECIFICI	STANDARD GENERALI	TEMPI MEDI EFFETTIVI ^(A)
Tempo massimo di risposta motivata ai reclami scritti	30	-	28,0
Tempo massimo di rettifiche di fatturazione	60 o 90 ^(B)	-	28,5
Tempo massimo di rettifiche di doppia fatturazione	20	-	27,0
Percentuale minima di risposte a richieste scritte di informazioni inviate entro il tempo massimo di 30 giorni solari	-	95%	9,2%

(A) Dati parziali e riferiti all'88% dei clienti elettrici.

(B) 90 giorni solari in caso di fatture con periodicità quadrimestrale.

Fonte: dichiarazioni dei venditori ad ARERA.

Nel complesso (Tavola 3.29), le imprese che hanno servito clienti del settore elettrico e che hanno comunicato i dati fino al 3 aprile 2020 hanno ricevuto un totale di 225.853 reclami scritti: il 55,6% dei reclami proviene da clienti del mercato libero, mentre il 40,1% da clienti del mercato tutelato. Per quanto riguarda le richieste di informazioni ricevute, i dati parziali del 2019 mostrano che il 66,5% delle richieste proviene dai clienti domestici, mentre il 25% dai clienti non domestici. Il 73,5% delle richieste di informazioni è ascrivibile ai clienti del mercato libero e, in particolare, ai clienti domestici, mentre i clienti del mercato tutelato rappresentano una quota pari al 12,9%. I clienti multi-sito contribuiscono al totale delle richieste per il 7,6%, mentre i clienti in media tensione per una quota residuale (0,8%). Le rettifiche di fatturazione, che fanno seguito a reclami scritti su fatture già pagate di cui si contesta il contenuto, hanno riguardato prevalentemente il mercato libero (74,9%) e, in particolare, i clienti domestici (45,3%), seguiti dai clienti non domestici sempre del mercato libero (29,6%). Il 51,1% delle rettifiche di fatturazione proviene dai clienti domestici, mentre il 34,9% dai clienti non domestici.

Tra i dati comunicati dai venditori, vi è anche quello relativo al tempo effettivo medio di risposta a una richieste di rettifica di doppia fatturazione, calcolato sulla base dei tempi effettivi sia nei casi per i quali sia stato rispettato lo standard specifico o generale di qualità, sia nei casi per i quali tale standard non sia stato rispettato per le cause imputabili al venditore. Dal 1° gennaio 2019 lo standard è sceso a 60 giorni solari. Le rettifiche di doppia fatturazione, che sono determinate da errori nelle

procedure di *switching* (per lo stesso periodo di consumo, il cliente finale riceve, cioè, una fattura sia dal venditore uscente, sia dal venditore entrante), nel 2019 risultano un fenomeno largamente residuale (1.796 casi), che ha interessato prevalentemente i clienti domestici e non domestici del mercato libero (70,4%).

Tavola 3.29 Reclami, richieste di informazione e rettifiche di fatturazione ricevute dai venditori di energia elettrica

	2017	2018	2019 ^(A)
Numero di reclami	323.572	284.507	225.853
Numero di richieste di informazione	211.619	147.167	152.493
Numero di rettifiche di fatturazione	19.006	9.245	5.869
Numero di rettifiche di doppia fatturazione	3.798	2.191	1.796

(A) Dati parziali e riferiti all'88% dei clienti elettrici.

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

Per quanto riguarda gli argomenti dei reclami, i primi tre hanno riguardato: per il 44% circa dei casi la 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 il 15,56% le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, la voltura e il subentro (perfezionamento e costi di voltura e subentro); per il 10,5% 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 nel contratto ed effettivamente applicate.

Complessivamente, nel 2019 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 51.986; il maggior numero di indennizzi automatici è maturato nel segmento di mercato relativo ai clienti domestici (sia nel mercato libero, sia nel servizio di tutela) e risulta principalmente legato al mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti; seguono, per numerosità, gli indennizzi ai clienti non domestici del mercato tutelato e ai clienti non domestici del mercato libero

Una situazione del tutto simile a quella relativa agli indennizzi maturati si evidenzia per gli indennizzi effettivamente erogati, più concentrati nel mercato libero, che nel 2019 sono stati erogati per più di 2,2 milioni di euro (nel 2018 erano stati erogati indennizzi automatici per quasi 2,8 milioni di euro).

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.

Con riferimento al 2019, l'attività di controllo si è svolta secondo le modalità già consolidate negli anni precedenti, attraverso:

- indagini conoscitive e ricognizioni; in particolare, nel periodo di riferimento è stata conclusa l'ultima parte dell'indagine in materia di investimenti dichiarati dalle imprese ed è stata avviata una ricognizione sulle imprese di vendita al dettaglio di energia elettrica e di gas;
- verifiche ispettive *in loco*, relativamente a un ampio spettro di tematiche, con attenzione particolare a questioni prioritarie 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 vendita dell'energia elettrica; alla corretta contribuzione, da parte delle imprese regolate, degli oneri di funzionamento dell'Autorità; alla corretta erogazione degli incentivi alle imprese energivore.

Nei casi in cui dalle attività di controllo emergano casi di inottemperanza alle disposizioni regolatorie, sono adottati i conseguenti provvedimenti a carattere sanzionatorio e/o prescrittivo nei confronti degli operatori. Gli esiti di tale attività rilevano anche al fine dell'implementazione o dell'aggiornamento della disciplina regolatoria, nell'ottica del suo continuo miglioramento e dell'efficacia, nel processo adottato di ciclo regolatorio.

In tema di provvedimenti sanzionatori è da segnalare nel 2019 la conclusione di un procedimento scaturito nel corso dell'Indagine conoscitiva pluriennale in merito agli investimenti delle imprese regolate, avviata nel 2014¹²². Alla fine del 2018, infatti, nell'ambito della citata indagine pluriennale sono stati inclusi gli impianti di distribuzione del gas della società CO.M.E.S.T.¹²³. L'attività inerente a tale ultima estensione si è conclusa nel corso del 2019 e gli esiti sono stati approvati con la delibera 16 luglio 2019, 314/2019/E/gas: sono state rilevate numerose difformità costruttive, anche significative, nella rete di distribuzione della società, di cui sono informate sia le Amministrazioni comunali interessate, sia il Prefetto e il Tribunale di Palermo.

Nel rispetto delle indicazioni del Quadro strategico, nel 2019 l'attività di controllo è stata ampliata, con un maggior numero di sopralluoghi effettuati rispetto agli anni precedenti e, in particolare, con l'ulteriore incremento degli ambiti di regolazione oggetto di indagine e di controllo, anche in funzione delle dinamiche in atto nei settori regolati.

Nel 2019 sono state effettuate nel complesso **110 verifiche ispettive nei settori elettrico e gas**, in aumento rispetto all'anno precedente con un ampio spettro rispetto al passato degli argomenti affrontati. Nel corso dell'anno, infatti, sono state effettuate verifiche ispettive in due nuovi campi di indagine, ovvero in materia di *unbundling* funzionale della vendita di energia elettrica, vale a dire sulle disposizioni riguardanti le modalità di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione delle imprese, nonché in materia di *settlement gas*, vale a dire sulle disposizioni riguardanti le partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas. Sono state confermate attività ispettive anche 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 rivolta alla qualità dei servizi elettrici e del gas.

¹²² Con la delibera 6 giugno 2014, 256/2014/E/com.

¹²³ Con la delibera 11 dicembre 2018, 642/2018/E/gas.

Misure per la promozione effettiva della concorrenza: servizio di salvaguardia per i piccoli clienti

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 della disciplina transitoria dei prezzi (servizio di maggior tutela) definita dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, e (ii) all'introduzione di interventi a supporto dell'ulteriore sviluppo dei mercati *retail*. Nel corso del 2019 l'Autorità ha proseguito, all'interno del quadro normativo delineato dalla legge concorrenza, i propri interventi a supporto dell'ulteriore sviluppo dei mercati al dettaglio.

Il termine previsto dalla legge n. 124/2017 (successivamente modificata dalla legge 21 settembre 2018, n. 108, di conversione del decreto legge 25 luglio 2018, n. 91) per il superamento del servizio di maggior tutela è stato oggetto nel tempo di successivi rinvii: la legge prevedeva la rimozione del servizio al 1° luglio 2020 e attribuiva all'Autorità il compito di disciplinare un servizio di salvaguardia, da assegnare tramite procedure concorsuali e da erogare a condizioni che incentivassero il passaggio dei clienti al mercato libero, rivolto ai clienti senza fornitore all'indomani del venir meno della maggior tutela. L'Autorità ha illustrato i primi orientamenti riguardo alla regolazione del **servizio di salvaguardia per i piccoli clienti** con il documento di consultazione 27 settembre 2019, 397/2019/R/eel.

Successivamente all'emanazione di tale documento, la legge n. 124/2017 è stata ulteriormente modificata dal decreto legge 30 dicembre 2019, n. 162, convertito, con modificazioni, dalla legge 28 febbraio 2020, n. 8 e in tale occasione è stato posticipato il superamento del servizio al 1° gennaio 2021 per le piccole imprese e al 1° gennaio 2022 per i clienti domestici e le micro-imprese¹²⁴; al contempo, è stato previsto per i clienti non riforniti nel mercato libero un servizio di ultima istanza "a tutele gradual", disciplinato dall'Autorità.

Le misure prospettate nel documento di consultazione 397/2019/R/eel riguardano, in particolare: i) i requisiti di accesso al servizio di salvaguardia da parte dei clienti finali; ii) l'assetto del servizio; iii) le condizioni economiche di erogazione; iv) le condizioni contrattuali applicate ai clienti finali.

Con riferimento alle condizioni di accesso al servizio indicate *sub i*), il documento di consultazione prevede che il servizio sia erogato automaticamente (*ex lege*) ai piccoli clienti senza un contratto a condizioni di libero mercato, sia che si tratti di clienti ancora riforniti nell'ambito del servizio di maggior tutela, sia che si tratti di clienti il cui contratto di mercato libero risulterà risolto (per esempio, per recesso da parte del venditore o per contratto scaduto e non rinnovato) e che non abbiano sottoscritto per tempo un altro contratto. Inoltre, diversamente da quanto accade oggi con il servizio di maggior tutela, non si prospetta la possibilità, per i clienti titolari di punti di prelievo riforniti nel libero mercato, di richiedere l'attivazione del servizio di salvaguardia.

Con riferimento all'assetto del servizio (*sub ii*), sono prospettate due possibili opzioni:

- il *modello 1*, che prevede l'assegnazione, rispettivamente, all'Acquirente unico della responsabilità di approvvigionare l'energia elettrica necessaria all'erogazione del servizio, e agli esercenti quella dell'attività di commercializzazione¹²⁵;

¹²⁴ Ai sensi dell'art. 2 della direttiva (UE) 944/2019 rientrano in questa categoria le imprese aventi al massimo 10 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 2 milioni di euro.

¹²⁵ L'attività di commercializzazione include l'erogazione della fornitura mediante la sottoscrizione del contratto di trasporto con l'impresa distributrice e la gestione del rapporto contrattuale con il cliente. A titolo esemplificativo, rientrano

- il *modello 2*, con assetto analogo a quello degli attuali servizi di ultima istanza del comparto elettrico e del gas naturale (in cui gli esercenti sono anche responsabili dell'approvvigionamento di energia elettrica).

In relazione alle condizioni economiche del servizio di salvaguardia per i piccoli clienti (punto iii), si prefigurano i seguenti interventi:

- applicazione al cliente di un prezzo per la materia energia che abbia la medesima struttura dei corrispettivi del servizio di maggior tutela (variabile nel tempo e indifferenziato a livello territoriale);
- adozione di regole di quantificazione dei corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento differenziate per tipologia di clientela, basate rispettivamente sui valori attesi dei prezzi del mercato all'ingrosso (c.d. metodologia di determinazione *ex ante*), con riferimento ai clienti domestici, e sui valori effettivi che si determinano in detto mercato (c.d. metodologia *ex post*), con riferimento ai clienti non domestici;
- applicazione di un corrispettivo di commercializzazione determinato sulla base degli esiti delle aste in modo tale, da un lato, da garantire la tutela del cliente finale rispetto a repentini cambiamenti del prezzo pagato in maggior tutela, e, dall'altro, da non spiazzare né creare interferenze con le offerte di mercato libero; a tale scopo, si prevede che il cliente finale paghi, per un periodo iniziale, un prezzo allineato a quello che pagherebbe nell'ambito del servizio di maggior tutela e, successivamente, un prezzo determinato a partire dai risultati delle procedure concorsuali;
- una congrua remunerazione degli esercenti il servizio rispetto al prezzo offerto in sede di procedure concorsuali.

In merito alle condizioni contrattuali di erogazione del servizio (punto iv), si propone l'applicazione ai clienti finali delle medesime condizioni previste dalla disciplina delle cosiddette offerte PLACET (ovvero a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela)¹²⁶, così da garantire a coloro che saranno ivi riforniti la continuità con le disposizioni contrattuali attualmente vigenti.

Il documento per la consultazione in esame tratteggia, inoltre, delle possibili misure atte a favorire, da un lato, la selezione di operatori affidabili a cui assegnare il servizio in parola mediante l'individuazione di stringenti requisiti di partecipazione alle procedure concorsuali e, dall'altro, esiti di gara concorrenziali.

Misure per la promozione effettiva della concorrenza: gruppi di acquisto

Con la delibera 19 febbraio 2019, 59/2019/R/com, l'Autorità ha adottato delle Linee guida volontarie per la promozione delle offerte di energia elettrica e di gas naturale a favore di gruppi di acquisto rivolti ai clienti finali domestici e alle piccole imprese assimilate ai clienti finali domestici, ovvero le imprese connesse in bassa tensione e quelle con consumi annui fino a 200.000 S(m³), in attuazione dell'art. 1, comma 65, della legge n. 124/2017. I gruppi di acquisto cui sono rivolte le suddette Linee

nella commercializzazione le attività di fatturazione, di gestione dei pagamenti e delle insolvenze, di gestione dei reclami e in generale i servizi di assistenza informativa al cliente.

¹²⁶ Cfr. delibera 27 luglio 2017, 555/2017/R/com.

guida (c.d. gruppi di acquisto energia) sono soggetti associativi costituiti con la finalità di selezionare uno o più venditori per la somministrazione di energia elettrica e/o gas naturale ai clienti finali riuniti nel gruppo. L'organizzatore del gruppo gestisce tipicamente il processo di adesione dei clienti al gruppo, negozia le condizioni di approvvigionamento con i fornitori selezionati e assiste i clienti nella fase di eventuale sottoscrizione dell'offerta da parte del cliente, senza divenire controparte del contratto di somministrazione di energia.

I potenziali vantaggi portati dai gruppi di acquisto sono riconducibili a due aspetti. In primo luogo, i gruppi costituiscono dei potenziali strumenti di transizione al mercato libero, specialmente per quei clienti di minori dimensioni che fino a ora si sono mostrati più restii ad abbandonare i regimi di tutela in ragione della percepita disparità negoziale con i venditori. Ciò in quanto l'aggregazione di una vasta platea di clienti consente ai piccoli utenti di riequilibrare la loro posizione contrattuale con il venditore, così da ottenere offerte economicamente più vantaggiose e che più si attagliano alle loro esigenze di consumo. In secondo luogo, i gruppi in parola possono stimolare l'interesse dei clienti finali alla comprensione e alla valutazione delle offerte di mercato grazie alle opportunità di risparmio che queste ultime offrono. Alla luce di quanto sopra, l'Autorità, con le Linee guida citate, ha inteso stabilire delle norme comportamentali uniformi cui i gruppi di acquisto energia che decidano di aderirvi devono conformarsi, per assicurare ai propri membri la necessaria trasparenza sulle campagne di acquisto collettivo, la correttezza nell'utilizzo delle diverse forme di comunicazione al cliente fin dalla fase promozionale delle iniziative in questione, la completezza delle informazioni rese sulle modalità di adesione al gruppo, sulle offerte commerciali proposte così come sui criteri di scelta delle stesse, nonché un'adeguata assistenza informativa al cliente, soprattutto nella fase di adesione al gruppo e all'offerta suggerita. L'adesione alle Linee guida comporta il rispetto integrale, da parte dei gruppi di acquisto accreditati, degli obblighi di assistenza al cliente e informativi stabiliti per un periodo di almeno 24 mesi. Nel 2019 l'Autorità ha istituito e pubblicato sul proprio sito internet l'elenco dei gruppi di acquisto che si impegnano a conformarsi alle Linee guida (c.d. gruppi di acquisto accreditati). Al 31 dicembre 2019, risultavano accreditati 8 gruppi di acquisto per la promozione di offerte commerciali di energia elettrica e gas per i clienti di piccole dimensioni.

Misure per la promozione effettiva della concorrenza: 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 introdotto¹²⁷, 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), descritte più avanti in questo capitolo.

Misure per la promozione effettiva della concorrenza: istituzione del Portale Consumi

Per favorire la scelta del proprio fornitore è indispensabile che il cliente conosca in dettaglio l'andamento dei propri consumi. Per questo dal luglio 2019 è disponibile il **Portale dei consumi di energia elettrica e di gas naturale**, sito internet istituzionale dove i consumatori possono accedere, con modalità semplice, sicura e gratuita, ai dati relativi alle forniture di energia elettrica e di gas

¹²⁷ Con la delibera 27 luglio 2017, 555/2017/R/com.

naturale di cui sono titolari, compresi i propri dati di consumo storici e le principali informazioni tecniche e contrattuali (descritto in dettaglio nel paragrafo successivo).

3.3 Protezione dei consumatori e risoluzione delle controversie nel settore elettrico

3.3.1 Il sistema di protezione: la trattazione dei reclami dei clienti finali (livello base)

Il sistema di tutele dei consumatori nei settori regolati dall'Autorità è costituito da due macro-aree: la prima riguarda l'informazione e l'assistenza ai clienti (livello base); la seconda riguarda la soluzione delle problematiche e delle controversie eventualmente insorte tra cliente e fornitore del servizio. Le attività relative al livello base, di seguito descritte, sono svolte su scala nazionale da Acquirente Unico, per conto dell'Autorità¹²⁸, mediante lo Sportello per il consumatore energia e ambiente (Sportello). Le attività relative al servizio base sono rappresentate dalle risposte dello Sportello a:

- chiamate al Call Center,
- richieste scritte di informazioni,
- richieste di attivazione di procedure speciali informative,
- reclami di secondo livello.

Un quadro complessivo dei volumi trattati dal sistema di protezione nel 2019 e, in particolare, di quelli in ingresso allo Sportello è illustrato nella Tavola 3.30.

Tavola 3.30 Sistema di protezione: volumi in ingresso allo Sportello e attività di secondo livello

ATTIVITÀ	ANNO 2019
Livello base	
Chiamate al <i>call center</i> 800.166.654 (pervenute in orario di servizio)	483.082 ^(A)
Richieste scritte di informazioni	10.768 ^(B)
Richieste di attivazione di procedure speciali informative	28.837
Reclami di secondo livello reindirizzati con informativa sulle conciliazioni	1.568
Secondo livello	
Domande al Servizio conciliazione (conciliazione obbligatoria)	14.465
Organismi ADR iscritti nell'Elenco dell'Autorità (conciliazione obbligatoria)	1.451
Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive	9.198

(A) Il valore comprende anche le chiamate relative al settore idrico.

(B) Di cui 407, classificate come complesse, sono state reindirizzate al Servizio conciliazione perché collegate a potenziali controversie.

Fonte: Elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente.

¹²⁸ Rinnovato dalla fine del 2019 per il triennio 2020-2022, con la delibera 10 dicembre 2019, 528/2019/E/com.

Le chiamate pervenute al *call center* dello Sportello in orario di servizio, nel 2019, ammontano a 483.082 (+19% rispetto al 2018); di queste, 461.672 sono state gestite e 21.410 sono state abbandonate dai clienti o utenti finali senza attendere la risposta dell'operatore. Rispetto al 2018, sono aumentate leggermente sia il tempo medio di attesa (149 secondi contro 131) sia il tempo medio di conversazione (200 secondi contro 178). L'87% delle chiamate gestite dal *call center* (403.126) ha riguardato i settori dell'energia elettrica e del gas. I temi trattati nelle telefonate pervenute allo Sportello hanno riguardato, in particolar modo, i bonus sociali (41%), le modalità di risoluzione delle controversie (24%), diritti e regolazione (10%), le pratiche presso lo sportello (12%) e nel rimanente 12% dei casi altri aspetti (Tutela simile, Offerte PLACET, Portale offerte, gruppi di acquisto). Sono stati 22.141, infine, i contatti nei quali sono state fornite informazioni sul tema del superamento delle tutele di prezzo nei settori energetici, sia su richiesta specifica (canale "diritti e regolazione"), sia nel corso di una conversazione su tematiche connesse.

Relativamente alle **richieste di informazioni scritte**, lo Sportello nel 2019 ha ricevuto 10.768 domande per i settori energetici, che sono state ripartite in due categorie: semplici e complesse. Oltre la metà delle richieste di informazioni semplici (10.361 in totale), è riconducibile a due soli argomenti: la "fatturazione" (29%), per la quale la maggioranza delle richieste riguarda "consumi stimati errati", e il "mercato" (25%), rispetto al quale sono state prevalenti le richieste in tema di "cambio del fornitore" e "presunti contratti non richiesti". Gli argomenti relativi a "connessioni e qualità tecnica" e "contratti" hanno, invece, interessato, rispettivamente, il 14% e l'11% delle richieste scritte informazioni. 407 delle richieste scritte (3,8%) sono state classificate come "complesse", perché, oltre alle informazioni sulla regolazione attinente la problematica evidenziata dal cliente, hanno comportato anche l'indicazione degli strumenti di risoluzione extragiudiziale delle controversie disponibili nel caso in cui il primo reclamo non sia risolutivo. Le richieste di informazioni complesse hanno riguardato, in oltre la metà dei casi, l'argomento della "fatturazione".

Le **procedure speciali informative** permettono di fornire indicazioni senza la necessità di una interlocuzione con il personale dello Sportello. Sono operative dal 1° gennaio 2017 solo per alcune specifiche tematiche dei settori energetici. Attraverso informazioni codificate in banche dati centralizzate (Sistema informativo integrato, Sistema indennitario) e una regolamentazione della fattispecie "ad applicazione automatica", lo Sportello fornisce ai clienti finali o ai loro delegati l'informazione richiesta. Rispetto all'anno precedente, nel 2019 le richieste di attivazione di procedure speciali informative sono aumentate del 43%, per un totale di 28.837 casi, così ripartiti: il 70,5% nel settore elettrico, il 21% in quello del gas e l'8,5% in entrambi i settori. La quota afferente al settore elettrico si riduce del 5,5%, mentre aumenta del 3% quella relativa al gas. Il forte incremento complessivo delle richieste è dovuto principalmente a quelle sull'identificazione dell'esercente titolare del PoD/PdR interessato in caso di voltura ("venditore ignoto") e quelle volte a conoscere l'attuale controparte commerciale e la data di *switching* (in aumento, rispettivamente, del 45% e del 58%, per singola tipologia, da un anno all'altro).

Infine, lo Sportello ha ricevuto anche 1.568 **reclami di secondo livello** (cioè quelli per i quali la controversia non si è risolta con il primo reclamo), per i quali ha provveduto a informare il cliente in merito agli strumenti conciliativi utilizzabili per risolvere la controversia, ossia il Servizio conciliazione dell'Autorità o altri organismi di conciliazione. Complessivamente, i clienti o gli utenti reindirizzati verso la conciliazione, direttamente o indirettamente, sono stati 2.112, in diminuzione del 62% rispetto all'analogo dato del 2018. Anche i 1.568 casi reindirizzati direttamente in conciliazione hanno avuto a oggetto principalmente la "fatturazione" (49%).

3.3.2 Il sistema di protezione: la risoluzione extragiudiziale delle controversie (secondo livello)

Le attività relative al secondo livello del sistema di protezione riguardano la soluzione delle problematiche e delle controversie insorte nell'ambito del rapporto tra il cliente e il fornitore del servizio regolato. Esse possono trovare composizione attraverso le procedure speciali risolutive dello Sportello o le procedure di conciliazione. Queste ultime possono essere esperite ricorrendo al Servizio Conciliazione dell'Autorità o ai soggetti ADR iscritti nell'elenco apposito dell'Autorità.

Procedure speciali risolutive

Analogamente a quanto accade per le procedure speciali informative (relative al livello base del sistema di tutele) anche per quelle risolutive lo Sportello accede a informazioni codificate in banche dati centralizzate. A differenza di quelle informative, le procedure speciali risolutive consentono di determinare l'esito della controversia e implicano un'interlocuzione con il personale dello sportello, nel caso in cui siano necessarie ulteriori informazioni per consultare le banche dati oppure per verificare il corretto adempimento di quanto prescritto dalla regolazione a seguito della risoluzione della controversia.

Nel 2019, sono pervenute allo Sportello 9.198 richieste di attivazione di procedure risolutive, in aumento del 27% rispetto al 2018. La quota preponderante di richieste ha riguardato la procedura speciale in tema di "bonus" (89%); la restante quota percentuale si suddivide fra richieste sui "casi C^{MOR}" (verifica dei presupposti per il suo annullamento, nell'8% del totale), sulla "doppia fatturazione" (2%) e sulla "procedura ripristinatoria volontaria"¹²⁹ (1%). Solo 6, infine, sono i casi di attivazione della procedura speciale risolutiva per "mancata erogazione dell'indennizzo automatico" dovuto entro i termini massimi previsti dalla regolazione. Se sotto il profilo dell'incidenza percentuale di ciascuna procedura sul totale non si registrano significativi scostamenti rispetto al 2018, analizzando le singole procedure si osserva che la variazione più significativa, in termini assoluti, è riconducibile alla procedura speciale di "bonus", per la quale si sono avute quasi 2.000 richieste in più; in termini percentuali, invece, è la procedura relativa alla "doppia fatturazione" che presenta il maggiore aumento (+ 38%) rispetto all'anno precedente.

Il 55% delle richieste ha riguardato il settore del gas, il 36% quello elettrico e il 9% entrambi i settori: rispetto al 2018, aumenta del 5% il peso della quota afferente al gas a discapito dell'elettrico. Nel 93% dei casi le procedure speciali risolutive hanno interessato la clientela domestica, mentre la modalità di accesso più utilizzata è stata l'e-mail.

Servizio conciliazione dell'Autorità

Il Servizio conciliazione dell'Autorità è una procedura di risoluzione delle controversie, attivabile dai clienti finali di energia elettrica e gas naturale per le problematiche insorte con gli operatori energetici (venditori 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

¹²⁹ Procedura regolata dal Testo integrato in materia di misure propedeutiche per la conferma del contratto di fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale e procedura ripristinatoria volontaria, TIRV, adottato con delibera 6 aprile 2017, 228/2017/R/com.

Codice civile. Inoltre, con l'approvazione dell'art. 141, comma 6, lettera c) del Codice del consumo¹³⁰, il tentativo di conciliazione è diventato condizione di procedibilità dell'azione innanzi alla magistratura per le controversie insorte nei settori regolati dall'Autorità (a eccezione dei profili tributari o fiscali), a meno di provvedimenti giudiziari urgenti e cautelari.

Nel 2016 l'Autorità ha approvato¹³¹ un testo ricognitivo e organico delle disposizioni in materia, che sono state riunite nel Testo Integrato Conciliazioni (TICO)¹³², nel quale sono anche individuate le procedure di conciliazione esperibili presso soggetti diversi dall'Autorità.

Nel giugno 2018 l'Autorità ha effettuato¹³³ 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*. L'Autorità, in attuazione dell'articolo 141-*sexies* del Codice del consumo, ha previsto specifici obblighi informativi per i venditori di energia, in direzione dei clienti finali.

Nel 2019 i clienti e gli utenti finali dei settori energetici hanno presentato al Servizio conciliazione 14.465 domande. La ripartizione settoriale delle domande pervenute al Servizio nel 2019 conferma la prevalenza dell'elettrico, con una quota del 56% delle richieste presentate (8.165 domande); segue il settore del gas, con il 36% (5.167 domande). È stabile, invece, il peso percentuale dei clienti *dual fuel* e dei *prosumer* sul totale delle richieste presentate (rispettivamente, 995 domande e 138 domande). Il settore che ha fatto registrare il maggiore incremento di domande da un anno all'altro, in valore assoluto, è quello elettrico, con circa 2.000 richieste in più rispetto al 2018.

La principale modalità di presentazione della richiesta è diventato il ricorso a delegati diversi dalle associazioni dei consumatori (41%, rispetto al 36% del 2018), a fronte di una diminuzione della quota delle domande presentate attraverso le associazioni dei consumatori iscritte al CNCU¹³⁴ (27%, rispetto al 29% del 2018) e di quelle presentate direttamente dai clienti (32%, rispetto al 36% del 2018). Il 74% delle domande ricevute dal Servizio ha riguardato un cliente finale domestico, in continuità con l'anno precedente. Relativamente all'argomento delle controversie, viene confermata la prevalenza della fatturazione (53%); seguono, a molta distanza, i contratti (12%) e il risarcimento danni (10%). Spacchettando il dato sui settori energetici, si possono individuare percentuali differenti: nell'elettrico la "fatturazione" è al 48% e i "danni" al 16%; nel settore del gas aumenta il peso della "fatturazione", che si attesta al 62%; per i clienti *dual fuel*, la "fatturazione" è al 51% e i "contratti" al 21%.

