



Relazione 321/2024/I

RELAZIONE ANNUALE  
ALL'ACER E ALLA COMMISSIONE EUROPEA  
SULL'ATTIVITÀ SVOLTA E I COMPITI  
DELL'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI  
E AMBIENTE

---

30 luglio 2024

# INDICE

<b>1</b>	<b>Prefazione .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Principali sviluppi nei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale.....</b>	<b>5</b>
2.1.1	Valutazione dello sviluppo dei mercati e della regolamentazione.....	5
2.1.2	Attuazione del <i>Clean Energy Package</i> .....	35
<b>3</b>	<b>Il mercato elettrico .....</b>	<b>36</b>
<b>3.1</b>	<b>Regolamentazione delle infrastrutture.....</b>	<b>36</b>
3.1.1	<i>Unbundling</i> .....	36
3.1.2	Estensione delle reti e ottimizzazione .....	36
3.1.3	Investimenti in nuove infrastrutture di trasmissione .....	37
3.1.4	Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti.....	43
3.1.5	Regolazione della sicurezza e affidabilità delle reti.....	45
3.1.6	Norme in materia di qualità e <i>output</i> dei servizi di distribuzione e trasmissione.....	51
3.1.7	Monitoraggio del bilancio tra domanda e offerta di energia elettrica .....	55
3.1.8	Monitoraggio degli investimenti in capacità di generazione e di stoccaggio sotto il profilo della sicurezza delle forniture .....	55
3.1.9	Coordinamento internazionale sui temi dell'energia elettrica e del gas naturale .....	56
<b>3.2</b>	<b>Concorrenza e funzionamento dei mercati .....</b>	<b>63</b>
3.2.1	Mercati all'ingrosso.....	63
3.2.1.1	Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso .....	69
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 .....	73
3.2.2	Mercato al dettaglio .....	75
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 .....	98
3.2.2.2	Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza.....	107

<b>4</b>	<b>Il mercato del gas naturale.....</b>	<b>111</b>
<b>4.1</b>	<b>Regolamentazione delle infrastrutture.....</b>	<b>111</b>
4.1.1	Estensione delle reti, sviluppo e ottimizzazione.....	111
4.1.2	Accesso alle reti e alle infrastrutture del gas .....	114
4.1.3	Tariffe per l'accesso alle infrastrutture gas .....	119
4.1.4	Qualità dei servizi infrastrutturali .....	123
4.1.5	Bilanciamento del sistema .....	128
4.1.6	Coordinamento internazionale .....	130
<b>4.2</b>	<b>Concorrenza e funzionamento dei mercati .....</b>	<b>132</b>
4.2.1	Mercati all'ingrosso.....	132
4.2.1.1	Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso.....	137
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 ....	145
4.2.2	Mercato al dettaglio.....	146
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 .....	156
4.2.2.2	Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza.....	161
<b>4.3</b>	<b>Sicurezza delle forniture.....</b>	<b>162</b>
<b>5</b>	<b>Protezione dei consumatori e risoluzione delle controversie.....</b>	<b>163</b>
5.1.1	Il sistema di protezione: la trattazione dei reclami dei clienti finali (livello base).....	163
5.1.2	Il sistema di protezione: la risoluzione extragiudiziale delle controversie (secondo livello).....	164
5.1.3	Protezione dei consumatori domestici vulnerabili e dalla povertà energetica.....	168
5.1.4	Garanzie per la tutela effettiva del consumatore gas: conformità con l'art. 41, comma 1, lettera o) della Direttiva 2009/73/CE.....	170
5.1.5	Strumenti a disposizione dei clienti finali.....	171
5.1.6	Accesso ai dati di consumo .....	174
5.1.7	Disponibilità di strumenti comparativi dei prezzi .....	175

## 1 PRAFAZIONE

Questo documento, redatto dall'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 2009/73/CE.

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.

Il 2023 ha visto un ritorno alla normalità dei prezzi dei mercati energetici, dopo i massimi senza precedenti registrati nel 2022 dovuti alla crisi energetica.

Superata la fase più acuta della crisi dei prezzi – che ha aumentato il livello di attenzione dei consumatori verso il risparmio e l'efficienza energetica – rimane, tuttavia, l'esigenza di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento e la ridondanza delle infrastrutture.

Tra i lasciti della crisi non possiamo trascurare l'intenso processo che ha portato a una profonda revisione del quadro normativo europeo, dapprima con riferimento al mercato del gas naturale e da ultimo, con la riforma del mercato elettrico.

Il contributo della regolazione sarà essenziale per individuare e promuovere le migliori pratiche, per assicurare la massima efficienza nel perseguire la sicurezza degli approvvigionamenti e gli obiettivi di decarbonizzazione. Ambiti nei quali sarà essenziale preservare e tutelare la piena integrazione dei mercati nazionali in un mercato unico europeo.

Milano, 30 luglio 2024

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

Conclusasi la fase acuta della crisi energetica, l'anno 2023 è stato innanzitutto caratterizzato dall'attuazione delle misure di emergenza varate nel corso del 2022. I principali provvedimenti dell'anno afferenti ai settori energetici sono sintetizzati nel seguito, secondo – come di consueto – l'ordine cronologico.

La **legge 13 gennaio 2023, n. 6** che ha convertito il c.d. DL aiuti *quater*<sup>1</sup>, contiene diverse misure per fronteggiare la crisi energetica. Tra le più importanti vi sono:

- la possibilità, offerta alle imprese con utenze collocate in Italia, di **rateizzare gli importi**<sup>2</sup> dovuti a titolo di corrispettivo per la componente energetica di elettricità e di gas naturale per i consumi effettuati dal 1° ottobre 2022 al 31 marzo 2023 e fatturati entro il 30 settembre 2023;
- **l'incremento dell'offerta di gas di produzione nazionale destinabile ai clienti finali industriali a prezzo accessibile** (introdotta da un precedente decreto del 2022<sup>3</sup>), al fine di contribuire al rafforzamento della sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale e alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti, tra cui il metano;
- il **posticipo di un anno, al 10 gennaio 2024, della fine delle tutele economiche nel settore del gas naturale**, nonché il posticipo dal 31 dicembre 2022 al 10 novembre 2023 del termine finale per la vendita del gas naturale acquistato dal GSE nell'ambito dell'erogazione del servizio di riempimento di ultima istanza;
- l'autorizzazione della spesa di 410 milioni di euro per il 2022 per il **rafforzamento dei bonus sociali** per energia elettrica e gas di cui del decreto legge n. 115/2022.

La **legge 24 febbraio 2023, n. 14**<sup>4</sup>:

- ha **prorogato al 30 giugno 2023 la sospensione dell'efficacia** di ogni eventuale **clausola contrattuale** che permette al venditore di energia elettrica e gas naturale di modificare unilateralmente le condizioni generali di contratto relative alla definizione del prezzo (art. 11, c. 8). La norma non si applica alle clausole contrattuali che consentono l'aggiornamento delle condizioni economiche contrattuali alla loro scadenza;
- ha stabilito che, a decorrere dal 1° gennaio 2023, i fornitori e gli esercenti il servizio di fornitura di ultima istanza siano tenuti a offrire ai clienti vulnerabili la fornitura di gas naturale a un prezzo che rifletta il costo effettivo di approvvigionamento nel mercato all'ingrosso, i costi efficienti del

---

<sup>1</sup> Legge 13 gennaio 2023, n. 6, Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 18 novembre 2022, n. 176, recante misure urgenti di sostegno nel settore energetico e di finanza pubblica.

<sup>2</sup> Eccedenti l'importo medio contabilizzato, a parità di consumo, nel periodo di riferimento compreso tra il 1° gennaio e il 31 dicembre 2021.

<sup>3</sup> Art. 16 del decreto legge 1 marzo 2022, n. 17.

<sup>4</sup> Legge 24 febbraio 2023, n. 14, Conversione in legge del decreto legge 29 dicembre 2022, n. 198, recante Disposizioni urgenti in materia di termini legislativi.

servizio di commercializzazione e le condizioni contrattuali e di qualità del servizio, così come definiti dall'Autorità (art. 11, c. 8-bis). È stato altresì previsto che, fino al 30 settembre 2023, nel limite delle risorse effettivamente disponibili, l'Autorità individui il fabbisogno di risorse da destinare al contenimento per gli utenti finali delle conseguenze derivanti dagli aumenti dei prezzi nel settore del gas naturale, dando priorità al finanziamento dei meccanismi di reintegrazione di morosità a favore degli esercenti il servizio di *default* distribuzione e il servizio di fornitura di ultima istanza e destinando eventuali risorse residue alla riduzione, nel 2023, degli oneri generali di sistema per il settore del gas naturale;

- ha modificato un precedente decreto legislativo<sup>5</sup> in materia di **incentivi in materia di biogas e produzione di biometano** stabilendo che nell'ambito dei decreti con i quali dovranno essere attuate e coordinate le modalità di incentivazione del biometano prodotto o immesso nella rete del gas naturale (che devono essere adottati entro il 31 dicembre 2023), gli incentivi potranno essere estesi anche alla produzione di combustibili gassosi da fonti rinnovabili, inclusa la produzione di idrogeno originato dalle biomasse, nel rispetto dei limiti emissivi previsti dalla normativa dell'Unione europea e della disciplina in materia di aiuti di Stato (art. 11, c. 8-octies).

L'art. 51, comma 1-*quater*, della **legge 21 aprile 2023, n. 41**<sup>6</sup> ha stabilito che i rimborsi riconosciuti dalla Commissione europea a fronte di spese anticipate dallo Stato per misure di riduzione dei costi in materia energetica, siano trasferiti, insieme alle quote di cofinanziamento nazionale e alle risorse del Fondo di rotazione per l'attuazione delle politiche comunitarie, alla Cassa per i Servizi Energetici Ambientali (CSEA) per il finanziamento di norme volte a riconoscere ai clienti domestici economicamente svantaggiati o in gravi condizioni di salute agevolazioni per la fornitura di energia elettrica e di gas.

La successiva **legge 26 maggio 2023, n. 56**, che ha convertito in legge il c.d. DL aiuti-*quinquies*<sup>7</sup>, ha **nuovamente rafforzato il bonus sociale** per elettricità e gas, per il secondo trimestre 2023 e nel limite di 400 milioni di euro. Nel corso del 2023 le famiglie in condizioni economicamente svantaggiate sono individuate sulla base del valore ISEE<sup>8</sup> fino a 15.000 euro. Dal secondo trimestre e fino alla fine del 2023, vengono inoltre stanziati 5 milioni di euro da destinare ai *bonus* sociali per le famiglie economicamente svantaggiate con almeno quattro figli a carico – per le quali il valore dell'ISEE è elevato a 30.000 euro (anziché i precedenti 20.000 euro). La legge quantifica gli oneri delle sopradette misure in 405 milioni di euro per il 2023, a valere sulle risorse disponibili nel bilancio di CSEA per il 2023. La stessa legge ha anche disposto l'applicazione **dell'aliquota IVA ridotta al 5%**

---

<sup>5</sup> Le modifiche riguardano l'art. 11 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 ("Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili").

<sup>6</sup> Legge 21 aprile 2023, n. 41, Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 24 febbraio 2023, n. 13, recante disposizioni urgenti per l'attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) e del Piano nazionale degli investimenti complementari al PNRR (PNC), nonché per l'attuazione delle politiche di coesione e della politica agricola comune.

<sup>7</sup> Legge 26 maggio 2023, n. 56, Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 30 marzo 2023, n. 34, recante misure urgenti a sostegno delle famiglie e delle imprese per l'acquisto di energia elettrica e gas naturale, nonché in materia di salute e adempimenti fiscali.

<sup>8</sup> L'Indicatore della situazione economica equivalente (ISEE): 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).

**ai consumi di gas metano** usato per combustione per usi civili e industriali nelle fatture emesse per i consumi stimati o effettivi dei mesi di aprile, maggio e giugno 2023 (secondo trimestre 2023). Gli oneri derivanti dalla predetta misura sono quantificati in 539,78 milioni di euro. Ancora, in considerazione dell'avvenuta riduzione nei prezzi del gas naturale all'ingrosso, ha confermato per il solo mese di aprile 2023, le aliquote negative della componente tariffaria UG2c<sup>9</sup> applicata agli scaglioni di consumo fino a 5.000 m<sup>3</sup> all'anno (in misura pari al 35% del valore applicato nel trimestre precedente), ma ha mantenuto l'**azzeramento delle componenti tariffarie relative agli altri oneri generali di sistema per il settore del gas** per tutto il secondo trimestre 2023. Gli oneri derivanti da tali misure in esame sono stati fissati pari a 280 milioni di euro (comma 5).

Per attenuare l'impatto degli elevati prezzi dell'energia sui costi delle imprese, l'art. 4 di questa legge ha disposto il riconoscimento di **crediti d'imposta**:

- pari al 20% della spesa sostenuta per la componente energia nel secondo trimestre 2023 dalle imprese a forte consumo di energia elettrica<sup>10</sup> ("energivore") che hanno subito un incremento del costo per kWh superiore al 30% rispetto al medesimo periodo dell'anno 2019;
- pari al 10% della spesa sostenuta per la componente energia nel secondo trimestre 2023 dalle imprese non energivore dotate di contatori di energia elettrica di potenza disponibile pari o superiore a 4,5 kW;
- pari al 20% della spesa sostenuta per l'acquisto del gas (consumato per usi non termoelettrici) nel secondo trimestre 2023 dalle imprese, qualora il prezzo di riferimento del gas naturale, calcolato come media riferita al primo trimestre del 2023 dei prezzi di riferimento del mercato infra-giornaliero (MI-GAS) pubblicati dal GSE, abbia subito un incremento superiore al 30% del corrispondente prezzo medio riferito allo stesso trimestre del 2019.

Gli oneri per il riconoscimento dei crediti di imposta sono valutati in 1.348,66 M€ per l'anno 2023.

Infine, l'art. 24, crea presso il Ministero delle imprese e del made in Italy un Fondo con una dotazione di 2 M€ per il 2023, finalizzato a sostenere le imprese a forte consumo di energia elettrica (individuata in un elenco pubblicato dalla Cassa per i servizi energetici e ambientali) localizzate nelle Regioni insulari e per le quali istituisce un Tavolo di crisi nazionale presso il Ministero.

Ha generato alcune criticità<sup>11</sup> l'approvazione dell'art. 36-ter del **decreto legge 4 maggio 2023, n. 48** che, per salvaguardare il personale impiegato nei *contact center* per la gestione di attività connesse con il servizio di maggior tutela elettrico – servizio in fase di progressiva rimozione –, ha disposto l'inserimento della c.d. **clausola sociale** nelle procedure competitive per il passaggio dal mercato tutelato al servizio a tutela graduale dei clienti domestici. La clausola sociale prevede che, in caso di successione di imprese nel contratto di appalto con il medesimo committente e per la medesima attività di *contact center*, il rapporto di lavoro continui con l'appaltatore subentrante, in aderenza anche a quanto previsto dai contratti collettivi di lavoro. Detto articolo è stato poi modificato dall'art. 14 del decreto legge 9 dicembre 2023, n. 181, che ha stabilito che gli esercenti il servizio di maggior tutela, alla data di entrata in vigore della disposizione, continuino ad avvalersi dei servizi di

<sup>9</sup> Si tratta di una componente a compensazione dei costi di commercializzazione al dettaglio per contenere la spesa dei clienti finali caratterizzati da bassi consumi, che è costituita da una quota fissa, espressa in €/cliente/anno, e una quota variabile (espressa in c€/m<sup>3</sup>) applicata ai consumi compresi tra 121 e 200.000 m<sup>3</sup>/anno, in misura differenziata per scaglioni di consumo.

<sup>10</sup> Individuate in un elenco pubblicato dalla Cassa per i servizi energetici e ambientali.

<sup>11</sup> Ricontrate anche dall'Autorità con la segnalazione 6 luglio 2023, 308/2023/l/eel.

*contact center* prestati da soggetti terzi con salvaguardia degli stessi livelli occupazionali, fino alla conclusione delle procedure di individuazione dei fornitori del servizio di vulnerabilità, ferma restando la scadenza naturale dei contratti che disciplinano detti servizi, se anteriore.

La successiva **legge 26 luglio 2023, n. 95**<sup>12</sup>, è intervenuta in tema di realizzazione **di nuova capacità di rigassificazione** e, ancora, in ordine al contenimento nel terzo trimestre 2023 degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico e del gas naturale. Nello specifico, ha stabilito che l'autorizzazione per la costruzione e per l'esercizio di infrastrutture finalizzate all'incremento della capacità di rigassificazione nazionale mediante unità galleggianti di stoccaggio e rigassificazione da allacciare alla rete di trasporto venga rilasciata dal Commissario straordinario di Governo competente, a seguito di un procedimento unico comprensivo anche delle valutazioni ambientali. Il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi per il terzo trimestre 2023 ha visto un nuovo stanziamento nel limite di 110 milioni di euro per i *bonus* sociali da assegnare alle famiglie con ISEE fino a 15.000 euro; inoltre ha disposto il mantenimento dell'azzeramento, per lo stesso trimestre, delle aliquote delle componenti tariffarie relative agli oneri generali di sistema per il settore del gas, con oneri valutati in 175 milioni di euro. Agli oneri complessivi derivanti (285 milioni di euro) ha stabilito di provvedere a valere sulle risorse (derivanti da stanziamenti per il rafforzamento del *bonus* sociale elettrico e gas) disponibili nel bilancio 2023 di CSEA. È stata anche confermata l'aliquota ridotta IVA del 5% per le somministrazioni di gas metano per i consumi stimati o effettivi dei mesi di luglio, agosto e settembre 2023, i cui oneri (473,87 milioni di euro) vengono coperti mediante corrispondente utilizzo delle somme versate all'entrata del bilancio dello Stato da parte di CSEA entro il 31 luglio 2023.