In merito al riscontro delle domande pervenute al Servizio, il 79% è stato ammesso alla procedura (percentuale sostanzialmente in linea con l'anno precedente). Le procedure concluse con un accordo tra le parti sono il 69%, in aumento rispetto all'anno precedente (66%). Per giungere all'accordo, le parti hanno impiegato in media 55 giorni (2 in più rispetto al 2018) e, nel 78% dei casi, meno di due incontri

¹³⁰ 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).

¹³¹ Delibera 5 maggio 2016, 209/2016/E/com.

¹³² Allegato A della delibera 5 maggio 2016, 209/2016/E/com.

¹³³ Delibera 28 giugno 2018, 355/2018/R/com.

¹³⁴ Il Consiglio Nazionale dei Consumatori e degli Utenti (CNCU) è l'organo rappresentativo delle associazioni dei consumatori e degli utenti a livello nazionale. Ha sede presso il Ministero dello Sviluppo Economico ed è composto dalle associazioni dei consumatori riconosciute secondo i criteri stabiliti dal Codice del Consumo (D.lgs 206/2005, art. 137) e da un rappresentante designato dalla Conferenza unificata Stato - città e autonomie locali (D.lgs 281/1997, art. 8).

Relativamente alle circa 8.500 procedure concluse con accordo, nel 2019 il valore della controversia è stato dichiarato dall'attivante nel 56% dei casi; di questi, il 54% si colloca nella fascia da 0 a 1.000 euro, mentre l'85% non ha superato i 5.000 euro (soglia degli *small claim* ai sensi del regolamento (CE) 861/2007 dell'11 luglio 2007 e s.m.i.). Il tasso di accordo su procedure concluse (195 procedure pendenti al 17 marzo 2020) fatto registrare nel 2019 dal Servizio conciliazione, al netto delle procedure rinunciate (pari a circa l'1% delle domande ammesse), è pari al 69% del totale, in aumento del 3% rispetto al 2018. Per chiudere una procedura, le parti hanno impiegato in media 55 giorni (56 giorni per gli accordi e 52 giorni per i casi di mancato accordo). Il 78% delle procedure si è concluso in meno di due incontri. Gli accordi sottoscritti dinanzi al Servizio conciliazione, relativi a procedure attivate nel 2019 e concluse, hanno prodotto oltre 10,4 milioni di euro di *compensation*. Tale valore è dato dalla somma algebrica del corrispettivo economico (sotto forma di valore recuperato anche rispetto al valore della controversia oppure di rimborsi, indennizzi, ricalcolo di fatturazioni errate, rinuncia a spese e interessi moratori ecc.) ottenuto dai clienti o utenti finali mediante i predetti accordi. Su circa 3.900 questionari compilati al termine della procedura di conciliazione, il 98% degli attivanti si è dichiarato soddisfatto del Servizio.

Altri servizi di conciliazione

In alternativa al Servizio dell'Autorità il cliente finale può esperire il tentativo obbligatorio di conciliazione ai fini giudiziali anche ricorrendo ad altri soggetti. L'Autorità, in attuazione dell'art. 141-decies del Codice del consumo, nel dicembre 2015 ha istituito¹³⁵ l'Elenco degli organismi deputati a gestire procedure ADR (*Alternative Dispute Resolution*) ai sensi del titolo II-bis della parte V del Codice stesso.

Al 31 dicembre 2019, risultavano iscritti nell'Elenco dell'Autorità, 19 organismi ADR. Di questi, 7 sono organismi di conciliazione paritetica settoriali – basati su appositi protocolli di intesa stipulati tra associazioni di consumatori e imprese – e 12 sono organismi trasversali, che operano anche in settori diversi da quelli di competenza dell'Autorità; tra questi ultimi, 11 sono organismi di mediazione e, come tali, iscritti anche nel Registro degli organismi di mediazione tenuto dal Ministero della giustizia¹³⁶.

Le informazioni trasmesse dagli organismi ADR fanno emergere una lieve diminuzione delle domande di conciliazione rispetto al 2018. Su un totale di 1.819 domande (2.167 nel 2018), il 35% riguarda il settore elettrico. Nella maggior parte dei casi (56%) le domande sono presentate dal cliente attraverso una associazione di consumatori.

Anche con questo canale l'argomento prevalente delle controversie è la fatturazione (60%), seguita a grande distanza dai contratti (12%), mentre al terzo posto compaiono problematiche legate a morosità e sospensione (9%). Come nell'anno precedente, la percentuale delle domande ammesse è molto alta (85%); le relative procedure si sono concluse nel corso del 2019 nel 78% dei casi, in gran parte (73%) con un accordo. Infine, per quanto riguarda i tempi medi di conclusione delle procedure, si riscontra una differenza a seconda dell'esito: in media, 50 giorni in caso di accordo (come nel 2018) e 54 giorni in caso di mancato accordo (65 giorni nel 2018).

¹³⁵ Delibera 17 dicembre 2015, 620/2015/E/com.

¹³⁶ Decreto legislativo 4 marzo 2010, n. 28 e del decreto ministeriale 18 ottobre 2010, n. 180.

3.3.3 Protezione dei consumatori domestici vulnerabili e dalla povertà energetica

Iniziative a favore dei clienti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: i bonus sociali

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 e/o di gas naturale.

Il decreto legge 28 gennaio 2019, n. 4, recante "Disposizioni urgenti in materia di reddito di cittadinanza e di pensioni"¹³⁷ prevede che il Reddito di cittadinanza (RdC) possa essere riconosciuto ai nuclei familiari che presentino determinate caratteristiche, in particolare un indicatore della situazione economica equivalente (ISEE) inferiore a 9.360 euro, e che, per i nuclei familiari composti esclusivamente da uno o più componenti di età pari o superiore a 67 anni, l'RdC assume la denominazione di Pensione di cittadinanza (PdC). Il decreto stabilisce, inoltre, che ai beneficiari di RdC o PdC siano estese le agevolazioni relative alle tariffe elettriche riconosciute alle famiglie economicamente svantaggiate e quelle relative alla compensazione per la fornitura di gas naturale. Nel maggio 2019 l'Autorità ha recepito¹³⁸ il decreto-legge n. 4/2019, attraverso modifiche alla regolazione contenuta nel Testo integrato delle modalità applicative dei regimi di compensazione della spesa sostenuta dai clienti domestici disagiati per le forniture di energia elettrica e gas naturale – TIBEG¹³⁹, consentendo ai titolari di RdC e PdC di avere accesso al bonus elettrico e gas per disagio economico. Tali accessi sono stati consentiti secondo le modalità già previste per gli altri beneficiari del bonus, in termini di data di inizio e di durata del periodo di agevolazione.

Nel giugno 2019 l'Autorità ha presentato al Parlamento e al Governo una segnalazione¹⁴⁰ nella quale ha sottolineato la necessità di adottare meccanismi di attribuzione automatica dei bonus sociali ai potenziali destinatari. Infatti, nonostante l'impegno profuso per diffondere la conoscenza degli strumenti per ottenere le agevolazioni tra coloro che ne hanno diritto, il ricorso a queste facilitazioni non risulta, a oggi, ancora particolarmente esteso, pur in presenza di situazioni di gravi difficoltà economiche nel Paese. Al fine di massimizzare la diffusione dei bonus, nella segnalazione l'Autorità ha proposto a Governo e Parlamento di introdurre uno scambio telematico dei dati già contenuti nelle banche dati pubbliche dell'INPS (Istituto nazionale della previdenza sociale) e del SII (Sistema informativo integrato), nel rispetto della normativa in materia di protezione dei dati personali, così da attribuire automaticamente i bonus sociali a tutti i cittadini aventi attestazione ISEE sotto la soglia prevista dalla normativa in vigore, senza che questi ultimi debbano presentare apposita domanda. Le proposte avanzate dall'Autorità nella segnalazione sono state recepite dal decreto-legge 26 ottobre 2019, n. 124¹⁴¹, il quale ha disposto il riconoscimento automatico dei bonus sociali nazionali alle famiglie aventi diritto dall'1 gennaio 2021, eliminando la necessità di presentare apposita domanda ai Comuni e/o ai centri di assistenza fiscale. Più nel dettaglio, il decreto-legge stabilisce che i bonus siano riconosciuti automaticamente a tutti i soggetti il cui ISEE sia entro i limiti stabiliti dalla legislazione vigente e che l'Autorità, con propri provvedimenti, sentito il Garante per la protezione dei dati personali, definisca le modalità di trasmissione delle informazioni utili da parte

¹³⁷ Convertito, con modificazioni, nella legge 28 marzo 2019, n. 26.

¹³⁸ Delibera 7 maggio 2019, 165/2019/R/com.

¹³⁹ Allegato A alla delibera 26 settembre 2013, 402/2013/R/com.

¹⁴⁰ Segnalazione 25 giugno 2019, 280/2019/I/com.

¹⁴¹ Convertito, con modificazioni, nella legge 19 dicembre 2019, n. 157 (c.d. decreto fiscale).

dell'INPS al SII (gestito da Acquirente unico). Inoltre, l'Autorità deve definire le modalità applicative per l'erogazione del bonus nonché, sentito il Garante per la protezione dei dati personali, le modalità di condivisione delle informazioni relative agli aventi diritto ai bonus tra SII e SGAt (Sistema di gestione delle agevolazioni sulle tariffe energetiche), al fine di assicurare il pieno riconoscimento ai cittadini delle altre agevolazioni sociali previste.

Nel dicembre 2019 l'Autorità ha disposto¹⁴² l'aggiornamento del valore soglia dell'ISEE, come previsto dal decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 dicembre 2016 (articolo 1, comma 3). Sulla base dell'evoluzione dell'indice nazionale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, l'Autorità ha innalzato da 8.107,5 a 8.265 euro la soglia ISEE che consente l'accesso alle agevolazioni, con decorrenza dall'1 gennaio 2020. Grazie a tale innalzamento, si stima che nel 2020 possano potranno beneficiare dei bonus sociali circa 200 mila nuovi clienti in più.

I bonus in cifre

Nel 2019 il numero di cittadini che hanno richiesto e ottenuto il **bonus sociale per le forniture elettriche** è stato così ripartito: 870.277 famiglie hanno avuto accesso al bonus sociale elettrico, e di queste 829.209 per disagio economico e 41.068 per disagio fisico. L'ammontare complessivo dei bonus erogati per il settore elettrico (per disagio economico e per disagio fisico) è stato pari a circa 135,5 milioni di euro.

Dal 2017 si è assistito a una crescita del numero di beneficiari delle agevolazioni, dopo due anni di sostanziale stabilità; la crescita si conferma nel 2019. Tale fenomeno è attribuibile prevalentemente all'innalzamento della soglia ISEE di riferimento che dall'1 gennaio 2017, è passata¹⁴³ da 7.500 euro a 8.107,5 euro; il nuovo innalzamento di soglia a 8.265 euro porterà auspicabilmente, nel 2020, a un ulteriore allargamento della platea dei beneficiari.

A partire dall'introduzione dell'agevolazione nel 2008 e fino al 31 dicembre 2019, il numero di famiglie che ha usufruito, per almeno un anno, del bonus elettrico per disagio economico, compresi i beneficiari di Carta acquisti (per cui si veda oltre), è stato pari a circa 3,1 milioni di nuclei, localizzati per oltre il 50% nelle macro-aree del Sud e delle Isole.

Nel corso del 2019, le famiglie che hanno usufruito dell'agevolazione tramite il circuito Carta acquisti sono drasticamente diminuite, passando da oltre 23.000 a circa 8.300, con un decremento del 64% rispetto all'anno precedente. Tale radicale calo delle agevolazioni ai possessori di Carta acquisti potrebbe essere il risultato dell'introduzione del Reddito di cittadinanza, che ha sostituito per molte famiglie il sistema della Carta acquisti, anche se le due misure sono cumulabili. Inoltre, come già rilevato in passato, la modalità automatica di accesso al bonus elettrico prevista per Carta acquisti continua a evidenziare elementi di criticità. L'assenza dell'obbligo di inserire il PoD fra gli elementi da comunicare al momento della presentazione della domanda per la Carta acquisti vanifica la possibilità di identificare le forniture da agevolare.

Le famiglie con bonus attivo per l'utilizzo di apparecchiature elettriche per il mantenimento in vita (bonus per disagio fisico), al 31 dicembre 2019, erano 41.068; tale dato ha subito un incremento molto rilevante rispetto all'anno precedente, pari al 23%. Il bonus per disagio fisico è articolato in tre fasce, per tenere conto del tipo di apparecchiatura/e utilizzata/e, dei consumi medi orari di ciascuna

¹⁴² Delibera 3 dicembre 2019, 499/2019/R/com.

¹⁴³ Decreto ministeriale 29 dicembre 2016.

tipologia di apparecchiatura e delle ore medie di utilizzo giornaliero. 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 a seconda della potenza impegnata (fino a 3 kW e da 4,5 kW)¹⁴⁴.

Gli oneri connessi all'erogazione del bonus elettrico per disagio economico e fisico sono collocati tra le componenti degli oneri generali afferenti al sistema elettrico e trovano copertura tramite la componente A_{SRIM} , ricompresa in bolletta per i clienti finali nella componente A_{RIM} ¹⁴⁵, che è pagata da tutti i clienti che non godono del bonus elettrico.

Al 31 dicembre 2019, le famiglie che usufruivano del **bonus sociale per le forniture gas** per disagio economico erano 558.514, con una crescita del 2,9% rispetto al 2018. In totale, i nuclei familiari che hanno beneficiato dell'agevolazione almeno una volta dalla sua entrata in vigore sono state più di 1,9 milioni. L'ammontare complessivo dei bonus erogati per il settore gas nel 2019 è stato pari a circa 76,2 milioni di euro. 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, le componenti GS e GST, poste a carico dei clienti diversi dai clienti domestici. Ai fondi raccolti a valere sui clienti si aggiungono i fondi a carico del bilancio dello Stato. Come per il settore elettrico, il valore della compensazione viene definito annualmente, contestualmente all'aggiornamento tariffario.

3.3.4 Interventi nella determinazione dei prezzi per i clienti vulnerabili

Servizi di maggior tutela e salvaguardia

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). Tuttavia, 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 dipendenti e un fatturato inferiore a 10 milioni di euro) che non scelgono il fornitore sul mercato libero sono serviti nell'ambito del servizio di maggior tutela, istituito dalla legge 3 agosto 2007, n. 125¹⁴⁶. Il servizio di maggior tutela è disciplinato dall'Autorità e assicura, da un lato, la continuità della fornitura (funzione di servizio universale) e, dall'altro, una qualità (contrattuale) specifica a prezzi ragionevoli; detta disciplina di prezzo ha carattere transitorio e sarà superata, in forza della legge 4 agosto 2017, n. 124 (c.d. legge concorrenza), a partire, rispettivamente, dal 1° gennaio 2021 per le piccole imprese e dal 1° gennaio 2022 per le micro-imprese¹⁴⁷ e per i clienti domestici. Fino alla data di cessazione della disciplina transitoria dei prezzi, la regolazione del servizio

¹⁴⁴ Per il dettaglio del funzionamento dei *bonus* si veda anche il *Rapporto Annuale* 2013.

¹⁴⁵ L'art. 1 della delibera 27 dicembre 2017, 922/2017/R/eel, ha previsto che, a partire dal 1° gennaio 2018, l'elemento A_{SRIM} della componente A_{RIM} venga applicato indistintamente a tutte le utenze, ivi comprese quelle aventi diritto al bonus elettrico. Gli effetti di tale applicazione vengono compensati a favore degli utenti aventi diritto al bonus elettrico maggiorando il medesimo bonus del valore dell'elemento A_{SRIM} applicato al consumo annuo di riferimento per ogni tipologia di cliente disagiato prevista dal TIBEG. Dal gennaio 2019 questa componente (ex componente A_S) rappresenta il 2,61% della spesa media dell'utente tipo.

¹⁴⁶ Di conversione del decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73.

¹⁴⁷ Ai sensi dell'art. 2 della direttiva (UE) 944/2019 rientrano in questa categoria le imprese aventi al massimo 10 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 2 milioni di euro.

di maggior tutela da parte dell'Autorità avviene in ossequio ai principi, individuati dalla Corte di giustizia europea¹⁴⁸, di proporzionalità e di temporaneità rispetto al processo di apertura del mercato.

I clienti che si trovano senza un fornitore nel mercato libero e che non hanno diritto ad accedere alla maggior tutela, in quanto diversi dai domestici e dalle piccole imprese, sono riforniti, sempre ai sensi della richiamata legge 125/2007, grazie al servizio di salvaguardia, finalizzato a garantire la sola continuità della fornitura. Tale servizio è erogato da società di vendita selezionate attraverso procedure concorsuali per aree territoriali a condizioni economiche determinate in esito alle medesime procedure.

Azioni informative in vista del superamento delle tutele di prezzo

La legge n. 124/2017 ha previsto interventi propedeutici alla cessazione della disciplina transitoria dei prezzi¹⁴⁹. Tali interventi comprendono, per esempio, l'invio ai clienti finali di adeguata informativa da parte di ciascun fornitore in relazione al superamento delle tutele di prezzo, secondo le modalità definite dall'Autorità e un rafforzamento delle funzioni dell'Autorità, con specifico riferimento alla pubblicizzazione e alla diffusione delle informazioni in merito alla piena apertura del mercato e alle condizioni di svolgimento dei servizi, a beneficio dei clienti finali e degli utenti.

In tale quadro, nel novembre 2017 l'Autorità ha disposto¹⁵⁰, tra l'altro, che gli esercenti la maggior tutela, a partire dal 1° gennaio 2018, inviino ai loro clienti, all'interno della fattura sintetica, un'apposita informativa, con contenuto definito dall'Autorità, in merito al previsto superamento delle tutele di prezzo.

Nel maggio 2019 l'Autorità ha disposto¹⁵¹ il proseguimento dell'informativa in bolletta fino al completo superamento delle tutele di prezzo. I testi da riportare nelle fatture emesse nel 2019 contengono, da un lato, l'indicazione di come sia semplice e gratuito cambiare contratto o fornitore, 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 e le offerte PLACET (vedi *infra*). Contestualmente l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione di nuovi strumenti per l'informazione e l'empowerment dei clienti finali nei mercati dell'energia, ulteriori e complementari all'informativa in bolletta; scopo finale è rendere i clienti partecipi dell'evoluzione dei mercati e degli strumenti approntati a loro favore e coinvolgere maggiormente anche i clienti già serviti nel mercato libero.

Offerte PLACET

L'aumento della comprensione delle offerte commerciali da parte dei clienti finali è un presupposto per la loro partecipazione attiva al mercato e costituisce quindi un ambito d'azione fondamentale per raggiungere un assetto in cui il mercato libero costituisca la modalità normale di approvvigionamento anche per i clienti di piccola dimensione.

¹⁴⁸ Sentenza della Corte di Giustizia europea – Grande Sezione, 20 aprile 2010, procedimento C-265/08.

¹⁴⁹ Art. 1, comma 69.

¹⁵⁰ Delibera 10 novembre 2017, 746/2017/R/com.

¹⁵¹ Delibera 21 maggio 2019, 197/2019/R/com.

In coerenza con tale quadro l’Autorità ha, quindi, promosso interventi mirati ad aumentare la consapevolezza dei clienti finali e la trasparenza delle condizioni contrattuali, al fine di consentire la loro più ampia partecipazione a un mercato concorrenziale.

In tale ottica nel luglio 2017 l’Autorità ha introdotto¹⁵², la disciplina delle offerte “a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela” (c.d. offerte PLACET), finalizzata ad aumentare la capacità dei clienti di valutare le offerte commerciali presenti sul mercato libero, attraverso l’individuazione di strutture di offerta facilmente comprensibili, comparabili tra venditori (poiché differenziate solo a livello di prezzo) e separabili da ogni proposta di servizi aggiuntivi dello stesso venditore.

La disciplina delle offerte PLACET si applica 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.

In dettaglio, la delibera ha posto l’obbligo, in capo a ciascun operatore del mercato libero, di inserire tra le proprie 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, però, 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 in una quota energia, espressa in €/kWh o €/S(m³) e quindi proporzionale ai volumi consumati¹⁵³.

Tavola 3.31 Numero di offerte PLACET presenti nel Portale Offerte al 31 dicembre 2019, distinte per tipologia di cliente finale

	A PREZZO FISSO	A PREZZO VARIABILE	TOTALE
Clienti domestici	228	227	455
Clienti non domestici	228	228	456
TOTALE SETTORE ELETTRICO	-	-	911
Clienti domestici	230	227	457
Clienti non domestici	234	232	466
Condomini	200	202	402
TOTALE SETTORE GAS	-	-	1.325
TOTALE OFFERTE PLACET	-	-	2.236

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Acquirente Unico.

Alla data del 31 dicembre 2019 risultano presenti nel Portale Offerte 2.236 offerte PLACET: 911 relative al settore elettrico e 1.325 per il gas naturale. In particolare, delle 911 offerte disponibili per

¹⁵² Delibera 27 luglio 2017, 555/2017/R/com.

¹⁵³ In dettaglio, 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 Gestore dei mercati energetici (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 F3. 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.

i clienti elettrici, 455 erano sono destinate ai clienti domestici e 456 ai clienti non domestici; delle 1.325 offerte per il gas naturale, 457 sono destinate ai clienti domestici, 402 ai condomini e 466 ai clienti non domestici (Tavola 3.31).

Dal monitoraggio periodico dei prezzi delle offerte PLACET dell'energia elettrica presenti nel Portale Offerte si evince che nel quarto trimestre 2019 per il cliente domestico tipo¹⁵⁴ la spesa media al lordo delle imposte delle offerte PACET fisse è stata superiore del 15% rispetto alla spesa di maggior tutela al lordo delle imposte del medesimo periodo, mentre la spesa media al lordo delle imposte delle Offerte PLACET variabili è stata superiore del 13% rispetto alla spesa al lordo delle imposte della spesa di maggior tutela.

3.3.5 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. *Annual Report 2015*) deve contenere dati sul consumo annuo e sulla sua ripartizione per fasce orarie. Ulteriori elementi sono reperibili nella bolletta di dettaglio, disponibile su sito internet. 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 meter*, in particolare nel settore elettrico, il cliente finale ha a disposizione tramite display elettronico, il dato di consumo corrente sia in termini di energia che di potenza assorbita, nonché i valori di consumo suddivisi in ore di *peak/off-peak/mid level* utilizzati per l'ultima fattura.

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. L'Autorità nel 2015¹⁵⁵ e nel 2017¹⁵⁶ ha illustrato i propri orientamenti in relazione alla messa a disposizione dei dati di consumo storici ai clienti finali, tenendo conto sia delle modifiche normative intervenute sia delle evoluzioni intercorse e, in particolare, dell'avvento del sistema di misurazione 2G nel settore elettrico.

In particolare, nel dicembre 2017, l'Autorità ha previsto¹⁵⁷ che i dati di consumo, intesi come dati storici di fatturazione e dati storici del profilo temporale di prelievo, debbano essere accessibili attraverso il Sistema informativo integrato (SII), che è già depositario di tali informazioni ai sensi della legge 24 marzo 2012, n. 27. Inoltre, l'Autorità ha ritenuto opportuno che la messa a disposizione digitale dei dati avvenga attraverso un portale web, predisposto da Acquirente unico (in quanto gestore del SII) e accessibile al cliente finale con autenticazione attraverso il Sistema pubblico di identità digitale (SPID). Successivamente alla consultazione sono intervenute le disposizioni della legge di bilancio 2018¹⁵⁸ che hanno precisato termini e scadenze entro le quali ultimare il processo.

Nel giugno 2019 l'Autorità ha quindi definito¹⁵⁹ le modalità con cui i clienti finali dall'1 luglio 2019

¹⁵⁴ Per la definizione di utente tipo domestico per l'energia elettrica si vedano le note precedenti.

¹⁵⁵ Documento per la consultazione 23 aprile 2015, 186/2015/R/eel.

¹⁵⁶ Documento per la consultazione 14 dicembre 2017, 865/2017/R/efr.

¹⁵⁷ Documento per la consultazione 14 dicembre 2017, 865/2017/R/efr.

¹⁵⁸ Legge 27 dicembre 2017, n. 205, recante "Bilancio di previsione per lo Stato per l'anno finanziario 2018 e bilancio pluriennale per il triennio 2018-2020".

¹⁵⁹ Delibera 25 giugno 2019 270/2019/R/com.

possono accedere ai loro dati di consumo attraverso l'apposito Portale dei consumi presente sul sito internet dell'Autorità¹⁶⁰. I consumatori possono accedere, con modalità semplice, sicura e gratuita, ai dati relativi ai propri consumi storici, riportati in documenti di sintesi, tabelle numeriche e grafici, nonché le principali informazioni tecniche e contrattuali.

Sono già previsti ulteriori sviluppi del Portale, quali l'allungamento da 12 a 36 mesi del periodo a cui si riferiscono i consumi storici, la visualizzazione della potenza prelevata con indicazione del valore massimo e, per i clienti dotati di misuratori 2G, la visualizzazione della programmazione storica delle fasce per i misuratori e la disponibilità dei dati di consumo con dettaglio al quarto d'ora.

Un'ulteriore importante evoluzione è costituita dalla possibilità di accesso ai dati dei titolari delle forniture anche alle c.d. terze parti. Questo aspetto, essenziale al fine di diffondere gli strumenti atti alla consapevolezza della propria *energy footprint*, richiede ulteriori approfondimenti, attualmente in corso, al fine di definire i soggetti delegabili, garantire l'adeguata protezione dei dati personali e gestire l'autorizzazione da parte dei clienti finali.

3.3.6 Disponibilità di strumenti comparativi dei prezzi

Come già evidenziato in precedenza, la legge n. 124/2017 ha previsto interventi propedeutici alla cessazione della disciplina transitoria dei prezzi. Tali interventi comprendono, tra l'altro, un rafforzamento delle funzioni dell'Autorità, con specifico riferimento alla pubblicizzazione e alla diffusione delle informazioni in merito alla piena apertura del mercato e alle condizioni di svolgimento dei servizi. Tra tali strumenti figura uno strumento di confronto dei prezzi per i clienti di piccole dimensioni¹⁶¹.

In tale quadro, nel febbraio 2018 l'Autorità ha adottato¹⁶² il Regolamento per la realizzazione e la gestione, da parte del Gestore del Sistema informativo integrato (di seguito: Gestore), di un Portale delle offerte rivolte ai clienti finali domestici e alle piccole imprese di energia elettrica e gas naturale (c.d. Portale Offerte).

Attualmente sono pubblicate nel Portale le offerte di mercato libero rivolte ai clienti domestici e alle imprese alimentate in bassa tensione, incluse le offerte dual fuel (energia elettrica e gas) e le PLACET. Il Portale Offerte attualmente dispone di numerosi filtri e opzioni per l'affinamento della ricerca (per esempio sulla base di uno specifico operatore, ovvero in base alla presenza di offerte soggette a sconto ecc.) che permettono all'utente di selezionare l'offerta che meglio risponde alle sue esigenze.

Nel corso del 2019 è stato effettuato un monitoraggio delle offerte presenti nel Portale e delle richieste degli operatori in ordine all'inserimento e alla corretta rappresentazione delle specificità che caratterizzano le diverse offerte presenti nel mercato.

¹⁶⁰ <https://www.consumienergia.it/portaleConsumi/>

¹⁶¹ Articolo 1 comma 61: "... la realizzazione e la gestione ... di un apposito 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...".

¹⁶² Delibera 1 febbraio 2018, 51/2018/R/com, come modificata dalla delibera 5 marzo 2019, 85/2019/R/com.

Dal monitoraggio degli accessi si evince che le visite complessive, a partire dal 1° luglio 2018 (data di avvio) fino al 31 dicembre 2019, sono consistite in 1.078.824 accessi univoci. Le pagine complessivamente visualizzate sono state 8.179.045.

Al 31 dicembre 2019 per il settore elettrico erano disponibili complessivamente 2.293 offerte, mentre le offerte *dual fuel* erano 70 (Fig. 8.1). Il 61,3% delle offerte rivolte ai clienti domestici era a prezzo fisso, mentre per i clienti non domestici tale percentuale si attestava al 54,1%.

Dal monitoraggio periodico delle offerte dell'energia elettrica presenti nel Portale, si evince che nel quarto trimestre 2019, per un cliente domestico tipo¹⁶³, la spesa media al lordo delle imposte dei primi 10 operatori è stata inferiore alla spesa di maggior tutela al lordo delle imposte dell'11% per le offerte a prezzo fisso e del 6% per le offerte a prezzo variabile. Sempre per la medesima tipologia di cliente, anche la spesa media al lordo delle imposte dei primi 30 operatori è risultata inferiore alla spesa di maggior tutela, e precisamente del 7% per le offerte a prezzo fisso e del 3% per le offerte a prezzo variabile.

¹⁶³ Si considera utente tipo domestico per l'energia elettrica un cliente domestico residente, con consumo di 2.700 kWh, prezzo biorario, potenza pari a 3 kW e ubicato a Milano (cap 20132).

4 IL MERCATO DEL GAS NATURALE

4.1 Regolamentazione delle infrastrutture

4.1.1 Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti e alle infrastrutture di GNL

Tariffe di rigassificazione GNL

Nel 2019 sono stati regolati i servizi aggiuntivi forniti dai rigassificatori di piccola scala, i cosiddetti *small scale LNG* (SSLNG). Nel dettaglio, nel maggio 2019 l'Autorità ha definito¹⁶⁴ i criteri di regolazione delle condizioni, anche economiche, di accesso e di erogazione dei servizi offerti mediante depositi di stoccaggio di GNL e le disposizioni in materia di separazione contabile per i servizi SSLNG, in applicazione delle previsioni normative di cui agli artt. 9 e 10 del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257. Tali criteri si applicano ai terminali di rigassificazione che offrono, oltre al servizio di rigassificazione, anche servizi SSLNG e ai depositi di stoccaggio di GNL considerati strategici (ai sensi dell'art. 9 del citato decreto legislativo n. 257/2016) e che risultano connessi alla rete di trasporto del gas naturale e dotati di impianti funzionali al processo di rigassificazione e all'immissione nella rete di trasporto di gas naturale.

Tali servizi prevedono, in particolare:

- con riferimento alla regolazione dell'accesso alle infrastrutture che svolgono sia il servizio di rigassificazione sia i servizi SSLNG:
 - di applicare le disposizioni di cui al Testo integrato in materia di adozione di garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del GNL (TIRG), anche ai fini della regolazione delle condizioni di accesso al servizio di rigassificazione erogato dai depositi di GNL;
 - nel caso di capacità dedicata ai servizi SSLNG aggiuntiva rispetto a quella di rigassificazione, che l'accesso a tali servizi avvenga sulla base di procedure definite in autonomia dal gestore dell'infrastruttura, ferma restando l'opportunità che il gettito conseguito attraverso l'erogazione dei servizi concorra alla copertura dei costi per l'utilizzo della parte dell'infrastruttura condivisa tra servizio di rigassificazione e servizi SSLNG;
 - nel caso di servizi SSLNG che impegnino parte della capacità di rigassificazione (capacità concorrente), che gli utenti dei servizi SSLNG partecipino, per la consegna del GNL al terminale, alle procedure concorsuali di conferimento della capacità di rigassificazione definite dall'Autorità ai sensi del TIRG;
- con riferimento ai criteri di regolazione tariffaria:
 - di applicare le disposizioni di cui alla Regolazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione di GNL (RTRG) anche ai depositi di stoccaggio e rigassificazione del GNL, per i quali i servizi SSLNG si configurano come servizi aggiuntivi rispetto a quello di rigassificazione del GNL;
 - di applicare, per i terminali di rigassificazione esistenti, un criterio di riconoscimento dei costi comuni in linea con la proposta dei cosiddetti costi incrementali, secondo il quale vengono attribuiti ai servizi SSLNG solo i costi (di capitale e operativi) direttamente riconducibili alla fornitura di servizi SSLNG;

¹⁶⁴ Delibera 7 maggio 2019, 168/2019/R/gas.

- di prevedere che la copertura della quota dei costi comuni all'attività di rigassificazione e ai servizi SSLNG riconducibile ai servizi SSLNG stessi avvenga sulla base delle due distinte modalità di gestione della capacità funzionale all'erogazione di tali servizi (capacità dedicata o concorrente); in particolare, si stabilisce che: i) in caso di capacità aggiuntiva e dedicata rispetto a quella autorizzata per la rigassificazione, una quota parte dei ricavi derivanti dalla fornitura dei servizi SSLNG concorra a ridurre il ricavo riconosciuto per il servizio di rigassificazione ai fini della remunerazione dei costi comuni; ii) in caso di capacità concorrente con la capacità di rigassificazione, gli utenti dei servizi SSNLG, per la consegna del Gnl al terminale, sostengano il corrispettivo risultante in esito alle procedure concorsuali per l'accesso all'infrastruttura, a remunerazione della quota di costi comuni;
- in merito ai meccanismi di copertura dei ricavi, di introdurre uno specifico meccanismo che consenta al gestore dei depositi di GNL di cui all'art. 9 del decreto legislativo n. 257/2016 connessi alla rete di trasporto, con riferimento alla sola capacità resa disponibile ai fini del servizio di rigassificazione, di coprire parzialmente i costi riconosciuti limitatamente al solo periodo di avviamento dell'attività, e comunque in misura non superiore al livello di garanzia previsto per i terminali di rigassificazione esistenti; inoltre, si stabilisce che le modalità applicative di tale meccanismo siano disciplinate nell'ambito della regolazione del servizio di rigassificazione del GNL in corso di definizione per il quinto periodo di regolazione del GNL.

Relativamente alla regolazione più generale del servizio, oggetto di consultazione¹⁶⁵ nel settembre 2019, nel successivo mese di novembre l'Autorità ha approvato¹⁶⁶ i criteri di Regolazione tariffaria per il servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto (RTRG) per il periodo di regolazione 2020-2023 (5PR GNL). Con tale provvedimento, l'Autorità, in un quadro di sostanziale continuità rispetto ai criteri di determinazione del costo riconosciuto, che prevedono schemi di regolazione incentivante di tipo *price cap* per i costi operativi e schemi di regolazione di tipo *rate of return* per i costi di capitale, ha previsto l'introduzione delle seguenti principali novità:

- il superamento dei criteri di incentivazione di natura *input-based*, facendo salvo il riconoscimento della quota di ricavo riconducibile alla remunerazione addizionale per gli investimenti entrati in esercizio nei precedenti periodi di regolazione;
- l'introduzione, in aggiunta al coefficiente Q_{CP} a copertura degli autoconsumi e delle perdite della catena di rigassificazione, di ulteriori corrispettivi a copertura di costi variabili, quali il corrispettivo C_{CP} a copertura dei costi monetari associati ai consumi della catena di rigassificazione e il corrispettivo C_{ETS} a copertura dei costi relativi al sistema di *emission trading*;
- l'introduzione della possibilità, anche per i terminali che beneficiano del meccanismo di copertura, di trattenere una quota parte (40%) dei ricavi derivanti dall'offerta dei servizi di flessibilità, destinando la restante quota parte alla riduzione dell'onere in capo al sistema per la copertura del fattore correttivo;
- la previsione che una quota pari a un terzo della voce di ricavo a copertura degli incentivi *input-based* (relativi agli investimenti sostenuti nei precedenti periodi di regolazione) sia considerata nell'ambito dei ricavi soggetti a copertura in funzione della capacità di rigassificazione allocata tramite procedure concorsuali;

¹⁶⁵ Documento per la consultazione 26 settembre 2019, 391/2019/R/gas.

¹⁶⁶ Delibera 19 novembre 2019, 474/2019/R/gas.

- il completamento del quadro regolatorio in materia di depositi di stoccaggio e rigassificazione di GNL ed erogazione di servizi SSLNG, stabilendo in particolare:
- con riferimento al meccanismo di copertura dei ricavi per i depositi di GNL dotati di impianti funzionali al servizio di rigassificazione, una durata dell'applicazione del meccanismo di copertura dei ricavi pari a 4 anni;
- con riferimento allo *sharing* dei ricavi derivanti dai servizi SSLNG per la copertura dei costi comuni all'attività di rigassificazione, l'introduzione di un criterio di *sharing* forfetario che prevede la restituzione al sistema del 50% dei ricavi derivanti dall'offerta di servizi *small scale LNG*, dedotti i costi direttamente attribuibili a tali servizi.

Tariffe di stoccaggio

Dopo la consultazione¹⁶⁷ del luglio 2019, nel successivo mese di ottobre l'Autorità ha definito¹⁶⁸ i criteri di Regolazione tariffaria per il servizio di stoccaggio del gas naturale (RTSG) per il quinto periodo di regolazione (5PRS) 2020-2025. La regolazione prevede, in particolare:

- la sostanziale continuità dei criteri di determinazione del costo riconosciuto, che prevedono schemi di regolazione incentivante di tipo *price cap* limitatamente ai costi operativi e schemi di regolazione di tipo *rate of return* applicati sui costi di capitale;
- l'estensione della durata del periodo regolatorio a 6 anni, con revisione infra-periodo del livello dei recuperi di efficienza;
- l'introduzione di un meccanismo di monitoraggio delle prestazioni di stoccaggio attese, finalizzato a garantire coerenza tra il livello di servizio reso agli utenti e il livello di remunerazione riconosciuta;
- il superamento degli incentivi tariffari alla realizzazione di capacità addizionale, a fronte di un rafforzamento dei meccanismi volti a promuovere la disponibilità e la flessibilità delle prestazioni di stoccaggio; la definizione di dettaglio di tali meccanismi è rimandata a un successivo provvedimento;
- l'introduzione di un meccanismo facoltativo di riduzione dei ricavi riconosciuti soggetti a fattore di copertura, a fronte di un rafforzamento degli incentivi di tipo *output-based* di cui alla Regolazione in materia di libero accesso al servizio di stoccaggio del gas naturale (RAST).

Nel dicembre 2019 l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di stoccaggio ai sensi della RTSG 2020-2025, ha approvato¹⁶⁹ i ricavi di impresa per il servizio di stoccaggio per l'anno 2020.

¹⁶⁷ Documento per la consultazione 2 luglio 2019, 288/2019/R/gas.

¹⁶⁸ Delibera 23 ottobre 2019, 419/2019/R/gas.

¹⁶⁹ Delibera 17 dicembre 2019, 535/2019/R/gas.

Tariffe per il servizio di trasporto del gas

Nel marzo 2019 l'Autorità ha definito¹⁷⁰ i criteri di Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale (RTTG) per il periodo 2020-2023 (quinto periodo di regolazione – 5PRT). I nuovi criteri, che danno attuazione al regolamento (UE) 460/2017 in materia di armonizzazione delle strutture tariffarie per il trasporto del gas (c.d. Codice TAR), è stato pubblicato in esito a un ampio processo di consultazione pubblica avviato nel 2017¹⁷¹, e tiene conto di quanto segnalato da ACER nel report *"Analysis of the consultation document on the gas transmission tariff structure for Italy"*, rilasciato il 14 febbraio 2019, in coerenza con le previsioni del Codice TAR, sugli orientamenti finali in materia di metodologia dei prezzi di riferimento e dei criteri di allocazione dei costi sottoposti a consultazione nell'ottobre 2018¹⁷².

Le principali novità dei criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto per nuovo periodo (5PRT), rispetto a quello precedente, riguardano in particolare:

- in un quadro di sostanziale continuità rispetto ai criteri di determinazione del costo riconosciuto, che prevedono schemi di regolazione incentivante di tipo *price cap* limitatamente ai costi operativi e schemi di regolazione di tipo *rate of return* applicati sui costi di capitale, l'introduzione di strumenti propedeutici alle logiche basate sul riconoscimento della spesa totale (*totex*) e di maggiore orientamento agli *output*, quali un maggiore coordinamento tra la regolazione tariffaria e le valutazioni dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto, il monitoraggio degli investimenti e la previsione di incentivazione all'efficientamento delle spese di investimento, secondo un approccio di gradualità;
- con riferimento alle misure di incentivazione degli investimenti, il superamento graduale degli incentivi *input-based* (basati sulla remunerazione addizionale degli investimenti);
- il superamento della determinazione dei corrispettivi secondo la metodologia cosiddetta a matrice, in favore della metodologia della distanza ponderata per la capacità (c.d. *Capacity-Weighted Distance* – CWD), individuata come metodologia di riferimento nell'ambito del Codice TAR;
- l'eliminazione del corrispettivo "a francobollo" applicato ai punti di riconsegna sul territorio nazionale a copertura dei costi di trasporto regionale, essendo i costi del trasporto del gas sulle reti regionali inclusi nell'ambito dei costi da recuperare mediante le tariffe di entrata e uscita definite attraverso la metodologia tariffaria; tale inclusione comporta, inoltre – fatto salvo il periodo transitorio gennaio-settembre 2020 – il superamento dei conferimenti di capacità presso punti di uscita della rete nazionale verso le aree di prelievo.

¹⁷⁰ Delibera 28 marzo 2019, 114/2019/R/gas.

¹⁷¹ Il procedimento è stato avviato con la delibera 23 febbraio 2017, 82/2017/R/gas e ha visto la pubblicazione dei seguenti documenti per la consultazione:

- in data 29 marzo 2018, il documento 182/2018/R/gas, contenente gli orientamenti iniziali in materia di metodologia dei prezzi di riferimento e criteri di allocazione dei costi;
- in data 21 giugno 2018, il documento 347/2018/R/gas, contenente gli orientamenti iniziali in materia di criteri per la determinazione dei ricavi riconosciuti;
- in data 16 ottobre 2018, il documento 512/2018/R/gas, contenente gli orientamenti finali in materia di criteri per la determinazione dei ricavi riconosciuti per i servizi di trasporto, di metodologia dei prezzi di riferimento e criteri di allocazione del costo per il servizio di trasporto.

¹⁷² Documento per la consultazione 16 ottobre 2018, 512/2018/R/gas.

Nel maggio 2019 l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto ai sensi della RTTG 2020-2023, ha approvato¹⁷³ i ricavi di riferimento e determinato i corrispettivi tariffari per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per l'anno 2020.

Infine, nel dicembre 2019, sempre nell'ambito del procedimento in materia tariffaria avviato nel 2017, l'Autorità ha definito¹⁷⁴ obiettivi e principi da seguire nel processo di riassetto dell'attività di misura del gas nei punti di entrata e uscita della rete di trasporto, dando mandato a Snam Rete Gas di sottoporre a consultazione pubblica un documento con le linee operative del riassetto.

Tariffe per i servizi di distribuzione e misura

Nel maggio 2019 l'Autorità ha pubblicato¹⁷⁵ gli orientamenti per la definizione dei criteri di regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione (2020-2025), di seguito riassunti:

- confermare un periodo regolatorio della durata di sei anni, suddiviso in due semiperiodi di tre anni ciascuno (come già previsto per il quarto periodo);
- dare una sostanziale continuità ai criteri di riconoscimento dei costi operativi (applicazione del metodo del *price cap*), con l'obiettivo di raggiungere una piena convergenza dei costi operativi tra operatori di differenti dimensioni, con conseguente differenziazione dell'*X-factor* (legata alla diversa densità della clientela servita);
- in relazione ai criteri di riconoscimento dei costi di capitale del servizio di distribuzione, dare continuità ai criteri adottati basati sul costo storico rivalutato, con la conferma del tetto agli investimenti nelle località in avviamento introdotto nel dicembre 2016¹⁷⁶ e l'ipotesi di introdurre schemi di regolazione incentivante per i nuovi investimenti;
- in relazione al servizio di misura, proseguire nel processo di graduale abbandono di logiche di riconoscimento dei costi fondate sul riconoscimento della spesa a consuntivo, con piena attuazione di criteri di regolazione basati su logiche incentivanti, sia in relazione al riconoscimento dei costi di capitale, sia in relazione ai costi operativi;
- valutare l'ipotesi di introdurre specifici incentivi alle aggregazioni tra operatori con meno di 50.000 clienti (in attuazione delle disposizioni dell'art. 23, comma 4, del decreto legislativo n. 93/2011);
- in relazione ai criteri di allocazione dei costi agli utenti, l'esigenza di una nuova valutazione sul disegno degli attuali sei ambiti tariffari, tenendo conto sia delle esigenze di non ostacolare la concorrenza nel mercato *retail*, sia degli impatti dell'ampiezza dell'area di socializzazione sullo sviluppo efficiente del servizio (efficienza allocativa), con l'istituzione di uno specifico e ulteriore ambito tariffario per la Sardegna, al fine di favorire uno sviluppo efficiente del servizio in tale area di prevista nuova metanizzazione;
- avviare approfondimenti per eventuali riforme dell'attuale struttura tariffaria binomia per il servizio di distribuzione (pesi di quote fisse e quote variabili, articolazione per scaglioni di consumo);

¹⁷³ Delibera 28 maggio 2019, 201/2019/R/gas.

¹⁷⁴ Delibera 10 dicembre 2019, 522/2019/R/gas.

¹⁷⁵ Documento per la consultazione 7 maggio 2019, 170/2019/R/gas.

¹⁷⁶ Delibera 1 dicembre 2016, 704/2016/R/gas.

- completare il processo di unificazione dei contributi di connessione e di altre prestazioni delle imprese distributrici; al fine di non alterare gli equilibri concorrenziali tra i soggetti che partecipano alle gare per la gestione del servizio, si intende valutare l'introduzione di meccanismi perequativi;
- in relazione al processo di transizione energetica, introdurre strumenti regolatori a supporto dell'innovazione, in particolare per le seguenti tipologie: i) interventi finalizzati ad aumentare l'immissione di gas verde nelle reti; ii) interventi di integrazione tra reti elettriche e reti del gas; iii) interventi volti a ridurre le emissioni di metano in atmosfera;
- confermare l'attuale quadro della regolazione dei gas diversi dal naturale;
- confermare l'impostazione secondo cui le reti isolate alimentate con GNL sono sostanzialmente equiparate alle reti di distribuzione di gas diversi dal naturale; in particolare, per tali reti è prevista l'individuazione di ambiti tariffari di dimensione regionale, differenziati per impresa distributrice;
- in relazione alle reti alimentate con carro bombolaio (gas naturale compresso), valutare la possibilità di rivedere l'attuale impostazione regolatoria, al fine di evitare che le imprese possano eventualmente adottare comportamenti opportunistici (preferendo l'alimentazione delle reti isolate mediante carri bombolai che trasportano gas naturale compresso rispetto all'alimentazione mediante vettori che trasportano il gas naturale in forma liquefatta, solo per ragioni di convenienza tariffaria).

Nella consultazione dell'ottobre 2019, l'Autorità ha ulteriormente specificato¹⁷⁷ gli orientamenti sui criteri di regolazione tariffaria per i servizi di distribuzione e di misura del gas che trovano applicazione a partire dal 2020. Nel dettaglio, l'Autorità ha ipotizzato:

- in relazione all'impostazione del sistema tariffario, di prevedere: i) una tariffa di riferimento che determini il ricavo ammesso dell'impresa; ii) una tariffa obbligatoria applicata ai clienti finali che determini il ricavo effettivo; iii) un meccanismo di perequazione tra ricavo ammesso e ricavo effettivo;
- con riferimento alla tariffa di riferimento, di confermare l'approccio a *building block* utilizzato per la determinazione del costo riconosciuto (costi operativi, ammortamenti e remunerazione del capitale investito);
- per quanto riguarda la determinazione del costo riconosciuto del servizio di distribuzione, di confermare in una prima fase l'approccio ibrido con: i) schemi di regolazione incentivante (*price cap*) per la determinazione dei costi operativi; ii) riconoscimento dei costi di capitale centralizzati sulla base di criteri parametrici; iii) riconoscimento a consuntivo dei costi di capitale di località; in una seconda fase, l'applicazione di schemi di regolazione incentivanti (introduzione di costi standard e meccanismi di incentivo all'efficienza) anche per i costi di capitale;
- ai fini della determinazione del costo riconosciuto del servizio di misura, di prevedere un consolidamento degli schemi di regolazione incentivante per costi operativi e costi di capitale.

Nel medesima consultazione sono state prospettate le tempistiche di implementazione dei nuovi criteri, con l'individuazione di interventi che entreranno in vigore nel primo semiperiodo (2020-2022), interventi che entreranno in vigore entro il 2023 e interventi da attuare nel secondo semiperiodo

¹⁷⁷ Documento per la consultazione 15 ottobre 2019, 410/2019/R/gas.

(2023-2025). Nell'ambito del primo gruppo sono compresi: la determinazione dei livelli iniziali dei costi operativi e dell'*X-factor* per l'aggiornamento annuale dei medesimi costi operativi; la definizione del parametro β in relazione ai costi di capitale; la revisione dei pesi da attribuire a costi effettivi e costi standard per la valorizzazione di nuovi investimenti in *smart meter*. In relazione al secondo gruppo di interventi, da attuarsi entro il 2023, è prevista l'introduzione di incentivi all'efficienza sulle spese di capitale del servizio di distribuzione e di strumenti di supporto all'innovazione nelle reti e alle funzionalità avanzate di *metering*. Infine, in relazione agli interventi che entreranno in vigore nel periodo 2023-2025, è previsto di: rivedere il livello di *gearing* in coerenza con le tempistiche di aggiornamento del TIWACC¹⁷⁸ e con la durata del PWACC; valutare l'eventuale fissazione di obiettivi di recupero di efficienza più elevati rispetto a quelli previsti a inizio periodo per le imprese di maggiori dimensioni, sulla base di specifici approfondimenti sui costi delle imprese, mediante lo svolgimento di analisi di produttività; applicare modalità di riconoscimento parametriche per la copertura dei costi dei sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori, fondate su analisi di efficienza; dare attuazione alla riforma della struttura della tariffa del servizio di distribuzione del gas naturale; completare la riforma dei contributi di connessione.

Rispetto alle decisioni con efficacia dal 2020, l'Autorità ha ipotizzato:

- in merito ai criteri di determinazione dei costi operativi riconosciuti:
 - di considerare il 2018 come anno test ai fini della fissazione dei costi operativi per il quinto periodo;
 - di prevedere una ripartizione dei maggiori recuperi di produttività conseguiti nel quarto periodo di regolazione simmetrica tra clienti finali e imprese;
 - di adottare di criteri di gradualità per la definizione del processo di convergenza nel riconoscimento dei costi operativi, attualmente differenziato in funzione della dimensione delle imprese. In particolare, rispetto ai costi operativi unitari relativi al servizio di distribuzione è previsto il dimezzamento delle differenze nei riconoscimenti entro la fine del periodo di regolazione (invece del completo riassorbimento, indicato inizialmente¹⁷⁹), sia per tenere conto delle osservazioni emerse dalla consultazione, sia in relazione alle proposte relative agli incentivi per le aggregazioni;
 - di prevedere che l'*X-factor* da applicare per il servizio di commercializzazione e il servizio di misura (sia in relazione alle funzioni di installazione e manutenzione, sia in relazione alle funzioni di raccolta, validazione e registrazione) sia fissato con l'obiettivo di estrarre completamente gli eventuali recuperi di produttività conseguiti nel quarto periodo;
 - in relazione al riconoscimento dei costi delle letture di switch, di prevedere il dimezzamento – da 5 euro a 2,5 euro – del costo riconosciuto per ciascuna lettura che ecceda quelle effettuate nel 2018;
 - in relazione al riconoscimento di costi operativi relativi a sistemi di telelettura/telegestione e concentratori e riguardanti le verifiche metrologiche di gruppi di misura di classe maggiore di G6, di confermare il criterio di riconoscimento a consuntivo sulla base di specifiche raccolte dati;

¹⁷⁸ Criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2016-2021 (TIWACC 2016-2021), allegato A alla delibera 2 dicembre 2015, 583/2015/R/com e successive modifiche.

¹⁷⁹ Documento per la consultazione 170/2019/R/gas.

- in relazione alla copertura dei costi operativi nelle gestioni d'ambito, di confermare la regolazione del quarto periodo;
- con l'obiettivo di promuovere la concorrenza per il mercato (gare del gas), di introdurre incentivi alle aggregazioni tra operatori. Nello specifico, si ipotizza di favorire le aggregazioni tra piccole o tra medie e piccole imprese a partire dal 2019, mediante maggiorazioni sul riconoscimento dei costi operativi e l'anticipazione del momento di rivalutazione delle RAB depresse;
- in merito ai criteri di determinazione dei costi di capitale riconosciuti:
 - di confermare il riconoscimento dei costi di capitale centralizzato con logica parametrica, uguale per tutti gli operatori;
 - di confermare anche i criteri di regolazione già applicati nel quarto periodo di regolazione per i cespiti di località (logica a consuntivo per il servizio di distribuzione e schemi incentivanti per il servizio di misura);
 - in relazione allo svolgimento di analisi costi/benefici, di rendere pubbliche le linee guida rese disponibili dalla Cabina di regia composta da ANCI, Ministero dello sviluppo economico e ARERA;
 - in relazione ai tetti alle spese di investimento, di confermare il livello fissato nel 2016¹⁸⁰. Si propone, invece, di revisionare i meccanismi applicativi, con l'introduzione di uno schema graduale che eviti di penalizzare semplici ritardi nel raggiungimento di buoni livelli di metanizzazione;
 - in relazione al trattamento delle RAB disallineate rispetto alle medie di settore, di considerare i nuovi investimenti relativi al servizio di distribuzione realizzati a partire dal 2018, mentre, in relazione al servizio di misura, di adottare una soluzione che tenga conto degli investimenti in *smart meter* realizzati anche in anni precedenti;
 - in relazione ai contributi cosiddetti congelati, di adottare un percorso di "scongelo" più graduale;
 - di confermare le vite utili regolatorie del quarto periodo;
 - di introdurre una revisione dei criteri di determinazione della quota residua non ammortizzata dei misuratori tradizionali sostituiti con *smart meter*;
 - in relazione alla fissazione del coefficiente β utilizzato per la determinazione del WACC, di ipotizzare un range compreso tra 0,40 e 0,43;
- in merito al sistema tariffario di distribuzione e misura del gas naturale:
 - di confermare l'impostazione del sistema tariffario in vigore nel quarto periodo di regolazione;
 - in relazione all'ipotesi di una possibile futura metanizzazione della Sardegna, di confermare l'orientamento per l'istituzione di un ambito tariffario sardo e di svolgere uno studio indipendente per fornire un quadro analitico trasparente e basato su valutazioni puntuali, a supporto delle necessarie decisioni sul futuro energetico dell'isola;
- a proposito dei gas diversi dal naturale, di confermare l'impostazione adottata nel quarto periodo di regolazione;
- in relazione alle reti isolate in cui è distribuito il gas naturale:

¹⁸⁰ Delibera 1 dicembre 2016, 704/2016/R/gas.

- di confermare l'ipotesi di regolare le reti isolate alimentate con GNL come reti isolate di gas diversi, senza perequazione e con applicazione di una tariffa specifica territoriale ai clienti del servizio (non è prevista l'applicazione della tariffa obbligatoria per macro-ambito tariffario sovra-regionale);
- in relazione alle reti alimentate con carro bombolaio (gas naturale compresso), di confermare l'adozione di una soluzione transitoria, con assimilazione alle reti interconnesse di gas naturale, soggetta a verifica su un orizzonte di cinque anni.

Nella consultazione del novembre 2019 sono stati presentati¹⁸¹ gli orientamenti dell'Autorità in merito: all'aggiornamento degli obblighi di messa in servizio degli *smart meter* per l'utenza diffusa nel settore del gas naturale, all'aumento delle frequenze di raccolta della misura, al miglioramento della *performance* e allo sviluppo della regolazione tariffaria.

Nel dicembre 2019 è stata approvata¹⁸² la nuova versione della Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (RTDG), in vigore nel triennio 2020-2022. Rispetto agli orientamenti indicati nella consultazione a ottobre, nel provvedimento finale, l'Autorità ha ritenuto opportuno:

- ai fini della determinazione del costo operativo riconosciuto, applicare uguale peso ai costi effettivi e ai costi riconosciuti nell'anno di riferimento, sia nel caso in cui i costi effettivi siano inferiori ai costi riconosciuti, sia nel caso in cui i costi effettivi siano superiori;
- determinare il costo effettivo sostenuto nel 2018 per ciascuna attività e funzione, sulla base dei dati riportati nei rendiconti annuali separati – trasmessi all'Autorità dalle imprese distributrici – che riflettano costi di natura ricorrente, escludendo i costi la cui copertura è già implicitamente garantita nei meccanismi di regolazione (per esempio tramite la remunerazione del rischio) o in relazione ai quali il riconoscimento non risulta compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio sulla base della quantificazione di tali costi non riconoscibili, come risulta dagli stessi rendiconti;
- prevedere che, in occasione della revisione infra-periodo, siano valutati gli eventuali effetti delle politiche ambientali definite a livello comunitario sulle dinamiche dei punti di riconsegna serviti e considerare le modalità di allocazione del rischio tra clienti finali e imprese;
- in relazione al riconoscimento dei costi relativi alle letture di *switch*, alla luce delle osservazioni pervenute, prevedere che, per il primo semiperiodo di regolazione, il livello del costo standard riconosciuto per ciascuna lettura di *switch* che eccede il numero di letture effettuate nel 2018 sia mantenuto a 5 euro e che la revisione di tale costo standard sia rinviata alla revisione infra-periodo, anche sulla base dei dati relativi al numero delle letture di *switch* effettuate nel periodo 2019-2021 e tenuto conto dell'andamento delle installazioni degli *smart meter*;
- con riferimento agli incentivi alle aggregazioni tra operatori, tenuto conto di quanto emerso nell'ambito della consultazione, svolgere un approfondimento per valutare i profili concorrenziali segnalati, valutando contestualmente la possibilità di prevedere sia misure specifiche di rafforzamento di operatori nei singoli ambiti territoriali minimi (Atem), sia misure per aggregazioni generalizzate, prevedendo eventuali modulazioni in funzione delle dimensioni dei

¹⁸¹ Documento per la consultazione 26 novembre 2019, 487/2019/R/gas.