La **legge 10 agosto 2023, n. 103**<sup>13</sup>, modificando precedenti disposizioni:

- in tema di **interrompibilità elettrica**, ha attribuito all'Autorità il compito di definire i criteri e le modalità per l'assegnazione delle risorse interrompibili, da aggiudicare con procedure di gara a ribasso, sulla base dei criteri tecnici definiti da Terna, coerenti con le esigenze di immediatezza del servizio e nel rispetto dei principi di neutralità tecnologica, alle quali partecipano utenti finali e accumuli;
- ha stabilito che le **estensioni e i potenziamenti di reti gas** e di impianti esistenti nei Comuni già metanizzati e le nuove costruzioni di reti e di impianti in Comuni da metanizzare appartenenti alla zona climatica F e classificati come territori montani, nonché nei Comuni che hanno presentato la domanda di contributo relativamente al completamento del programma di metanizzazione del Mezzogiorno, sono valutati, ai fini dell'analisi dei costi e dei benefici, tenendo conto delle esternalità positive in relazione al contributo degli interventi stessi al processo di decarbonizzazione, all'incremento del grado di efficienza e flessibilità delle reti e degli impianti stessi. Nel determinare le tariffe per i suddetti Comuni, l'Autorità dovrà tener conto dei maggiori costi di investimento, nonché della necessità di remunerare gli interventi funzionali a garantire l'immissione in rete di gas da fonte rinnovabile;
- ha stabilito che il fornitore di energia elettrica può imporre ai propri clienti, singoli o aggregati, il pagamento di una **somma di denaro in caso di recesso anticipato** da un contratto di

---

<sup>12</sup> Legge 26 luglio 2023, n. 95, Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 29 maggio 2023, n. 57, recante misure urgenti per gli enti territoriali, nonché per garantire la tempestiva attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza e per il settore energetico.

<sup>13</sup> Legge 10 agosto 2023, n. 103, Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 13 giugno 2023, n. 69, recante disposizioni urgenti per l'attuazione di obblighi derivanti da atti dell'Unione europea e da procedure di infrazione e pre-infrazione pendenti nei confronti dello Stato italiano.

fornitura, purché esso sia congiuntamente a tempo determinato e a prezzo fisso, a condizione che tale onere sia stato indicato, in maniera espressa, chiara e agevolmente comprensibile, tanto nel documento informativo comunicato prima della stipula del contratto, quanto nel contratto stesso e sia stato specificamente approvato e sottoscritto dal cliente;

- nell'ambito delle norme per lo sviluppo di capacità di **stoccaggio dell'energia elettrica** che prevedono una ricognizione da parte di Terna (per il gestore della rete di trasmissione nazionale) del fabbisogno di tale capacità e la sua assegnazione mediante aste concorrenziali, trasparenti, non discriminatorie, svolte dalla stessa Terna, è stato abrogato il compito per Terna di sottoporre all'approvazione del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica un piano di realizzazione diretta dei sistemi di accumulo mancanti nel caso in cui, a seguito delle aste, non sia aggiudicato in tutto o in parte il fabbisogno di capacità necessaria.

La **legge 27 novembre 2023, n. 169**<sup>14</sup> ha rinnovato all'Autorità il compito di aggiornare i valori dei *bonus* sociali elettrico e gas applicabili nel quarto trimestre 2023, in modo che, per ciascuna tipologia di cliente coinvolto, i livelli obiettivo di riduzione della spesa attesa nello stesso trimestre siano pari al 30% della spesa per l'energia elettrica al lordo delle imposte e pari al 15% della spesa per il gas naturale al netto di imposte e tasse<sup>15</sup>. È stato anche demandato all'Autorità il compito di presentare, entro il 31 maggio 2024, con riferimento all'anno 2023, la **relazione di rendicontazione sull'effettivo utilizzo delle risorse destinate al contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi** nei settori elettrico e del gas naturale per il 2023<sup>16</sup>. Ancora per il quarto trimestre 2023 sono state mantenute pari a zero le componenti tariffarie relative agli oneri generali di sistema per il settore del gas e l'IVA agevolata al 5% sulle forniture di gas metano nelle fatture emesse per i consumi stimati o effettivi dei mesi di ottobre, novembre e dicembre 2023; ai clienti domestici titolari di *bonus* sociale elettrico, è stato riconosciuto per gli stessi mesi, un contributo straordinario, crescente con il numero di componenti del nucleo familiare secondo le tipologie già previste per lo stesso *bonus* sociale ed è stato riformato il regime di agevolazioni a favore delle imprese a forte consumo di energia elettrica.

Successivamente la **legge 27 novembre 2023, n. 170**<sup>17</sup> ha introdotto **nuove disposizioni per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale**, consentendo ai gestori degli impianti di generazione di energia elettrica alimentati a carbone con potenza termica nominale superiore a 300 MW, che hanno usufruito delle deroghe necessarie per il pieno utilizzo degli impianti e che, in considerazione del divieto di importazione del carbone russo, non riescono a reperire sul mercato il carbone di qualità tale da garantire l'osservanza dei valori limite delle emissioni, di usufruire di ulteriori deroghe a condizione che: gli impianti siano inseriti da Terna nell'elenco di quelli essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, Terna dichiari che un'eventuale indisponibilità non programmata degli stessi impianti comporterebbe il rischio elevato del mancato rispetto degli

---

<sup>14</sup> Legge 27 novembre 2023, n. 169, Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 29 settembre 2023, n. 131, recante misure urgenti in materia di energia, interventi per sostenere il potere di acquisto e a tutela del risparmio.

<sup>15</sup> Obiettivi fissati, rispettivamente, dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 29 dicembre 2016 per l'energia elettrica e dall'art. 3, comma 9, del DL n. 185/2008 per il gas.

<sup>16</sup> L'Autorità ha presentato tale relazione il 28 maggio 2024 (<https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/24/210-24>).

<sup>17</sup> Legge 27 novembre 2023, n. 170, Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 29 settembre 2023, n. 132, recante disposizioni urgenti in materia di proroga di termini normativi e versamenti fiscali.

standard di sicurezza dell'esercizio del sistema elettrico e che la deroga sia limitata a quanto necessario per consentire il rispetto degli standard di sicurezza dell'esercizio del sistema elettrico.

La **legge 30 dicembre 2023, n. 214**, Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2022, ha stabilito che:

- ogni due anni (e non più annualmente) Snam Rete Gas (e non più i gestori della rete) trasmetta all'Autorità e al Ministero delle imprese e del made in Italy il Piano decennale di sviluppo della rete, anche tenendo conto degli interventi degli altri gestori della rete e che Terna predisponga ogni due anni un Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale elettrica e lo presenti entro il 31 gennaio di ogni biennio al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e all'Autorità; sarà il Ministero dell'ambiente (e non più il Ministero delle imprese e del made in Italy) ad approvare il Piano entro 18 mesi dalla presentazione, previo parere delle Regioni e delle Province autonome territorialmente interessate dagli interventi e delle valutazioni della stessa Autorità;
- il Ministero dell'ambiente, in collaborazione con l'Autorità, **promuova campagne informative e programmi di formazione in favore di imprese e consumatori sulle potenzialità dei contatori intelligenti di seconda generazione**. L'Autorità deve disciplinare gli obblighi in capo alle imprese distributrici di assicurare l'informazione dei clienti circa le funzionalità dei contatori intelligenti, assicurandone la piena interoperabilità con i sistemi di gestione dell'energia dei clienti finali e con le reti intelligenti. L'Acquirente unico, in qualità di gestore del Sistema informativo integrato (SII), su richiesta del cliente finale o di un soggetto terzo da questi designato formalmente, deve mettere a disposizione, per il tramite del Portale Consumi, i dati del contatore di fornitura e predisporre un registro informatico che riporti l'elenco dei soggetti terzi che accedono ai dati del cliente finale. Il registro renderà disponibile ai clienti finali, a titolo gratuito, ogni informazione concernente gli accessi ai dati da parte dei soggetti terzi, compresa la cronologia degli stessi e la tipologia di dati consultati;
- l'inclusione e la permanenza nell'**elenco dei soggetti abilitati alla vendita di gas naturale ai clienti finali** (relativo anche alla vendita di gas naturale liquefatto attraverso autocisterne e di gas naturale a mezzo di carri bombolai, nonché di biogas), costituiscono la condizione necessaria per lo svolgimento delle attività di vendita di gas naturale ai clienti finali. Il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, su proposta dell'Autorità, sentita l'Autorità garante per il mercato e la concorrenza, definisce le condizioni, i criteri, le modalità e i requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione, la permanenza e l'esclusione dei soggetti iscritti nell'elenco. Il Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica disciplina, altresì, un procedimento speciale per l'eventuale esclusione motivata degli iscritti dall'elenco che tenga conto anche delle violazioni e delle condotte irregolari poste in essere nell'attività di vendita del gas, accertate e sanzionate dalle autorità competenti;  
quando un **contratto a distanza è concluso telefonicamente**, il consenso non è valido se il consumatore non ha preliminarmente confermato la ricezione del documento contenente tutte le condizioni contrattuali, trasmesse su supporto cartaceo o altro supporto durevole disponibile e accessibile.

Il decreto legge 9 dicembre 2023, n. 181, convertito dalla legge 2 febbraio 2024, n. 11:

- introduce alcune misure per **promuovere l'autoproduzione di energia rinnovabile nei settori energivori**;
- impone che in sede di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, le condizioni economiche offerte da ciascun concorrente contengano anche **interventi di**

**efficienza energetica**, realizzabili nell'ambito territoriale minimo di riferimento per conseguire risparmi di energia addizionali rispetto agli obiettivi annuali (già definiti dal decreto legislativo n. 164/2000). Qualora le imprese di distribuzione del gas aggiudicatrici non realizzino la quota addizionale di risparmio energetico che si sono impegnate a conseguire in sede di gara, sono tenute a versare agli enti locali appartenenti all'ambito territoriale interessato il contributo tariffario determinato dal regolatore nazionale per la remunerazione degli interventi di efficientamento energetico con l'applicazione di una maggiorazione, a titolo di penale, commisurata alla quantità di energia non risparmiata per singola annualità;

- demanda all'Autorità il compito di disciplinare, su proposta del GSE, le **modalità per la graduale fuoriuscita, a decorrere dal 31 dicembre 2024, degli impianti in esercizio operanti lo scambio sul posto**, in attuazione della disposizione di cui all'art. 9 del decreto legislativo n. 199/2021. Tale norma prevede che il meccanismo incentivante dello scambio sul posto sia soppresso decorsi 90 giorni dall'entrata in vigore dei decreti ministeriali attuativi dei nuovi incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (non ancora adottati); i nuovi impianti che entreranno in esercizio dopo tale data potranno accedere ai nuovi meccanismi incentivanti, ovvero al ritiro dedicato dell'energia (con modalità che faranno riferimento a condizioni economiche di mercato);
- istituisce un **meccanismo per la contrattualizzazione di capacità produttiva di energia elettrica alimentata da bioliquidi sostenibili**, per quanto necessari ad assicurare il loro contributo alla flessibilità del sistema elettrico;
- demanda a Terna l'istituzione di un **portale digitale al fine di garantire la programmazione efficiente delle infrastrutture della rete elettrica di trasmissione nazionale**, in coordinamento con lo sviluppo degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili e dei sistemi di accumulo di energia;
- affida al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica il compito di **promuovere** - tramite Acquirente unico e per un periodo non superiore a 12 mesi - **specifiche campagne per assicurare un'adeguata informazione dei clienti domestici**, inclusi quelli qualificabili come vulnerabili, in merito alle conseguenze derivanti dalla cessazione del servizio di maggior tutela e dall'avvio del servizio a tutele gradualità;
- traferisce, a decorrere dal 1° gennaio 2024, al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica il Fondo alimentato dai proventi delle sanzioni irrogate da questa Autorità per il finanziamento di progetti a vantaggio dei consumatori di energia elettrica, di gas e del servizio idrico integrato per assicurare un elevato coordinamento delle politiche e delle azioni a tutela dei consumatori energetici e del servizio idrico integrato;
- **disciplina il servizio di vulnerabilità** prevedendo che, a decorrere dalla data di cessazione del servizio di maggior tutela per il settore elettrico, i clienti vulnerabili hanno diritto a essere riforniti di energia elettrica, nell'ambito del servizio di vulnerabilità, secondo le condizioni stabilite dall'Autorità e a un prezzo che rifletta il costo dell'energia elettrica nel mercato all'ingrosso e costi efficienti delle attività di commercializzazione del servizio stesso, determinati sulla base di criteri di mercato. Affida ad Acquirente unico il compito di svolgere, secondo modalità stabilite dalla stessa Autorità e basate su criteri di mercato, la funzione di approvvigionamento centralizzato dell'energia elettrica all'ingrosso per la successiva cessione agli esercenti il servizio di vulnerabilità. Tale servizio è esercito da fornitori iscritti nell'elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica al dettaglio e individuati mediante procedure competitive svolte da Acquirente unico. L'Autorità deve delineare il servizio di vulnerabilità, fissando: la limitazione del servizio alla sola fornitura di energia elettrica; l'assegnazione del servizio, per una durata non superiore a quattro anni, mediante procedure competitive relative ad aree territoriali omogenee nel rispetto dei principi di trasparenza, pubblicità, massima partecipazione e non discriminazione;

l'entità del corrispettivo massimo di assegnazione del servizio; l'obbligo per ciascun fornitore di svolgere l'attività relativa al servizio di vulnerabilità in maniera separata rispetto a ogni altra attività; il divieto, per il fornitore, di utilizzare il canale di commercializzazione del servizio di vulnerabilità per promuovere offerte sul mercato, di utilizzare i dati e le informazioni acquisite nello svolgimento del servizio di vulnerabilità per attività diverse da quella di commercializzazione del servizio stesso e di utilizzare lo stesso marchio con cui svolge attività al di fuori del servizio medesimo.

In caso di mancata aggiudicazione del servizio di vulnerabilità all'esito delle procedure competitive, Acquirente unico provvede a indire una nuova procedura di selezione entro sei mesi dalla conclusione della precedente. Acquirente unico deve anche effettuare specifiche attività di monitoraggio relativamente alle condizioni di fornitura di energia elettrica praticate nei confronti dei clienti domestici successivamente alla conclusione delle procedure competitive per l'assegnazione del servizio a tutele graduali, nonché alla corretta applicazione delle condizioni del servizio da parte degli esercenti il servizio a tutele graduali. Gli esiti delle attività sono contenuti in una relazione trasmessa dall'Autorità alle Commissioni parlamentari, competenti per materia, entro il 31 marzo 2025 e successivamente con cadenza annuale.

La **legge di bilancio per il 2024** (legge 30 dicembre 2023, n. 213, Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2024 e bilancio pluriennale per il triennio 2024-2026) riconosce ancora per i mesi di gennaio, febbraio e marzo 2024 il contributo straordinario già previsto dal DL Aiuti-*quinquies* per i mesi di ottobre, novembre e dicembre 2023 e con le stesse modalità, ai clienti domestici titolari di *bonus* sociale elettrico. A tal fine autorizza la spesa di 200 milioni di euro.

Si evidenzia infine che il decreto legislativo 7 marzo 2023, n. 26<sup>18</sup>, ha introdotto **nuove disposizioni per rafforzare la tutela dei consumatori** nel caso di clausole vessatorie, di pratiche commerciali scorrette, di concorrenza sleale o di comunicazioni commerciali non veritiere, affrontando alcune tematiche di particolare rilievo, come la trasparenza verso i consumatori, con comunicazioni adeguate sul cambiamento dei prezzi, e prevede sanzioni armonizzate a livello europeo nel caso in cui un professionista utilizzi clausole definite vessatorie, nonché maggiori tutele per vendite in occasione di visite non richieste.

## Sviluppi nel mercato elettrico

### Infrastrutture e principali novità nella regolazione

In Italia, la **trasmissione elettrica** avviene per mezzo di circa 75.450 km di linee e circuiti elettrici e di oltre 900 stazioni di smistamento e di conversione. L'operatore della Rete di trasmissione nazionale (TSO) è la società Terna controllata al 29,85% dallo Stato italiano. Il restante 70,15% del capitale appartiene al mercato. Nel 2023 le imprese titolari di *asset* della Rete di trasmissione nazionale (RTN) sono otto, una in più rispetto al 2022, per l'ingresso della società Resia Interconnector, i cui *asset*

---

<sup>18</sup> Decreto legislativo 7 marzo 2023, n. 26, Attuazione della direttiva (UE) 2019/2161 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 novembre 2019, che modifica la direttiva 1993/13/CEE del Consiglio e le direttive 1998/6/CE, 2005/29/CE e 2011/83/UE del Parlamento europeo e del Consiglio per una migliore applicazione e una modernizzazione delle norme dell'Unione relative alla protezione dei consumatori.

fanno parte del collegamento di interconnessione con l'Austria entrato in esercizio alla fine del 2023. Considerando gli *asset* di tutte le società appartenenti al gruppo societario, nel 2023 il gruppo Terna possiede il 99,6% degli elettrodotti nazionali e delle 922 stazioni elettriche che fanno parte della RTN. Nel dicembre 2023 è entrato in esercizio il collegamento di interconnessione in corrente alternata con l'Austria. Il nuovo elettrodotto a 220 kV, lungo 28 chilometri e realizzato interamente in cavo interrato, consente a Italia e Austria di aumentare la capacità di interscambio elettrico di 300 MW, raddoppiando quella attuale.

Al 31 dicembre 2023 risultavano iscritte all'Anagrafica operatori dell'Autorità 119 imprese della **distribuzione elettrica**, di cui solo 10 servono più di 100.000 clienti e insieme distribuiscono il 98,3% di tutta l'energia prelevata dagli utenti. 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). Complessivamente, in Italia, la distribuzione elettrica avviene per mezzo di 1.287.100 km di reti, la maggior parte delle quali (69%) è in bassa tensione. La società e-distribuzione è il primo operatore, con la quota dominante dell'85,1% dell'energia distribuita.

Nel gennaio 2023 l'Autorità ha aggiornato le disposizioni e i requisiti minimi per la consultazione e la predisposizione del Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale. Il **Piano di sviluppo della rete di trasmissione elettrica** per l'anno 2023 prevede una spesa complessiva sull'orizzonte di riferimento 2023-2032 di circa 21 miliardi di euro (+17% rispetto al precedente Piano di sviluppo 2021 da 18 miliardi di euro). Al suo interno esso prevede una serie di investimenti in diversi progetti innovativi inclusi nel progetto **Hypergrid**, una vasta operazione di ammodernamento di elettrodotti già esistenti accompagnata da nuovi collegamenti sottomarini, finalizzato a sfruttare le tecnologie della trasmissione in corrente continua (HVDC) per aumentare significativamente la capacità di trasporto con un impatto limitato sul territorio. Nell'agosto 2023 l'Autorità ha avviato la consultazione pubblica del Piano che si è conclusa in ottobre. Relativamente al Piano decennale di sviluppo della rete, l'Autorità ha anche il compito di valutare se sia coerente, oltre che con i fabbisogni individuati nel corso della procedura di consultazione pubblica, anche con il piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello europeo (*Ten Year Network Development Plan*, TYNDP). Durante il 2023, questa attività è stata condotta in funzione dell'analoga attività di ACER, che si è conclusa con la pubblicazione dell'Opinione ACER 04/2023 dell'aprile 2023 sui progetti presenti nel TYNDP e sui Piani elettrici nazionali.

La regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica in vigore per gli anni 2020-2023, prevede un meccanismo incentivante per la realizzazione di capacità di trasporto addizionale fino a valori-obiettivo che sono stati determinati dall'Autorità nell'ottobre 2021. La regolazione prevede inoltre un premio addizionale nel caso in cui la realizzazione della suddetta capacità di trasporto avvenga a costi di investimento inferiori ai costi di riferimento definiti dall'Autorità. Nel 2023 l'Autorità ha determinato le partite economiche per Terna per aver realizzato durante il 2022 incrementi di capacità a bassa intensità di capitale (c.d. *capital light*) per 527 MW.

Nell'aprile 2023 l'Autorità ha posto in consultazione i propri orientamenti per l'identificazione di priorità e indicatori di *performance* per uno **sviluppo più selettivo degli investimenti nelle reti di distribuzione dell'energia elettrica** e per la progressiva introduzione di requisiti minimi per la consultazione e la predisposizione dei **Piani di sviluppo delle reti di distribuzione**. A seguito della consultazione, l'Autorità ha stabilito le tempistiche e le modalità per l'elaborazione e la consultazione pubblica biennale dei Piani di sviluppo delle reti di distribuzione per le imprese distributrici con oltre 100.000 clienti finali, per l'anno 2023 e, successivamente, dal 2025 per ogni anno dispari.

Nel 2023 per le imprese distributrici più grandi (con oltre 100.000 punti di prelievo) è proseguita

l'applicazione della regolazione per il riconoscimento dei costi legati alla **messa in servizio dei sistemi di smart metering 2G**, fissata da ultimo nel dicembre 2022 per il triennio 2023-2025. In merito al monitoraggio dell'avanzamento e delle *performance* dei sistemi di *smart metering* 2G da parte di tutte le imprese distributrici, nell'ottobre 2023 l'Autorità ha definito gli elementi per armonizzare e sistematizzare le modalità con cui tali imprese devono inviare annualmente all'Autorità i dati e le informazioni relative all'avanzamento e alle *performance* dei sistemi di *smart metering* 2G.

In tema di **regolazione tariffaria** e consistenza degli oneri generali si osserva che l'anno 2023 è stato caratterizzato, per il settore elettrico, da un progressivo ritorno alla "normalità", in quanto, a fronte di un rallentamento dei prezzi delle *commodities* energetiche, il Governo ha via via ridotto gli interventi a sostegno degli utenti elettrici; si è determinata così una progressiva riattivazione delle componenti tariffarie a copertura degli **oneri generali del settore elettrico** a carico degli utenti. Solo per il primo trimestre 2023 sono state annullate le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali del settore elettrico per le utenze domestiche e per le utenze non domestiche per altri usi in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW (il mancato gettito delle componenti  $A_{50s}$  e  $A_{RIM}$  per le utenze suddette è stato coperto dallo Stato, che ha stanziato 963 milioni di euro). Ai sensi della legislazione vigente (legge bilancio 2023) a partire dal 2023 gli oneri nucleari non siano più a carico delle utenze elettriche, bensì direttamente del bilancio dello Stato. Si tratta del trasferimento alla fiscalità generale (c.d. fiscalizzazione) degli oneri nucleari, cioè dei costi per il *decommissioning* e le compensazioni territoriali per gli enti locali che ospitano siti nucleari.

Il sistema elettrico sta attraversando una fase di profondo rinnovamento legato agli obiettivi di decarbonizzazione previsti a livello europeo, con una sempre crescente penetrazione di risorse produttive di piccola taglia e diffuse sul territorio e una graduale riduzione delle risorse produttive di grande taglia concentrate sui grandi "nodi" della rete di trasporto. Ciò comporta un radicale cambiamento nella gestione del sistema elettrico: vi sono sia maggiori esigenze di riserva per compensare la volatilità della produzione da fonti aleatorie, sia la necessità di abilitare un numero maggiore di risorse alla fornitura dei servizi ancillari, per far fronte alla riduzione degli impianti di grossa taglia che avevano fornito tali servizi finora. Occorre, pertanto, **innovare in modo significativo il quadro regolatorio del dispacciamento**, in quanto le regole attuali, delineate nel 2006, non appaiono più in grado di intercettare i cambiamenti in essere, perché costruite avendo come riferimento un sistema basato su risorse programmabili concentrate. Nel nuovo contesto cambia anche la funzione delle reti di distribuzione che diventano "attive", ossia in grado non solo di assorbire energia dalla rete di trasmissione, ma anche di erogare energia in direzione opposta rispetto a quella usuale. L'Autorità ha raccolto questa sfida di innovazione del quadro del dispacciamento già nel 2015, aprendo uno specifico procedimento, dedicato sia ai servizi ancillari globali, sia ai servizi ancillari locali con l'intento finale di redigere un nuovo *Testo integrato del dispacciamento* consono all'evoluzione del sistema elettrico che sostituisca quello attualmente in vigore. Nel 2023, è stato **approvato il nuovo Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE)** che, mutuando l'esperienza pluriennale di progetti pilota delineati nel 2017, porta a termine il percorso di innovazione, proponendo un **modello di dispacciamento di merito economico**, coerente con le disposizioni europee di cui al regolamento (UE) 2195/2017 in materia di bilanciamento del sistema elettrico, in cui tutte le risorse della rete (almeno in linea di principio) possono assumere un duplice ruolo: quello "principale" di produrre o consumare energia e quello "ancillare" di prestare servizi, che consistono nella disponibilità a modificare il proprio profilo di immissione e prelievo per far fronte a esigenze di gestione tecnica della rete. Il nuovo TIDE, inoltre, ha rappresentato l'occasione per razionalizzare le disposizioni in materia di organizzazione del mercato elettrico del giorno prima e del mercato infragiornaliero che si erano stratificate nel corso degli anni e che erano state adottate in un contesto caratterizzato da un mercato elettrico italiano

gestito in modo indipendente dai mercati europei e con una regolazione definita a livello nazionale. Con il *market coupling* le regole sono diventate europee e, a seguito del regolamento (UE) 942/2019, sono state adottate con decisioni da parte di ACER: il nuovo TIDE cattura questi cambiamenti riassumendo in unico documento sia le disposizioni rimaste di competenza delle autorità di regolazione nazionale (quali la scelta specifica dei prodotti, le modalità di presentazione delle offerte e i ruoli specifici di GME e Terna), sia i richiami alle disposizioni di cui alle decisioni ACER e ai regolamenti europei. Il nuovo TIDE produrrà effetti dal 1° gennaio 2025.

Il **Mercato della capacità**, istituito da un decreto legislativo nel 2003, è volto al raggiungimento e al mantenimento dell'adeguatezza della capacità produttiva, in modo tale che il fabbisogno di energia elettrica sia strutturalmente soddisfatto nel rispetto di predefiniti livelli di sicurezza e di qualità. Le prime procedure concorsuali del Mercato della capacità si sono svolte nel 2019 e hanno avuto ad oggetto gli anni di consegna 2022 e 2023. I parametri tecnico-economici e la metodologia per la determinazione del prezzo di esercizio per i periodi di consegna 2022-2023 e 2024-2025 sono stati definiti, rispettivamente, nel 2019 e nel 2021: il prezzo di esercizio (rappresentativo del costo variabile standard di un'ipotetica unità di produzione di tipo turbogas a ciclo aperto alimentata a gas naturale) è pari alla somma di un insieme di componenti, tra cui una componente a copertura del costo per il gas naturale (componente gas naturale) e una componente a copertura dell'onere delle quote di emissione da rendere nell'ambito dell'*Emission Trading System* (componente emissioni). La metodologia di determinazione del prezzo di esercizio del Mercato della capacità applicata negli anni 2022 e 2023 è stata poi modificata e integrata in via d'urgenza, per fare in modo che il citato prezzo potesse riflettere maggiormente il costo variabile della tecnologia di punta, a prescindere dalla dichiarazione del livello di emergenza del sistema gas. A tal fine, è stato stabilito, tra l'altro, di indicizzare su base giornaliera le componenti gas naturale ed emissioni per la definizione del prezzo di esercizio negli anni 2022 e 2023 e di calcolare il valore standard del gas naturale applicando il *System Average Price*, rappresentativo del valore giornaliero del gas naturale sulla rete italiana.

L'art. 18 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, ha previsto l'introduzione nell'architettura del mercato elettrico italiano di un nuovo sistema di approvvigionamento a termine delle risorse di stoccaggio elettrico, da affiancare ai mercati dell'energia, dei servizi ancillari e della capacità. Nel 2023 l'Autorità ha definito i criteri e le condizioni per il funzionamento del **sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico** con le finalità di: promuovere la concorrenza, attraverso procedure competitive, trasparenti, non discriminatorie e orientate a minimizzare gli oneri per i consumatori finali; rafforzare il coordinamento tra gli sviluppi in capacità di produzione rinnovabile, in capacità di stoccaggio elettrico e in infrastrutture di rete e di favorire l'utilizzo efficiente delle risorse di stoccaggio approvvigionate a termine, mediante la definizione di obblighi contrattuali che ne massimizzino la disponibilità e, al contempo, non distorcano il funzionamento dei mercati a pronti nel perseguimento dell'efficienza allocativa di breve termine. Parallelamente alle attività nazionali per l'avvio del meccanismo, nel corso del 2023 si sono intensificate le interlocuzioni tra lo Stato italiano e la Commissione europea che, a dicembre 2023, ha dichiarato il meccanismo compatibile con il mercato interno, in considerazione anche del contributo che sarà in grado di assicurare al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, consentendo l'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico italiano.

Il Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica ha determinato i premi e le penalità nell'ottobre del 2023. Per la **regolazione della durata e del numero di interruzioni senza preavviso sono stati erogati 10,2 milioni di euro di premi**. Sulla base dei dati di continuità del servizio elettrico del 2022, l'Autorità ha pubblicato anche l'undicesima graduatoria nazionale delle imprese di distribuzione di energia elettrica relativa al numero e alla durata delle interruzioni.

Nel febbraio 2023 l'Autorità ha individuato gli **interventi eleggibili a premio e/o penalità mirati ad incrementare la resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica** alle sollecitazioni causate dai fattori critici di rischio. Nel settembre 2023 sono stati determinati i premi e le penalità per undici imprese distributrici, con un saldo premiale netto complessivamente pari a 13,6 milioni di euro, relativi agli interventi di incremento della resilienza completati nel 2022 e precedentemente approvati dall'Autorità. Poi, a fine anno, sono state aggiornate le disposizioni su questa materia, per il periodo 2019-2024; in particolare è stato definito che, a partire dall'istanza di febbraio 2024, il meccanismo incentivante si applichi solo a imprese distributrici alla cui rete sono connessi almeno 100.000 clienti finali e gli interventi siano eleggibili a solo premio, con potenziale annullamento del medesimo in caso di significativo ritardo.

In tema di **qualità della distribuzione**, nel 2023 si registra un peggioramento rispetto al triennio 2020-2022 sia per la durata media delle interruzioni senza preavviso (100 minuti), sia per il numero medio delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente in bassa tensione (4,87). Il peggioramento della *performance* per il 2023 è attribuito principalmente, come per il triennio 2017-2019 e per gli anni 2012 e 2015, all'impatto di eventi meteorologici eccezionali. La durata delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 44 minuti a livello nazionale e il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (che, insieme, corrispondono alle interruzioni di durata superiore a un secondo) di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 3,43 interruzioni per utente in bassa tensione su base nazionale.

Relativamente alle **richieste di connessione** in alta e altissima tensione nell'anno 2023 Terna ha ricevuto 4.693 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di 442,6 GW. In relazione alle richieste ricevute nell'arco dell'anno sono stati accettati 1.528 preventivi (dei 3.128 messi a disposizione), corrispondenti a una potenza totale di 101,3 GW. Per due dei medesimi è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della Soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD), che Terna tuttavia non ha messo a disposizione entro il 31 dicembre 2023. Per quanto concerne le richieste di connessione attive alle reti in media e in bassa tensione, nel 2023 le imprese distributrici hanno ricevuto più di 398.000 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di 38,5 GW, in relazione alle quali, nell'anno più di 331.000 preventivi rispetto al totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2023, per una potenza totale di 10,6 GW. Nell'arco dell'anno, in relazione alle richieste pervenute nel 2023, sono state realizzate più di 298.000 connessioni, corrispondenti a poco più di 2,7 GW. Per quanto riguarda le connessioni degli utenti passivi, i dati raccolti mostrano che nel 2022 sono state effettuate 252.030 connessioni con le reti di distribuzione, quasi tutte in bassa tensione. Per il 71% di esse la fornitura è stata attivata nel corso dell'anno.

In tema di **coordinamento internazionale**, anche nel 2023 l'Autorità ha collaborato attivamente con gli altri regolatori europei, attraverso l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER), il Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER) e le piattaforme regionali previste dai regolamenti europei per il mercato elettrico, ma anche attraverso incontri bilaterali per approfondire tematiche di comune interesse, in particolare con i regolatori dei paesi confinanti. In continuità con gli anni precedenti, è proseguita l'interazione sull'implementazione dei codici di rete e delle linee guida adottate in esito al Terzo pacchetto energia e nel recepimento delle disposizioni rientranti nel cosiddetto "Pacchetto energia pulita per tutti i cittadini" (*Clean Energy Package*).

La nuova strategia internazionale del CEER punta all'allargamento delle relazioni globali tra autorità e agenzie di regolazione, a focalizzare l'interazione sulla transizione energetica e a moltiplicare gli sforzi di assistenza e di cooperazione in favore delle realtà istituzionali nuove ed emergenti.

Nell'ambito dell'allargamento delle prospettive di collaborazione tra regolatori, rileva la partecipazione dell'Autorità ai lavori del "**Comité de Prospective**", un'iniziativa di confronto tra istituzioni e portatori d'interesse sugli scenari evolutivi del sistema energetico francese in chiave di transizione, risparmio energetico ed elettrificazione dei consumi finali.

L'Autorità è stata anche molto attiva, come sempre, nelle relazioni con i paesi non appartenenti all'Unione europea: tenuto conto del contesto internazionale attuale e delle crisi energetiche e climatiche degli ultimi anni, le aree del Mediterraneo e dei Balcani continuano a essere di interesse strategico per il sistema energetico del nostro Paese. L'Autorità, infatti, è membro fondatore della **Balkan Energy School (BES)**, che è stata istituita come associazione di diritto italiano *no profit* con sede a Milano presso ARERA e nel corso del 2023 ha proseguito la propria attività a supporto del **MEDREG (Mediterranean Energy Regulators)**, di cui è Vicepresidente permanente.

Dal 2016, l'Autorità aderisce anche al **NEON – National Energy Ombudsmen Network**, in ragione dell'istituzione del Servizio Conciliazione e in quanto autorità competente per l'ADR (*Alternative Dispute Resolution*) ai sensi del Codice del consumo e, più in generale, per la tutela dei consumatori nei settori energetici. L'associazione promuove, in particolare, lo sviluppo e la conoscenza degli strumenti di ADR, anche mediante lo scambio di esperienze e *good practices* e la condivisione delle relazioni di attività fra i membri, supportando, inoltre, le iniziative connesse all'evoluzione del quadro normativo europeo, sia di settore che trasversale.

### **Mercati all'ingrosso e al dettaglio**

Secondo i dati provvisori diffusi da Terna, nel 2023 la **domanda elettrica** (287,4 TWh) è diminuita del 2,9%; la flessione ha interessato tutti i settori di consumo. L'energia disponibile per il consumo è stata soddisfatta per poco più dell'84% dalla produzione nazionale netta (decurtata dall'energia destinata ai pompaggi), mentre per il restante 16,8% dal saldo con l'estero. La produzione nazionale netta risulta diminuita quasi del 7% rispetto all'anno precedente a fronte di un aumento del 15,2% delle importazioni e una riduzione del 24,6% dell'energia destinata alle esportazioni. Il picco di domanda è stato raggiunto il 19 luglio 2023, quando il fabbisogno di potenza alla punta ha toccato 58,5 GW (+1,9% rispetto al picco 2022, pari a 57,4 GW). Nonostante il 2023 sia stato un anno caldo, il picco estivo non ha raggiunto la punta massima assoluta per il sistema elettrico italiano, registrata nell'estate 2015 (pari a 60,5 GW).

La **produzione nazionale lorda** è scesa a 255,9 TWh, registrando un decremento del 6,9% rispetto al 2022. In particolare, si è registrata una diminuzione del 19,3% della produzione termoelettrica a fronte di un aumento del 15,6% della produzione di energia da fonti rinnovabili. Nella generazione termoelettrica si sono manifestate diminuzioni significative nella produzione da solidi (-41,5%), da prodotti petroliferi (-26,9%), mentre la generazione da gas naturale risulta diminuita in misura inferiore, cioè del 15,9%. Nell'ambito delle fonti rinnovabili, che concorrono per il 44% circa al mix della produzione elettrica nazionale, si è registrata una diminuzione solo nella generazione geotermica (-2,5%) e in quella da bioenergie (-9,1%). L'aumento maggiore si è verificato nella produzione idroelettrica (+42,4%) tornata ad avvicinarsi ai quantitativi degli anni antecedenti al 2022, anno caratterizzato da un'importante emergenza idrica. Le quote di produzione eolica e fotovoltaica sono aumentate rispettivamente del 13,7% e del 9,2%. La quota della generazione lorda dei primi tre gruppi societari, Enel, Eni e Edison, è risultata in lievissima diminuzione al 34,4% (era al 34,8% nel 2022), mentre sono leggermente cresciute quelle dei due gruppi inseguitori. I gruppi con una quota di capacità lorda installata superiore al 5% sono quattro: Enel, A2A, Edison ed Eni.