¹⁸² Delibera 27 dicembre 2016, 570/2019/R/gas.

soggetti coinvolti nelle operazioni di aggregazione, al fine dell'adozione, entro il 30 giugno 2020, di un provvedimento applicabile anche ad aggregazioni concluse nel 2019 in seguito alla consultazione di ottobre¹⁸³;

- svolgere ulteriori approfondimenti con le imprese distributrici e gli enti locali concedenti, in relazione alla predisposizione di linee guida per lo svolgimento delle analisi costi/benefici;
- avviare un procedimento finalizzato all'introduzione di schemi di regolazione incentivante per i costi di capitale relativi al servizio di distribuzione, fondato su logiche di riconoscimento a costi standard e che fornisca incentivi aventi forza comparabile a quella del meccanismo del *price cap* utilizzato per l'aggiornamento dei costi operativi, prevedendo che possa trovare applicazione a partire dagli investimenti realizzati nel 2022, anche tenuto conto delle esigenze di adeguamento dei sistemi contabili necessari a supportare gli ipotizzati schemi incentivanti;
- valutare l'ipotesi di riconoscere i costi residui non ammortizzati degli *smart meter* dismessi nella prima fase di *roll-out*;
- rivedere l'ipotesi prospettata nella consultazione di ottobre¹⁸⁴ sulle modalità di trattamento della quota dei cosiddetti contributi "congelati", in relazione alle esigenze di garantire maggiore gradualità e stabilità tariffaria; a tale fine, è ritenuto opportuno prevedere, in particolare, di dare seguito alle ipotesi formulate nell'ambito della consultazione, che prevedono, per il pieno "scongelamento" dei contributi, l'adozione di un orizzonte temporale allineato all'orizzonte temporale di restituzione dei contributi soggetti a degrado;
- in relazione alla determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito, tenuto conto di quanto emerso dalla consultazione: dare seguito all'ipotesi di allineamento del coefficiente β per i servizi di distribuzione e misura, in quanto il quadro regolatorio previsto per i due servizi (diversamente da quanto sostenuto da alcuni operatori) risulta omogeneo, con la conseguenza che differenziazioni nei riconoscimenti del rischio sistematico, tipicamente considerato nell'ambito della regolazione tariffaria, non appaiono giustificate; non modificare il livello del coefficiente β per il servizio di distribuzione, in considerazione del fatto che il quadro regolatorio rispetto al periodo precedente è sostanzialmente immutato e che pertanto, come peraltro già deciso per altri servizi regolati del settore del gas, appare ragionevole dare continuità al livello di tale coefficiente assunto nelle determinazioni del tasso di remunerazione del capitale investito;
- con riferimento alla regolazione tariffaria delle reti isolate alimentate con gas naturale liquefatto (reti isolate di GNL):
 - prevedere che i costi connessi ai depositi di stoccaggio criogenico e ai rigassificatori locali, nel caso di interconnessione con il sistema nazionale di trasporto, qualora non ancora completamente ammortizzati sotto il profilo regolatorio, non siano riconosciuti in tariffa, in quanto tali cespiti non rientrano tra quelli necessari alla distribuzione del gas naturale in reti interconnesse con il sistema nazionale di trasporto;
 - in coerenza con alcune esigenze emerse in consultazione, prevedere che anche per le reti isolate di GNL (come per le reti isolate di gas naturale compresso) – a condizione che esista un progetto di interconnessione autorizzato e comunque per un periodo non superiore a cinque anni –, su istanza dell'impresa interessata, possa essere applicata la disciplina generale prevista per le reti interconnesse e che, decorso inutilmente il termine di cinque anni, le reti

¹⁸³ Documento per la consultazione 410/2019/R/gas.

¹⁸⁴ Documento per la consultazione 410/2019/R/gas.

isolate di GNL siano gestite come ambiti tariffari separati limitati al singolo impianto (ambiti tariffari delle reti isolate di GNL);

- nei casi in cui le reti isolate di GNL siano gestite da operatori che, nella stessa regione, gestiscono anche reti isolate alimentate con carro bombolaio, prevedere che possa essere presentata istanza per l'unificazione degli ambiti tariffari delle reti isolate di GNL e quelli delle reti isolate alimentate con carro bombolaio;
- in occasione della riforma del sistema tariffario per il secondo semiperiodo regolatorio, valutare se, successivamente all'avvio delle gestioni d'ambito, sia possibile assimilare le reti isolate di GNL alle reti interconnesse, in quanto l'ambito di socializzazione dei costi coinciderebbe con l'ambito di concessione e quindi le ricadute in termini di costo del servizio rimarrebbero all'interno di un perimetro rispetto al quale gli enti locali concedenti e le imprese che gestiscono il servizio risultano informate e responsabilizzate;
- con riferimento alla regolazione tariffaria delle reti isolate alimentate con carro bombolaio:
 - prevedere che, su istanza dell'impresa interessata, possa essere applicata la disciplina generale fissata per le reti interconnesse, a condizione che esista un progetto di interconnessione autorizzato e comunque per un periodo non superiore a cinque anni, trascorso inutilmente il quale le reti isolate alimentate con carro bombolaio oggetto dell'istanza saranno escluse dagli ambiti tariffari previsti in base alla disciplina sino ad allora applicata e costituiranno ambiti tariffari separati limitati alla porzione di rete in cui insiste l'impianto (c.d. ambiti tariffari reti isolate alimentate con carro bombolaio);
 - prevedere specifiche disposizioni a tutela dei clienti finali connessi alle reti isolate, che possano trovare applicazione qualora sia trascorso il termine di cinque anni senza che sia stata realizzata l'interconnessione; o, in coerenza con quanto indicato per le reti isolate di GNL, in occasione della riforma del sistema tariffario per il secondo periodo regolatorio, valutare se, successivamente all'avvio delle gestioni d'ambito, sia possibile assimilare in modo permanente le reti isolate alimentate con carro bombolaio alle reti interconnesse;
- con riferimento alla definizione del sistema tariffario del servizio di distribuzione del gas naturale:
 - confermare le ipotesi formulate nella consultazione di ottobre¹⁸⁵, con particolare riferimento al fatto (già chiarito dall'Autorità fin dal dicembre 2000¹⁸⁶) che il servizio del gas, diversamente da quello elettrico, non riveste caratteristiche di servizio insostituibile, in quanto si rivolge a necessità e tipi di utilizzo che possono essere soddisfatti per mezzo di altre fonti energetiche, anche con impatto ambientale comparabile, con la conseguenza che, nel caso del servizio di distribuzione del gas, l'universalità del servizio si esprime nella sua disponibilità a condizioni di costo trasparenti, mentre non appare giustificata la diffusione generalizzata del servizio, che comporterebbe aggravii nel costo del soddisfacimento dei fabbisogni energetici del Paese;
 - in relazione alla prospettiva di metanizzazione della Sardegna, prevedere che sia effettuato lo studio indipendente, previsto nel luglio 2019¹⁸⁷, finalizzato a una più ampia valutazione, in una logica di analisi costi/benefici, delle opzioni disponibili in merito all'adeguamento infrastrutturale del sistema energetico della Regione Sardegna, che tenga conto dei diversi progetti infrastrutturali (avviati o previsti) e delle loro eventuali interdipendenze, al fine di

¹⁸⁵ Documento per la consultazione 410/2019/R/gas.

¹⁸⁶ Delibera 28 dicembre 2000, 237/00.

¹⁸⁷ Punto 7 della delibera 30 luglio 2019, 335/2019/R/gas.

fornire un quadro analitico trasparente e basato su valutazioni puntuali, a supporto delle necessarie decisioni sul futuro energetico dell'isola;

- confermare l'istituzione di uno specifico ambito tariffario per la Sardegna, stabilendo, peraltro, che, al fine di tenere comunque conto delle esigenze di garantire forme di compensazione parziale e transitoria, sia introdotta transitoriamente, per un periodo non superiore a tre anni, una specifica componente tariffaria CE della tariffa obbligatoria, espressa in euro/PdR, applicata ai soli punti di riconsegna serviti nella Regione Sardegna, e prevedere che il minor gettito venga compensato nell'ambito dei meccanismi di perequazione con copertura mediante la componente UG1 della medesima tariffa obbligatoria;
- prevedere che, nelle more dello svolgimento dello studio indipendente di cui sopra, i soggetti che gestiscono reti isolate di GNL o reti isolate alimentate con carro bombolaio possano presentare istanza per l'applicazione della disciplina generale prevista per le reti interconnesse, anche in assenza di un progetto di interconnessione autorizzato, comunque per un periodo non superiore a cinque anni;
- prevedere che in ogni caso, al termine del periodo di cinque anni, qualora non sia realizzata l'interconnessione con il sistema nazionale di trasporto, siano adottate soluzioni tariffarie che garantiscano la tutela dei clienti finali che si sono connessi a tali reti e che limitino il rischio sopportato dai clienti finali;
- avviare un procedimento per la riforma del sistema tariffario da applicare nel secondo semiperiodo del quinto periodo regolatorio, valutando: i) in relazione alla determinazione della tariffa di riferimento (che dimensiona il vincolo ai ricavi ammessi delle imprese distributrici), una possibile revisione delle variabili di scala, considerando in particolare la possibilità che una quota parte del vincolo sia fissata in funzione dei volumi distribuiti; ii) in relazione alla tariffa obbligatoria applicata nei punti di riconsegna, una possibile revisione della struttura della tariffa del servizio di distribuzione, della sua articolazione tra quote fisse e quote variabili, nonché dell'attuale articolazione in scaglioni tariffari; iii) sempre in relazione alla tariffa obbligatoria applicata nei punti di riconsegna, una possibile revisione degli ambiti tariffari, da condurre con l'obiettivo di favorire uno sviluppo del servizio improntato a criteri di economicità, al fine di evitare aggravii nel costo del soddisfacimento dei fabbisogni energetici del Paese, che saranno già toccati dalle politiche di decarbonizzazione, e con lo scopo di responsabilizzare maggiormente enti locali e imprese nell'estensione e nello sviluppo del servizio, evitando di incentivare comportamenti, i cui costi sarebbero coperti da altre imprese e/o dalla collettività degli utenti, e consentendo altresì maggiore flessibilità nelle scelte locali connesse alle politiche di decarbonizzazione; v) il proseguimento della riforma dei contributi di connessione, nell'ottica di rendere maggiormente omogenei i criteri per l'applicazione di tali contributi sul territorio nazionale agli investimenti effettuati, responsabilizzando le imprese distributrici;
- prevedere che, al fine di integrare i criteri di regolazione per il secondo semiperiodo del quinto periodo regolatorio, sia avviato un procedimento finalizzato alla definizione di modalità di riconoscimento parametriche per la copertura dei costi dei sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori, fondate su analisi di efficienza;
- adottare una disciplina transitoria relativa all'applicazione della regolazione tariffaria in materia di reti isolate di GNL e di reti isolate alimentate con carro bombolaio, in particolare con riferimento alle reti di questo tipo già in esercizio al 31 dicembre 2019, così da consentire una transizione ordinata al nuovo assetto; inoltre, prevedere che per l'anno 2020 prosegua il trattamento già applicato nel precedente periodo di regolazione e che le imprese distributrici che gestiscono le reti in esame possano presentare, entro il 30 giugno 2020, istanza per

l'assimilazione alle reti di distribuzione allacciate al sistema nazionale di trasporto, limitatamente a un periodo di cinque anni che decorre dall'1 gennaio 2021.

Nel dicembre 2019 sono stati approvate¹⁸⁸, per l'anno 2020, le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'art. 42 della RTDG, le opzioni tariffarie gas diversi, di cui all'art. 70 della RTDG, e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'arti. 47 della RTDG. Con la medesima delibera è stato approvato l'ammontare massimo del riconoscimento di maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione, di cui all'art. 60 della RTDG, per le imprese distributrici che hanno presentato istanza e fornito idonea documentazione.

Consistenza delle infrastrutture

In Italia le imprese che gestiscono la **Rete di trasporto del gas nazionale** (10.329 km) e **regionale** (24.804 km) sono nove: tre per la Rete nazionale e otto per la Rete regionale. L'impresa maggiore di trasporto gas è Snam Rete Gas, oltre alla quale trasportano gas sulla rete nazionale anche altre due società che ne possiedono e gestiscono piccoli tratti: Società Gasdotti Italia – che ha anch'essa ottenuto la certificazione come operatore del trasporto – e Infrastrutture Trasporto Gas. Il gruppo Snam possiede il 93,1% delle reti: 32.726 km di rete sui 35.133 km di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore è Società Gasdotti Italia, che complessivamente gestisce 1.665 km di rete (il 4,7%), di cui 603 sulla Rete nazionale. La società Retragas, del gruppo A2A, è la terza con una quota dell'1,2%, grazie ai suoi 411 km di rete regionale. I restanti sei operatori minori, con l'eccezione di Infrastrutture Trasporto Gas, possiedono piccoli tratti di rete regionale.

Il **gas naturale liquefatto** viene immesso nella rete nazionale di trasporto italiana attraverso l'interconnessione con i terminali in funzione a Panigaglia (in Liguria), a Cavarzere (in Veneto) e a Livorno (in Toscana). L'impianto di Panigaglia, della società GNL Italia appartenente al gruppo Snam, ha una capacità di rigassificazione massima di 13 M(m³)/giorno e la massima quantità annua di gas che può immettere nella rete di trasporto è pari a 3,5 G(m³). Il terminale di Cavarzere è una struttura off-shore situata nel Mar Adriatico al largo di Rovigo con una capacità di rigassificazione annua di 8 G(m³) e di circa 26,4 M(m³)/giorno. Il terminale appartiene alla società Adriatic LNG. A oggi l'80% della capacità di rigassificazione del terminale, cioè 21 M(m³)/giorno, è stata allocata a Edison per un periodo di 25 anni (fino al 2034); il rimanente 20%, insieme all'eventuale capacità non utilizzata dagli utenti, è offerta sul mercato attraverso procedure di sottoscrizione di capacità. Il terminale di Livorno della società OLT Offshore LNG Toscana deriva dalla conversione di una nave metaniera – la "Golar Frost" – in un Terminale galleggiante di rigassificazione ancorato a circa 22 km al largo della costa tra Livorno e Pisa. La sua massima capacità di rigassificazione giornaliera è di 15 M(m³)/giorno, quella annua è pari a 3,75 G(m³).

Lo **stoccaggio** di gas naturale è svolto in base a 15 concessioni possedute da cinque imprese: Stogit, Edison Stoccaggio, Ital Gas Storage, Geogastock, Blugas Infrastrutture. Tutti i siti di stoccaggio attivi sono realizzati in corrispondenza di giacimenti di gas esausti. Stogit, che appartiene al gruppo Snam, è la principale impresa di stoccaggio che possiede 10 delle 15 concessioni. Il sistema di stoccaggio del gas italiano ha dimensioni importanti: nell'anno termico 2019-2020, che si è concluso il 31 marzo 2020, il sistema di stoccaggio ha complessivamente offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio complessivo per riserva attiva (c.d. *working gas*) pari a 18,05 G(m³), di cui 4,6 G(m³)

¹⁸⁸ Delibera 27 dicembre 2019, 571/2019/R/gas.

destinati allo stoccaggio strategico. Lo spazio offerto ad asta è stato interamente conferito. Al 31 ottobre 2019 il riempimento degli stoccaggi era pari a 13,1 G(m³). La punta nominale massima di erogazione raggiunta nell'anno è stata di 260,4 milioni di metri cubi standard/giorno: 251,5 M(m³)/g negli stoccaggi Stogit e 8,9 M(m³)/g in quelli di Edison.

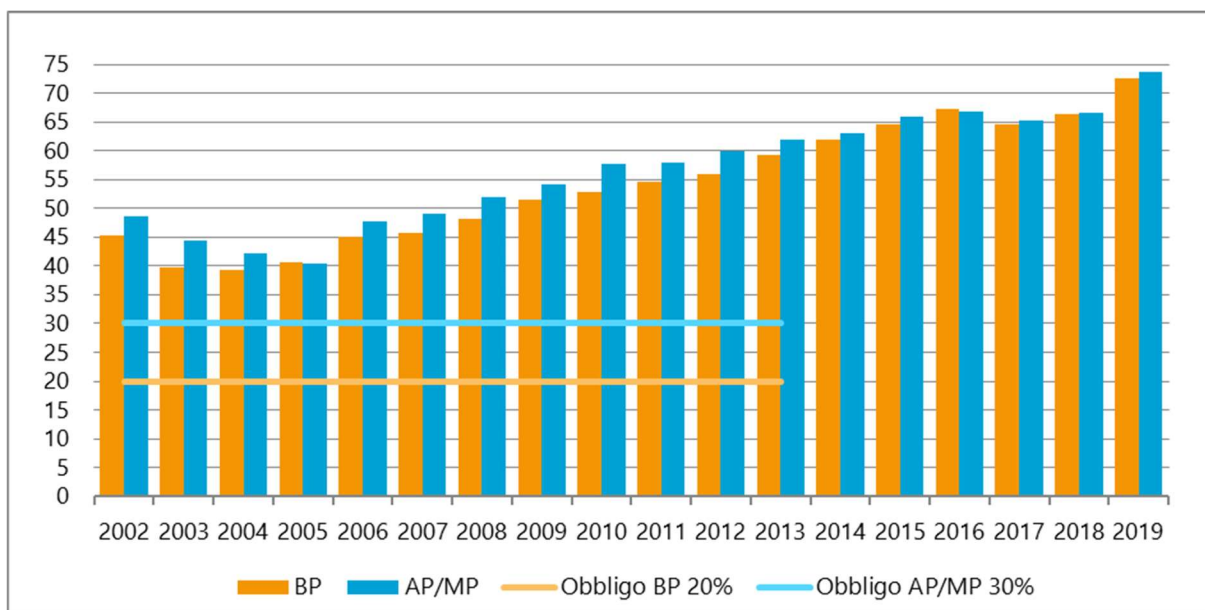
La **distribuzione** di gas naturale in Italia avviene per mezzo di 264.026 km di rete (di cui 629 non in funzione nel 2019), il 57,7% in bassa pressione, il 41,6% in media pressione e lo 0,7% in alta pressione. La lunghezza delle reti è cresciuta di 1.692 km rispetto al 2018. Oltre alle reti, la distribuzione del gas avviene per mezzo di circa 6.600 cabine e 101.000 gruppi di riduzione finale. Il 58,2% delle reti (153.220 km) è collocato al Nord, il 22,8% al Centro (60.162 km) e il restante 19% (50.645 km) si trova al Sud e in Sicilia. Nel 2019 le imprese attive nella distribuzione gas sono risultate 199 (nove in meno del 2018) di cui sette molto grandi (con oltre 500.000 clienti), 19 con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000, 21 medi (50.000-100.000 clienti), 97 piccoli (10.000-50.000) e 55 piccolissimi (meno di 5.000 clienti). Il numero delle imprese con più di 100.000 punti di riconsegna è sceso negli ultimi anni (26 unità, dalle 35 che si registravano nel 2012), ma la loro quota non si è ridotta in termini di gas distribuito e nel corso degli anni è rimasta sostanzialmente stabile intorno all'83%. Le medie imprese sono lievemente aumentate sia in termini di numero (da 18 a 21) che di incidenza dei volumi distribuiti (dal 6% al 7,1%), mentre le piccole e le piccolissime imprese hanno ridotto sia la loro numerosità (da 173 a 152) che la loro quota di volumi erogati (dall'11% al 9,6%). Complessivamente i 199 operatori attivi nel 2019 hanno distribuito 31,3 G(m³), 901 milioni di m³ in meno dell'anno precedente, a 23,9 milioni di gruppi di misura. Il servizio è stato gestito attraverso 6.514 concessioni in 7.211 comuni.

Qualità del servizio di distribuzione del gas

Alla fine del 2013 è stata approvata¹⁸⁹ 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.

La Figura 4.1 mostra la quantità di rete ispezionata per il periodo 2002-2019. 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 2019 si registra un aumento rispetto al 2018 e comunque livelli di percentuale di rete ispezionata superiore ai livelli rilevati prima del 2014. L'ispezione della rete, generalmente, ha l'obiettivo di intercettare il fenomeno delle dispersioni della rete favorendo, di fatto, una maggiore sicurezza dei cittadini.

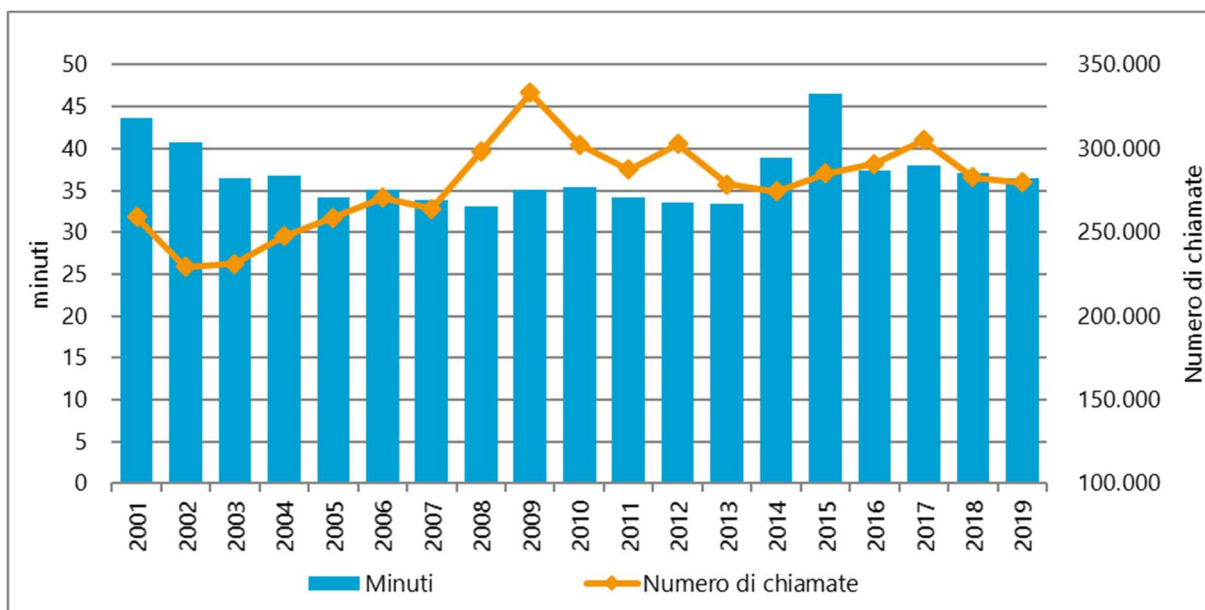
¹⁸⁹ Con la delibera 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas.

Figura 4.1 Percentuale di rete ispezionata dal 2002

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'ARERA.

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.

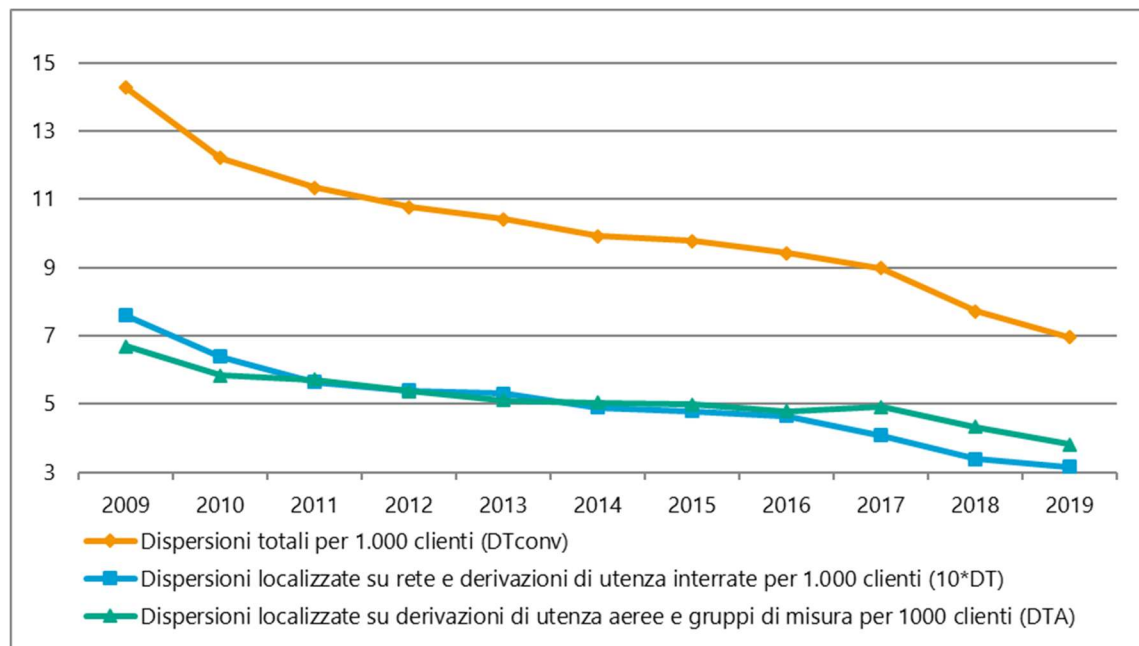
Con riferimento agli obblighi in materia di pronto intervento, la Figura 4.2 mostra il tempo di arrivo sul luogo di chiamata (telefonica) nel 2019. Il valore medio nazionale è pari a circa 36,5 minuti, lievemente diminuito rispetto al 2018. L'obbligo prevede una percentuale minima annua di chiamate con tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento entro il tempo massimo di 60 minuti, pari al 90%.

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 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 4.3 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 una diminuzione per le dispersioni localizzate su rete interrata ($10*DT$), di norma più pericolose, e per quelle su rete aerea (DTA) una diminuzione. Il DT_{conv} è in costante diminuzione.

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 2019 sono state realizzate 80 connessioni con le reti di trasporto, di cui 61 alle condotte in alta pressione e 19 a quelle in media pressione (Tavola 4.1). Mediamente, esse hanno richiesto un'attesa di 70 giorni lavorativi per le condotte in alta pressione e di 38,3 giorni per quelle in media pressione. Rispetto all'anno precedente, è aumentato il numero di connessioni per entrambe le tipologie di condotte ed è nettamente diminuito il tempo medio per la realizzazione degli allacciamenti alle reti in alta pressione: 14 giorni lavorativi in meno rispetto al 2018. Il tempo di connessione alle reti in

media pressione, invece, è rimasto sostanzialmente invariato rispetto all'anno precedente. Delle 80 connessioni complessivamente realizzate, 44 hanno attivato la fornitura nel corso dell'anno (più precisamente, 37 sulle 70 in alta pressione e 7 sulle 19 realizzate in media pressione).

Anche nel caso delle reti di distribuzione locale si osserva un buon incremento nel numero di connessioni realizzate (Tavola 4.2) che nel 2019 è risultato pari a 117.045 rispetto alle 104.156 del 2018. Come sempre la maggior parte degli allacciamenti ha riguardato condotte in bassa pressione (95,8%) e la restante in media pressione, visto che nessuna connessione è stata effettuata dai distributori per la rete 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 13,7 a 7,4 giorni lavorativi, mentre invece si rileva una sostanziale invarianza nei tempi medi per le connessioni alle reti in bassa pressione, passati da 17,6 a 17,3 giorni lavorativi.

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

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

PRESSIONE	2018		2019	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Alta pressione	59	84,0	61	70,0
Media pressione	18	38,5	19	38,3
TOTALE	77	73,4	80	62,5

(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	2018		2019	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Bassa pressione	0	-	0	-
Alta pressione	3.707	13,7	4.871	7,4
Media pressione	100.449	17,6	112.174	17,3
TOTALE	104.156	13,8	117.045	7,8

(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.

4.1.2 Bilanciamento

Riforma della disciplina del *settlement*

Nel febbraio 2018 l'Autorità ha approvato¹⁹⁰ 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, entrata in vigore il 1° gennaio 2020, è caratterizzata dalle seguenti principali novità:

¹⁹⁰ Delibera 8 febbraio 2018, 72/2018/R/gas.

- 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});
- 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;
- 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 prevede¹⁹¹ che siano disciplinate successivamente l'attività di approvvigionamento da parte dell'RdB dei volumi a copertura del Δ_{IO} , 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 consultazione¹⁹² del settembre 2018. In esito alla consultazione, nell'aprile 2019 è stata approvata¹⁹³ una nuova versione del TISG, la quale:

- recepisce la nuova regolazione in materia di determinazione delle partite fisiche giornaliere;
- è coerente con la certificazione, nell'ambito del Registro centrale ufficiale del Sistema informativo integrato (SII), della filiera dei rapporti commerciali fra utente della distribuzione e utente del bilanciamento, approvata nell'aprile 2019¹⁹⁴;
- conferisce mandato al Gestore del SII di definire, in accordo con l'RdB e le altre imprese di trasporto, le modalità operative inerenti agli scambi informativi previsti in materia di bilancio provvisorio.

Sempre in relazione alla consultazione del settembre 2018, l'Autorità nel maggio 2019 ha approvato¹⁹⁵ una serie di disposizioni funzionali alla definizione del quadro regolatorio relativo alle attività di approvvigionamento a mercato, da parte di Snam Rete Gas, a partire dal 1° gennaio 2020, delle risorse necessarie al funzionamento del sistema, ossia i quantitativi a copertura del Δ_{IO} , degli autoconsumi (componente C), delle perdite (componente PE), del gas non contabilizzato (componente GNC) e delle variazioni programmate di *linepack* (componente ΔLP_P), in coerenza con quanto previsto dalla Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione 2020-2023 (RTTG). Inoltre:

¹⁹¹ Punto 9 della delibera 8 febbraio 2018, 72/2018/R/gas.