La **quantità di energia elettrica incentivata** è risultata nel 2023 pari a circa 56 TWh. Complessivamente, per l'anno 2023, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili sono

risultati pari a circa 7 miliardi di euro, in aumento rispetto all'anno precedente.

Le importazioni sono cresciute di circa 7,1 TWh rispetto all'anno precedente, essendo passate da 47,4 a 54,5 TWh (+15%). Poiché, al contempo, le esportazioni sono diminuite in misura percentualmente più elevata (-24,6%, da 4,4 a 3,3 TWh), l'incremento del **saldo estero** è risultato amplificato: rispetto al 2022, infatti, l'elettricità estera entrata nel sistema italiano è aumentata del 19%. Il ricorso alle importazioni è cresciuto per la necessità di soddisfare la domanda a fronte di una minore copertura della produzione nazionale che, nei dati provvisori diffusi da Terna, ha registrato una flessione maggiore (-6,4%) di quella del fabbisogno (-2,8%).

Nel 2023, la quantità di **energia elettrica scambiata sul Mercato del giorno prima (MGP) nel Sistema Italia** è risultata pari a 78 TWh, un valore in calo del 3,9% rispetto al 2022. Sono diminuiti i volumi negoziati in borsa (209,9 TWh; -0,5%), seppur in minor percentuale rispetto alle contrattazioni bilaterali registrate sulla PCE<sup>19</sup> (68,1 TWh; -13,0%), quasi interamente riferite a zone nazionali. Sono aumentati gli scambi con l'estero, trainati da un aumento delle importazioni per un totale di 55,8 TWh (+15%) e pari al 27% delle vendite totali in borsa, a scapito delle esportazioni, risultate pari a 3,8 TWh (-31%), ovvero pari al 2% degli acquisti totali in borsa. È diminuita ancora la quota di volumi contrattati dai soli operatori istituzionali, cioè dall'Acquirente unico (18 TWh; -34%) e dal GSE (30 TWh; +6%), che insieme rappresentano il 9% dei volumi scambiati.

Nel 2023, il **prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica (PUN)** è calato considerevolmente e si è attestato a 127,2 €/MWh (-58,1%); tale calo si è distribuito in tutte e tre le fasce orarie: 138 €/MWh (-59%) nelle ore di picco, 126 €/MWh (-58%) nelle ore fuori picco dei giorni lavorativi e 117 €/MWh (-57%) nei giorni festivi.

I volumi complessivamente scambiati nel 2023 sul **Mercato infragiornaliero** (29,1 TWh) sono risultati in aumento rispetto all'anno precedente; i prezzi medi registrati sul tale mercato sono fortemente correlati ai corrispondenti valori dell'MGP. Nel corso dell'anno i prezzi medi mensili (MI1) hanno mostrato progressivi ribassi fino ad un minimo di 103 €/MWh a maggio, riflettendo il minimo valore registrato anche nell'MGP.

Sul **Mercato a termine** dell'energia elettrica, relativamente ai prodotti standardizzati con consegna fisica, nel 2023 si sono registrati soltanto otto abbinamenti per un totale di 27 GWh.

Nel 2023 si è assistito a un significativo calo delle **quotazioni nelle borse europee**, che nel 2022 avevano toccato livelli record. La crisi energetica cominciata nel 2021 non può dirsi completamente rientrata - tant'è vero che i prezzi medi osservati nel 2023 risultano ancora molto alti, all'incirca 2,5 volte più elevati di quelli del 2019 - ma ha superato la fase più acuta. Il PUN italiano, è tornato infatti a mostrare un andamento piuttosto distante dai prezzi che si sono affermati nelle borse dei paesi limitrofi, Germania e Francia *in primis*, perché è fortemente dipendente dalla generazione a gas e per questo tende a subire in misura maggiore le oscillazioni che si producono sui mercati internazionali di questa fonte.

Nel 2023 sono stati avviati **3 procedimenti sanzionatori per violazione** delle disposizioni in materia di integrità e trasparenza dei mercati all'ingrosso di cui al **REMIT**. In particolare, sono stati contestati una condotta manipolativa del mercato, il mancato rispetto l'obbligo di comunicare al pubblico in modo efficace e in tempo utile alcune informazioni privilegiate e l'inosservanza di obblighi informativi verso ACER.

Dopo il leggero calo del 2022, i risultati dell'Indagine annuale mostrano che nel 2023 **sono stati**

---

<sup>19</sup> PCE è la Piattaforma Conti Energia dove vengono registrati i contratti a termine di compravendita di energia elettrica.

**venduti al mercato *retail*** poco più di 241 TWh a 37,3 milioni di clienti. Rispetto al 2022 il consumo totale di energia elettrica è quindi sceso del 4,4%, mentre i punti di prelievo sono lievemente aumentati (0,2%). La contrazione dei consumi si è prodotta in misura proporzionalmente uniforme per i clienti domestici e non domestici, ma in termini assoluti è ovviamente maggiore quella relativa alla clientela non domestica che ha acquistato circa 8,8 TWh in meno rispetto al 2022, mentre i consumi domestici sono diminuiti di circa 2,3 TWh. La riduzione della domanda di elettricità da parte del settore non domestico può essere spiegata in parte con la modesta crescita economica (+0,9% la variazione del PIL stimata dall'Istat), e in parte con la debolezza osservata nei comparti a maggiore intensità energetica.

Più in dettaglio, le famiglie italiane hanno acquistato complessivamente 56 TWh contro i 58,3 TWh del 2022 (-4%), mentre l'energia acquisita dal settore non domestico è scesa da 193,9 a 185,2 TWh, (-4,5%), tornando così ad allontanarsi dai livelli pre-Covid (198 TWh nel 2019), che invece erano stati in parte recuperati nel 2022. Nel 2023 il numero di punti di prelievo domestici è risultato pari a 30,2 milioni, di cui poco meno di 8,9 milioni serviti in maggior tutela e circa 21,4 milioni nel mercato libero; i punti domestici serviti nel mercato libero sono ormai saliti al 70,7%. Se poi si guarda ai volumi acquistati, il mercato libero riguarda ormai tre quarti (75,5%) dell'energia complessivamente acquistata dalle famiglie italiane. Il consumo medio unitario delle famiglie nel mercato di maggior tutela è più basso di quello delle famiglie che acquistano l'energia nel mercato libero: 1.548 kWh/anno contro 1.977 kWh/anno.

È da menzionare che la tutela di prezzo è terminata nel 2021 per le piccole imprese e delle micro-imprese con potenza impegnata superiore a 15 kW. Per le altre micro-imprese (quelle con potenza impegnata inferiore a 15 kW) e la generalità dei clienti non domestici non vulnerabili il servizio di maggior tutela è terminato il 1° aprile 2023. Pertanto, i volumi complessivamente venduti nel **servizio di maggior tutela** nel 2023 comprendono ancora quelli acquistati dalle micro-imprese con potenza impegnata inferiore a 15 kW per una parte dell'anno. Se ai consumi del settore domestico si aggiungono anche questi ultimi, la quota di elettricità venduta nel servizio di maggior tutela risulta estremamente ridotta e pari al 6% dei volumi dell'intero mercato elettrico italiano (corrispondenti al 24,2% dei punti di prelievo totali). Nel 2023 sono stati venduti, nel servizio di maggior tutela, 14,2 TWh a circa 9,2 milioni di punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*). Rispetto al 2022, i consumi sono scesi di 7,4 TWh (-34%), mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti di 3 milioni di unità (-24,2%).

Le imprese per le quali è terminato *ex lege* il servizio di maggior tutela, vengono rifornite nell'ambito di un apposito **servizio a tutele gradual**, da un venditore selezionato con gara (rispettivamente detti servizio a tutele gradual per le piccole imprese e servizio a tutele gradual per le micro-imprese). Nel 2023 i due servizi in parola hanno rifornito complessivamente circa 919.000 punti di prelievo, ai quali sono stati venduti poco più di 3 TWh. Più in dettaglio, il servizio a tutele gradual per le piccole imprese ha riguardato circa 93.000 clienti (circa 1,5 TWh), mentre quello per le micro-imprese ha incluso 827.000 punti di prelievo (1,5 TWh)<sup>20</sup>.

Con 219 TWh venduti, nel 2023 la quota dell'energia elettrica intermediata dal **mercato libero** è salita al 90,6% (il 73,1% dei punti di prelievo), nonostante la porzione di elettricità acquistata nel **servizio di salvaguardia** sia leggermente risalita al 2,1% (lo 0,3% dei punti di prelievo) dall'1,9% evidenziato nel 2022, così come quella dei servizi a tutela graduale, passata dallo 0,9% del 2022

---

<sup>20</sup> La suddivisione tra i due servizi è frutto di una stima effettuata dall'Autorità sui dati raccolti relativamente al servizio a tutele gradual senza distinguere tra quello per le piccole e quello per le micro-imprese.

all'1,2%.

Nel 2023, così come l'anno precedente, l'attività di **switching** è risultata molto elevata tra i consumatori, per le famiglie è cresciuta di un punto percentuale rispetto al 2022, sia che lo si misuri in termini di punti di prelievo, sia in termini di volumi, avvicinandosi a quello delle utenze non domestiche. Il 18,9% dei clienti domestici – circa 5,7 milioni di punti di prelievo – ha cambiato fornitore almeno una volta nel corso dell'anno. I volumi corrispondenti a questa porzione di clienti sono pari al 24,5% del totale dell'energia acquistata dal settore domestico, mentre i volumi corrispondenti al 17,9% dei clienti domestici che hanno cambiato fornitore nel 2022 corrispondevano al 23% dell'energia prelevata. Il recente contesto di prezzi ancora elevati, in un'economia in moderata crescita, costituisce senza dubbio un forte stimolo ai cambi di fornitore, ma è opportuno sottolineare anche la rimozione progressiva della tutela di prezzo ha sicuramente creato un clima di fermento e curiosità verso il mercato libero.

Lato offerta, nel 2023 per la prima volta è diminuito il **numero dei venditori sul mercato retail**: ciò è probabilmente dovuto al fatto che nel 2023 è andato a regime l'Elenco venditori di energia elettrica<sup>21</sup> (il c.d. EVE), che ha imposto alle imprese che vogliono svolgere l'attività di vendita di energia elettrica una serie di requisiti per ottenere l'autorizzazione a operare.

La **media delle offerte commerciali** che ogni impresa di vendita è in grado di proporre ai propri potenziali clienti domestici è risultata pari a 26,4 per la clientela domestica e 30 per la clientela non domestica. Delle 26,4 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 17,7 sono **acquistabili solo online** (erano 11,7 nel 2022), cioè soltanto attraverso internet. Il successo delle offerte online tra le famiglie resta limitato: nel 2023 il 7,2% dei clienti domestici ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità. Se guardiamo ai clienti non domestici, invece, delle 30 offerte mediamente proposte ai clienti, 19,8 sono sottoscrivibili online.

Circa la **tipologia di prezzo** preferita, è risultato che il 66,8% 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 il 33,2% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso. La preferenza verso il prezzo variabile tende a crescere nel tempo, seppur a un ritmo contenuto; lo scorso anno il contratto a prezzo variabile risultava scelto dal 23,3% dei clienti domestici. I contratti a prezzo variabile sono più diffusi tra i clienti non domestici: il 68,3% tra loro ha scelto appunto il prezzo variabile, mentre il contratto a prezzo fisso è stato scelto dal 31,7% dei punti non domestici. La discesa dei prezzi sperimentata nel corso del 2023 si è comunque riverberata in misura notevole nei contratti a prezzo variabile: nel 2023 i clienti domestici con questo tipo di contratto hanno pagato mediamente 227,33 €/MWh per la componente energia, cioè quasi 150 €/MWh in meno rispetto alla media del 2022, così come i clienti non domestici hanno pagato mediamente 172,68 €/MWh, vale a dire 135/MWh in meno rispetto all'anno 2022.

Nei contratti a prezzo variabile l'**indicizzazione** all'andamento del PUN medio è la modalità largamente più frequente, sia nei contratti ai clienti domestici (89,9%), sia in quelli ai clienti non domestici (83%). La seconda modalità di indicizzazione del prezzo più scelta dai clienti domestici è quella di uno sconto su una delle componenti stabilite dall'Autorità per il servizio di maggior tutela, che riguarda il 6,8% dei clienti. I clienti domestici che hanno siglato un contratto a prezzo dinamico (che prevedono un'indicizzazione al PUN orario) sono risultati pari al 3,3% dei clienti domestici con

---

<sup>21</sup> Istituito dalla legge 4 agosto 2017, n. 124, e disciplinato dal regolamento adottato dal Ministro della transizione ecologica 25 agosto 2022, n. 164.

prezzo variabile, mentre i contratti con indicizzazione limitata hanno raccolto solo lo 0,05% delle famiglie. I contratti a prezzo dinamico rappresentano, invece, la seconda modalità più importante di indicizzazione tra i clienti non domestici, che li hanno scelti nell'8,7% dei casi; una piccola quota (1,8%) di clienti non domestici ha scelto un contratto indicizzato a qualche variabile esterna e controllabile (che talvolta fa riferimento anche ai prezzi del gas al TTF).

Circa il 33,7% 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; tra i clienti non domestici sono il 15,9%.

Tramite l'Indagine annuale è stata indagata anche la presenza di **servizi aggiuntivi**, dalla quale è emersa, come in passato, per i clienti domestici a prezzo fisso una netta propensione ad acquistare energia con un contratto che include almeno un servizio aggiuntivo (la quota dei clienti che stipula contratti senza alcun servizio ulteriore è pari al 2,2%, in netta diminuzione rispetto al 7,3% del 2022); tra i servizi aggiuntivi, come nell'anno precedente, la maggiore preferenza è per i contratti con garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (51,7%) e per i servizi energetici accessori (37,6%). Anche tra i clienti che scelgono contratti a prezzo variabile che includono servizi aggiuntivi l'interesse maggiore è rivolto alla garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (38,9% dei casi). I risultati raccolti per i clienti non domestici mostrano un significativo disinteresse per i servizi aggiuntivi. Tra coloro che hanno scelto un contratto a prezzo fisso il 71,3% ha siglato un contratto che è privo di servizi aggiuntivi; la restante parte di questa clientela mostra apprezzamento per la garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile (25,1%).

Nel 2023 il livello di **concentrazione del mercato retail** si è leggermente ridotto, come si evince dalle diverse misure normalmente utilizzate per misurarlo. Il C3, ossia la quota di mercato dei primi tre operatori (gruppi societari), è sceso al 48,2% dal 48,7% dell'anno precedente. L'indice HHI è tornato sotto la prima soglia di attenzione (pari a 1.500), essendo sceso da 1.515 a 1.376. Un valore di HHI compreso tra 1.500 e 2.500 indica, infatti, un mercato moderatamente concentrato, mentre un valore superiore a 2.500 individua un mercato fortemente concentrato (il valore massimo dell'indice è 10.000). Il numero dei gruppi societari che occorrono per superare il 75% delle vendite complessive è salito da 10 a 11. La concentrazione del mercato elettrico italiano ha però due facce contrapposte: nel segmento delle famiglie è elevata, seppure in costante diminuzione, mentre in quello dei clienti non domestici è bassa.

I risultati dell'analisi dei dati trasmessi dagli operatori mostrano che nel 2023 il **prezzo medio dell'energia elettrica** al netto delle imposte per i clienti domestici è risultato pari a 316 c€/kWh (256 c€/kWh il valore medio della componente a copertura dei costi di approvvigionamento e dei servizi di commercializzazione). Si osserva, tuttavia la consueta elevata variabilità nella spesa unitaria sostenuta dai clienti: le medie dei prezzi praticati ai clienti domestici suddivisi per classe di consumo annuo, evidenziano infatti valori compresi tra i 248 €/MWh, riscontrabili per i clienti grandi (consumi oltre 15.000 kWh/anno), e i 601 €/MWh, relativi alla classe più piccola (0-1.000 kWh). Il prezzo scende costantemente all'aumentare della dimensione dei clienti. Il mercato libero risulta superiore al mercato di maggior tutela per il 6,2%; tale differenziale è nettamente superiore per le classi di consumo piccole.

Relativamente alla **qualità commerciale del servizio di vendita**, nel 2023 le imprese che hanno servito clienti del settore elettrico hanno ricevuto un totale di 325.681 reclami scritti, 329.429 richieste di informazione, 6.606 richieste di rettifiche di fatturazione e 1.320 richieste di rettifiche di doppia fatturazione; il 97,95% degli indennizzi è connesso al mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti. Nel 2023 sono stati erogati in bolletta indennizzi automatici per oltre 1,7 milioni di euro. Il 57,4% degli indennizzi è stato percepito dai clienti domestici del mercato libero, il 22,4% dai clienti

non domestici del mercato libero, il 10,9% dai clienti domestici del mercato tutelato, il 5,2% dai clienti multisito, il 2,3% dai clienti non domestici del mercato tutelato e l'1,75% dai clienti in media tensione.

Nel 2023 l'attività di vigilanza ha visto lo svolgimento sia di **attività ispettive, sia di attività di controllo documentale** che ha consentito di controllare l'operato di una vasta platea di soggetti e nuovi ambiti di attività.

In merito ai **procedimenti sanzionatori** nel 2023 sono anche stati avviati: un procedimento nei confronti di un'impresa di distribuzione di energia elettrica per violazione delle disposizioni in materia di *switching*, due procedimenti per violazione dell'obbligo partecipativo alle procedure conciliative dell'Autorità e tre per violazione delle disposizioni poste a tutela dei clienti finali nel caso in cui l'utente della rete e la controparte commerciale siano soggetti diversi e quest'ultima risulti inadempiente rispetto alle obbligazioni contrattuali che la legano al primo.

## Sviluppi nel mercato del gas

### Infrastrutture e principali novità nella regolazione

In Italia le imprese che gestiscono la **rete di trasporto del gas nazionale** (10.490 km) e **regionale** (24.936 km) sono otto. L'impresa maggiore di trasporto gas è Snam Rete Gas, oltre a essa operano sulla rete nazionale altre due società che ne possiedono e gestiscono piccoli tratti: Società Gasdotti Italia e Infrastrutture Trasporto Gas. Il gruppo Snam (composto da Snam Rete Gas e Infrastrutture Trasporto Gas) possiede il 93% delle reti. La Rete italiana di trasporto del gas è connessa con diversi gasdotti internazionali: al Nord si connette con il gasdotto TENP per l'importazione del gas dal Nord Europa e con il TAG per l'importazione del gas russo; al Sud si connette con il Transmed (*Trans-Mediterranean Pipeline*) per l'importazione del gas algerino, con il *Greenstream* per l'importazione del gas libico e con il TAP per l'importazione del gas azero. Inoltre, sono operativi quattro **terminali di gas naturale liquefatto**, che viene immesso nella rete nazionale di trasporto italiana attraverso la loro interconnessione con la rete nazionale. La capacità di rigassificazione massima complessiva dei quattro terminali è di 22,5 G(m<sup>3</sup>)/anno.

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. Nel 2023, in considerazione delle criticità per il sistema nazionale del gas derivanti dalle riduzioni dei flussi di gas russo, il Governo italiano ha autorizzato il potenziamento di due siti mediante l'incremento graduale della pressione massima di esercizio. 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 2023-2024, che si è concluso il 31 marzo 2024, il sistema ha offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio complessivo per riserva attiva (c.d. *working gas*) pari a 17,79 G(m<sup>3</sup>), di cui 4,6 G(m<sup>3</sup>) destinati allo stoccaggio strategico. Lo spazio offerto ad asta è stato conferito al 100%. La punta nominale massima di erogazione raggiunta nell'anno è stata di 260 milioni di metri cubi standard/giorno.

La **distribuzione** di gas naturale in Italia avviene per mezzo di 271.212 km di rete (di cui 301 non in funzione nel 2023), il 57,1% in bassa pressione, il 42,2% in media pressione e lo 0,7% in alta pressione. La lunghezza delle reti è cresciuta di 3.646 km rispetto al 2022. Nel 2023 le imprese attive nella distribuzione gas sono risultate 186 (lo stesso numero del 2022), di cui sei molto grandi (con oltre 500.000 clienti). Il numero delle imprese con più di 100.000 punti di riconsegna è sceso negli ultimi

anni (28 unità, dalle 33 che si registravano nel 2013), ma la loro quota in termini di gas distribuito è sempre rimasta stabile intorno all'82% e, anzi, nell'ultimo triennio è risalita all'85%. Complessivamente i 186 operatori attivi nel 2023 hanno distribuito 25,6 G(m<sup>3</sup>), 2,7 G(m<sup>3</sup>) in meno dell'anno precedente, a circa 22 milioni di consumatori. Il servizio è stato gestito attraverso 6.578 concessioni in 7.359 Comuni.

Nel corso del 2023 non vi sono state attività di valutazione dei nuovi Piani di sviluppo nazionali, tuttavia nel mese di marzo, in esito al processo di valutazione urgente avviato in sede di valutazione dei **Piani di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale** 2021 e 2022, e dopo una specifica consultazione pubblica, l'Autorità ha espresso una valutazione positiva sull'intervento di sviluppo "Potenziamento per nuove importazioni da Sud" (c.d. Linea adriatica). Inoltre, l'Autorità ha disposto la modifica dei requisiti minimi per la consultazione e valutazione dei Piani e per l'analisi costi-benefici degli interventi di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale, in esito al procedimento avviato nell'ottobre 2022 per dare attuazione a una sentenza del Consiglio di Stato. Nel successivo mese di maggio sono state introdotte disposizioni in materia di ottimizzazione delle connessioni di biometano e di semplificazione delle direttive connessioni, e l'Autorità ha apportato alcune modifiche ai requisiti minimi per la predisposizione dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale e per l'**Analisi costi-benefici (ACB)** degli interventi. Nel novembre 2023 l'Autorità ha valutato e approvato le proposte di aggiornamento dei criteri applicativi dell'ACB presentate dall'impresa maggiore di trasporto (dopo la consultazione con i soggetti interessati), e contestualmente ha provveduto a modificare i requisiti minimi per tenere conto delle citate proposte dell'impresa maggiore di trasporto, delle osservazioni emerse in sede di consultazione e della necessità di progressiva convergenza tra metodologie per l'ACB del settore del trasporto gas e della trasmissione elettrica.

Nel corso dell'anno 2023 è entrato in esercizio un **nuovo terminale di rigassificazione** gestito dal Gruppo Snam e attualmente ubicato **nel porto di Piombino**. L'impianto è di tipo FSRU (*Floating Storage and Regassification Unit*) e dispone di una capacità di rigassificazione annuale di circa 5 miliardi di S(m<sup>3</sup>). Nel gennaio 2023 l'Autorità ha approvato la proposta di procedura di primo conferimento della capacità di rigassificazione di questo terminale. Nell'aprile 2023 l'Autorità, anche al fine di favorire l'incremento delle disponibilità di gas in sostituzione di quello di provenienza russa, ha **modificato alcune parti del Testo integrato della rigassificazione** per consentire l'offerta di prodotti di capacità pluriennali comprendenti anche l'anno termico successivo a quello di conferimento. Sono inoltre state introdotte disposizioni sulle modalità e i prezzi di offerta della capacità di rigassificazione pluriennale, offerta sulla base delle manifestazioni di interesse pervenute per i terminali OLT Offshore LNG Toscana e FSRU Italia di Piombino. Infine, a settembre l'Autorità ha approvato le modifiche del regolamento GME della Piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR) necessarie all'attivazione del nuovo comparto gestionale della PAR, che si aggiunge a quelli già esistenti per ciascuno dei terminali di rigassificazione già attivi sul territorio nazionale, nell'ambito del quale verranno svolte le aste e le procedure *first come first served*, per l'allocazione della capacità resa disponibile presso il nuovo terminale di Piombino gestito dalla società Snam FSRU Italia.

Per far fronte alla crisi innescata dal conflitto tra Russia e Ucraina, il regolamento (UE) 1032/2022 del Parlamento europeo e del Consiglio del 29 giugno 2022, ha definito dei livelli minimi obbligatori di riempimento degli stoccaggi di gas europei. In ottemperanza alle disposizioni UE, sono state introdotte anche in Italia delle misure per accelerare il riempimento degli stoccaggi nazionali attraverso il c.d. **servizio di riempimento degli stoccaggi di ultima istanza**. Nel gennaio 2023 l'Autorità ha definito i criteri funzionali all'attuazione di tale servizio per il 2023 da parte del responsabile del bilanciamento. Con l'obiettivo di preservare le giacenze disponibili e facilitare il

nuovo ciclo di riempimento degli stoccaggi per l'inverno 2023-2024, nel marzo 2023 l'Autorità ha chiesto alle imprese di stoccaggio di rendere disponibili agli utenti il servizio di riempimento in controflusso e quello di giacenza residua, che prevede l'allocazione di capacità di spazio nella fase di erogazione.

In tema di accesso al servizio di trasporto, nel corso del 2023 l'Autorità è intervenuta con vari provvedimenti di riforma dei processi di conferimento della capacità ai punti di riconsegna della rete di trasporto. A fine anno è stata **prospettata (a partire dal 1° aprile 2024) l'introduzione in Italia di una *Neutrality Charge*** (su modello di quella tedesca) per la copertura dei costi del servizio di ultima istanza presso tutti i punti di uscita della rete di trasporto nazionale, inclusi i punti di interconnessione con l'estero.

Nel maggio 2023 l'Autorità ha adottato nuove disposizioni per l'**ottimizzazione delle connessioni degli impianti di biometano** con la rete di trasporto e la semplificazione delle relative direttive.

Nel corso del 2023 l'Autorità ha approvato i **criteri di regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione del GNL per il 6PR GNL (RTRG 2024-2027)**, in sostanziale continuità di criteri rispetto al periodo regolatorio precedente e la **regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura** del gas naturale (RTTG) per il periodo 2024-2027 (sesto periodo di regolazione - 6PRT), confermando l'adozione della metodologia della distanza ponderata per la capacità e prevedendo una modifica della ripartizione *entry/exit* da 28/72 a 25/75.

Nel settore gas, diversamente dal settore elettrico, **l'annullamento delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema**, iniziato alla fine del 2021 per compensare l'andamento fortemente rialzista dei prezzi all'ingrosso delle *commodities* energetiche, **è stato mantenuto fino alla fine del 2023**, in forza delle disposizioni di legge descritte in parola. Fino ad aprile del 2023, è stata inoltre confermata anche la componente straordinaria UG2c, di segno negativo, da applicare ai consumi più bassi, ricadenti negli scaglioni fino a 5.000 sm<sup>3</sup>/annui, di fatto uno sconto applicato a tutti i clienti per consumi medio-piccoli, sia del mercato libero, sia del mercato tutelato. Tali manovre sono state finanziate tramite gli stanziamenti da parte del Bilancio dello Stato stabiliti nei primi due trimestri del 2023.

Nel dicembre 2023 l'Autorità, previa consultazione, ha approvato i **criteri di regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale (RQTG)** per il periodo 2024-2027 (sesto periodo di regolazione - 6PRT), in sostanziale continuità rispetto alla previgente regolazione.

La regolazione della **qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas** 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. Nel 2023 si è registrata una diminuzione, rispetto all'anno precedente, della percentuale di ispezione delle reti in alta/media pressione e un lieve aumento di quella sulla rete in bassa pressione. Il tempo di arrivo sul luogo di chiamata (telefonica) aggiornato al 2023 evidenzia un valore medio nazionale di quasi 38 minuti, lievemente aumentato rispetto al 2022. Inoltre, la percentuale di rispetto del tempo massimo di arrivo entro 60 minuti risulta del 99,8% a fronte di un obbligo di almeno il 90%. La tempestività degli interventi può evitare incidenti da gas che potrebbero avere conseguenze molto gravi; tuttavia, quasi la metà delle chiamate ai centralini di pronto intervento si rivela in realtà un falso allarme.

I dati relativi alle connessioni sono distinti a seconda che si tratti di collegamenti a metanodotti di trasporto o a reti di distribuzione. Nel 2023 sono state realizzate 67 **connessioni con le reti di trasporto**, di cui 65 con condotte in alta pressione e 2 con quelle in media pressione. Mediamente, è stata registrata un'attesa di 120 giorni lavorativi per le condotte in alta pressione e di 132 giorni

per quelle in media pressione. Il 57% delle connessioni complessivamente realizzate ha attivato la fornitura nel corso dell'anno. Anche nel caso delle **reti di distribuzione locale** nel 2023 sono state realizzate circa 10.000 connessioni in meno dell'anno precedente: il loro numero si è ridotto infatti da 71.607 a 61.826. Come sempre, la maggior parte degli allacciamenti ha riguardato condotte in bassa pressione (94,6%) e la restante parte condotte in media pressione. Si è registrato un lieve aumento dei tempi di attesa, sia per le connessioni alle reti in bassa pressione (da 7,7 a 9,2 giorni lavorativi), sia per le connessioni alle reti in media pressione (da 23,3 a 34,1 giorni lavorativi).

Nel marzo 2023 l'Autorità ha esposto i propri orientamenti circa le modalità di gestione dell'estensione, ai fini del **settlement**, agli *smart meter* più piccoli (classi G4 e G6) proponendo l'adozione della rilevazione mensile per i punti di riconsegna messi in servizio da più di 12 mesi ai quali è associato un profilo di prelievo con componente termica, e seguendo un percorso di adozione graduale tra l'ottobre 2023 l'aprile 2024.

Tenendo conto di segnalazioni pervenute dagli operatori, nell'ottobre 2023 l'Autorità ha aggiornato e integrato la disciplina precedentemente in vigore in materia di **responsabilizzazione delle imprese di distribuzione sulla formazione del c.d. delta in-out**, ovvero della differenza tra i quantitativi immessi ai punti di uscita della rete di trasporto interconnessi con reti di distribuzione e i quantitativi prelevati dai clienti finali allacciati alla rete di distribuzione.

Circa le attività di **coordinamento internazionale** è da segnalare che anche nel settore gas l'Autorità ha il compito di valutare se il Piano decennale di sviluppo della rete contempli tutti i fabbisogni in materia di investimenti individuati nel corso della procedura consultiva e se esso sia coerente con il piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello europeo (TYNDP). Al fine di valutare il TYNDP 2022, ACER ha richiesto ai regolatori nazionali l'invio di commenti in merito ai propri progetti che l'Autorità ha provveduto a inviare sulle iniziative italiane incluse nel TYNDP 2022 riguardanti sia i progetti relativi ai gas tradizionali, sia i progetti relativi all'idrogeno. L'attività di ACER si è conclusa con la pubblicazione dell'Opinione ACER 06/2023 del 14 luglio 2023 sui progetti nel TYNDP e sui piani gas nazionali. Nel giugno 2023 l'Autorità, congiuntamente con i regolatori di Grecia (RAE) e Albania (ERE), ha approvato le "*Market test Guidelines 2023*" relative all'avvio di un nuovo ciclo di raccolta di richieste di capacità incrementale relative allo sviluppo del gasdotto TAP. Poi, nell'ottobre 2023, congiuntamente con i regolatori di Grecia (RAE) e Albania (ERE), l'Autorità ha approvato la c.d. *Project Proposal* che disciplina la "seconda fase vincolante" del *Market test* per il gasdotto TAP avviato nel 2021.

### **Mercati all'ingrosso e al dettaglio**

In base ai dati provvisori diffusi dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (MASE), nel 2023 il consumo lordo di gas naturale è diminuito di 7 G(m<sup>3</sup>), registrando un calo del 10,3%. La discesa è avvenuta a causa di diversi fattori quali la riduzione della domanda di elettricità che ha determinato una riduzione della produzione elettrica nazionale, il manifestarsi di temperature invernali ancora tra le più elevate degli ultimi anni, nonché la modesta crescita del PIL (0,9%). Infine, parte della riduzione dei consumi potrebbe essere spiegata dal permanere di un livello dei prezzi del gas ancora elevato, sebbene in calo rispetto a quelli raggiunti nel 2022.

Il calo della **produzione nazionale** ha registrato un ulteriore calo del (-12,2%), scendendo al minimo storico di 2,7 G(m<sup>3</sup>). Le importazioni nette hanno evidenziato un decremento del 12,9% (calo di 8,8 G(m<sup>3</sup>)) inferiore a quello del 2022. La discesa delle importazioni nette è avvenuta integralmente a causa della riduzione di 10,8 G(m<sup>3</sup>) delle **importazioni lorde** solo in parte compensata dal calo delle esportazioni (-2 G(m<sup>3</sup>)), che nel 2022 avevano avuto una crescita anomala.

I volumi immagazzinati negli stoccaggi a fine anno sono risultati di circa 0,5 G(m<sup>3</sup>) superiori ai quantitativi di inizio anno. Il **livello di dipendenza dall'estero**, misurato come rapporto tra le importazioni nette e il valore lordo dei consumi nazionali, è diminuito: nel 2023 il 96,3% del gas disponibile in Italia è arrivato dall'estero. Tenendo conto anche dei consumi di sistema e delle perdite di rete, i **consumi netti** di gas nel 2023 sono valutabili in 61,2 G(m<sup>3</sup>), 10,3 punti percentuali al di sotto di quelli del 2022.

Nei dati preconsuntivi diffusi dal MASE, dunque, nel 2023 l'Italia ha importato 10,8 G(m<sup>3</sup>) di gas naturale in meno rispetto al 2022 (-14,8%). A seguito delle sanzioni imposte dall'Unione europea sulle esportazioni russe in risposta alla guerra nei confronti dell'Ucraina, iniziata il 24 febbraio 2022, le **importazioni di gas dalla Russia** si sono quasi azzerate nell'arco di questi due anni. La provenienza dei 61,2 G(m<sup>3</sup>) di gas importato nel 2023 vede diversi paesi con quantitativi importanti: 25,5 dall'Algeria – un fornitore storico dell'Italia –, 10 dall'Azerbaijan, 6,8 dal Qatar, 5,3 dagli Stati Uniti, 6,6 da Norvegia e Olanda, 2,5 dalla Libia e i restanti 2 da altri paesi.

Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori energetici dell'Autorità, nel 2023 sono stati importati in Italia circa 58 G(m<sup>3</sup>), 10 in meno rispetto al 2022. Il calo risulta quindi superiore a quello valutabile nei dati del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica. Il 6,6% del gas complessivamente 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 cinque: Eni, Edison, Azerbaijan Gas Supply Company Limited, Royal Dutch Shell ed Enel (gli stessi del 2022); insieme hanno importato 45,7,1 dei 57,7 G(m<sup>3</sup>) del gas estero entrato nel mercato italiano. I cinque 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), e che complessivamente coprono una quota dell'81,8% (di poco superiore a quella del gas approvvigionato).

L'analisi dei contratti di importazione (annuali e pluriennali) attivi nel 2023 sotto il profilo della **vita residua** mostra che il 55,7% dei contratti scadrà entro i prossimi cinque anni (la stessa quota era al 32,4% nel 2022) e il 61,7% giungerà al termine entro i prossimi dieci anni. Il 4,4% dei contratti oggi in vigore possiede una vita residua superiore a 15 anni. Tale quota è fortemente diminuita (era al 39% nel 2021 e al 15% nel 2022) e riguarda un quantitativo complessivo ormai molto basso, pari a 3,8 G(m<sup>3</sup>).

Nel 2023 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 nuovamente diminuita (-5,5%), essendo scesa a 265,7 dai 281,3 G(m<sup>3</sup>) toccati nel 2022. Ciò a causa della notevole riduzione sia del gas autoconsumato sia di quello commercializzato nel mercato totale della vendita (mercato all'ingrosso e mercato al dettaglio).

Il **mercato all'ingrosso** ha movimentato 210,7 G(m<sup>3</sup>) in diminuzione del 2,6% rispetto al 2022, mentre 42,8 G(m<sup>3</sup>) ne ha movimentati il mercato al dettaglio, registrando un calo dell'1,6% rispetto al 2022, gli autoconsumi, invece, sono ammontati a 12,1 G(m<sup>3</sup>), anche questi ultimi in netta discesa (-13,8%).