¹⁹² Documento per la consultazione 20 settembre 2018, 462/2018/R/gas.

¹⁹³ Delibera 16 aprile 2019, 148/2019/R/gas.

¹⁹⁴ Delibera 16 aprile 2019, 155/2019/R/gas.

¹⁹⁵ Delibera 28 maggio 2019, 208/2019/R/gas.

- sono state introdotte modifiche al Testo integrato del bilanciamento gas, anche in relazione ai meccanismi di neutralità dell'RdB, nonché all'introduzione di un nuovo indicatore di *performance*;
- è stato disposto che l'equazione di bilancio di Snam Rete Gas venga modificata in modo da poter distinguere le attività di approvvigionamento delle risorse necessarie al funzionamento del sistema da quelle finalizzate al bilanciamento del sistema, anche in ragione del fatto che le prime non concorrono alla formazione dei prezzi marginali di bilanciamento;
- sono state definite le modalità operative di attuazione della sperimentazione disposta¹⁹⁶ nel febbraio 2019, in tema di limitazione dell'uso dello stoccaggio da parte dell'RdB.

A seguito delle disposizioni del maggio 2019, nel settembre 2019 l'Autorità ha esposto¹⁹⁷ gli orientamenti in merito agli aspetti organizzativi e gestionali dell'approvvigionamento dei quantitativi sopra menzionati presso la Piattaforma informatica MGAS. Nello specifico l'Autorità ha proposto che:

- l'approvvigionamento avvenga tramite aste a prezzo marginale nell'ambito del comparto dell'MP-GAS, cui potrebbero partecipare tutti gli operatori ammessi a operare su MGAS, con sospensione del mercato a contrattazione continua durante lo svolgimento dell'asta;
- l'asta sia di tipo multilaterale, così da favorire la liquidità della sessione e la formazione di prezzi allineati alle condizioni di mercato, soprattutto in caso di sospensione della negoziazione in continua;
- Snam Rete Gas partecipi al mercato come *price-taker*; conseguentemente l'offerta avrebbe l'indicazione della sola quantità e, pertanto, sarebbe compito dell'Autorità stabilire il criterio per la definizione del prezzo massimo e minimo attraverso cui valorizzare, rispettivamente, le offerte di acquisto e di vendita nell'ambito della sessione ad asta;
- le transazioni concluse nell'ambito delle aste non siano escluse dalla formazione del sistema di auto-produzione (SAP), principalmente per i seguenti motivi: i) le risorse necessarie al funzionamento del sistema sono parte del fabbisogno giornaliero del sistema stesso e dovrebbero, quindi, concorrere alla formazione del prezzo del giorno; ii) l'esclusione potrebbe favorire forme di arbitraggio suscettibili di determinare una non corretta valorizzazione delle risorse.

Per quanto concerne, invece, le proposte riguardanti gli orari delle aste, si è tenuto conto: i) dell'opportunità di garantire una prima asta a un orario in cui il mercato presenta una buona liquidità, vista la possibilità che si verifichi la necessità di approvvigionare volumi elevati; ii) dell'opportunità di non sottovalutare l'esigenza di minimizzare l'entità degli interventi di aggiustamento nel corso del giorno-gas.

Nel novembre 2019 sono state approvate¹⁹⁸ ulteriori disposizioni in materia di approvvigionamento da parte dell'RdB delle risorse necessarie al funzionamento del sistema, a partire dalla proposta presentata dall'RdB ai sensi del TIBG. Inoltre, è stato integrato l'assetto organizzativo illustrato nella

¹⁹⁶ Delibera 19 febbraio 2019, 57/2019/R/gas.

¹⁹⁷ Documento per la consultazione 17 settembre 2019, 378/2019/R/gas.

¹⁹⁸ Delibera 5 novembre 2019, 451/2019/R/gas.

consultazione¹⁹⁹ del settembre 2019, tenendo conto delle osservazioni degli utenti e di Snam Rete Gas e prevedendo, in particolare, che:

- l'approvvigionamento avvenga tramite aste a prezzo marginale nell'ambito del comparto dell'MP-GAS, aperte alla partecipazione di tutti gli operatori ammessi a operare su MGAS, senza sospensione del mercato a contrattazione continua durante lo svolgimento dell'asta;
- ciascuna asta sia di tipo bilaterale;
- le transazioni concluse nell'ambito delle aste siano escluse dalla formazione del *System Average Price (SAP)*;
- sia limitato a due il numero di aste per prodotti con consegna in ciascun giorno-gas, da tenersi:
 - nel giorno-gas G-1, a valle di una prima valutazione dei quantitativi da approvvigionare per la gestione del delta¹⁰ e della variazione programmata di *linepack*, ossia alle 13.30;
 - nel giorno G, alle 13.30.

Relativamente ai prezzi di acquisto e di vendita delle offerte di Snam Rete Gas, è stato stabilito:

- che i prezzi di acquisto siano pari alla media del SAP relativa ai 7 giorni precedenti a quello di negoziazione aumentata di 30 €/MWh;
- che i prezzi di vendita siano pari a 0 €/MWh.

È stato, altresì, disposto che Snam Rete Gas possa continuare ad approvvigionare gli eventuali ulteriori quantitativi di gas di sistema e, in particolare, gli autoconsumi, secondo le modalità stabilite nel maggio 2019²⁰⁰. In caso di impreviste e significative variazioni delle condizioni di mercato, Snam Rete Gas, qualora lo ritenga necessario e urgente al fine di approvvigionare il gas di sistema, può definire un prezzo di acquisto superiore a quello sopra menzionato, dandone comunicazione all'Autorità e al GME. Infine, è stato previsto:

- che gli esiti della consultazione del settembre 2019²⁰¹ siano funzionali anche alle modifiche alla disciplina del mercato del gas da parte del GME;
- di dare mandato all'impresa maggiore di trasporto e al GME di elaborare, per quanto di competenza, una proposta di aggiornamento degli Elenchi dati, indici e report indicati dal TIMMIG (Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale), che consenta di rilevare comportamenti potenzialmente anomali degli operatori;
- che l'RdB conduca un'analisi del funzionamento della metodologia di profilazione dei consumi, mediante gli strumenti e le attività previste dal TIMMIG, a decorrere dall'1 gennaio 2020.

Nel dicembre 2019 sono state approvate²⁰², per quanto di competenza, le proposte di aggiornamento del Codice di rete trasmesse da Snam Rete Gas in applicazione della riforma del *settlement* del gas e sono state adottate disposizioni per l'avvio della nuova disciplina dal 1° gennaio 2020. In particolare, è stato stabilito:

¹⁹⁹ Documento per la consultazione 378/2019/R/gas.

²⁰⁰ Punto 7 della delibera 28 maggio 2019, 208/2019/R/gas.

²⁰¹ Documento per la consultazione 378/2019/R/gas

²⁰² Delibera 18 dicembre 2019, 538/2019/R/gas.

- di prevedere, in continuità con il regime in vigore sino al 31 dicembre 2019, una disciplina transitoria di applicazione dei corrispettivi di scostamento delle capacità di trasporto necessarie per fornire i prelievi presso i *city gate* e limitare i rischi connessi alla possibile non corretta valutazione delle capacità di trasporto necessarie per effetto delle incertezze nella previsione dei prelievi nella prima fase di applicazione della riforma del *settlement*;
- di prorogare, fino al giorno 19 febbraio 2020 compreso, la validità dei parametri numerici degli incentivi di cui all'art. 9 del TIBG, definiti²⁰³ nel settembre 2018;
- che Snam Rete Gas possa integrare, anche sulla base dei dati aggiornati resi disponibili dal Gestore del SII e previa segnalazione all'Autorità, le modalità di determinazione del parametro di correzione dei profili standard con la temperatura W_{kr} , anche al fine di ridurre la variabilità giornaliera della quota di delta^{IO} da approvvigionare rispetto al suo valore medio e la possibilità che si verifichino criticità nella gestione del bilanciamento derivanti dalle incertezze di stima dei volumi da approvvigionare, sia per la parte di consumi la cui previsione è posta in capo ai medesimi utenti del bilanciamento (ossia i consumi dei punti di riconsegna della rete di distribuzione letti con frequenza almeno mensile o superiore), sia per l'entità e la variabilità dei volumi da approvvigionare da parte di Snam Rete Gas, in particolare per la quota a copertura del delta^{IO}.

Per quanto riguarda, infine, il *settlement* degli anni pregressi, dando seguito a quanto previsto²⁰⁴ dall'Autorità nell'ottobre 2017 nel disciplinare la gestione delle sessioni di aggiustamento per il periodo 2013-2019, nel marzo 2019 l'Autorità ha impartito²⁰⁵ disposizioni alla Cassa per i servizi energetici e ambientali per la corresponsione a Snam Rete Gas, in qualità di responsabile del bilanciamento, degli ammontari relativi agli esiti della seconda sessione di aggiustamento²⁰⁶. Contestualmente è stato, inoltre, stabilito che le imprese di trasporto provvedano a corrispondere agli utenti gli importi dei conguagli dei corrispettivi di scostamento determinati in applicazione delle disposizioni²⁰⁷ dell'aprile 2018 secondo modalità e tempistiche analoghe a quelle stabilite²⁰⁸ nel dicembre 2018. Successivamente, a fine ottobre 2019, sono state adottate²⁰⁹ analoghe disposizioni in relazione agli esiti della terza sessione di aggiustamento, prevista²¹⁰ nell'ottobre 2017 e concernente gli anni 2014-2017.

²⁰³ Delibera 27 settembre 2018, 480/2018/R/gas.

²⁰⁴ Delibera 5 ottobre 2017, 670/2017/R/gas.

²⁰⁵ Delibera 12 marzo 2019, 91/2019/R/gas.

²⁰⁶ Delibera 5 ottobre 2017, 670/2017/R/gas.

²⁰⁷ Delibera 5 aprile 2018, 223/2018/R/gas.

²⁰⁸ Delibera 18 dicembre 2018, 676/2018/R/gas.

²⁰⁹ Delibera 29 ottobre 2019, 433/2019/R/gas.

²¹⁰ Delibera 5 ottobre 2017, 670/2017/R/gas.

4.1.3 Questioni transfrontaliere

Accesso e sviluppo del sistema di trasporto

Il regolamento (UE) 459/2017 (*Capacity Allocation Mechanism – CAM*), che istituisce un Codice di rete relativo ai meccanismi di allocazione di capacità nei sistemi di trasporto del gas, disciplina, tra le altre questioni, la realizzazione di nuova capacità presso i punti di interconnessione tra i paesi dell'Unione europea. In merito a tali punti, il regolamento prevede una procedura armonizzata a livello europeo per la realizzazione di nuova capacità e introduce precisi obblighi, direttamente applicabili, in capo ai gestori del sistema di trasporto e alle autorità di regolazione nazionali. Nel quadro del regolamento CAM, la prima procedura per la realizzazione di nuova capacità è stata lanciata dai gestori di sistemi di trasporto nel 2017. Alla luce dell'esperienza acquisita nella procedura suddetta e in vista dell'avvio della nuova procedura il 1° luglio 2019, nell'aprile 2019 l'Autorità ha ritenuto opportuno modificare²¹¹ alcune disposizioni della regolazione nazionale relative alla creazione di nuova capacità presso i punti della rete nazionale non connessi con un paese dell'Unione europea. Tali modifiche, in particolare, sono funzionali all'armonizzazione delle tempistiche di svolgimento della procedura nazionale e di quella europea, al fine di assicurare uno sviluppo coordinato della rete di trasporto nazionale. Le due procedure, infatti, sebbene incidano su punti di accesso diversi della rete nazionale (europei e non europei), hanno impatti sullo sviluppo del medesimo sistema di trasporto ed è quindi importante che siano coordinate.

Per quanto riguarda, invece, i punti di interconnessione tra i paesi non appartenenti all'Unione europea, nei primi mesi del 2019, diversi operatori italiani hanno avviato delle trattative con Algeria e Tunisia per rinnovare i contratti in scadenza di acquisto e trasporto di gas attraverso i gasdotti internazionali TTPC-TMPC con punto di approdo a Mazara del Vallo. A causa del protrarsi delle trattative, gli operatori coinvolti hanno presentato una segnalazione all'impresa maggiore di trasporto, per manifestare l'interesse ad acquisire capacità annua presso il punto di entrata di Mazara del Vallo, ma l'impossibilità a partecipare secondo le modalità e le tempistiche indicate nel Codice di trasporto. Al fine di tenere conto delle circostanze eccezionali sopra descritte e in considerazione del fatto che Mazara rappresenta un punto di collegamento strategico con un paese produttore di gas naturale non appartenente all'Unione europea, l'Autorità nel luglio 2019 ha disposto²¹² una deroga alla regolazione vigente e ha dato mandato all'impresa maggiore di trasporto di introdurre, solo per il 2020, una seconda sessione di conferimento di capacità annua (oltre a quella del 1° luglio) nel mese di settembre. In seguito alla disposizione suddetta l'Autorità nel luglio 2019 ha proposto²¹³ di effettuare un aggiornamento più generale della disciplina vigente, risalente al luglio 2002²¹⁴, in materia di conferimenti di capacità annua presso i punti interconnessi con l'estero diversi dai punti interconnessi con paesi appartenenti all'Unione europea e con la Svizzera (quindi Mazara del Vallo, per il collegamento con l'Algeria, e Gela, per il collegamento con la Libia). Lo scopo è conciliare le criticità legate all'acquisizione della capacità annua derivanti da processi negoziali/autorizzativi non disciplinati da regolamenti europei con l'esigenza di tutelare il sistema dal punto di vista della sicurezza degli approvvigionamenti.

²¹¹ Delibera 16 aprile 2019, 245/2019/R/gas.

²¹² Delibera 16 luglio 2019, 308/2019/R/gas.

²¹³ Documento per la consultazione 30 luglio 2019, 344/2019/R/gas.

²¹⁴ Delibera 17 luglio 2002, 137/02.

Relativamente all'accesso al gasdotto TAP (*Trans-Adriatic Pipeline*), nel giugno 2019 sono state approvate²¹⁵, congiuntamente con i regolatori di Albania e Grecia (ERE e RAE), le procedure proposte dalla società TAP AG per la prima fase ("non vincolante") del *market test* da svolgere nel 2019. Il *market test* è stato svolto in ottemperanza al regolamento CAM, che prevede che almeno in tutti gli anni dispari i TSO (*Transmission System Operator*) svolgano un procedimento coordinato per l'offerta di capacità incrementale ai punti di interconnessione con i paesi dell'Unione europea. In caso di esito positivo, la capacità del gasdotto viene ampliata rispetto a quella iniziale, in quanto gli investimenti necessari vengono coperti dagli impegni di prenotazione della capacità risultanti dal test, fino al limite delle possibilità tecniche.

Per quanto concerne, infine, i punti di uscita situati sul territorio nazionale, nell'aprile 2019 è stato concluso²¹⁶ il processo avviato²¹⁷ con la consultazione del marzo 2018, relativo alla riforma dei processi di conferimento della capacità di trasporto presso i punti di riconsegna della rete di trasporto collegati con le reti di distribuzione e i corrispondenti punti di uscita.

La riforma si è resa necessaria non solo perché le attuali procedure appaiono inutilmente onerose, ma soprattutto perché esse, favorendo i soggetti 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 e ostacolano la contendibilità dei clienti.

La delibera definisce gli aspetti principali relativi alla determinazione delle capacità associate ai punti di riconsegna e i relativi flussi informativi. Tuttavia, l'attuazione dell'intervento è prevista in esito a un'apposita valutazione degli aspetti implementativi effettuata su base sperimentale dal responsabile del bilanciamento, ovvero l'impresa di trasporto principale, assicurando il coinvolgimento dei soggetti interessati. In tale ottica assume rilevanza il provvedimento²¹⁸ dell'Autorità del febbraio 2019, che ha incentivato il completamento della metodologia di profilazione dei prelievi aggiungendo una componente dinamica, funzione della temperatura, e un'ampia condivisione della nuova metodologia con gli operatori di mercato, in anticipo rispetto all'entrata in vigore. Tale metodologia consente di ripartire la punta di utilizzo della capacità presso i *city gate* in modo più aderente al contributo di ciascun punto di prelievo e pertanto anche di suddividerne in modo più equo i costi.

Un ulteriore aspetto oggetto di approfondimento prima dell'attuazione della riforma riguarda il cosiddetto fattore *z*, che riproporziona le capacità convenzionalmente calcolate di ciascun punto di prelievo in modo che la loro somma coincida con la capacità utilizzata al *city gate*. È stata rilevata, in proposito, l'opportunità che le capacità siano calcolate non con riferimento ai singoli *city gate*, ma a una loro aggregazione per zone geografiche o climatiche, per evitare che vi siano differenze significative nei costi di trasporto per clienti finali facenti capo a *city gate* diversi, anche se geograficamente vicini.

Le disposizioni²¹⁹ dell'aprile 2019 hanno previsto che intercorra un ampio arco temporale dalla data della loro adozione a quella della loro entrata in vigore, sia per consentire i necessari approfondimenti sopra descritti, sia per consentire agli operatori un tempo adeguato di recepimento,

²¹⁵ Delibera 25 giugno 2019, 267/2019/R/gas.

²¹⁶ Delibera 16 aprile 2019, 147/2019/R/gas.

²¹⁷ Documento per la consultazione dell'1 marzo 2018, 114/2018/R/gas

²¹⁸ Delibera 19 febbraio 2019, 57/2019/R/gas.

²¹⁹ Delibera 16 aprile 2019, 147/2019/R/gas.

visto l'impatto profondo sui rapporti commerciali e sulle posizioni consolidate nell'assetto dei mercati in virtù della lunga durata della regolazione preesistente.

Valutazione degli schemi di Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto e analisi costi/benefici

Il 21 gennaio 2019 l'Autorità ha avviato la consultazione pubblica sui Piani di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale per l'anno 2018. Nell'ambito di tale consultazione, conclusasi il 29 marzo 2019, ha dato mandato all'impresa maggiore di trasporto di organizzare un *workshop* finalizzato a presentare i principali interventi dei Piani 2018 rientranti nell'ambito di applicazione dell'analisi costi/benefici (ACB), nonché la proposta dei suoi criteri applicativi²²⁰.

Il *workshop*, organizzato da Snam Rete Gas in coordinamento con gli altri gestori del sistema di trasporto e con gli Uffici dell'Autorità, si è svolto in data 13 marzo 2019 e ha visto la partecipazione di una variegata platea di *stakeholder* (imprese del settore e consumatori).

Successivamente l'Autorità ha approvato²²¹ la proposta formulata dall'impresa maggiore di trasporto di gas naturale sui Criteri applicativi della metodologia ACB per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto. Il provvedimento, che dà attuazione alle previsioni²²² del settembre 2018 in materia di requisiti minimi per la predisposizione dei Piani, in relazione sia alla completezza e alla trasparenza delle informazioni, sia alla metodologia ACB, si inserisce nel percorso volto all'adozione di una metodologia che consenta, da una parte, di valutare la coerenza delle scelte di sviluppo infrastrutturale individuate dai gestori con i criteri di economicità ed efficienza degli investimenti, e, dall'altra, di identificare selettivamente gli interventi in grado di apportare maggiore utilità al sistema. In considerazione della necessaria fase di sperimentazione dell'applicazione della metodologia ACB, in occasione dell'approvazione del piano di Snam l'Autorità ha evidenziato l'opportunità di valutare altresì la congruità e l'efficacia dei Criteri applicativi successivamente alla loro prima applicazione nei Piani 2019 e 2020, al fine di individuare eventuali necessità di revisione dei requisiti minimi e/o dei Criteri applicativi stessi.

Infine, nel luglio 2019 l'Autorità ha espresso²²³ la valutazione sui Piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale relativi agli anni 2017 e 2018 e ha disposto la proroga al 31 dicembre 2019 dei termini per la presentazione dei Piani relativi all'anno 2019. In sede di valutazione dei Piani, l'Autorità ha rilevato, in particolare:

- l'insufficienza di elementi informativi o la mancata presentazione di ACB hanno impedito di esprimere una valutazione completa su alcuni interventi di sviluppo, tra i quali il potenziamento dei metanodotti per nuove importazioni da Sud, il metanodotto Larino-Biccari e il collegamento Piombino-Isola d'Elba;
- l'assenza delle condizioni per esprimere una valutazione positiva degli interventi di sviluppo presentati da Energie Rete Gas, sia in quanto le relative ACB non presentano elementi sufficienti a dimostrare l'efficienza e l'utilità degli interventi per il sistema del gas, sia in considerazione della mancata evidenza di un adeguato coordinamento con i gestori di rete interconnessi;

²²⁰ La proposta di Criteri applicativi dell'ACB è stata redatta dall'impresa maggiore di trasporto del gas (Rete Snam Gas) ai sensi di quanto disposto dalla delibera 27 dicembre 2018, 468/2018/R/gas.

²²¹ Delibera 11 giugno 2019, 230/2019/R/gas.

²²² Delibera 27 settembre 2018, 468/2018/R/gas.

²²³ Con la delibera 30 luglio 2019, 335/2019/R/gas.

- con riferimento al progetto di metanizzazione della Sardegna, data la rilevanza strategica e la dimensione dell'investimento, l'Autorità ha ritenuto opportuno posporre la valutazione alla pubblicazione di un'analisi ACB (vedi *supra* il paragrafo *Tariffe per i servizi di distribuzione e misura*).

4.1.4 Attuazione dei Codici di rete e delle line guida

Approvazione e aggiornamento dei codici dei servizi

La disciplina dell'accesso e dell'erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale, contenuta nel decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, prevede che le imprese eroganti i predetti servizi definiscano i propri codici in conformità ai criteri stabiliti dall'Autorità, che li approva una volta verificatane la coerenza con i criteri medesimi.

Nel corso del 2019, sono stati aggiornati alcuni codici dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione, al fine di recepire nuove previsioni normative, disposizioni dell'Autorità o modalità gestionali funzionali al miglioramento dell'erogazione del servizio.

In particolare:

- nel marzo 2019 è stata approvata²²⁴ la proposta di aggiornamento del Codice di stoccaggio presentata da Edison Stoccaggio, con la quale si introducono i servizi di flessibilità di cui all'art. 1, comma 9, del decreto ministeriale 15 febbraio 2019, nonché le disposizioni in materia di costituzione del pegno irregolare sul gas depositato in stoccaggio a favore di creditori terzi;
- nell'aprile 2019 è stata approvata²²⁵ la proposta di aggiornamento del Codice di stoccaggio presentata da Stogit, con la quale: sono stati migliorati i processi di conferimento della capacità di stoccaggio di breve termine, per esempio attraverso l'introduzione di una seconda sessione di conferimento delle capacità giornaliere da effettuarsi alle ore 15.30 del giorno precedente la giornata gas e l'integrazione delle modalità di gestione delle garanzie; è stato introdotto un servizio che prevede la possibilità di ridurre il profilo minimo di riempimento mensile nella fase di riempimento degli stoccaggi; sono state definite le modalità di passaggio dalle condizioni di normale esercizio alle condizioni di emergenza generale e le tempistiche di svolgimento dei processi per il conferimento delle prestazioni di erogazione aggiuntiva²²⁶;
- nel novembre 2019 è stata approvata²²⁷ la proposta di aggiornamento del Codice di stoccaggio presentata da Stogit, con la quale sono state recepite alcune modalità semplificate per il conferimento della cosiddetta capacità di erogazione quindicinale: in particolare, vengono agevolati i trasferimenti intertemporali di capacità nella titolarità dell'utente, secondo criteri di merito economico, senza obbligare l'utente a partecipare alla procedura di allocazione sia in acquisto che in vendita;

²²⁴ Delibera 5 marzo 2019, 80/2019/R/gas.

²²⁵ Delibera 16 aprile 2019, 153/2019/R/gas.

²²⁶ Delibera 27 novembre 2018, 612/2018/R/gas.

²²⁷ Delibera 12 novembre 2019, 461/2019/R/gas.

- nel dicembre 2019 sono state approvate²²⁸ due proposte di aggiornamento del Codice di stoccaggio presentate da Edison Stoccaggio: la prima riguarda le modalità con le quali sono disciplinate le cessioni e gli acquisti di capacità e di gas; la seconda riguarda il conferimento di capacità per i servizi di stoccaggio di breve termine e le conseguenti integrazioni dei criteri di accettazione delle rinomine.

4.2 Concorrenza e funzionamento dei mercati

4.2.1 Mercati all'ingrosso

In base ai dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, nel 2019 il consumo netto di gas naturale è aumentato di 1,6 G(m³), attestandosi a 71,9 G(m³) dai 70,3 G(m³) del 2018 (Tavola 4.3). In termini percentuali, il consumo ha registrato una crescita del 2,2%, recuperando quindi una parte della perdita dell'anno precedente (-3,2%).

Tavola 4.3 Bilancio del gas naturale in Italia

M(m³); dati provvisori per il 2019

	2018	2019	VARIAZIONE
Produzione nazionale	5.448	4.852	-10,9%
Importazioni	67.873	70.912	4,5%
Esportazioni	391	325	-16,7%
Variatione delle scorte	-264	-1.121	325,4%
CONSUMO INTERNO LORDO	72.667	74.319	2,3%
Consumi e perdite di sistema	-2.328	-2.403	3,2%
CONSUMO NETTO	70.338	71.916	2,2%

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Nel 2019 i consumi industriali di gas sono calati dell'1,7%, mentre quelli della generazione termoelettrica beneficiando della riduzione di importazioni di energia elettrica hanno registrato una netta impennata (+11%). Stabili (0,2%) sono risultati invece i consumi degli altri usi, che contengono in particolare quelli per autotrazione, mentre i consumi civili (residenziale e terziario) hanno subito una contrazione del 3,1% rispetto al 2018, principalmente a causa di un andamento climatico sfavorevole ai riscaldamenti: il 2019 infatti è stato, ancora una volta, un anno caldo. Rispetto al livello massimo di 85,3 G(m³) che il consumo di gas ha raggiunto nel 2005, nel 2019 la domanda finale di gas è risultata quindi pari all'84%.

A fronte dei maggiori consumi, le importazioni nette hanno coerentemente evidenziato un incremento del 4,6%. I volumi di gas importato dall'estero sono, infatti, cresciuti di 3 G(m³) rispetto al 2018, attestandosi a 70,9 G(m³); le esportazioni sono invece diminuite di 66 M(m³). Ancora una pesante riduzione si è avuta nella produzione nazionale (-10,9%), seppure inferiore a quella registrata nel 2016, che fu la più importante (-14,6%) dell'ultimo decennio. Parte del gas importato è però andato a incrementare le scorte: i volumi presenti negli stoccaggi a fine anno, infatti, sono risultati di 1,1 G(m³) più elevati dei quantitativi di inizio anno. Tenendo conto anche dei consumi di sistema

²²⁸ Delibera 19 dicembre 2019, 555/2019/R/gas.

e delle perdite di rete, il consumo interno lordo nel 2019 è risultato pari a 74,3 G(m³), un valore del 2,3% superiore a quello del 2018.

Il livello di dipendenza dall'estero, misurato come rapporto tra le importazioni lorde e il valore lordo dei consumi nazionali, è salito ancora al 95,4%, 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 2019 sono stati estratti complessivamente 4.669 M(m³) da 14 imprese riunite in 9 gruppi societari (erano 18 imprese riunite in 13 gruppi societari nel 2018). Poiché lo scorso anno la produzione era risultata pari a 5.268 M(m³), nel 2019 il calo misurato nei dati raccolti dall'Indagine è stato dell'11,4%.

La quota di produzione nazionale detenuta dalle società del gruppo Eni è leggermente diminuita anche nel 2019, arrivando al 75,2% dal 76,2% dell'anno precedente (era ancora all'81,5% nel 2016). Nel 2019, infatti, le società del gruppo Eni hanno estratto circa 500 M(m³) in meno del 2018, registrando quindi un calo del 12,6%. Il gruppo resta comunque l'operatore dominante di questo segmento con una quota decisamente maggioritaria e largamente distante dal secondo gruppo, Royal Dutch Shell. Diversamente dai due anni precedenti, nel 2019 la produzione di quest'ultimo è leggermente diminuita di circa 50 M(m³) (-7%) ma, a causa della riduzione complessiva più elevata, la sua quota è salita al 14,6% dal 13,9% del 2018. Anche la produzione del gruppo Edison, le cui società hanno estratto circa 14 M(m³) di gas in meno rispetto al 2018 è leggermente diminuita (-4%). La quota del gruppo Edison è quindi salita al 7,4% dal 6,8% dello scorso anno. Sempre in quarta posizione rimane Gas Plus, quest'anno con una quota in lieve aumento al 2,3% dal 2% ottenuto nel 2018.

Importazioni

Nel 2019 le importazioni lorde di gas naturale in Italia hanno toccato 70,9 G(m³), mettendo a segno un aumento del 4,5% rispetto al 2018. Le esportazioni, invece, sono scese da 391 a 325 M(m³). Pertanto, il saldo estero è cresciuto da 67.482 a 70.587 M(m³). Il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere è tornato a salire toccando un punto di massimo storico al 95,4% (era al 93,4% nell'anno precedente).