Nel 2023 il **numero di imprese** che ha operato nel mercato all'ingrosso è cresciuto di 46 unità (303 contro le 257 del 2022), ma è importante sottolineare che il conteggio degli operatori – che è basato sulle imprese che rispondono all'Indagine annuale – è il fenomeno che più risente del diverso tasso di rispondenza all'Indagine da un anno all'altro. Il volume di gas che hanno venduto nel mercato all'ingrosso, invece, si è ridotto di 5,6 G(m<sup>3</sup>), con il risultato che il volume medio unitario di vendita è calato del 17%, da 842 a 695 M(m<sup>3</sup>); è il terzo anno consecutivo che questo mercato si riduce, dopo

i cali già rilevanti osservati nel 2021 e nel 2022. Il **livello di concentrazione** di tale mercato di tale mercato è rimasto sostanzialmente invariato: la quota delle prime tre società (Engie Global Markets, Shell Energy Europe ed Eni), infatti, è risultata del 26,1% contro il 25,3%, calcolato nel 2022. La quota cumulata delle prime cinque imprese (le tre già citate più Engie Italia ed Eni Global Energy Markets) è passata dal 37,5% al 37,3%. Anche l'indice HHI calcolato sul solo mercato all'ingrosso è passato da 450 a 448.

La principale piattaforma di scambio nel mercato all'ingrosso in Italia è il **Punto di scambio virtuale** (PSV), gestita dall'operatore della rete di trasporto, Snam Rete Gas. Le cessioni che possono essere registrate sono sia quelle avvenute attraverso contratti bilaterali, sia quelle realizzate nell'ambito dei mercati regolamentati gestiti dal GME. Nel 2023, 311 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV solo 55 di questi erano *trader*, in quanto non utenti del sistema di trasporto. Il numero dei sottoscrittori del PSV si attesta a 374 unità (+8%). Il numero dei sottoscrittori che hanno effettuato scambi è aumentato in misura significativa (+24%), essendo passato da 251 soggetti a 311. Ancora di più è cresciuto il numero dei *trader* puri, che è passato da 39 a 55, registrando quindi un aumento del 41%.

I volumi derivanti dagli scambi nei mercati hanno registrato una riduzione del 10,8%. I volumi scambiati in borsa sono infatti scesi a 31,6 G(m<sup>3</sup>) dai 35,5 dell'anno precedente; ciò a causa di una contrazione nei volumi gestiti nei mercati centralizzati (-11,6%) a cui si è accompagnata una discreta diminuzione anche del gas scambiato come *clearing house* (-4,2%). Ciò nonostante, il numero medio delle transazioni giornaliere è leggermente aumentato rispetto al 2022 (+6%), mentre il numero medio giornaliero di quelle effettuate OTC è lievemente sceso (-2,8%).

Nell'ambito dei **mercati organizzati e gestiti dal GME** nel corso del 2023 sono stati negoziati volumi complessivi per 155 TWh, in netta diminuzione rispetto al 2022 (-13%).

È rimasta elevata la liquidità nel **Mercato del giorno prima** (69%) pur in presenza di un calo dei volumi negoziati (106,5 TWh; -16,3% sul 2022). L'andamento mensile ha evidenziato, inoltre, livelli più alti nei primi mesi dell'anno. Il comparto AGS dell'MGP ha registrato scambi per un totale di 27,9 TWh, in forte calo rispetto al 2022 (-45,6%).

È aumentata moderatamente la quota di volumi negoziati nel **Mercato infragiornaliero** (29%; nel 2022 era del 24%) per un totale di 44,5 TWh, in crescita del 3,3% rispetto al 2022; gli scambi in negoziazione continua (44,4 TWh; +9,5%) hanno continuato a essere preponderanti mentre, nel comparto AGS, i volumi sono ancora più marginali dell'anno precedente (0,2 TWh; -93,9%). Sono risultate in calo anche le negoziazioni nel Mercato del gas in stoccaggio (MGS), con scambi pari a 3,3 TWh (-36,2%), mentre – come in passato – Snam non ha attivato alcuna sessione nel Mercato dei prodotti *locational*. Anche relativamente ai prodotti negoziati a termine nell'MT-GAS non si sono osservate negoziazioni, mentre le allocazioni relative al comparto "*Royalties*" della P-GAS sono risultate pari a 0,6 TWh.

I **prezzi registrati sulle diverse piattaforme** si possono approssimare tutti a una media annuale di circa 42 €/MWh, in linea con la quotazione media annua del prezzo delle transazioni *over the counter* al PSV (43,05 €/MWh; -65%). In particolare, i prezzi medi dei due comparti in contrattazione continua dell'M-GAS, rispettivamente 41,87 €/MWh per MGP e 42,72 €/MWh per MI, hanno mostrato un andamento infra-annuale che riflette quello del prezzo al PSV.

Dai risultati provvisori dell'Indagine annuale è emerso che nel 2023 sono stati **venduti nel mercato al dettaglio** poco meno di 43 G(m<sup>3</sup>), cui vanno aggiunti 635 M(m<sup>3</sup>) forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*. Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali è risultato di 43,5 G(m<sup>3</sup>), con una riduzione di 8,1 G(m<sup>3</sup>) rispetto al 2022.

Per avere un dato confrontabile con quello del consumo finale di gas pubblicato dal MASE, e commentato nelle pagine precedenti, occorre tuttavia considerare i volumi relativi agli autoconsumi, 12,1 G(m<sup>3</sup>), che portano il valore dei consumi complessivi risultanti dall'Indagine annuale a 55,6 G(m<sup>3</sup>), cioè a un valore paragonabile ai 60,3 G(m<sup>3</sup>) 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 2023 è quindi diminuito del 15,3%** rispetto a quello del 2022.

Nel 2023 il **numero di venditori** attivi nel mercato al dettaglio è diminuito, per la prima volta dall'inizio degli anni 2000, in misura consistente (-34 unità), portandosi a 481; poiché i volumi di gas venduto sono diminuiti del 15,9%, e il numero dei venditori è sceso in misura minore (-6,6%), il volume medio unitario di vendita è diminuito quasi del 10%, passando da 99 a 89 M(m<sup>3</sup>) e raggiungendo un nuovo minimo storico. Il 5,4% delle imprese attive nel mercato finale, cioè 26 su 481, ha venduto nel 2023 oltre 300 M(m<sup>3</sup>); complessivamente, tali società coprono l'84,1% di tutto il gas acquistato nel mercato al dettaglio.

L'analisi delle *performance* di vendita dei gruppi societari, in luogo di quelle realizzate dalle imprese individuali, consente tuttavia una valutazione più corretta delle quote di mercato e del **livello di concentrazione nel mercato retail**. Il 2023 evidenzia alcune rilevanti novità. Il gruppo Eni, per la prima volta, non risulta in prima posizione, essendo stato superato, nei quantitativi di vendita complessivi, dai due gruppi storicamente inseguitori, Edison ed Enel, quest'anno passati, rispettivamente, in prima e in seconda posizione. I dati mostrano, però, che i quantitativi di vendita dei primi tre gruppi sono molto vicini: 167 M(m<sup>3</sup>) separano, infatti, i volumi di Edison da quelli di Enel e 92 M(m<sup>3</sup>) separano le vendite di Enel da Eni. Le quote di mercato risultano quindi poco differenziate tra loro: 14,3% quella del gruppo Edison (era al 15,4%), 13,9% quella del gruppo Enel (era al 13%) e 13,7% quella del gruppo Eni (era al 16%). Dato l'accorciamento della distanza tra i primi tre gruppi e la discesa di due delle loro tre quote, il livello medio della concentrazione nel mercato della vendita finale di gas nel 2023, storicamente basso, è lievemente diminuito, sebbene con livelli differenziati tra le tipologie di clienti servite. Utilizzando le misure calcolate sui volumi venduti, si osserva che il numero di gruppi con una quota del mercato totale superiore al 5% è salito a 7. Inoltre, nel 2023 i primi tre gruppi controllano il 41,9%, mentre nel 2022 la quota era pari al 44,3%. L'indice di Herfindahl-Hirshman (HHI) calcolato sul mercato della vendita è risultato pari a 769, inferiore quindi a quello del 2022, che era pari a 809. La concentrazione più elevata si riscontra nelle vendite alla generazione elettrica, all'industria e ai clienti domestici, dove il C3 è superiore al 50%, la più bassa si osserva nelle vendite ai condomini e ai clienti del commercio. Rispetto al 2022, aumenti di lieve entità del livello di concentrazione si osservano (tramite gli indicatori C3 e HHI) nel comparto dei domestici e del commercio, mentre in tutti gli altri settori si osserva una discesa.

Al netto delle forniture di ultima istanza e di *default*, come descritto, in precedenza nel 2023 sono stati venduti circa 55 G(m<sup>3</sup>) – di cui 12 destinati all'autoconsumo e 51 alla vendita – a 21,7 milioni di punti di riconsegna. Complessivamente, rispetto al 2022 le **vendite di gas nel mercato finale** sono diminuite del 15,4%; in dettaglio gli autoconsumi, che perlopiù afferiscono al settore industriale e a quello della generazione elettrica, hanno registrato una riduzione del 13,8% mentre i quantitativi di gas venduti nel mercato libero, pari a 39,6 G(m<sup>3</sup>), hanno evidenziato un calo del 14,7%, le vendite del mercato tutelato, pari a 3,2 G(m<sup>3</sup>), sono scese del 45%. Il totale dei quantitativi forniti nei servizi di *default* e di ultima istanza sono leggermente diminuiti nel 2023, essendo risultati pari a 630 M(m<sup>3</sup>) contro i 675 M(m<sup>3</sup>) del 2022 (-6,6%). Se si considerano anche i servizi di *default* e di ultima istanza, il gas venduto nel mercato tutelato sale a circa 3,9 G(m<sup>3</sup>). I consumi del settore domestico sono diminuiti dell'11,2% e quelli dei condomini del 15,6%. I consumi dei settori produttivi (industria e generazione termoelettrica) sono scesi da 42,2 a 34,8 G(m<sup>3</sup>), registrando quindi un calo del 17,5%. I

consumi del terziario (commercio e servizi insieme con attività di servizio pubblico) sono diminuiti dell'11,3%, passando da 7,5 a 6,7 G(m<sup>3</sup>). Se si considerano le vendite in senso stretto e si escludono, quindi, gli autoconsumi, il 92,5% del gas risulta acquistato sul mercato libero e il restante 7,5% nel servizio di tutela. In termini di clienti, invece, il 26,3% si rivolge al mercato tutelato, mentre il 73,7% acquista nel mercato libero.

Considerando solo il **settore domestico** si può osservare che la quota di volumi acquistati sul mercato libero nel 2023 ha raggiunto il 74,1% per le famiglie e l'89,6% per i condomini (entrambe le quote sono calcolate al netto degli autoconsumi). In termini di punti di prelievo, nel 2023 la quota delle famiglie che hanno acquistato il gas nel servizio di tutela è scesa al 27,9%; nel 2022 era pari al 33,2%. Lo spaccato delle vendite al mercato finale (al netto degli autoconsumi) per settore di consumo e dimensione dei clienti mostra che in media la classe con consumo annuo fino a 5.000 m<sup>3</sup> acquista il 29,9% di tutto il gas venduto nel mercato *retail*.

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 2023, è risultata complessivamente pari al 15,2%, ovvero al 17% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio (le percentuali sono in aumento per tutti i clienti), l'incremento dei tassi di cambio della clientela domestica, in particolare, può essere in parte dovuto anche all'imminenza del superamento del servizio di tutela. Gli *switching* dei consumatori domestici nel 2023 si sono ampliati di un altro percentuale: risultano avere effettuato almeno un cambio di fornitore poco meno di 2,5 milioni di clienti, equivalenti a una quota del 14,6% (e corrispondente a una porzione di volumi del 20,9%). Molto più ampia e pari al 27,6% è stata la frazione di condomini con uso domestico che si è rivolta a un nuovo venditore, per volumi corrispondenti al 41,1% del relativo settore di consumo. Il 37% (equivalenti al 57% in termini di volumi) degli enti che gestiscono un'attività di servizio pubblico ha scelto di rivolgersi a un nuovo fornitore, mentre gli "altri usi" che hanno modificato il proprio fornitore sono stati complessivamente il 21,2% del totale in termini di clienti, nonché il 14,1% in termini di volumi (corrispondenti a circa 6,2 G(m<sup>3</sup>)).

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 17,1 per la clientela domestica, a 7,7 per i condomini con uso domestico e a 14,1 per la clientela non domestica. Delle offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 13,8 sono **acquistabili solo online**; l'interesse delle famiglie verso tali offerte nel 2023 è cresciuto, in quanto è risultato che il 113,4% dei clienti ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità (nel 2022 tale quota era pari al 10,1%). Se guardiamo ai condomini, invece, delle 7,7 offerte mediamente proposte a questa clientela, 3,1 sono sottoscrivibili attraverso la rete, ma solo il 2% dei punti di riconsegna intestati a condomini risulta avere effettivamente sottoscritto il contratto online. Nel caso dei clienti non domestici (altri usi), infine, delle 14,1 offerte mediamente rese loro disponibili, 4,9 sono sottoscrivibili online; tra questi clienti, tuttavia, il successo delle offerte online è maggiormente significativo, visto che il 20,2% dei clienti risulta avere sottoscritto la tipologia di offerte in parola.

Circa la **tipologia di prezzo** preferita, è risultato che il 44% 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 il 56% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso. Le percentuali si ribaltano nel caso dei condomini, tra i quali i contratti a prezzo variabile sono di gran lunga i più diffusi (86,8%). Anche tra i clienti non domestici quelli che preferiscono i contratti a prezzo variabile

sono più numerosi (76,7%) di quelli che hanno sottoscritto un contratto a prezzo fisso (23,3%); la percentuale dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo variabile è nettamente aumentata rispetto al 2022.

Guardando alla componente relativa al costo di approvvigionamento del prezzo di questi contratti, si osserva comunque che i contratti a prezzo fisso sono risultati meno convenienti per tutti i tipi di clienti; il differenziale con un contratto a prezzo variabile appare molto ampio per i clienti non domestici, mentre è relativamente più contenuto per i condomini e per i domestici.

Per tutte le tipologie di clienti la **modalità di indicizzazione** dei prezzi più frequente nei contratti a prezzo variabile risulta quella legata all'andamento del prezzo del PSV, che tuttavia non risulta quella con condizioni economiche più vantaggiose. A seguire, la tipologia di prezzo variabile più scelta dai clienti domestici è risultata quella con indicizzazione all'andamento delle quotazioni del TTF, mentre per i condomini e i clienti non domestici è risultata quella con sconto su una delle componenti stabilite dall'Autorità per il servizio di tutela. Il contratto più conveniente (per la componente relativa ai costi di approvvigionamento) è quello con indicizzazione limitata che però è scelto da una percentuale di clienti irrisoria. Per tutte le categorie di clienti emerge come particolarmente conveniente anche la tipologia con indicizzazione all'andamento dei mercati gestiti dal GME.

Il 40,2% dei clienti domestici ha sottoscritto un contratto che prevede un **abbuono o uno sconto**; percentuali più basse si riscontrano per gli altri clienti (18% sia per i condomini sia per i non domestici).

Tra i clienti domestici la **presenza di servizi aggiuntivi** nei contratti di vendita del gas naturale è più diffusa tra quelli a prezzo fisso (76,5%) piuttosto che tra quelli a prezzo variabile (41,6%). Nei contratti a prezzo fisso che prevedono un servizio aggiuntivo emerge una netta preferenza (43,6%) per quelli che permettono la partecipazione a un programma punti e per la garanzia di energia 100% "verde" (10,5%), oltre che un buon gradimento (9,4%) per quelli che offrono servizi energetici accessori. Circa il costo dei servizi aggiuntivi (valutato attraverso la componente del prezzo che copre i costi di approvvigionamento e di vendita), si può osservare che il contratto per i clienti domestici a prezzo fisso più conveniente è quello con omaggio o gadget, sebbene sia scelto da una percentuale di clienti praticamente nulla. Nei clienti domestici con prezzo variabile, invece, le opzioni più gradite per i contratti con almeno un servizio aggiuntivo risultano essere quelli con garanzia di energia 100% *green* (17,6%), subito dopo i contratti con servizi energetici accessori (8,7%). Per quanto riguarda i clienti non domestici, infine, la scelta di contratti privi di servizi aggiuntivi risulta di gran lunga la più diffusa: in media il 79% circa di tali clienti, siano essi a prezzo fisso o a prezzo variabile, sceglie un contratto senza altre opzioni. Il prezzo di tali contratti risulta leggermente superiore al prezzo medio in confronto a tutti i servizi aggiuntivi disponibili.

L'analisi dei dati raccolti nell'*Indagine annuale* evidenzia che lo scorso anno il **prezzo medio del gas** al netto delle imposte (ponderato con le quantità vendute) praticato dalle imprese di vendita ai clienti finali, è stato pari a 77 c€/m<sup>3</sup>. Tale prezzo risulta inferiore di un terzo (-31%) rispetto all'anno precedente (111,2 c€/m<sup>3</sup>). La diminuzione, che discende dai forti cali registrati dal costo della materia prima nei mercati all'ingrosso dopo i picchi raggiunti nel 2022, non coinvolge tutte le categorie di clienti nello stesso modo, risultando correlata alla loro classe dimensionale.

L'**andamento dei prezzi** dal 2012 per i clienti con usi domestici (famiglie e condomini), suddivisi a seconda delle principali condizioni contrattuali alle quali può avvenire la fornitura, ovvero il servizio di tutela e il mercato libero, presenta valori più bassi per il servizio di tutela in tutti gli anni e per tutte le classi dimensionali con l'eccezione del 2022. Nel 2022, infatti, il mercato libero è risultato più conveniente rispetto al servizio di tutela (-17,6%) per la forte diffusione in tale mercato di formule

contrattuali a prezzo bloccato che hanno ritardato, nell'immediato, il trasferimento sui clienti finali della forte crescita delle quotazioni della materia prima gas avvenuta nei mesi successivi all'avvio del conflitto russo-ucraino. Tale trasferimento è avvenuto, almeno in parte, nell'anno 2023, nel corso del quale il prezzo sul mercato libero è salito di oltre il 10% mentre nel servizio di tutela è calato di quasi il 30%; conseguentemente, in quest'ultimo anno il rapporto di convenienza risulta completamente riassorbito e ribaltato, in quanto il mercato libero è diventato nuovamente e sensibilmente più oneroso (+28%).

Dall'analisi basata sui dati comunicati da 401 venditori per il settore del gas, i **tempi medi effettivi per le risposte a reclami e rettifiche di fatturazione** eseguite si attestano rispettivamente a 21,65 e 27,03 giorni solari, al di sotto degli standard minimi fissati dall'Autorità (rispettivamente pari a 30 e 60 giorni). Anche i **tempi medi effettivi di risposta alle richieste di informazione** risultano essere largamente inferiori allo standard generale, ovvero, nel complesso, di 8,87 giorni solari. Per quanto riguarda le **rettifiche di doppia fatturazione** i tempi medi di rettifica effettivi risultano essere mediamente di 18,02 giorni solari, inferiori allo standard di 20 giorni fissato dall'Autorità.

Nel 2023 le imprese di vendita che servono il mercato tutelato e libero del gas naturale hanno ricevuto complessivamente 169.739 reclami scritti, 159.044 richieste di informazione, 9.341 rettifiche di fatturazione e 269 rettifiche di doppia fatturazione. I casi di mancato rispetto degli standard fissati per le prestazioni relative alla qualità commerciale della vendita nel settore del gas, che hanno determinato il diritto per i clienti a ottenere un indennizzo, sono stati 22.165 (+36,2% rispetto al 2022); nel 96,6% questi casi sono dovuti al mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami dei clienti. Nel corso dell'anno sono stati erogati indennizzi per i clienti del settore del gas per un ammontare complessivo di oltre 977.000 euro (+39,9% rispetto al 2022).

Nel 2022 i **clienti con contratti dual fuel** hanno inviato 31.203 reclami scritti, in diminuzione dell'11,8% rispetto all'anno precedente, e 48.397 richieste di informazione scritte, anch'esse in calo del 5,7%. Le rettifiche di fatturazione e le rettifiche di doppia fatturazione sono state, rispettivamente, 2.121 (-16,8% sul 2022) e 37 (+32,1% sul 2022). Complessivamente, i casi di mancato rispetto degli standard che hanno determinato il diritto a ottenere un indennizzo automatico in bolletta per prestazioni relative alla qualità commerciale della vendita sono stati 3.384. Nel complesso, al segmento di clienti *dual fuel* sono stati erogati indennizzi per un ammontare di 140.980 euro.

## 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). Lo **Sportello per il consumatore energia e ambiente** (Sportello) e il **Servizio conciliazione**, sono gestiti in avalimento da Acquirente unico per conto dell'Autorità. Lo Sportello 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 2023, lo Sportello e il Servizio conciliazione hanno fatto registrare un deciso aumento di volumi in ingresso: le chiamate pervenute al *call center* dello Sportello in orario di servizio sono state 1.546.809 (+23% rispetto al 2022); di queste, 1.209.482 sono le chiamate effettivamente gestite. La durata media delle conversazioni nell'anno è stata di 252 secondi, in aumento rispetto ai 238 secondi del 2022.

La quasi totalità delle chiamate gestite dal *call center* ha riguardato i settori dell'energia elettrica e

del gas (97% del totale). Il tema di gran lunga più trattato nelle telefonate pervenute allo Sportello è il bonus sociale (67%), gli altri temi trattati in ordine di importanza sono le modalità di risoluzione delle controversie (13%) e le informazioni sullo stato della gestione delle pratiche presso lo Sportello (6,5%).

Le **richieste di informazione scritte** relative ai settori energetici ricevute dallo Sportello sono state 49.930 in calo del 10% rispetto all'anno precedente. Anche in questo caso la maggioranza assoluta delle richieste di informazione riguarda il bonus sociale 45%, seguono poi la fatturazione (14%), il mercato (12%), i contratti (11%) e la morosità e sospensione (7%).

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. Rispetto all'anno precedente, nel 2023 lo Sportello ha ricevuto 44.929 richieste di attivazione di procedure speciali informative (+7%) di cui il 64% ha riguardato l'elettrico, il 23% il gas, il 13% entrambi i settori.

Le attività relative al secondo livello del sistema di protezione riguardano la **risoluzione 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.

Analogamente a quanto accade per le procedure speciali informative, anche per le **procedure speciali 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. Esse 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 2023 sono pervenute allo Sportello 31.638 richieste di attivazione di procedure risolutive (+40% rispetto al 2022). Si conferma, quale procedura maggiormente utilizzata, quella in tema di bonus sociale (93,5%) mentre il settore più interessato dalle procedure speciali risolutive è stato l'elettrico, con quasi la metà delle richieste (49%), seguito dal gas con il 29%; le altre procedure hanno interessato entrambi i settori energetici e i clienti *dual fuel*. L'87% delle procedure speciali sopra menzionate ha interessato il comparto domestico, mentre nell'89% dei casi tali procedure sono state attivate da clienti finali senza l'ausilio di delegati (90% nel 2022). La modalità di accesso più utilizzata è il canale e-mail (66% dei casi), seguito dal Portale Unico dello Sportello (30%).

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. La condizione di procedibilità non si applica quando le controversie riguardano profili tributari o fiscali, nonché nei casi di provvedimenti giudiziari urgenti e cautelari. Nel 2023 i clienti e gli utenti finali dei settori energetici hanno presentato al Servizio conciliazione 28.693 domande (+36% rispetto al 2022). L'incremento è dovuto principalmente al numero delle domande per il settore elettrico (16.216 domande), seguono le domande relative al settore gas (8.420 domande) e quelle presentate dai clienti *dual fuel* (3.817 domande); infine, 240 domande sono state presentate dai *prosumer*. In merito all'esito delle

domande pervenute al Servizio, nell'81% dei casi vi è stata l'ammissione alla procedura; le procedure concluse con un accordo tra le parti sono il 70%; tali percentuali sono quasi identiche all'anno precedente. Per giungere all'accordo, le parti hanno impiegato in media 56 giorni solari, 2 in meno del 2022.

In alternativa al Servizio conciliazione dell'Autorità il cliente finale può esperire il tentativo obbligatorio di conciliazione ai fini giudiziali anche ricorrendo ad altri soggetti. L'Autorità, in attuazione delle norme, ha istituito nel dicembre 2015 l'**Elenco degli organismi deputati a gestire procedure ADR (Alternative Dispute Resolution)**. Al 31 marzo 2024, risultavano iscritti nell'Elenco dell'Autorità, 30 organismi ADR. Le informazioni trasmesse dagli organismi ADR fanno emergere un sensibile aumento del numero delle domande di conciliazione relative ai settori energetici ricevute, rispetto all'anno precedente (+26%), il 68% delle domande presentate, per tutti i settori, è riconducibile agli organismi ADR di conciliazione paritetica.

Fin dal 2009 è attivo un meccanismo di protezione 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**. Al fine di colmare il divario tra i potenziali beneficiari e i percettori effettivi dei bonus, che si è sempre mantenuto su livelli considerevoli, il decreto-legge 26 ottobre 2019, n. 124 ha innovato il quadro normativo prevedendo, tra l'altro, che dal 1° gennaio 2021 i bonus siano riconosciuti automaticamente agli aventi diritto (che sono i soggetti il cui ISEE<sup>22</sup> in corso di validità sia compreso nei limiti previsti dalla normativa) e, dunque, senza necessità che questi ultimi presentino apposita domanda ai Comuni e/o ai centri di assistenza fiscale. Nel febbraio 2021 l'Autorità ha approvato le modalità applicative del regime di riconoscimento automatico agli aventi diritto dei bonus sociali elettrico, gas e idrico per disagio economico, interamente sostitutive della regolazione del precedente sistema "a domanda". Non rientra, invece, nell'ambito di applicazione del provvedimento il bonus sociale elettrico per disagio fisico, che rimane "a domanda" e che continua a essere gestito attraverso un sistema a parte.

Il 2023 è stato, quindi, il terzo anno di attuazione del regime di riconoscimento automatico dei bonus sociali elettrico, gas e idrico per disagio economico. In considerazione del permanere di tensioni di prezzo sui mercati all'ingrosso (dopo il rilevante incremento dei prezzi dell'elettricità e del gas sperimentato nel 2022), anche nel 2023 sono stati numerosi gli interventi del Governo che hanno introdotto importanti novità volte a fornire una crescente tutela e salvaguardia per le famiglie economicamente disagiate, al fine di supportarne la spesa energetica. L'Autorità ha dato attuazione a tali norme prevedendo:

- l'inserimento, per tutti gli aventi diritto, di una componente compensativa integrativa a carico del bilancio dello Stato per il primo e il secondo trimestre 2023;
- che dal 1° gennaio 2023 il valore normale dell'ISEE per l'accesso ai bonus sociali per disagio economico, fosse aggiornato a 9.530 euro (l'Autorità deve aggiornare tale valore con cadenza triennale sulla base del valore medio dell'indice nazionale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati in ciascun triennio di riferimento);
- che per il solo anno 2023 il valore soglia di ISEE necessario per accedere ai bonus sociali elettrico e gas fosse innalzato a 15.000 euro;
- che il valore dei bonus venisse differenziato in base al valore dell'ISEE, introducendo una nuova classe di agevolazione (classe d), per le famiglie il cui ISEE fosse compreso tra 9.530 e 15.000

---

<sup>22</sup> 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).

euro, alle quali attribuire un bonus elettrico e gas pari all'80% della compensazione economica stabilita per i nuclei familiari con ISEE ordinario (entro 9.530 euro);

- l'introduzione di un'ulteriore nuova classe di aventi diritto al bonus (classe b-bis) per le famiglie numerose, con 4 o più figli e ISEE compreso tra 20.000 e 30.000 euro.

Nel 2023 il numero di consumatori che hanno ottenuto il bonus sociale per le forniture elettriche è aumentato del 22% rispetto all'anno precedente, passando da 3.818.281 a 4.641.449, di cui 4.576.621 (+21,5%) per disagio economico e 64.828 (+24,2%) per disagio fisico. L'ammontare complessivo dei bonus erogati per il settore elettrico per disagio economico è stato pari a circa 1.313 milioni di euro, stabile rispetto all'anno precedente. L'ampliamento della platea di beneficiari è dovuto in parte al meccanismo automatico di riconoscimento dei bonus, ma soprattutto agli interventi governativi.

Come detto, le famiglie con bonus per l'utilizzo di apparecchiature elettriche per il mantenimento in vita (bonus per disagio fisico), al 31 dicembre 2023, erano 64.828, in aumento del 24,2% rispetto all'anno precedente. 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 tipologia di apparecchiatura e delle ore medie di utilizzo giornaliero.

Nel 2022, anche le famiglie beneficiarie del **bonus sociale per le forniture gas** per disagio economico sono aumentate notevolmente, passando da 2.441.158 a 3.005.197 (+23,1%). L'ammontare dei bonus erogati per il settore gas nel 2023 è stato pari a circa 849 milioni di euro. Relativamente alla ripartizione percentuale per numero di componenti dei nuclei familiari beneficiari di bonus gas per disagio economico, l'87,6% riguarda i nuclei fino a 4 componenti, il 15,2% oltre 4 componenti.

Anche nel 2023 sono continuate le azioni dell'Autorità mirate ad accompagnare i consumatori finali nel **percorso di superamento delle tutele di prezzo**. Come stabilito dall'Autorità, quindi, le comunicazioni incluse nelle fatture hanno continuato a informare i clienti che cambiare contratto o fornitore è semplice e gratuito ed è assicurata la garanzia della continuità del servizio; hanno, altresì, fornito gli elementi che dovrebbero sollecitare il cliente a usufruire degli strumenti volti a effettuare una scelta informata e consapevole, come il Portale Consumi, il Portale Offerte luce e gas e le offerte PLACET.

Le offerte presenti nel *database* del Portale e disponibili al 31 dicembre 2023, erano pari a 8.505, di cui 5.854 relative alla fornitura nel mercato libero, 2.170 offerte PLACET e 481 offerte senza il calcolo della stima della spesa annua. Per il settore elettrico erano disponibili complessivamente 4.100 offerte, per il gas naturale 3.873; le offerte *dual fuel* erano 44. Per il settore elettrico, il 42,4% delle offerte rivolte ai clienti domestici erano a prezzo fisso, mentre per i clienti non domestici tale percentuale scende al 25,9%. Analogamente per il settore del gas naturale, le offerte disponibili sono prevalentemente a prezzo variabile. Per i domestici rappresentano il 76,4% delle offerte disponibili, per i condomini il 72,2% e per i clienti non domestici il 71,5%.

Nell'ottica di rafforzare ulteriormente l'informazione e l'*empowerment* dei clienti finali, nel 2023 l'Autorità ha approvato interventi di aggiornamento ed efficientamento del **Codice di condotta commerciale** relativi:

- all'adeguamento alle nuove disposizioni in materia di oneri di recesso anticipato dei clienti finali di energia elettrica, introdotte dal decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210 che ha dato attuazione alla direttiva (UE) 2019/944;
- agli obblighi informativi dei venditori in caso di rinnovo delle condizioni economiche con modifica delle medesime condizioni nei contratti di fornitura di energia elettrica e gas naturale.

Alla fine del 2023 l'Autorità ha avviato un procedimento di revisione organica della **Bolletta 2.0**,

finalizzato a migliorarla dal punto di vista della semplicità, della sua comprensibilità e dell'uniformità; in considerazione dell'importanza di tale procedimento e della necessità di garantire la più ampia partecipazione degli *stakeholder*, il procedimento in parola è sottoposto all'applicazione dell'analisi di impatto della regolazione (AIR).

Il **Portale dei consumi** è oggetto di continue evoluzioni, finalizzate sia a verificarne e migliorarne le performance sia a implementarne le specifiche; come negli anni precedenti, quindi, anche nel corso del 2023 sono state ulteriormente rese disponibili nuove funzionalità, tra cui l'indicazione della potenza massima assorbita nel periodo, e sono continuati gli approfondimenti in merito alle evoluzioni del quadro normativo italiano e comunitario al fine di consentire l'accesso dei dati a parti terze autorizzate dai clienti finali.

### 2.1.2 Attuazione del *Clean Energy Package*

La legge 22 aprile 2021, n. 53 è il provvedimento che ha definito i principi e i criteri direttivi per la delega al Governo per l'implementazione nell'ordinamento italiano delle norme del *Clean Energy Package*, con particolare riferimento:

- alla direttiva 2018/2001/UE, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (art. 5);
- alla direttiva 2019/944/UE, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE (rifusione) (art. 12);
- all'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento (UE) 943/2019, sul mercato interno dell'energia elettrica (rifusione), e del regolamento (UE) 941/2019, sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE (art. 19).

In attuazione di tale legge sono poi stati emanati: il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, recante "Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili" (c.d. Decreto Red II); il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, recante "Attuazione della direttiva UE 2019/944, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, e che modifica la direttiva 2012/27/UE, nonché recante disposizioni per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento UE 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento UE 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE" e altri decreti di recepimento delle direttive europee.

All'inizio del 2020 è stato anche pubblicato il **Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC)**, che è stato inviato alla Commissione europea dal Ministero dello sviluppo economico di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con quello delle infrastrutture e dei trasporti, ai sensi del c.d. regolamento *governance* (regolamento (UE) 1999/2018). Il Piano, ampiamente descritto nell'*Annual Report 2020* (al quale si rimanda) contiene obiettivi, politiche e misure che l'Italia intende adottare nei prossimi anni per il raggiungimento degli obiettivi europei di energia e clima al 2030. Il Governo italiano sta ora lavorando alla sua implementazione.

Gli interventi realizzati nel 2023 strettamente collegati al *Clean Energy Package* hanno riguardato l'approvazione del nuovo Testo integrato del dispacciamento elettrico (*cf.* par. 3.1.5) e l'adeguamento alle nuove disposizioni in materia di oneri di recesso anticipato dei clienti finali di energia elettrica introdotte dal decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210 che ha dato attuazione alla direttiva (UE) 2019/944 (*cf.* par. 5.1.5).

## 3 IL MERCATO ELETTRICO

### 3.1 Regolamentazione delle infrastrutture

#### 3.1.1 *Unbundling*

L'Autorità ha rinnovato<sup>23</sup> 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 dal 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.

#### 3.1.2 Estensione delle reti e ottimizzazione

In Italia, la **trasmissione elettrica** avviene per mezzo di circa 75.450 km di linee e circuiti elettrici e oltre 900 stazioni di smistamento e di conversione. L'operatore della Rete di trasmissione nazionale (TSO) è la società Terna. La partecipazione di controllo di Terna, pari al 29,851%, è detenuta da CDP Reti, società controllata dalla Cassa depositi e prestiti<sup>24</sup>. Il restante 70,15% del capitale appartiene al mercato.

Nel 2023 le imprese titolari di *asset* della Rete di trasmissione nazionale (RTN) sono otto, una in più rispetto al 2022. Oltre a Terna e Rete, la società del gruppo Terna nella quale sono confluite le infrastrutture acquistate da Ferrovie dello Stato italiano, sono presenti nella trasmissione elettrica: Seasm del gruppo A2A, Eneco Valcanale<sup>25</sup>, la società che ha realizzato un tronco di linea in alta tensione di collegamento con la rete nazionale austriaca APG (Austrian Power Grid), la società Terna Crna Gora controllata al 100% da Terna, nonché le società Monita Interconnector, la società Piemonte Savoia (Pi.Sa.), costituite da Terna per la realizzazione e la gestione di infrastrutture di interconnessione e, infine, la società Resia Interconnector, i cui *asset* fanno parte del collegamento di interconnessione con l'Austria entrato in esercizio alla fine del 2023.

La società Monita Interconnector è stata costituita per la realizzazione dell'elettrodotto Italia-Montenegro, entrato in esercizio nel dicembre 2019, di cui ora gestisce la manutenzione e l'esercizio. La società Piemonte Savoia Pi.Sa. è titolare dell'autorizzazione per la realizzazione e per la gestione della *merchant line* del collegamento HVDC Piossasco-Grand-Île, che collega l'Italia alla Francia, entrato in servizio nel novembre 2022. Entrambe le società sono state cedute dal gruppo Terna a

---

<sup>23</sup> Con la delibera 22 giugno 2015, 296/2015/R/com che ha sostituito la previgente delibera 18 gennaio 2007, n. 11.

<sup>24</sup> 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.

<sup>25</sup> Eneco Valcanale, che possiede 6,6 km delle linee  $\leq 150$  kV, è considerato tra gli operatori di rete nonostante non abbia ancora richiesto a Terna l'inclusione nella RTN della *merchant line* Austria, così come previsto dal decreto di esenzione n. 290/ML/3/2010.

finanziatori privati. Gli *asset* nelle proprietà di Monita Interconnector e di Pi.Sa. godono entrambi di un periodo di esenzione all'accesso dei terzi della durata di dieci anni a partire dall'entrata in esercizio commerciale della *merchant line*; al termine del periodo di esenzione, la titolarità della porzione di rete oggetto dell'esenzione e ricadente in territorio italiano dovrà essere trasferita a Terna.