La Figura 4.4 espone i quantitativi di gas approvvigionato negli ultimi due anni per paese di provenienza²²⁹ del gas stesso. Con l'eccezione dei volumi provenienti dall'Algeria, che sono diminuiti del 25,6% rispetto al 2018, sono cresciute le importazioni da tutti gli altri paesi da cui l'Italia acquista il gas. Il gas che è venuto a mancare dall'Algeria, pari a 4,6 G(m³), è stato più che compensato dai più elevati volumi provenienti dagli altri tradizionali paesi da cui l'Italia importa il gas. Infatti, nel 2019 abbiamo importato: 3 G(m³) in più dalla Norvegia, 1,2 G(m³) in più dalla Libia, 0,5 G(m³) in più dall'Olanda e 0,2 G(m³) in più dalla Russia; sono inoltre aumentati di circa 2,7 G(m³) (cioè del 125%) i volumi provenienti dalle altre zone. Nell'ambito di questi ultimi sono da sottolineare, in particolare, significativi carichi di GNL provenienti da Trinidad & Tobago, per 1,4 G(m³), e 1,6 G(m³) dagli Stati Uniti, consegnati presso il terminale di Livorno.

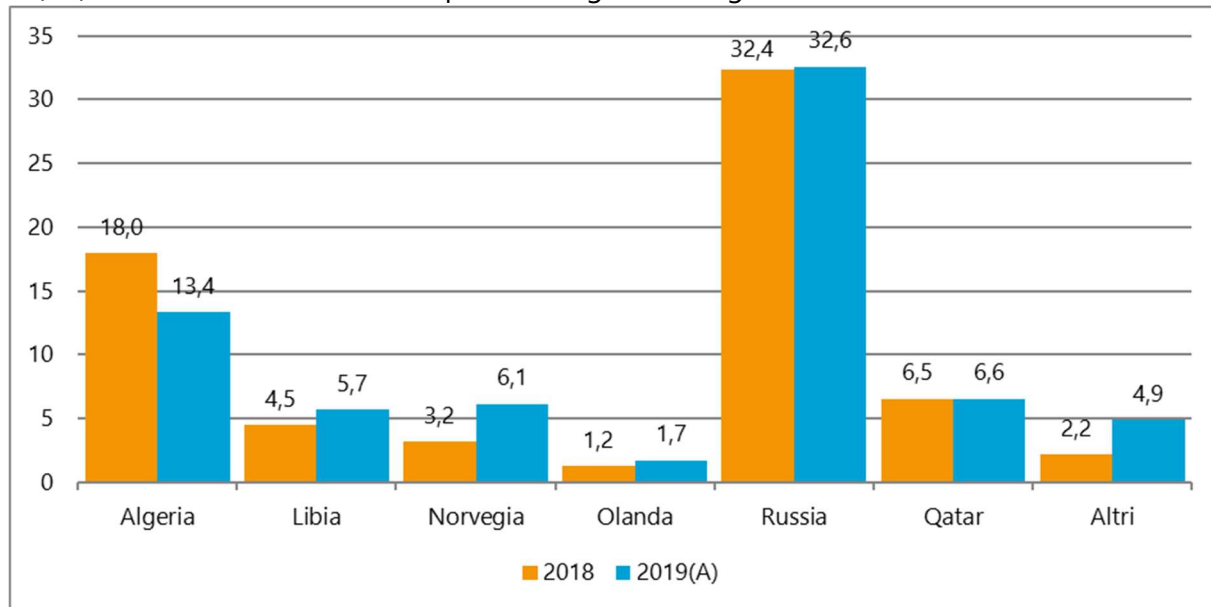
Nel 2019, quindi, il peso della Russia tra i paesi che esportano in Italia è leggermente diminuito al 46% (era al 47,7% nel 2018), mentre la quota dell'Algeria è scesa dal 26,5% al 18,8%. Il terzo paese

²²⁹ 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.

per importanza è il Qatar da cui arriva il 9,2% del gas complessivamente importato in Italia (9,6% nel 2018), seguito dalla Norvegia la cui quota è all'8,7% e dalla Libia all'8%. Il 6,8% delle importazioni italiane nel 2019 è arrivato dall'insieme degli altri paesi. Grazie al significativo incremento della quota norvegese, l'incidenza delle importazioni dal Nord Europa (cioè da Norvegia e Olanda insieme) è salita all'11,1% dal 6,5% del 2018.

Figura 4.4 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 2019 sono stati importati in Italia 69 G(m³), 2 in più rispetto al 2018²³⁰. L'aumento è stato, quindi, del 3,1%, leggermente inferiore a quello valutabile nei dati del Ministero dello sviluppo economico²³¹. Il 6% del gas complessivamente approvvigionato all'estero, cioè 4,1 G(m³) circa, risulta acquistato presso le Borse europee. Quest'ultimo valore è quasi raddoppiato rispetto al 2018, quando dalle Borse europee risultavano giunti 2,9 G(m³).

Come sempre, al primo posto nella classifica delle imprese importatrici si trova Eni, i cui quantitativi acquistati all'estero nel 2019, pari a 32,5 G(m³), sono diminuiti di 2,5 G(m³) rispetto al 2018. La significativa riduzione delle importazioni di Eni (-7,2%), a fronte di un incremento complessivo del totale delle importazioni nazionali, ha fatto registrare alla quota di mercato della società un brusco calo al 47,1% (45,9% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale), dal 52,3% evidenziato nel 2018. Tale quota è in diminuzione dal 2014, ma resta al di sopra del punto di minimo toccato nel

²³⁰ Dato sempre di fonte Indagine annuale sui settori regolati.

²³¹ 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.

2010, quando – per effetto dei tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164²³² – la porzione di gas estero approvvigionata da Eni era scesa al 39,2%. Le importazioni di Edison, seconda in classifica come nel 2018, sono invece rimaste sostanzialmente invariate, essendo passate da 14,6 a 14,7 G(m³); la sua quota nel mercato dell'importazione è quindi scesa al 21,3% dal precedente 21,8% e la distanza da Eni si è accorciata di cinque punti percentuali, anche se solo per effetto della diminuzione della quota di Eni. Un discreto incremento (+7,4%) si è avuto invece nelle importazioni di Enel Global Trading, passate da circa 6,3 G(m³) nel 2018 a 6,7 G(m³). Perciò Enel Global Trading è rimasta al terzo posto con una quota in lieve ascesa dal 9,4% al 9,8%. Come nel 2018, anche nel 2019 la quarta posizione nella classifica degli importatori è occupata da DXT Commodities SA (ex Dufenergy Trading), i cui quantitativi importati hanno superato di poco i 2 G(m³) e rappresentano il 42% di quelli del terzo importatore.

Tavola 4.4 Sviluppo del mercato all'ingrosso

Anno	Domanda Totale ^(A) G(m ³)	Domanda di punta ^(B) M(m ³)/g	Produzione G(m ³)	Capacità di importazione G(m ³)/a	N. società con quota approvvigionamento >5% ^(C)	N. società con quota gas disponibile >5% ^(D)	C3 dei maggiori gruppi sulla domanda totale
2001	125,1	n.d.	15,5	n.d.	n.d.	2	68,2%
2002	111,8	n.d.	14,3	84,0	3	3	67,4%
2003	123,6	n.d.	13,9	84,8	3	3	63,8%
2004	127,3	386	12,9	88,7	3	3	62,4%
2005	138,3	421	12,0	90,6	3	3	66,7%
2006	134,3	443	11,0	92,3	3	3	66,5%
2007	136,1	429	9,7	98,4	3	3	63,8%
2008	151,5	410	9,3	100,3	3	3	57,1%
2009	147,2	436	8,0	110,9	3	4	49,2%
2010	173,5	459	8,3	116,0	3	5	42,3%
2011	178,9	401	8,4	116,3	3	3	42,1%
2012	178,3	464	8,6	116,9	3	3	40,5%
2013	180,8	360	7,7	122,1	3	3	42,7%
2014	210,9	330	7,1	121,7	3	3	51,4%
2015	244,5	340	6,8	120,3	3	3	50,6%
2016	267,4	384	5,8	120,1	3	3	46,3%
2017	285,7	425	5,5	121,7	3	3	44,4%
2018	287,5	396	5,4	120,4	4	4	47,2%
2019	328,9	394	4,9	120,2	3	3	46,9%

(A) Volumi di gas venduto sul mercato nazionale all'ingrosso e al dettaglio; include le rivendite e gli autoconsumi.

(B) Il volume indicato comprende le immissioni, le erogazioni da stoccaggio, le perdite e i consumi interni di rete.

(C) Numero di società con una quota di produzione e capacità di importazione superiore al 5%.

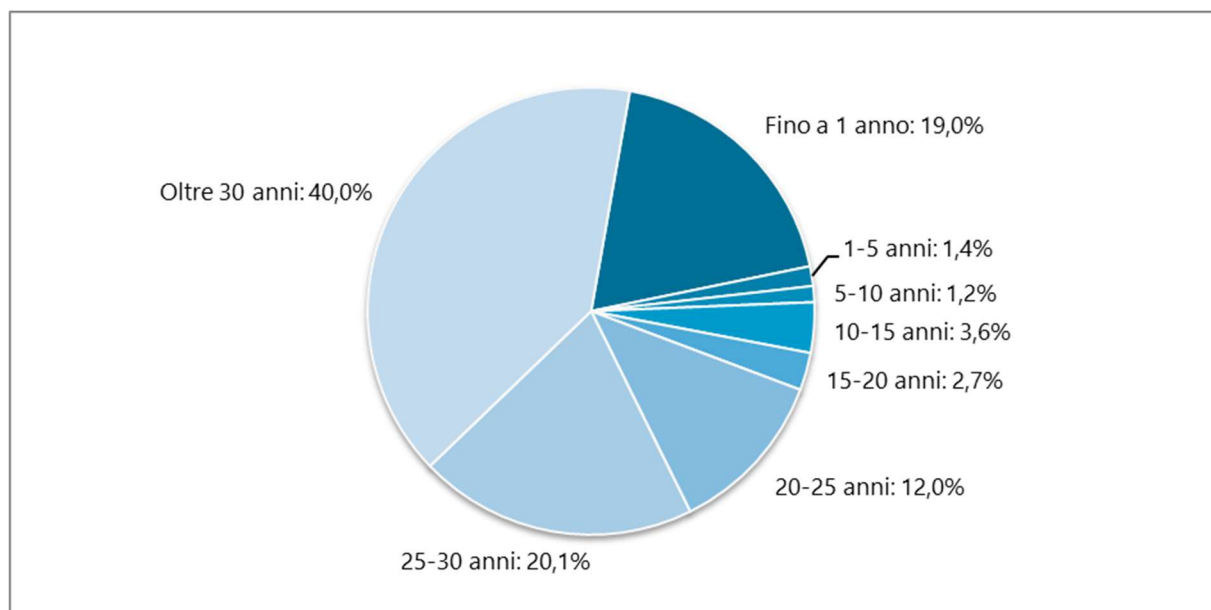
(D) Numero di società con una quota >5% dei volumi di gas disponibile, che includono la produzione, le importazioni nette e gli stoccaggi.

Fonte: Elaborazione ARERA su dati Snam Rete Gas e su dichiarazioni degli operatori.

²³² 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.

I gruppi²³³ che possiedono ciascuno una quota superiore al 5% del gas complessivamente approvvigionato (cioè prodotto o importato) sono quindi Eni, Edison ed Enel (Tavola 4.4). Insieme hanno importato 54 dei 69,1 G(m³), cioè il 78,1% del gas estero entrato nel mercato italiano. Considerando anche le quantità prodotte all'interno dei confini nazionali, i tre gruppi incidono per il 78,4% di tutto il gas approvvigionato. Tale quota è in diminuzione (era 83,4% nel 2018), per la discesa delle quota di Eni non compensata dall'aumento della quota di Enel. I tre gruppi sono anche gli unici che possiedono ciascuno una quota maggiore del 5% del gas disponibile (che oltre alle importazione e alla produzione comprende anche il gas negli stoccaggi), con una quota complessiva per i tre (79,9%) superiore a quella del gas approvvigionato.

Figura 4.5 Struttura dei contratti d'importazione attivi nel 2019, secondo la durata intera



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

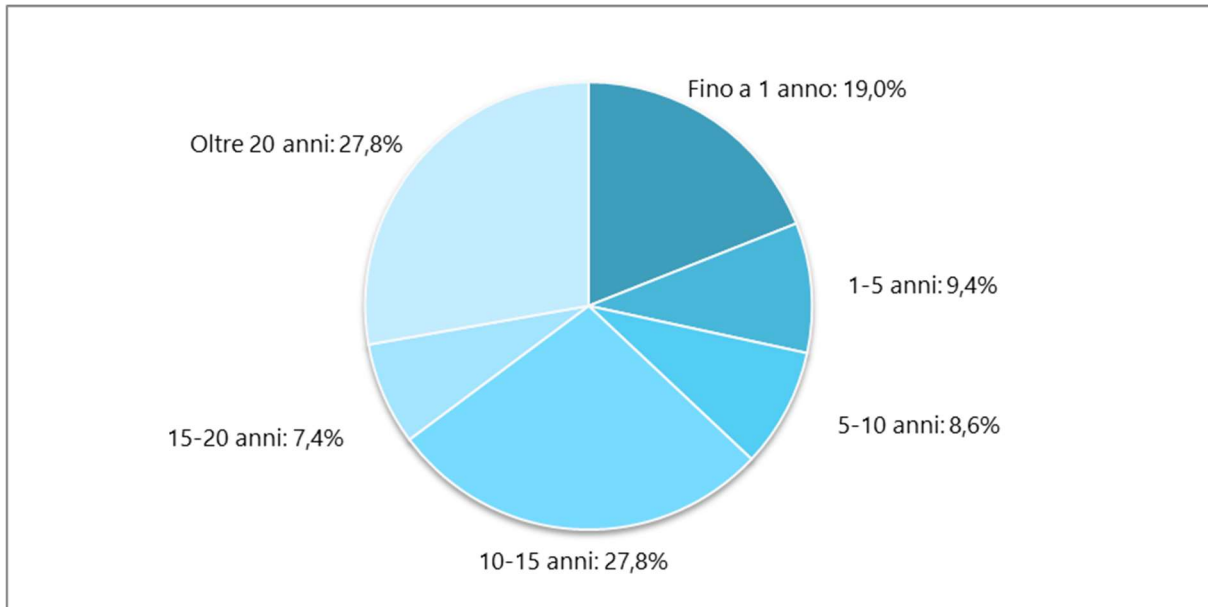
L'analisi dei contratti di importazione (annuali e pluriennali) attivi nel 2019 secondo la durata intera (Figura 4.5) evidenzia anche per il 2019 una struttura piuttosto lunga. La quota dei contratti di lungo periodo, cioè quelli la cui durata intera supera i 20 anni, è infatti pari al 72,1%, benché in diminuzione rispetto allo scorso anno (era 76,2%). L'incidenza delle importazioni a breve, quelle cioè con durata inferiore a cinque anni, è cresciuta ancora e ha superato di poco il 20% (13,9% nel 2018), mentre quella dei contratti di media durata (5-20 anni) è diminuita di 2,5 punti percentuali rispetto allo scorso anno (7,5% al posto del 10% del 2018). Le *annual contract quantity* sottostanti alle quote espresse nella figura sono però aumentate per la prima volta dal 2016: nel 2019, infatti, i volumi contrattati sono complessivamente pari a 86,3 G(m³), contro una media degli ultimi tre anni di 84,7 G(m³). L'incidenza delle importazioni *spot*²³⁴, quelle cioè con durata inferiore all'anno, nel 2019 è in costante aumento: nel 2019 è salita di 7,5 punti percentuali al 19%.

²³³ 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.

²³⁴ Vale la pena ricordare che questa è stata valutata, come negli anni passati, 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.

Sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in essere al 2019 (Figura 4.6) mostrano che il 37% dei contratti scadrà entro i prossimi dieci anni (la stessa quota era del 55,4% nel 2018) e il 28,4% giungerà al termine entro i prossimi cinque anni. Il 35,2% dei contratti oggi in vigore possiede una vita residua superiore a 15 anni. Tale quota, che era in aumento dal 2014, nel 2019 ha registrato invece una lieve flessione poiché nel 2018 era risultata del 36,6%.

Figura 4.6 Struttura dei contratti d'importazione attivi nel 2019, 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 del 15%, avendo raggiunto 329,2 G(m³) (Tavola 4.4).

Complessivamente il gas commercializzato nel mercato totale della vendita (mercato all'ingrosso e mercato finale) ha raggiunto 313,6 G(m³), con un incremento del 14,8% rispetto allo stesso dato del 2018. Il mercato all'ingrosso ha movimentato 255,6 G(m³) in aumento del 18,2% rispetto al 2018, 58 G(m³) ne ha movimentati il mercato al dettaglio, registrando una crescita dell'1,9% rispetto al 2018, mentre gli autoconsumi sono ammontati a 15,6 G(m³), anche questi ultimi in netto incremento (7,7%). I gruppi industriali che nel 2019 risultano servire una quota della domanda totale superiore al 5% sono 5, uno in più rispetto al 2018.

Più precisamente i gruppi industriali e le rispettive quote, indicate tra parentesi, sono: Eni (24,0%), Engie (14,6%), Edison (8,4%), Enel (8,3%) e Royal Dutch Shell (4,5%). I primi tre gruppi coprono insieme il 46,9% della domanda totale, una quota in calo rispetto a quella dello scorso anno (che era 47,2%).

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 744 società accreditate all'Anagrafica operatori, che hanno dichiarato

di svolgere attività di vendita di gas all'ingrosso o al mercato finale nel 2019 (anche per un periodo limitato dell'anno). Di queste, hanno risposto 583 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 583 società che hanno partecipato all'Indagine 63 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Tra le rimanenti 520 attive, 74 hanno venduto gas unicamente al mercato all'ingrosso e sono state classificate come grossisti puri, 325 hanno venduto gas soltanto a clienti finali e sono state classificate come venditori puri. Le rimanenti 121, che hanno operato sia sul mercato all'ingrosso sia sul mercato finale, sono state classificate come operatori misti.

Tavola 4.5 Vendite e prezzi nel mercato all'ingrosso nel 2019

M(m³); c€/m³

Operatori	Numero	Vendite	Prezzo
Grossisti puri	74	131.904	20,91
Operatori misti	121	123.700	22,04
TOTALE INGROSSO	195	255.604	21,45

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il mercato all'ingrosso, che complessivamente ha movimentato 255,6 G(m³), è stato alimentato per il 52% da grossisti puri e per il restante 48% da operatori misti. Diversamente da quanto è accaduto negli ultimi due anni, nel 2019 il numero delle imprese che hanno operato nel mercato all'ingrosso è aumentato, anche se il volume di gas venduto è cresciuto in misura più che proporzionale. Infatti, 195 venditori, 11 in più del 2018, hanno venduto complessivamente 39,4 G(m³) in più del 2018. In conseguenza di questi andamenti il volume medio unitario è cresciuto notevolmente (+11,5%), passando da 1.175 a 1.311 M(m³) nel complesso del mercato.

Nel corso dell'anno 12 imprese hanno avviato l'attività di vendita all'ingrosso di gas naturale e due l'hanno acquisita; due imprese hanno cessato l'attività e una si è estinta, mentre sette imprese hanno cambiato gruppo societario. Vi sono state sei incorporazioni tra imprese che appartenevano già allo stesso gruppo societario. Nel 2019 il livello di concentrazione di tale mercato è rimasto sostanzialmente invariato: la quota delle prime tre società (Eni, Engie Global Markets ed Eni Trading & Shipping), infatti, è risultata del 34,3%, praticamente uguale al 34,1% calcolato nel 2018. La quota cumulata delle prime cinque imprese (le tre già citate più Enel Global Trading ed Edison) è scesa dal 50% al 48%. Anche l'indice HHI calcolato sul solo mercato all'ingrosso è sceso da 628 a 614, sempre largamente al di sotto del valore 1.500 ritenuto primo sintomo di concentrazione.

Nel 2019 il prezzo mediamente praticato nel mercato all'ingrosso è stato di 21,45 c€/m³, nettamente inferiore ai 24,05 c€/m³ (-10,8%) richiesti nel 2018. Ciò in linea con l'andamento del prezzo al PSV che nel 2019 si è abbassato del 34% rispetto alla media del 2018. Il prezzo praticato dagli operatori misti è risultato di 22,04 c€/m³, ovvero 1,13 centesimi di euro superiore a quello praticato dai grossisti puri (pari a 20,91 c€/m³).

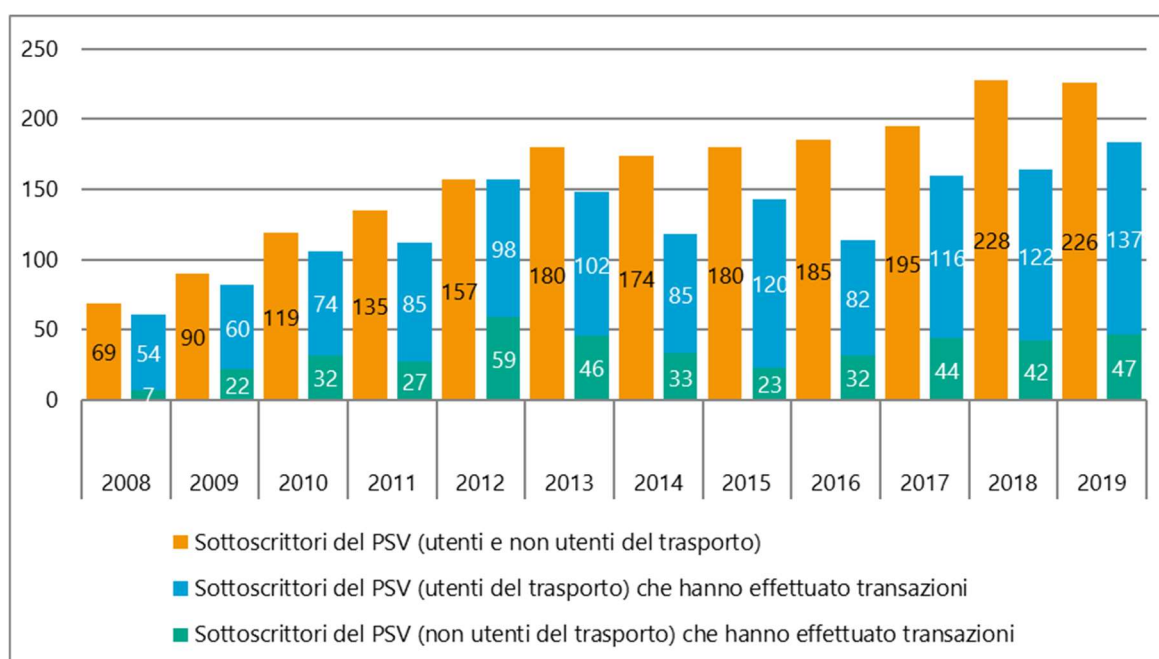
Punto di scambio virtuale

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 terze²³⁵, allargando così l'offerta di prodotti a termine con consegna fisica del gas al PSV. Per operare al PSV è necessario essere sottoscrittori, cioè essere in possesso dei requisiti richiesti e aver sottoscritto un modulo di adesione o un contratto di accesso, con il quale ci si impegna al rispetto delle condizioni fissate dall'Autorità²³⁶.

Nel 2019, 184 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV. Soltanto 47 di questi erano *trader* puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto. Nonostante la domanda di gas naturale abbia registrato un lieve aumento, il numero dei sottoscrittori del PSV non è cresciuto rispetto all'anno precedente, essendosi attestato a 226 unità. Il numero di quelli, tra i sottoscrittori, che hanno effettuato transazioni (Figura 4.7), è però cresciuto di 20 unità (12%) rispetto al 2018, così come una netta crescita (+5 unità) si è manifestata nel numero dei *trader* puri (cioè sottoscrittori non utenti del sistema di trasporto) passati da 42 a 47 unità.

Figura 4.7 Sottoscrittori del PSV dal 2008



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La Figura 4.8 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

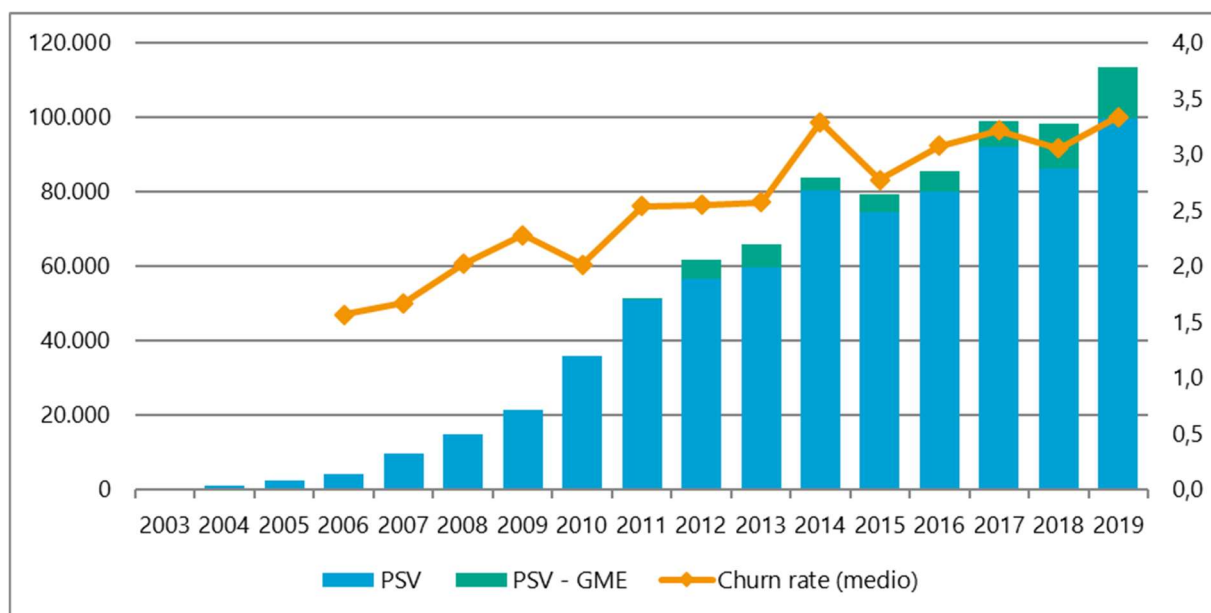
²³⁵ Per borsa terza si intende il gestore di un mercato regolamentato estero, in cui sono scambiati strumenti finanziari derivati che prevedono la consegna fisica e le cui attività di compensazione e garanzia delle transazioni concluse su tale mercato siano regolate attraverso una *clearing house* (cioè 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.

²³⁶ Con la delibera 16 marzo 2017, 147/2017/R/gas.

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.

Dopo un anno di calo, nel 2019, grazie all'incremento della domanda di consumo complessiva gas, i volumi OTC scambiati presso il PSV si sono nettamente ripresi e hanno registrato un aumento del 15,6%, passando da circa 86 G(m³) a poco meno di 100 G(m³). Ciò in particolare grazie al forte incremento dei volumi GNL con consegna forzosa al PSV. Anche i volumi scambiati tramite Borsa hanno evidenziato un aumento significativo, pari al 14%, seppure inferiore al balzo messo a segno nel 2018 che era stato del 77%. I volumi scambiati in borsa hanno quasi raggiunto i 14 G(m³) dai 12,3 dell'anno precedente, grazie a un incremento particolarmente significativo dei volumi gestiti nei mercati centralizzati, mentre l'energia scambiata come *clearing house* ha subito una forte riduzione rispetto al 2018.

Figura 4.8 Volumi delle transazioni al PSV e *churn rate*



M(m³) standard da 38,1 MJ

Fonte: Elaborazione ARERA su dati di Snam Rete Gas.

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 consegna fisica. L'indicatore può essere calcolato in modi diversi. Quello illustrato nella figura 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 si era stabilizzato intorno a 3,1 e nel 2019 con l'incremento di attività evidenziato ha raggiunto il valore di 3,3. Resta però 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 del gas

La creazione di una borsa del gas in Italia ha preso avvio 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.

Fino alla fine di settembre 2016, 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) e 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).

A seguito dell'approvazione del Regolamento europeo del bilanciamento²³⁷, a partire dal 1° ottobre 2016 è stato introdotto 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 ha introdotto, 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".

²³⁷ Regolamento (UE) 312/2014 approvato dalla Commissione Europea il 26 marzo 2014.

Oltre agli esistenti MGP-GAS e MI-GAS, dal 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 GME²³⁸. 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.

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 introdotte alcune misure finalizzate a promuovere lo sviluppo della liquidità dei mercati del gas naturale e, in particolare, del mercato a pronti. Di particolare rilievo è stata la creazione di figure di *market making*, ossia di soggetti (c.d. *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.

²³⁸ Delibere 12 giugno 2015, 282/2015/R/gas, e 10 settembre 2015, 436/2015/R/gas.

Al fine di promuovere la liquidità del mercato a pronti del gas naturale, ampliando l'offerta dei prodotti disponibili per la negoziazione e la flessibilità per i soggetti che vi operano, l'Autorità ha espresso parere favorevole²³⁹ al Ministero dello sviluppo economico per l'introduzione del prodotto *week-end* nel mercato MGP-GAS. Il nuovo prodotto, approvato con il decreto del Ministero dello sviluppo economico del 12 dicembre 2019, è negoziabile dall'1 gennaio 2020.

Infine, nel 2019 l'Autorità ha espresso parere favorevole²⁴⁰ alle proposte di modifica del Testo Integrato della Disciplina del Mercato elettrico (TIDME) e della Disciplina MGAS, predisposte dal GME, in quanto ritenute funzionali all'introduzione nei mercati elettrici MGP, MI e nel mercato del gas naturale MP GAS di un'unica garanzia a copertura dell'esposizione netta maturata dall'operatore sui citati mercati.

Prezzi e Volumi

Nell'anno 2019, nei mercati del gas gestiti dal GME sono stati scambiati volumi complessivi per 79,0 TWh, con un aumento del 45% rispetto ai volumi scambiati nel 2018 (Tavola 4.6).

Il mercato più liquido è il Mercato Infragiornaliero (MI-GAS) (41 TWh; +47%), anche grazie alle contrattazioni concluse tra operatori terzi (diversi dal Responsabile del Bilanciamento) che ammontano al massimo storico di 24,1 TWh (+80% sul 2018), superando per la prima volta le movimentazioni di Snam Rete Gas ai fini del bilanciamento (17 TWh). Nel Mercato del Gas in Stoccaggio (MGS) (13,4 TWh; -1%), il principale operatore risulta invece il Responsabile del Bilanciamento, sia in acquisto (6,8 TWh, +84%) sia in vendita (4,8 TWh, +36%), soprattutto con finalità diverse dal bilanciamento, ovvero per la gestione della neutralità rispetto ai quantitativi riconosciuti in natura per la copertura di consumi, perdite e gas non contabilizzato (GNC).

Tavola 4.6 Volumi annuali per ciascuno dei mercati gas gestiti dal GME

GWh

MERCATI	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
P-GAS Import	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Royalties	2.870	2.708	1.801	-	-	-	1.057	2.471	1.290
DL n. 130/10	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-GAS MI-GAS	13	36	4	102	1.009	7.090	23.826	27.862	41.053
MGP-GAS	149	136	13	-	-	335	3.280	13.006	24.564
MT-GAS	-	-	-	-	-	-	171	602	3.225
MGS	-	-	-	-	-	3.269	16.633	13.502	13.365
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	4.743	37.805	42.699	41.627	49.199	47.480	44.967	57.443	83.497

Fonte: GME.

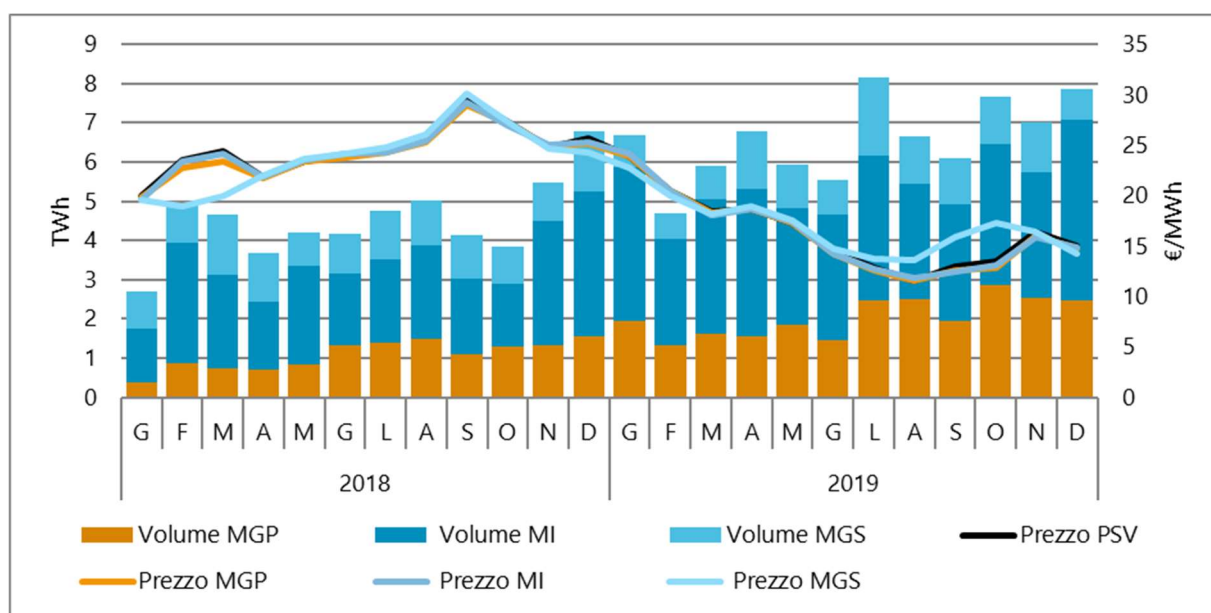
²³⁹ Con la delibera 26 novembre 2019, 496/2019/I/com,

²⁴⁰ Con il Parere 16 luglio 2019, 309/2019/I/com.

In netto aumento i volumi scambiati sul Mercato del Giorno Prima (MGP-GAS) (24,6 TWh; +89%), in particolare nella seconda metà dell'anno. Tale crescita è stata supportata dall'attività avviata dal TSO in via sperimentale sul MGP-GAS, a partire dal mese di luglio 2019, ai sensi della delibera 19 febbraio 2019, 57/2019/R/gas²⁴¹, per complessivi 2,1 TWh (circa l'8% del totale scambiato). Durante l'anno non si registra alcuna negoziazione per il Mercato dei Prodotti *Locational* (MPL), mentre si registra una contrazione delle negoziazioni ad asta nel comparto "Royalties" della P-GAS, con 0,4 TWh scambiati nelle sole sessioni di gennaio per un totale di 1,3 TWh andati in consegna nel 2019. In crescita anche le negoziazioni sul Mercato a Termine del Gas (MT-GAS), con 726 abbinamenti per un totale di 3,2 TWh, scambiati principalmente su prodotti mensili (69%). Si registrano negoziazioni anche sulla Piattaforma di Assegnazione della capacità di Rigassificazione (PAR) per un totale di 80 slot riferiti al prodotto "Capacità non più conferibile in asta", che ammontano a 8,1 M(m³) liquefatti.

Figura 4.9 Andamento mensile di prezzi e volumi nei mercati utili al bilanciamento gas

€/MWh; MWh



Fonte: GME, Thomson Reuters per il PSV.

Mediamente i prezzi registrati sulle diverse piattaforme *spot* (Figura 4.9) si sono attestati nel 2019 intorno ai 16 €/MWh, in linea con le quotazioni medie annue OTC al PSV del prodotto *day-ahead* (16,28 €/MWh). In particolare, i prezzi medi dei due comparti del M-GAS – rispettivamente 16,06 €/MWh per MGP-GAS e 16,13 €/MWh per MI-GAS – hanno mostrato un andamento infra-annuale che riflette fedelmente quello del prodotto *day-ahead* al PSV, confermando dallo scorso anno un differenziale medio tra quest'ultimo e il *System Average Price* (SAP)²⁴² di -20 c€/MWh. Si evidenziano, invece, alcuni scostamenti al rialzo dei prezzi del comparto MGS (fino a +4 €/MWh), in particolare nei mesi compresi tra luglio e ottobre che coincidono normalmente con il periodo di iniezione nei siti di stoccaggio.

²⁴¹ La delibera 57/2019/R/GAS ha avviato una fase di sperimentazione per limitare l'uso dello stoccaggio da parte del Responsabile del Bilanciamento.

²⁴² Il SAP è la media dei prezzi registrati sul MGP-GAS e sul MI-GAS ponderata per i rispettivi volumi oggetto di scambio.

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

Alla luce dell'evolversi del contesto internazionale di riferimento, nonché dei compiti di monitoraggio attribuiti dalla normativa italiana, nel dicembre 2018 l'Autorità ha adottato²⁴³ il Testo Integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale (TIMMIG) che, muovendo da una razionalizzazione dell'esistente, consente di disporre di maggiori strumenti automatizzati di analisi, segnalazione e reportistica²⁴⁴.

Il TIMMIG ha incaricato il GME del monitoraggio della dimensione concorrenziale e l'impresa maggiore di trasporto, Snam Rete Gas (o SRG) del monitoraggio della dimensione strutturale. Inoltre, prevede che l'impresa maggiore di trasporto raccolga e organizzi i dati relativi alle attività di monitoraggio all'interno di un database, denominato database dei dati fondamentali. Tale database è accessibile all'Autorità e al GME. In particolare, ai sensi del TIMMIG, le modalità di accesso del GME al suddetto database sono disciplinate da un'apposita Convenzione sottoscritta dallo stesso GME e da SRG. Lo schema della Convenzione, nonché i successivi aggiornamenti, sono approvati dall'Autorità, sulla base di una proposta di SRG e del GME. Nell'autunno 2019 l'Autorità ha approvato²⁴⁵ un aggiornamento della Convenzione con il quale si prevede che SRG, per lo svolgimento delle attività di monitoraggio assegnate, disponga dei dati relativi alle singole transazioni concluse nei mercati a negoziazione continua gestiti dal GME, in forma anonima, nonché dei dati delle transazioni proposte e concluse dalla stessa impresa.

Come previsto dal TIMMIG, GME e SRG hanno inviato all'Autorità, per l'approvazione, il consuntivo dei costi sostenuti per le attività di monitoraggio svolte nell'anno precedente. Nel 2019, quindi, l'Autorità ha approvato i costi a consuntivo sostenuti dal GME nel 2018 per l'attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale²⁴⁶ e i costi sostenuti da Snam Rete Gas per la predetta attività nel corso del 2018 e il preventivo per il 2019²⁴⁷. Visto l'avvio dell'Ufficio di monitoraggio di SRG, l'Autorità ha al contempo disposto di aggiornare la regolazione in materia di separazione contabile per prevedere il comparto relativo al monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale (in linea con quanto è stato già fatto per il settore elettrico). I costi relativi alle sopra richiamate attività di monitoraggio sono finanziati a valere sul Fondo per la copertura degli oneri connessi al sistema di bilanciamento del sistema del gas.

Il TIMMIG prevede, infine, che ogni anno il GME e l'impresa maggiore di trasporto trasmettano all'Autorità, per l'approvazione, il preventivo dei costi per l'anno successivo e che solo il GME, invece, invii il preconsuntivo dei costi per l'anno in corso. In linea con queste disposizioni, a fine 2019 l'Autorità ha approvato il preventivo dei costi per le attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale del GME relative al 2020 e il preconsuntivo dei costi per le medesime attività eseguite

²⁴³ Con la delibera 5 dicembre 2018, 631/2018/R/gas.

²⁴⁴ Per maggiori dettagli sulla struttura, le finalità e le disposizioni del TIMMIG si rimanda all'*Annual Report* 2019.

²⁴⁵ Con la delibera 24 settembre 2019, 392/2019/R/gas.

²⁴⁶ Con la delibera 16 aprile 2019, 151/2019/R/gas.

²⁴⁷ Con la delibera 4 giugno 2019, 223/2019/R/gas.

nel 2019²⁴⁸ nonché il preventivo dei costi di SRG per l'attività di monitoraggio relativa all'anno 2020²⁴⁹.

Attuazione del REMIT nel settore gas

Anche nel 2019 è proseguito il coordinamento dell'Autorità con ACER nelle attività di monitoraggio dei mercati all'ingrosso del gas naturale ai sensi del REMIT.

In particolare, l'Autorità ha previsto²⁵⁰ la modifica dell'allegato A alla delibera 15 settembre 2016, 502/2016/R/gas, contenente la disciplina del fondo a copertura dell'eventuale debito derivante da inadempimenti degli operatori sul mercato per gli importi eccedenti le garanzie escusse, al fine di adeguarne le disposizioni coerentemente con l'introduzione del sistema integrato delle garanzie per i mercati dell'energia elettrica e del gas naturale, che consente la gestione unitaria dell'inadempimento, e di conseguenza di uniformare il sistema di salvaguardia vigente nei predetti mercati.

Tra gli aggiustamenti che si sono resi necessari si segnala, inoltre, che nel 2019 l'Autorità:

- ha espresso²⁵¹ al Ministero dello sviluppo economico il proprio parere favorevole alla proposta di modifica della Disciplina del mercato del gas naturale (MGAS), presentata dal GME, funzionale alle modalità con cui sono rese disponibili le risorse di stoccaggio in caso di attivazione delle misure contenute nel Piano di emergenza;
- ha approvato²⁵² una proposta di convenzione tra il Gestore dei mercati energetici e Snam Rete Gas che definisce le modalità con le quali il responsabile del bilanciamento si approvvigiona, tramite il mercato del gas naturale, dei quantitativi a copertura dei consumi, delle perdite di rete, della variazione del *linepack* e del gas non contabilizzato;
- ha espresso²⁵³ al Ministero dello sviluppo economico il proprio parere favorevole alla proposta di modifica della Disciplina del mercato del gas naturale (MGAS), presentata dal GME, finalizzata all'introduzione del sistema integrato delle garanzie per i mercati dell'energia elettrica e del gas naturale, che ha comportato la necessità di una gestione unitaria dell'inadempimento e di uniformare il sistema di salvaguardia vigente nei suddetti mercati;
- ha approvato²⁵⁴ le proposte di convenzione tra GME e SRG e tra GME e Stogit rese necessarie dall'introduzione del sistema integrato delle garanzie per i mercati dell'energia elettrica e del gas naturale e dalle modifiche apportate alla disciplina del fondo a copertura del debito derivante da inadempimenti degli operatori sul mercato (per gli importi eccedenti le garanzie escusse), in modo da uniformare il sistema di salvaguardia vigente nei suddetti mercati.

²⁴⁸ Con la delibera 5 novembre 2019, 452/2019/R/gas.

²⁴⁹ Con la delibera 19 dicembre 2019, 556/2019/R/gas.

²⁵⁰ Con la delibera 17 settembre 2019, 376/2019/R/gas.

²⁵¹ Con la delibera 26 febbraio 2019, 68/2019/R/gas.

²⁵² Con la delibera 25 maggio 2019, 266/2019/R/gas.

²⁵³ Con la delibera 16 luglio 2019, 309/2019/R/gas.

²⁵⁴ Con la delibera 19 novembre 2019, 478/2019/R/gas.

4.2.2 Mercato al dettaglio

Dai risultati provvisori dell'Indagine annuale, su cui tradizionalmente sono basati i commenti di queste pagine, emerge che nel 2019 sono stati venduti al mercato finale, libero o tutelato, 58 G(m³), cui vanno aggiunti 197 M(m³) forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*²⁵⁵. Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali è risultato di 58,2 G(m³), con un incremento 1,1 G(m³) rispetto al 2018.

Tavola 4.7 Consumi finali di gas naturale

Punti di prelievo in migliaia; volumi in M(m³)

	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2018	2019	VARIAZIONE	2018	2019	VARIAZIONE
Vendite finali	56.916	58.021	1,9%	21.616	21.681	0,3%
Forniture di ultima istanza e <i>default</i>	183	197	8,0%	120	128	6,7%
TOTALE MERCATO	57.099	58.219	2,0%	21.736	21.809	0,3%
Autoconsumi	14.473	15.584	7,7%	2,6	2,6	0,0%
CONSUMI FINALI	71.572	73.803	3,1%	21.739	21.812	0,3%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

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, 15,6 G(m³), che portano il valore dei consumi complessivi risultanti dall'Indagine annuale a 73,8 G(m³), cioè a un valore paragonabile ai 71,9 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 2019 è quindi aumentato del 2% rispetto a quello del 2018, nonostante rimanga ancora ben lontano dai valori pre-crisi, che si aggiravano intorno agli 85 G(m³). Nel 2019 anche gli autoconsumi hanno registrato un buon recupero, dopo la riduzione evidenziata nel 2018. In termini di volumi la crescita rispetto all'anno precedente è stata di 1,1 G(m³), pari al 7,7%, mentre nel 2018 erano diminuiti del 3,7%. Tale voce possiede una fortissima incidenza nella generazione elettrica (l'88% degli autoconsumi si colloca, infatti, in questo settore). Come si vedrà meglio nel seguito di questo paragrafo, l'incremento dei consumi finali che emerge tanto nei dati dell'Indagine annuale (3,1%), quanto in quelli ministeriali, seppur in misura più ristretta (2,2%), appare legato a un netto recupero dei settori produttivi, o, per meglio dire, del termoelettrico, rispetto a quello dei consumi civili, che invece sono risultati ancora in discesa.

Dei 58 G(m³) di gas venduti nel mercato finale, 11 G(m³) sono stati ceduti da venditori puri mentre i restanti 47 G(m³) sono stati intermediati da venditori che operano anche nel mercato all'ingrosso (Tavola 4.8). Il prezzo medio praticato ai clienti finali, risultato pari a 39,18 c€/m³ è diminuito di 0,77 c€, vale a dire dell'1,9% rispetto al valore del 2018. Al solito, tale prezzo è superiore a quello praticato al mercato finale dai grossisti (puri e misti), che è risultato pari a 36,54 c€/m³. La ragione del differenziale positivo, pari a 2,63 c€, risiede principalmente nel tipo di clientela servita e nelle

²⁵⁵ 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.

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 4.8 Vendite e prezzi al mercato finale nel 2019

M(m³); c€/m³

Operatori	Numero	Vendite	Prezzo
Venditori puri	325	11.042	50.38
Operatori misti	121	46.979	36.54
TOTALE RETAIL	446	58.021	39.18

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 21,45 c€/m³ praticato dai grossisti puri ad altri rivenditori, gli operatori misti (cioè le imprese che operano anche nel mercato finale) hanno mediamente richiesto 22,04 c€/m³ per il gas che hanno venduto ad altri rivenditori, cioè 0,58 centesimi in più. Anche il prezzo praticato ad altri rivenditori è nettamente diminuito rispetto al 2018 (-9,8%). Nel 2019, comunque, i differenziali di prezzo si sono ampliati: lo scorso anno quello sul prezzo fissato dai grossisti ai clienti del mercato finale era di 2,43 c€/m³, mentre quello sul prezzo praticato agli altri intermediari era di 0,39 c€.

Nel 2019 il numero di venditori attivi nel mercato al dettaglio è tornato a salire, dopo la pausa del 2018, anno nel quale, tale numero aveva sperimentato, per la prima volta, una discesa²⁵⁶. Poiché l'aumento del numero dei venditori è stato assai più ampio di quello del gas venduto, il volume medio unitario di vendita si è ridotto di oltre 6 M(m³) rispetto al 2018, scendendo a 130 M(m³). Dieci anni fa, prima della crisi economica, il venduto medio era quasi il doppio, pari a 237 M(m³). Il 6,7% delle imprese attive nel mercato finale, cioè 30 su 446, ha venduto nel 2019 oltre 300 M(m³). Nel 2018 questa quota era pari al 7,4%, visto che 31 imprese su 417 avevano superato tale soglia. Complessivamente, le 30 società che hanno venduto oltre 300 M(m³) coprono l'82% di tutto il gas venduto nel mercato al dettaglio.

Anche nel 2019 si sono avuti numerosi movimenti tra le imprese: 55 imprese hanno avviato l'attività di vendita a clienti finali; 9 imprese in totale hanno cessato l'attività, 11 imprese hanno acquisito o ceduto l'attività di vendita; 22 imprese hanno cambiato gruppo societario; vi sono state 10 operazioni di fusione per incorporazione, tutte all'interno dello stesso gruppo societario.

Il 12,3% (vale a dire 55 imprese) dei 446 venditori attivi che hanno risposto all'Indagine annuale serve clienti in tutto il territorio nazionale cioè in tutte e 19 le regioni italiane metanizzate²⁵⁷; il 62,1% (277

²⁵⁶ Come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato all'ingrosso, infatti, quest'anno hanno risposto all'Indagine annuale 583 imprese sulle 744 che, nell'Anagrafica operatori dell'Autorità, hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita di gas all'ingrosso o al dettaglio nel corso del 2019 (anche soltanto per un periodo limitato dell'anno). A parte le 63 imprese che hanno dichiarato di essere rimaste inattive, sulle restanti 520 ve ne sono 74 che hanno venduto gas esclusivamente nel mercato all'ingrosso. I soggetti che hanno operato nel mercato al dettaglio sono risultati, pertanto, 446, cioè 29 in più del 2018.

²⁵⁷ In Sardegna il servizio gas non è presente.

imprese) ha venduto energia elettrica in un numero di regioni compreso tra 6 e 18; le restanti 114 imprese (il 25,6%) hanno operato in un numero di regioni compreso tra 1 e 5. Il numero di imprese che opera su tutto o su un'ampia parte del territorio nazionale è in crescita. La composizione societaria del capitale sociale dei venditori di gas, limitando l'analisi alle partecipazioni dirette, mostra una scarsa presenza straniera: solo 19 società (sulle 426 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 e di altre nazionalità.

Al netto delle forniture di ultima istanza e di *default*, nel 2019 sono stati venduti 73,6 G(m³) – di cui 15,6 destinati all'autoconsumo e 58 alla vendita – a 21,7 milioni di clienti (punti di riconsegna).

Complessivamente le vendite di gas sono diminuite rispetto al 2018 in tutti i settori, con l'eccezione di quelle destinate alla generazione elettrica. Gli autoconsumi, che perlopiù afferiscono a questo stesso settore, hanno registrato un incremento del 7,7%, i quantitativi di gas venduti nel mercato libero hanno evidenziato una crescita del 4,6%, mentre le vendite del mercato tutelato sono scese del 14,3%. 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 183 M(m³) nel 2018 e a 197 M(m³) nel 2019. Se si considerano anche i servizi di *default* e di ultima istanza, il gas venduto nel mercato tutelato sale a 7,1 G(m³), e il calo rispetto al 2018 si riduce leggermente a -13,8%.

Coerentemente alle vendite, i clienti che hanno acquistato il gas nel servizio di tutela sono diminuiti dell'11,2%, (tenendo conto dei servizi di *default* e ultima istanza il calo si riduce di poco a -11%); viceversa i clienti del mercato libero sono complessivamente aumentati del 10,4%.

Nel 2019 l'economia italiana ha rallentato rimanendo comunque in aumento dello 0,3%; il valore aggiunto dell'industria manifatturiera è tornato in calo (-0,5%) dopo sei anni di crescita, inoltre i settori maggiormente gas *intensive* hanno evidenziato risultati modesti o negativi. Anche nel 2019 il clima è stato tendenzialmente caldo. In base a questi elementi si può comprendere la riduzione del 4,2% osservata nel consumo di gas del settore civile, che oltre al settore domestico include i condomini, il terziario e le attività di servizio pubblico. I consumi del settore produttivo, invece, hanno evidenziato una crescita del 7,4%, ma questo risultato è dovuto unicamente al forte incremento registrato nella generazione termoelettrica, che nel 2019 ha fatto ampio ricorso al gas naturale per sopperire alle minori importazioni di energia elettrica. Le vendite di gas al settore termoelettrico, infatti, sono cresciute del 23%, così come gli autoconsumi sono aumentati dell'8,3%: tenendo conto di entrambe le voci, quindi, i consumi del settore sono risultati del 15,3% più elevati dei quelli del 2018.

Le vendite di gas al settore industriale sono diminuite del 2,2%, mentre gli autoconsumi sono aumentati del 3,7%: complessivamente, quindi, nel 2019 i consumi dell'industria sono scesi dell'1,7%. Le vendite al settore civile si sono ridotte, invece, del 4,2% e gli autoconsumi del 4,8% (ma in questo settore hanno un'entità trascurabile). Il tasso di variazione del settore civile migliora se si considerano le sole vendite effettuate sul mercato libero, che rispetto al 2018 sono rimaste sostanzialmente invariate (+0,2%). Questa stabilità è stata garantita dal settore domestico: infatti, i volumi di gas venduti nel mercato libero alle famiglie sono risultati del 6,4% più elevati rispetto al 2018, quelli dei condomini sono cresciuti dello 0,6%, mentre quelli del commercio si sono ridotti del 3,1% e quelli delle attività di servizio pubblico sono nettamente diminuiti (-20,6%).

Tavola 4.9 Mercato finale per settore di consumoClienti in migliaia e volumi in M(m³)

SETTORE DI CONSUMO	2018				2019			
	SERVIZIO DI TUTELA	MERCATO LIBERO	AUTO- CONSUMI	TOTALE	SERVIZIO DI TUTELA	MERCATO LIBERO	AUTO- CONSUMI	TOTALE
VOLUMI								
Domestico	7.542	7.737	0	15.279	6.473	8.232	0	14.706
Condominio uso domestico	528	1.919	7	2.454	445	1.931	5	2.382
Commercio e servizi	-	7.420	24	7.445	-	7.193	24	7.217
Industria	-	19.065	1.781	20.846	-	18.648	1.847	20.494
Generazione elettrica	-	11.506	12.661	24.167	-	14.148	13.708	27.855
Attività di servizio pubblico	-	1.199	0	1.199	-	951	0	951
TOTALE VOLUMI	8.070	48.847	14.473	71.389	6.918	51.103	15.584	73.605
PUNTI DI RICONSEGNA								
Domestico	10.040	10.071	0	20.112	8.920	11.294	0	20.214
Condominio uso domestico	72	127	0	200	60	131	0	191
Commercio e servizi	-	1.063	1	1.064	-	1.045	1	1.047
Industria	-	182	0	182	-	185	0	185
Generazione elettrica	-	1	0	1	-	1	0	1
Attività di servizio pubblico	-	59	0	59	-	45	0	45
TOTALE PUNTI DI RICONSEGNA	10.113	11.503	2	21.617	8.980	12.701	2	21.682

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2019 i clienti del mercato del gas nel suo complesso sono aumentati di circa 65.000 punti di riconsegna. L'incremento è pressoché interamente ascrivibile alle famiglie (+102.300 punti), il cui spostamento verso il mercato libero è tra l'altro proseguito anche nel 2019, in parte probabilmente stimolato dalla fine del servizio di tutela, originariamente programmata per il primo luglio 2019 e ora rinviata al 1° gennaio 2022. Nel 2019, infatti, un altro milione e 133.000 clienti sono usciti dal servizio di tutela, mentre il mercato libero ha registrati 1 milione e 198.000 mila in più. Uno sguardo più in dettaglio, tuttavia, evidenzia che l'uscita dalla tutela delle famiglie è stata più che compensata dalla crescita del numero di quelle servite nel libero. Viceversa, nel caso dei condomini con uso domestico il saldo è negativo: a fronte di 12.000 punti usciti dalla tutela, il mercato libero ne ha registrati solo 4.000 in più.

Nel 2019, inoltre, i punti di riconsegna nell'industria sono aumentati di circa 3.000 unità, quelli della generazione elettrica di circa 100 punti. All'opposto i punti di riconsegna nel commercio e servizi si sono ridotti di 17.000 unità, così come sono decisamente diminuiti i clienti nel settore delle attività di servizio pubblico (-14.000 punti).

In conseguenza di quanto detto finora, si osserva che nel 2019 i consumi medi unitari si sono ridotti nel domestico, nel commercio e servizi, nell'industria e nel termoelettrico, mentre sono cresciuti nei condomini e nelle attività di servizio pubblico. Più precisamente il consumo medio per le famiglie è passato da 760 a 728 m³, per i condomini con uso domestico da 12.299 a 12.468 m³, per il commercio da 6.997 a 6.896 m³, per l'industria da 114,3 a 110,8 migliaia di m³, per la generazione elettrica da 30,2 a 29,9 M(m³) e, infine, per le attività di servizio pubblico da 20.210 a 21.060 m³. Nel mercato libero il consumo medio delle famiglie (729 m³) è risultato praticamente identico a quello riscontrato

nel mercato tutelato (726 m³), mentre nel caso dei condomini il consumo medio nel libero, pari a 14.786 m³, risulta quasi il doppio di quello che si riscontra nel servizio di tutela, pari a 7.394 m³.

La porzione di volumi acquistati in media sul mercato libero è del 69,4%, quella del mercato tutelato è del 9,4%, mentre il 21,2% è autoconsumata. Se si considerano le vendite in senso stretto e si escludono, quindi, gli autoconsumi, l'88% del gas risulta acquistato sul mercato libero e il restante 12% nel servizio di tutela. In termini di clienti, invece, il 41,4% si rivolge al mercato tutelato, mentre il 58,6% acquista nel mercato libero.

Considerando solo il **settore domestico** si può osservare che la quota di volumi acquistati sul mercato libero nel 2019 ha raggiunto il 56% per le famiglie e l'81,3% per i condomini (entrambe le quote sono calcolate sul totale delle vendite in senso stretto, cioè al netto degli autoconsumi). Nel 2018 i valori erano, rispettivamente, del 50,6% e del 78,4%. In termini di punti di prelievo, nel 2019 la quota delle famiglie che hanno acquistato il gas nel servizio di tutela è scesa al 44,1%, dopo essere scesa per la prima volta sotto la metà (49,9%) nel 2018.

Tavola 4.10 Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2019

M(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	6.411	469	39	0,1	-	-	6.918
Domestico	6.352	120	0,7	0,1	-	-	6.473
Condominio uso domestico	59	348	38	-	-	-	445
MERCATO LIBERO	9.403	5.087	2.386	5.245	9.474	19.508	51.103
Domestico	8.032	164	4	3	29	-	8.232
Condominio uso domestico	81	1.377	398	74	1	-	1.931
Commercio e servizi	1.069	2.605	1.130	1.440	737	213	7.193
Industria	180	690	708	3.310	7.560	6.200	18.648
Generazione elettrica	0	2	10	159	941	13.036	14.148
Attività di servizio pubblico	40	250	136	260	206	59	951
TOTALE	15.813	5.556	2.424	5.246	9.474	19.508	58.021

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Lo spaccato delle vendite al mercato finale (al netto degli autoconsumi) per settore di consumo e dimensione dei clienti (Tavola 4.10) mostra che il 98% dei volumi venduti al settore domestico viene acquistato da famiglie con un consumo annuo che non supera i 5.000 m³: tale quota, infatti, è pari al 98% sia per le famiglie che acquistano nel tutelato sia per quelle che acquistano nel libero. La quota maggiore di volumi venduti ai condomini si concentra invece nella classe di consumo annuo compreso tra 5.000 e 50.000 m³: tale classe, infatti, assorbe il 78% dei volumi di gas acquistati dai condomini nel tutelato, e il 71% di quelli acquistati nel libero. Il 67% di tutto il gas acquistato dal settore commerciale si concentra nelle prime tre classi. Viceversa, le classi con i consumi annui più elevati sono particolarmente rilevanti per i consumi industriali e della generazione termoelettrica. I consumi delle attività di servizio pubblico sono abbastanza equidistribuiti tra le classi intermedie.

Switching

L'analisi dell'attività di *switching* nel settore del gas naturale anche quest'anno comprende dati raccolti presso gli operatori del trasporto e della distribuzione 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 clienti²⁵⁸ che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2019, è risultata complessivamente pari al 9,1%, ovvero al 30,7% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio (Tavola 4.11). Rispetto al 2018 le percentuali sono in discreto aumento. L'incremento nei tassi di cambio del settore domestico e dei condomini potrebbe aver risentito dell'imminenza della fine del regime di tutela (seppure essa abbia subito un ulteriore rinvio).

Tavola 4.11 Tassi di *switching* dei clienti finali

CLIENTI PER SETTORE E CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2018		2019	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	6,6%	7,7%	8,8%	10,9%
Condominio uso domestico	9,5%	13,2%	10,1%	12,4%
Attività di servizio pubblico	17,1%	30,4%	15,7%	31,4%
Altri usi	11,5%	33,5%	13,3%	37,0%
TOTALE	7,0%	27,1%	9,1%	30,7%

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 dati²⁵⁹.

I cambiamenti di fornitore dei consumatori domestici nel 2019, non obbligati per legge, sono saliti di due punti percentuali, confermando e anzi accrescendo la già discreta vivacità registrata nel 2018, dopo un certo numero di anni nei quali si era un po' attenuata. Lo scorso anno, infatti, risultano avere effettuato almeno un cambio di fornitore circa 1 milione e 600.000 clienti, equivalenti a una quota dell'8,8% (e corrispondente a una porzione di volumi del 10,9%). Più elevata e pari al 10,1% è stata la frazione di condomini con uso domestico che si è rivolta a un altro venditore, per volumi corrispondenti al 12,4% del relativo settore di consumo. Quest'ultima quota è leggermente inferiore a quella evidenziata nel 2018, mentre il tasso di spostamento in termini di clienti è più elevato rispetto al 2018: ciò significa che stanno cominciando a spostarsi i condomini con i consumi annui di più ridotta dimensione.

Il 15,7% (equivalenti al 31,4% 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 esercizi commerciali) ma anche grandi complessi ospedalieri, che possiedono consumi annui molto rilevanti e che, per conseguenza,

²⁵⁸ 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.

²⁵⁹ Dal novembre 2008, infatti, le procedure di *switching* sono interamente operate dal SII e ciò ha condotto a una diminuzione degli scarti nelle procedure.

possono aumentare di molto i volumi coinvolti nello *switching*. Infine, gli "altri usi" che hanno modificato il proprio fornitore sono stati complessivamente il 13,3% del totale in termini di clienti, nonché il 37% in termini di volumi, anche in questo caso tornando a manifestare una marcata vivacità.

Tavola 4.12 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	8,9	10,8	9,7	12,0	13,5	34,4	16,5	35,1	9,3	28,5
CENTRO	9,6	12,0	10,5	13,2	13,3	39,2	15,7	25,9	9,9	31,2
SUD E ISOLE	7,5	9,9	13,6	18,8	12,0	42,7	13,4	24,5	7,7	37,4
ITALIA	8,8	10,9	10,1	12,4	13,3	37,0	15,7	31,4	9,1	30,7

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

I livelli di *switching* a livello territoriale, con dettaglio anche per tipologia di cliente, sono esposti nella Tavola 4.12. Nel caso dei domestici, le percentuali del Centro risultano in media pari al 9,6% in termini di clienti e al 12% in termini di volumi, contro una media nazionale dell'8,8% (clienti) e del 10,9% (volumi). Lo *switch* dei condomini con uso domestico mostra nel 2019, diversamente dagli anni precedenti, un livello più elevato al Sud, almeno in termini di clienti, perché in termini di volumi resta al di sotto della media nazionale. Nelle attività di servizio pubblico, i tassi del Nord risultano i più elevati in termini di clienti (16,5% contro il 15,7% della media nazionale) e di volumi (35,1% contro la media nazionale del 31,4%). Infine, negli altri usi si osserva una discreta omogeneità dell'attività di *switch* tra le diverse aree in termini di clienti, il 13% dei quali cambia fornitore almeno una volta l'anno ovunque. In termini di volumi, invece, si osservano maggiori spostamenti nel centro-sud.

Le offerte disponibili nel mercato libero del gas

Come si è già detto nel Capitolo 3 (cfr. il paragrafo 3.2.2), 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, da ultimo arricchita dalla creazione delle offerte PLACET²⁶⁰. I dati commentati nel seguito sulle tipologie di offerte disponibili ed effettivamente scelte dai clienti, tuttavia, non comprendono una categoria a parte queste offerte. Nel settore gas il numero di clienti che ha scelto questo tipo di offerta nel 2019 è risultato pari a 12.012 nel caso dei clienti domestici, 69 nel caso dei condomini con uso domestico e pari a 1.744 nel caso dei clienti non domestici con consumi annui inferiori a 200.000 m³.

Anche qui giova ribadire 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

²⁶⁰ Per una descrizione di queste offerte si veda il paragrafo relativo al mercato libero elettrico, nel Capitolo 2 di questo Volume.

presenta tradizionalmente necessità molto più variegate e complesse rispetto a quella delle famiglie, anche quest'anno l'esposizione dei risultati raccolti si concentra praticamente solo su queste ultime²⁶¹.

La media delle offerte commerciali che ciascun venditore di gas risulta in grado di proporre ai propri potenziali clienti è pari a 10,9 per la clientela domestica, a 6,6 per i condomini con uso domestico e a 18,2 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 rispetto a quelle di un cliente domestico. Rispetto ai dati del 2018 il numero di offerte disponibili è leggermente diminuito (erano 11,7 per i clienti domestici, 7,3 per i condomini e 26,7 per i clienti non domestici); una parte delle riduzioni potrebbe essere dovuta a una migliore attività di categorizzazione delle offerte da parte dei venditori, essendo questa la quarta edizione dell'Indagine che chiede dati sulle offerte commerciali. Il 16% dei venditori, tuttavia, offre ai clienti domestici una sola modalità contrattuale, il 37% ne mette a disposizione fino a tre e il restante 48% dei venditori propone ai propri clienti un ventaglio che comprende da quattro offerte in su. Rispetto al 2018, sono diminuiti i venditori che offrono solo una modalità contrattuale, sono cresciuti quelli che ne mettono a disposizione due o tre, mentre sono diminuiti quelli che ne propongono da quattro a dieci.

Delle 10,9 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 4,9 sono acquistabili solo *online*, cioè soltanto attraverso internet, un canale di vendita attraverso cui l'impresa può chiarire le proprie condizioni di offerta risparmiando sui costi di gestione (erano 6,5 nel 2018). Il 18,1% dei venditori non offre però nemmeno un'offerta *online*. Nel 2% 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. L'interesse delle famiglie verso le offerte *online* nel 2019 è cresciuto, ma resta, per ora, un fenomeno abbastanza di nicchia, in quanto è risultato che solo il 6,9% dei clienti ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità (nel 2018 tale quota era pari al 2,6%).

Circa la tipologia di prezzo preferita è risultato che il 69,9% 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 30,1% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso. Questi valori sono sostanzialmente identici a quelli del 2018, quando il prezzo variabile era stato scelto dal 29,6% dei clienti domestici (Tavola 4.13). Le modalità di indicizzazione per i contratti a prezzo variabile sono di vario tipo. Il 47,8% (stesso valore nel 2018) 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; l'11,4% (18,8% nel 2018) dei clienti ha scelto un contratto che prevede l'indicizzazione all'andamento del Brent e il 25,8% (20,4% nel 2018) dei clienti ha scelto un contratto che prevede una forma di indicizzazione legata ai prezzi del TTF. Solo una quota minima di clienti (il 2% nel 2019 e lo 0,7% nel 2018) ha scelto di indicizzare il prezzo del gas all'andamento dei prezzi al PSV o a quello dei mercati gestiti dal GME (l'1,2% nel 2019 e lo 0,3% nel 2018). Il restante 11,8% (11,9% nel 2018) dei contratti prevede forme di indicizzazione alternative, spesso con una combinazione di quelle appena citate.

Per quanto riguarda la durata, il 3,8% 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

²⁶¹ 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.

del prezzo stabilito è previsto che il cliente non cambi fornitore per un minimo di tempo stabilito. La percentuale è un po' più elevata nel caso di contratti a prezzo variabile. Tuttavia, non tutti i venditori presenti nel mercato libero applicano un contratto che prevede tale clausola, e anche quelli tra loro che contemplanano questa possibilità, offrono ai clienti anche contratti alternativi che non includono tale vincolo. Nel 2019 i venditori che applicano contratti con clausola di durata minima sono risultati in tutto 21, e complessivamente servono poco meno di due milioni di famiglie. La quota dei clienti di tali venditori che hanno acquistato un contratto con clausola di durata minima è pari al 39,1% (43,2% con prezzo variabile e 32,8% con prezzo bloccato). Tutti i valori sono in lieve aumento rispetto allo scorso anno: nel 2018 i venditori che proponevano una clausola contrattuale erano 19 e la quota dei loro clienti che risultava averla sottoscritta era pari al 28,7%.

Il 33,1% 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 36,2% dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo fisso e al 26% dei clienti che hanno scelto il prezzo variabile. La quota di contratti acquistati che prevedono un abbuono o uno sconto è diminuita rispetto al 2018, quando era risultata del 39,6%.

Tavola 4.13 Contratti per la fornitura di gas naturale per tipo di prezzo e per tipo di servizi aggiuntivi

Percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati

CONTRATTI	2016	2017	2018	2019
A prezzo fisso	68,5%	68,6%	70,4%	69,9%
A prezzo variabile	31,5%	31,4%	29,6%	30,1%
SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO BLOCCATO				
Nessun servizio aggiuntivo	85,3%	38,3%	45,0%	52,7%
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	72,0%	51,4%	46,1%	33,0%
Servizi energetici accessori	23,0%	7,1%	6,1%	4,3%
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	5,0%	1,4%	0,9%	0,4%
Omaggio o gadget	n.d.	0,2%	0,2%	0,2%
Servizi telefonici personalizzati	n.d.	0,0%	0,0%	0,0%
Altro	1,0%	1,6%	1,8%	9,4%
TOTALE	100,0%	100%	100%	
SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO VARIABILE				
Nessun servizio aggiuntivo	68,4%	86,5%	82,7%	76,2%
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	13,3%	2,0%	1,8%	4,0%
Servizi energetici accessori	20,9%	7,0%	6,6%	11,8%
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	1,5%	0,4%	0,4%	0,2%
Omaggio o gadget	n.d.	0,3%	0,4%	0,6%
Servizi telefonici personalizzati	n.d.	0,0%	0,0%	0,0%
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	64,3%	3,7%	8,2%	7,1%
TOTALE	100,0%	100%	100%	100%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La presenza di servizi aggiuntivi (Tavola 4.13) nei contratti sottoscritti dalle famiglie è maggiormente diffusa nei contratti a prezzo fisso rispetto a quelli a prezzo variabile: il 47% dei clienti che ha scelto un'offerta a prezzo fisso sottoscrive un contratto che prevede anche un servizio aggiuntivo, mentre questa percentuale scende sotto al 24% nei contratti a prezzo variabile. Nei contratti a prezzo fisso che prevedono un servizio aggiuntivo emerge una netta preferenza (33%) per quei contratti che prevedono la partecipazione a un programma punti e un certo gradimento (4%) per i contratti che offrono un servizio energetico accessorio. Il gradimento verso un servizio aggiuntivo nei clienti con prezzo bloccato si va riducendo nel tempo, mentre – al contrario – sta leggermente aumentando nei clienti con prezzo variabile.

Concentrazione nel mercato *retail* del gas naturale

L'analisi delle performance di vendita dei gruppi societari, in luogo di quelle realizzate dalle imprese individuali, consente una valutazione più corretta delle quote di mercato e del livello di concentrazione nel mercato della vendita finale (Tavola 4.14).

Tavola 4.14 Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2019

Volumi in M(m³)

GRUPPO	VOLUME	QUOTA	POSIZIONE NEL 2018
Eni	11.263	19,4%	1°
Edison	7.690	13,3%	2°
Enel	6.794	11,7%	3°
Hera	3.070	5,3%	5°
Iren	2.753	4,7%	4°
A2A	2.216	3,8%	6°
Energeticky A Prumyslovy Holding, A.S.	2.183	3,8%	7°
Sorgenia	1.665	2,9%	8°
Axpo Group	1.515	2,6%	10°
Engie	1.169	2,0%	9°
Royal Dutch Shell Plc	1.134	2,0%	13°
Estra	1.040	1,8%	12°
E.On	971	1,7%	11°
Unogas	752	1,3%	16°
Solvay Energy Services Italia	696	1,2%	17°
Eg Holding Spa	598	1,0%	18°
Dolomiti Energia	498	0,9%	19°
Repower Ag	475	0,8%	21°
Acsm-Agam	472	0,8%	25°
Soelia	434	0,7%	27°
Altri	10.634	18,3%	-
TOTALE	58.021	100,0%	-

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nessuna variazione emerge nelle prime tre posizioni del mercato finale, nelle quali restano saldi Eni, Edison ed Enel. Rispetto al 2018, le quote dei tre gruppi risultano tutte in sostanziale stabilità o in minimo aumento; infatti la quota del gruppo Eni passa dal 19,2% al 19,4%, quella del gruppo Edison dal 13,2% va al 13,3%, mentre Enel sale dall'11% all'11,7%. La distanza tra Eni ed Edison è rimasta sostanzialmente ferma (dal 6 al 6,2%), mentre quella tra Edison ed Enel si è accorciata da 2,2 punti percentuali all'1,5%. Uno sguardo alle varie posizioni della classifica evidenzia che nel 2019 non vi sono stati particolari sconvolgimenti dell'ordine rispetto al 2018. Il gruppo Hera ha superato Iren, ma lo scorso anno era avvenuto il contrario. I gruppi Royal Dutch Shell ed E.On hanno invertito la posizione rispetto allo scorso anno: nel 2019 Royal Dutch Shell si trova all'undicesimo posto e il gruppo E.On si trova al tredicesimo, nel 2018 erano esattamente al contrario. In media i gruppi tendono a spostarsi nella classifica di due posizioni alla volta, verso l'alto o verso il basso.

Nel 2019 il livello di concentrazione del mercato *retail* si è leggermente innalzato, sia che venga misurato in base ai quantitativi di energia venduta dai gruppi societari, sia che venga misurato in base al numero di clienti serviti. La Tavola 4.15 evidenzia, appunto, il dettaglio delle misure di concentrazione anche distinte per settore di consumo. 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 riconsegna) serviti dagli stessi gruppi societari.

Tavola 4.15 Misure di concentrazione nel mercato *retail* del gas naturale

Misure calcolate sui gruppi societari

SETTORE	2018			2019		
	GRUPPI >5%	C3	HHI	GRUPPI >5%	C3	HHI
MISURE CALCOLATE IN BASE ALL'ENERGIA VENDUTA DAI GRUPPI SOCIETARI						
CLIENTI DOMESTICI	3	45,3%	920	3	48,7%	963
Clienti domestici	3	49,5%	1.085	3	53,2%	1.137
Condomini con uso domestico	4	34,1%	553	4	36,6%	620
CLIENTI NON DOMESTICI	3	43,9%	797	5	45,3%	856
Commercio e servizi	5	28,2%	478	5	30,5%	524
Industria	3	52,6%	1.224	5	58,3%	1.435
Generazione elettrica	6	51,9%	1.258	6	48,0%	1.183
Attività di servizio pubblico	6	40,2%	800	4	50,9%	1.107
MERCATO TOTALE	3	43,4%	757	4	44,4%	810
MISURE CALCOLATE IN BASE AI CLIENTI SERVITI DAI GRUPPI SOCIETARI						
CLIENTI DOMESTICI	4	51,9%	1.242	4	55,5%	1.240
Clienti domestici	4	52,1%	1.251	4	55,7%	1.301
Condomini con uso domestico	5	37,4%	699	5	40,0%	712
CLIENTI NON DOMESTICI	4	34,7%	551	4	38,3%	607
Commercio e servizi	4	34,2%	544	4	37,8%	602
Industria	3	46,9%	887	3	43,4%	828
Generazione elettrica	3	40,0%	726	3	51,3%	1.221
Attività di servizio pubblico	4	30,0%	477	4	29,8%	480
MERCATO TOTALE	4	50,8%	1.189	4	54,5%	1.240

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Utilizzando le misure calcolate sui kWh venduti, si osserva che il numero di gruppi con una quota del mercato totale superiore al 5% è salito a 4 (erano 3 nel 2018). Ciò nonostante, nel 2019 i primi tre gruppi controllano il 44,4%, mentre nel 2018 la quota era pari al 43,4%. L'indice di Herfindahl-Hirshman (HHI) calcolato sul mercato della vendita è risultato pari a 810, un poco superiore quindi a quello del 2018, che era pari a 757. Il livello dell'indice è rimasto comunque molto al di sotto del valore 1.000 al di sotto del quale la concentrazione viene normalmente giudicata scarsa. Se misurata sui clienti serviti, la concentrazione, tende a salire quasi in tutti i settori: fanno eccezione solo quello industriale e le attività di servizio pubblico, oltre che il comparto non domestico nel suo complesso.

Tuttavia, è opportuno osservare che il livello della concentrazione nel mercato del gas naturale italiano è in generale piuttosto basso: salvo poche eccezioni, il C3 non supera il 55%, ma soprattutto i valori dell'indice HHI sono in tutti i settori al di sotto della prima soglia di attenzione pari a 1.500²⁶².

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

Come già descritto in dettaglio nel Capitolo 3 (vedi il paragrafo 3.2.2.1, al quale si rimanda) in tema di prezzi di vendita nei mercati al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale l'Autorità dispone di due rilevazioni:

- quella dei *Prezzi medi praticati nel mercato dell'energia elettrica e del gas naturale* effettuata ai sensi della delibera 29 marzo 2018, 168/2018/R/com, nella quale con cadenza semestrale vengono rilevati i dati trimestrali relativi ai prezzi fatturati²⁶³ 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).

I dati dell'*Indagine annuale* vengono utilizzati per le analisi statistiche effettuate dall'Autorità, specialmente quelle esposte nella reportistica annuale alle autorità nazionali ed europee.

L'analisi dei dati raccolti nell'Indagine svolta dall'Autorità sul 2019 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 39,2 c€/m³ (Tavola 4.16). Tale prezzo nel 2018 era risultato pari a 40,0 c€/m³. Complessivamente, dunque, il prezzo medio finale del gas in Italia presenta una diminuzione di 0,8 c€/m³, corrispondente all'1,9%.

Si riscontra un andamento nettamente differenziato tra i consumatori più grandi (oltre 20 milioni di m³/anno), che presentano un forte calo (-6,8 cent€/m³, -23,3%) e tutte le altre classi, che presentano degli aumenti, che vanno da un minimo di un centesimo (+2,2%), per la classe intermedia con consumi tra 50 e 200 mila m³, ai 5,2 cent€/m³ (+8,8%) della classe più piccola (consumi fino a 5.000 m³/anno). Quanto sopra fa sì che il divario di prezzo tra i clienti più piccoli e quelli più grandi, stabile

²⁶² Un valore di HHI compreso tra 1.500 e 2.500 indica, infatti, un mercato moderatamente concentrato, mentre un valore superiore a 2.500 ne indica uno fortemente concentrato (il valore massimo dell'indice è 10.000).

²⁶³ 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.

sino al 2018 intorno a un valore di 29 c€/m³, nel 2019 salga a 41 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 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.

La Tavola 4.17 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 4.16 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	2019
Inferiore a 5.000	58,8	55,7	51,7	52,1	58,3	63,4
Tra 5.000 e 50.000	46,9	46,0	42,1	43,1	48,4	50,7
Tra 50.000 e 200.000	41,4	41,0	37,0	36,2	43,7	44,7
Tra 200.000 e 2.000.000	35,0	32,5	28,3	26,8	31,4	33,8
Tra 2.000.000 e 20.000.000	34,0	28,0	24,2	23,0	26,5	28,2
Superiore a 20.000.000	32,2	26,5	21,8	24,3	29,2	22,4
TOTALE	42,3	38,9	33,8	34,3	40,0	39,2

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 4.17 Prezzi di vendita al mercato finale al dettaglio per settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2019c€/m³; classi di consumo annuo espresse in m³

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO						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	63,5	52,4	45,4	32,3	-	-	63,2
Condominio uso domestico	57,1	52,4	48,9	40,8	39,1	-	51,6
Attività di servizio pubblico	65,1	50,0	43,9	35,4	28,5	22,1	39,4
Commercio e servizi	62,6	49,7	44,6	38,1	35,2	30,1	46,4
Industria	63,2	50,2	42,2	31,2	26,5	22,6	27,9
Generazione elettrica	72,9	50,0	51,9	41,6	35,9	22,2	23,4
TOTALE	63,4	50,7	44,7	33,8	28,2	22,4	39,2

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 527/2019/l/com che illustra i principali esiti dell'attività di monitoraggio descrivendone, ove possibile, l'evoluzione dei fenomeni rilevanti nei primi sette anni di svolgimento (2012-2018).

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.

Per il 2019, a causa dell'emergenza epidemiologica da Covid-19, i dati disponibili e illustrati nel seguito sono parziali e riferiti al 64% dei clienti, pertanto non comparabili con quelli degli anni precedenti. Dall'analisi basata sui dati parziali, comunicati dagli operatori fino al 3 aprile 2020, risulta che i tempi medi effettivi per le risposte a reclami e rettifiche di fatturazione eseguite, si attestano, rispettivamente, a 24 e a 15 giorni solari, largamente al di sotto degli standard minimi fissati

dall'Autorità. Per quanto riguarda, invece, le rettifiche di doppia fatturazione, a fronte dello standard fissato a 20 giorni solari, i tempi medi di rettifica effettivi risultano nel complesso pari a 32 giorni solari. I tempi medi effettivi di risposta riferiti alle richieste di informazione sono largamente inferiori allo standard generale (Tavola 4.18).

Tavola 4.18 Standard per il servizio di vendita e tempi medi effettivi nel settore gas naturale nel 2019

Giorni solari e valori percentuali

PRESTAZIONI	STANDARD SPECIFICI	STANDARD GENERALI	TEMPI MEDI EFFETTIVI 2019 ^(A)
Tempo massimo di risposta motivata ai reclami scritti	30	–	24
Tempo massimo di rettifiche di fatturazione	60 o 90 ^(B)	–	15
Tempo massimo di rettifiche di doppia fatturazione	20	–	32
Percentuale minima di risposte a richieste scritte di informazione inviate entro il tempo massimo di 30 giorni solari	–	30%	11%

(A) Dati parziali riferiti al 64% dei clienti gas.

(B) 90 giorni solari in caso di fatture con periodicità quadrimestrale.

Fonte: ARERA. Dati dichiarati dagli operatori 2019.

Nel 2109 le imprese di vendita che servono il mercato tutelato e libero del gas naturale hanno ricevuto in totale 91.429 reclami scritti, il 72,4% dei quali riferiti ai clienti domestici del mercato libero, il 12,6% ai clienti domestici del mercato tutelato e il 3% ai clienti multisito. Nel complesso, i reclami riferiti al mercato libero rappresentano l'84,3% del totale dei reclami dei clienti gas. A seguire, il 12,7% dei reclami riguarda i clienti del mercato tutelato, mentre una quota residuale, pari al 2,9%, è riferibile ai clienti multisito gas. Il 62,6% delle 60.381 richieste di informazione dei clienti gas proveniva dai clienti domestici del mercato libero, il 19,6% dai clienti domestici del mercato tutelato e l'11% dai clienti con usi diversi del mercato libero. Nel complesso, il 74,8% delle richieste ha riguardato i clienti del mercato libero. Tra le rettifiche di fatturazione, che nel complesso ammontano a 12.699, risultano particolarmente significative quelle richieste dai clienti del mercato tutelato e, in particolare, dai clienti domestici (53,7% a fronte del 43,4% registrato per i clienti del mercato libero). Le rettifiche di doppia fatturazione, pari a 1.703 nel complesso, hanno interessato prevalentemente (82,2%) i clienti domestici del mercato libero. Sebbene riguardi un numero limitato di clienti, la doppia fatturazione registra, per quasi tutte le categorie di clienti (con l'eccezione dei condomini a uso domestico sia del mercato tutelato sia del mercato libero), tempi medi di rettifica più alti dello standard fissato a 20 giorni solari (Tavola 4.19).

Tavola 4.19 Reclami, richieste di informazione e rettifiche di fatturazione

	2017	2018	2019 ^(A)
Numero di reclami	216.704	194.074	91.429
Numero di richieste di informazione	99.300	86.728	60.381
Numero di rettifiche di fatturazione	44.217	20.587	12.699
Numero di rettifiche di doppia fatturazione	362.238	303.407	1.703

(A) Dati parziali riferiti al 64% dei clienti gas.

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

Nel 2019, i casi di mancato rispetto degli standard fissati per le prestazioni relative alla qualità commerciale della vendita nel settore gas, che hanno determinato il diritto per i clienti a ottenere un indennizzo, sono stati 15.982, dei quali il 91,2% è attribuibile alle risposte ai reclami dei clienti; in particolare, il segmento di mercato che registra il più alto numero di fuori standard per le risposte ai reclami scritti è quello relativo ai clienti domestici del mercato libero, che incide per il 78,2%. Nel corso dell'anno sono stati erogati indennizzi per un ammontare complessivo di quasi 725.000 Euro.

Nel settore gas i primi tre argomenti oggetto di reclamo hanno riguardato: nel 47% 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 il 13,5%, le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, la voltura e il subentro (perfezionamento e costi di voltura e subentro); nell'11,8% dei casi, tematiche relative al mercato, come 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.

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 2019 si veda anche in questo caso il paragrafo 3.2.2.2.

4.3 Protezione dei consumatori e risoluzione delle controversie nel settore gas

4.3.1 Conformità con l'art. 41, comma 1, lettera o) della Direttiva 2009/73/CE

Garanzie per la tutela effettiva del consumatore

L'articolo art. 41, comma 1, lettera o), della direttiva 2009/73/CE chiede 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 trovano ormai completa e ampia applicazione.

Nel corso del tempo sono stati consolidati alcuni corpi normativi che raccolgono in modo organico l'insieme delle disposizioni su alcune aree tematiche rilevanti in materia, in particolare:

- il Codice di condotta commerciale²⁶⁴;
- il Testo integrato su conferma del contratto di fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale e procedura ripristinatoria volontaria (TIRV)²⁶⁵;
- il Testo integrato sulla qualità dei servizi di vendita (TIQV)²⁶⁶;
- il Testo integrato fatturazione (TIF)²⁶⁷.

Il sistema di protezione: la trattazione dei reclami dei clienti finali (livello base)

La trattazione dei reclami è comune al settore elettrico, pertanto, si rinvia a quanto indicato al paragrafo 3.3.1.

Accesso ai dati di consumo (art. 41, comma 1, lettera q)

Anche il tema della garanzia dell'accesso ai dati di consumo dei clienti è comune al settore elettrico, pertanto si rinvia a quanto indicato al paragrafo 3.3.5.

Gestione delle controversie nel gas (art. 41, comma 11) e poteri istruttori per la risoluzione delle controversie (art. 41, comma 4, lettera e)

Il tema è comune al settore elettrico, pertanto si rinvia a quanto indicato al paragrafo 3.3.2.

4.4 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.

²⁶⁴ Ultima versione approvata con la delibera 366/2018/R/com.

²⁶⁵ Ultima versione approvata con la delibera 28/2017/R/com.

²⁶⁶ Ultima versione approvata con la delibera 413/2016/R/com.

²⁶⁷ Ultima versione approvata con la delibera 463/2016/R/com.