Nel dicembre 2023 è entrato in esercizio il collegamento di interconnessione in corrente alternata con l'Austria. Il nuovo elettrodotto a 220 kV, lungo 28 chilometri, è stato realizzato interamente in cavo interrato e collega la stazione elettrica di Nauders, in Austria, con la stazione elettrica di Glorenza in val Venosta. L'opera consente a Italia e Austria di aumentare la capacità di interscambio elettrico di 300 MW, raddoppiando quella attuale; inoltre, permette di migliorare l'efficienza e l'affidabilità della rete elettrica, con conseguente incremento della qualità e della continuità della fornitura. Per la parte italiana, l'intervento, che rientra nel quadro normativo definito dall'art. 32 della legge n. 99/2009, è stato promosso dalla società Resia con cui Terna ha sottoscritto un *framework* contrattuale a titolo oneroso che ne regola la realizzazione, l'esercizio e la manutenzione.

Considerando quindi gli *asset* di tutte le società appartenenti al gruppo societario, nel 2023 il gruppo Terna possiede 75.140 km di cavi, cioè il 99,6% degli elettrodotti nazionali e delle 922 stazioni elettriche che fanno parte della RTN.

Al 31 dicembre 2023 risultavano iscritte all'Anagrafica operatori dell'Autorità 119 imprese della **distribuzione elettrica** (quattro in meno del 2022), di cui solo 10 servono un numero di clienti superiore a 100.000; insieme queste imprese forniscono il 98,3% di tutta l'energia distribuita in Italia al 98,5% di tutti gli utenti. 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 hanno 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 1.287.100 km di reti, la maggior parte delle quali (69%) è in bassa tensione. Nel 2023 la lunghezza delle reti di distribuzione elettrica è cresciuta di quasi 5.600 km, di cui circa 2.600 in bassa tensione e circa 2.900 in media tensione, mentre le reti in alta o altissima tensione sono sostanzialmente rimaste invariate (+18 km). La società e-distribuzione è il primo operatore, con la quota dominante dell'85,1% dell'energia distribuita. Seguono, nello stesso ordine del 2022: Unareti con il 4,1%, Areti con il 3,6%, Ireti con l'1,1% e V-Reti (gruppo Agsm Aim) con l'1%. Tutti gli altri distributori detengono una quota di volumi distribuiti inferiore all'1%.

### 3.1.3 Investimenti in nuove infrastrutture di trasmissione

#### Valutazione dello schema di piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale

Il Piano di sviluppo della rete di trasmissione elettrica per l'anno 2023 prevede una spesa complessiva sull'orizzonte di riferimento 2023-2032 di circa 21 miliardi di euro (+17% rispetto al precedente Piano di sviluppo 2021 da 18 miliardi di euro).

In aggiunta agli interventi già previsti dal Piano di sviluppo 2021, il Piano di sviluppo 2023 prevede investimenti in diversi progetti innovativi all'interno del progetto Hypergrid, pari a circa 11 miliardi di euro, che dovrebbero consentire l'incremento di circa 15 GW di capacità di trasporto tra le zone

di rete. In particolare, il progetto Hypergrid è finalizzato a sfruttare le tecnologie della trasmissione in corrente continua (HVDC) per aumentare significativamente la capacità di trasporto con un impatto limitato sul territorio (e sulle conseguenti criticità autorizzative) al fine di perseguire gli obiettivi di transizione e sicurezza energetica. Si tratta di un'imponente operazione di ammodernamento di elettrodotti già esistenti, accompagnata da nuovi collegamenti sottomarini a 500 kV.

Il gestore della rete di trasmissione nazionale ha presentato istanza di valutazione a due fasi per un'ampia parte della rete Hypergrid (quattro su cinque dorsali), sulla base dell'approccio introdotto<sup>26</sup> dall'Autorità nel gennaio 2023. Al fine di consentire flessibilità nelle scelte di investimento, tale approccio prevede una prima fase in cui sono approvate unicamente le spese di sviluppo del progetto, e una fase successiva di approvazione tariffaria delle spese di realizzazione dello stesso.

Il 7 agosto 2023 l'Autorità ha avviato la consultazione pubblica del Piano di sviluppo della rete di trasmissione elettrica per l'anno 2023, rendendo disponibili i documenti relativi allo schema di Piano 2023 e gli ulteriori documenti di accompagnamento, nonché l'istanza di valutazione a due fasi del progetto Hypergrid.

Nell'ambito di tale consultazione, conclusasi il 16 ottobre 2023, il gestore della rete di trasmissione il 2 ottobre 2023 ha organizzato<sup>27</sup> a Milano una sessione pubblica finalizzata alla presentazione e all'approfondimento di specifici aspetti del Piano nonché alla risposta ai quesiti dei soggetti interessati.

### **Conformità del Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale con il Piano di sviluppo dell'Unione**

L'Autorità ha il compito<sup>28</sup> di valutare se il Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale è coerente con i fabbisogni individuati nel corso della procedura di consultazione pubblica e anche con il piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello europeo (*Ten Year Network Development Plan*, TYNDP).

Durante il 2023, questa attività dell'Autorità è stata condotta in funzione dell'analoga attività di ACER, che si è conclusa con la pubblicazione dell'Opinione<sup>29</sup> dell'aprile 2023 sui progetti presenti nel TYNDP e nei Piani elettrici nazionali.

In particolare, riguardo ai progetti italiani, sono stati evidenziati i seguenti elementi:

- l'assenza nel TYNDP 2022 dell'HVDC Italia-Francia, per cui era previsto il completamento nel 2023;
- l'assenza nel TYNDP 2022 del progetto Italia-Svizzera ("progetto del S. Giacomo"), che era presente in precedenti Piani di sviluppo italiani ma assente nel Piano di sviluppo 2023;
- l'assenza nel TYNDP 2022 del progetto di nuova interconnessione Dobbiaco-Austria;
- l'assenza nel TYNDP 2022 della stazione di Volpago, che in precedenti Piani era stata indicata

---

<sup>26</sup> Delibera 24 gennaio 2023, 15/2023/R/eel (dettagliata anche nel seguito nel testo).

<sup>27</sup> Iniziativa svolta su mandato dell'Autorità.

<sup>28</sup> Compito previsto dall'art. 36 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93.

<sup>29</sup> Atto ACER 04/2023 del 4 aprile 2023.

- avente impatto sulle capacità di trasporto;
- l'assenza nel TYNDP 2022 del nuovo progetto Regoledo (IT)-Svizzera; per questo progetto è espressamente richiesta l'inclusione a modifica del TYNDP;
  - l'assenza nel TYNDP 2022 del progetto di incremento tensione della linea Nava (IT)-S. Dalmas (FR);
  - l'opportunità di presentare il progetto TYNDP Codice 150 (Italia-Slovenia) come *cluster* di due interventi, uno relativo ad attività di breve-medio termine, inclusa la potenziale installazione di un *Phase Shifting Transformer*, e uno relativo al possibile collegamento HVDC Salgareda (IT)-Bericevo (SI);
  - la necessità di rettificare la data attesa di entrata in esercizio del progetto di secondo polo HVDC Italia-Montenegro (indicata al 2026 nel TYNDP 2022), in quanto il progetto è "in valutazione", cioè senza attività realizzative nell'orizzonte del Piano di sviluppo italiano;
  - numerose differenze su alcuni progetti, riguardanti per esempio le caratteristiche tecniche, l'anno atteso di entrata in esercizio, l'avanzamento del progetto, i costi di investimento attesi.

L'Autorità, infine, ha segnalato il proprio disaccordo con tutti i calcoli dei benefici attesi per i progetti TYNDP 2022 che riguardano l'Italia, in ragione delle ipotesi non realistiche riguardanti gli scenari di piano.

### **Aggiornamento dei requisiti minimi per il piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica**

Nel gennaio 2023 l'Autorità ha aggiornato<sup>30</sup> le disposizioni e i requisiti minimi<sup>31</sup> per la consultazione e la predisposizione del Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale.

Le modifiche introdotte hanno riguardato principalmente:

- l'introduzione, in via sperimentale, di un approccio a due fasi per l'approvazione dei progetti prioritari al raggiungimento degli obiettivi della transizione energetica: una prima fase, finalizzata a una valutazione dell'Autorità sulla "linea di sviluppo dell'intervento", nonché a riconoscere le spese (efficienti) preliminari sostenute da Terna per la definizione del progetto e la relativa procedura autorizzativa; e una seconda fase, funzionale a fornire il parere alla realizzazione finale del progetto e al riconoscimento delle relative spese di investimento, qualora effettivamente confermata l'esigenza a cui il progetto risponde;
- l'introduzione di un rapporto di monitoraggio dell'avanzamento degli interventi che il gestore della rete di trasmissione dovrà predisporre entro il 28 febbraio degli anni pari (quelli cioè "senza" il Piano di sviluppo) con riferimento all'avanzamento al 31 dicembre dell'anno precedente; solo per la prima edizione di tale rapporto è stata disposta una scadenza differente, per tenere conto della novità del processo di predisposizione;
- un maggiore collegamento tra le attività di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo e gli interventi di sviluppo pianificati;
- l'aggiornamento di alcuni aspetti puntuali e applicativi dei requisiti per i Piani di sviluppo e delle analisi costi-benefici (ACB), anche per un allineamento agli sviluppi regolatori in ambito nazionale ed europeo.

---

<sup>30</sup> Delibera 24 gennaio 2023, 15/2023/R/eel.

<sup>31</sup> Delibera 4 novembre 2016, 627/2016/R/eel.

In relazione a quest'ultimo punto, le integrazioni hanno riguardato principalmente:

- l'aggiornamento della soglia di investimento sopra la quale applicare l'ACB: 25 milioni di euro per interventi costituiti principalmente da uno o più nuovi elementi di rete; 50 milioni di euro per razionalizzazioni e riassetti di rete;
- l'esplicitazione della previsione di attualizzazione dei benefici e dei costi all'anno di predisposizione del Piano di sviluppo;
- l'introduzione di due nuovi sotto-indicatori: beneficio B1.b, relativamente alla riduzione dei costi di esercizio della generazione nel caso di nuove interconnessioni con sistemi isolati; beneficio B5.s, relativamente alla riduzione di *overgeneration* di sistema in esito al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) in assenza di *double counting* con altri benefici.

### Incentivazione alla realizzazione di nuova capacità di trasporto e promozione dell'efficienza dei costi di investimento

Il Testo integrato della regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica<sup>32</sup>, relativo al semiperiodo di regolazione 2020-2023, prevede un meccanismo incentivante per la realizzazione di capacità di trasporto addizionale fino a valori-obiettivo che sono stati determinati<sup>33</sup> dall'Autorità nell'ottobre 2021 per ciascuna sezione tra zone di rete e per ciascun confine. Inoltre, la regolazione prevede un premio addizionale in caso di realizzazione della suddetta capacità di trasporto a costi di investimento inferiori a quelli di riferimento definiti dall'Autorità.

Nel 2023 l'Autorità ha determinato le partite economiche a favore di Terna per aver reso disponibili i seguenti incrementi di capacità tra sezioni della rete durante il 2022:

- nazioni a Nord (aggregazione di Francia, Svizzera e Austria)-Italia: 277 MW;
- da Sud a Centro-Sud: 250 MW.

Nel dettaglio, gli interventi realizzati da Terna nel corso del 2022 che hanno consentito incrementi di capacità sono i seguenti:

- gli interventi *capital light* che hanno interessato la frontiera Nord permettendo il conseguimento di un incremento dei limiti di transito pari a 277 MW (complessivo) sulle sezioni di mercato con Francia, Svizzera e Austria e di 23 MW sulla sezione di mercato con la Slovenia;
- gli interventi *capital light* che hanno consentito l'incremento dei limiti di transito di 100 MW da Sud a Centro-Sud;
- l'elettrodotto 380 kV Deliceto-Bisaccia che ha consentito di rendere strutturali e permanenti i 150 MW dalla zona Sud alla zona Centro-Sud dei 400 MW già rilasciati dal 1° gennaio 2021 con gli interventi *capital light* realizzati nel 2020.

Gli incrementi di capacità sono stati resi disponibili grazie a una serie di interventi a bassa intensità di capitale (c.d. *capital light*), basati su soluzioni tecnologiche innovative e sull'ottimizzazione di procedure operative di esercizio:

- potenziamento del Sistema di difesa, ottenuto attraverso l'asservimento di un maggior numero di unità di produzione da fonti rinnovabili alle logiche di telescatto, l'installazione di nuove unità

---

<sup>32</sup> Allegato A alla delibera 27 dicembre 2019, 567/2019/R/eel.

<sup>33</sup> Delibera 26 ottobre 2021, 446/2021/R/eel.

periferiche di monitoraggio (UPDM) e/o l'adeguamento delle unità esistenti e il ricorso a nuove logiche per il controllo della stabilità;

- installazione di sistemi *Dynamic Thermal Rating* (DTR) su rete 380/220/150 kV per massimizzare l'utilizzo delle direttrici di trasporto principali, migliorando al contempo la stima in tempo reale della portata in corrente massima effettiva, nel rispetto dei vincoli di sicurezza;
- risoluzione mirata dei limiti di portata per quegli elementi di rete che fungono da "collo di bottiglia" nel transito dei flussi di energia o per i quali erano presenti interferenze con altre linee.

### Promozione dell'unificazione della rete di trasmissione nazionale

Con la regolazione *output-based* della trasmissione, a partire dal 2020 l'Autorità ha introdotto un meccanismo che incentiva la promozione della completa unificazione della rete di trasmissione nazionale (RTN), prevista dalla legge. Gli effetti di questo meccanismo sono terminati il 31 dicembre 2022.

Nel periodo di incentivazione 2020-2023, il meccanismo introdotto ha portato all'acquisizione di cinque porzioni RTN delle sei potenzialmente oggetto di premialità (quattro titolari RTN e due *merchant line* senza obbligo di cessione a Terna a fine esenzione). La Tavola 3.1 riporta il quadro di sintesi delle acquisizioni e dei relativi premi.

**Tavola 3.1 Quadro di sintesi delle acquisizioni e dei relativi premi per l'unificazione della rete di trasmissione nazionale**

MERCHANT LINE/TITOLARE RTN	DATA ACQUISIZIONE	PREMIO %	PREMIO (euro)
Arvedi Trasmissione	31 maggio 2021	6%	570.613
Tirano (IT) – Campocologno (CH)	25 giugno 2021	6%	993.421
Megareti	28 dicembre 2021	4%	853.178
Mendrisio (CH) – Cagno (IT)	28 ottobre 2022	6%	563.991
Edyna Transmission	29 dicembre 2022	2%	256.840
<b>TOTALE</b>			<b>3.238.043</b>

Fonte: ARERA

Rimane un titolare RTN diverso dalle società del gruppo Terna: si tratta dell'impresa Brulli Trasmissione (ex Brulli Service), che ha acquisito a marzo 2022 la quota di maggioranza (67%) da A2A nella società SEASM (ex titolare RTN). Brulli Trasmissione è proprietaria della stazione elettrica di Voghera 380 kV (singola sbarra, con tre stalli), che era entrata in esercizio nel 2004 a valle di una procedura di confronto concorrenziale.

### Piani di sviluppo delle reti di distribuzione

Nell'aprile 2023 l'Autorità ha indicato<sup>34</sup> i propri orientamenti per l'identificazione di priorità e indicatori di *performance* per uno sviluppo maggiormente selettivo degli investimenti nelle reti di distribuzione dell'energia elettrica e per la progressiva introduzione di requisiti minimi per la consultazione e la predisposizione dei Piani di sviluppo delle reti di distribuzione.

<sup>34</sup> Documento per la consultazione 20 aprile 2023, 173/2023/R/eel.

A seguito della consultazione, l'Autorità ha adottato due interventi. Nel giugno 2023 ha previsto<sup>35</sup> le modalità per l'elaborazione e la consultazione pubblica biennale dei Piani di sviluppo delle reti di distribuzione formulati dalle imprese distributrici con oltre 100.000 clienti finali per l'anno 2023 e, successivamente, dal 2025 per ogni anno dispari. Nel dicembre 2023, ha poi stabilito<sup>36</sup> che le imprese distributrici elaborino alcuni documenti comuni, funzionali alla predisposizione dei Piani di sviluppo.

Più in dettaglio:

- in merito alle tempistiche, nel 2023 le imprese distributrici effettuano una consultazione pubblica del Piano di sviluppo, il cui esito è inserito nel piano definitivo inviato all'Autorità entro il 30 novembre 2023; poi, dal 2025, le imprese distributrici devono effettuare una consultazione pubblica del Piano di sviluppo e lo presentano all'Autorità, eventualmente aggiornato in base a quanto emerso dalla consultazione, entro il 30 giugno di ogni anno dispari;
- in merito alle modalità di elaborazione dei piani, questi devono essere predisposti:
  - in coordinamento con Terna e in coerenza con il Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale;
  - tenendo conto sia delle dinamiche di evoluzione del settore elettrico quali lo sviluppo atteso della produzione di energia elettrica e della domanda, inclusi i punti di ricarica per i veicoli elettrici, sia delle possibili congestioni di rete di distribuzione previste e del conseguente potenziale fabbisogno di servizi di flessibilità;
  - indicando gli investimenti di rete programmati con un orizzonte temporale almeno quinquennale, esplicitando allo scopo la metodologia utilizzata per identificare gli investimenti e la loro granularità;
  - esplicitando, per ciascun investimento, le caratteristiche di costo e di avanzamento, motivando eventuali ritardi esogeni all'impresa o posticipazioni volontarie da parte della stessa;
- per quanto riguarda i documenti comuni, funzionali alla predisposizione dei Piani di sviluppo, in particolare, l'Autorità ha stabilito una struttura armonizzata dei contenuti del Piano di sviluppo e l'identificazione puntuale dei documenti di accompagnamento; ha imposto la redazione di un documento comune di descrizione dell'approccio metodologico adottato per l'identificazione degli investimenti, anche nel caso di eventuale applicazione di tecniche di analisi costi-benefici e di un documento comune di definizione delle categorie elementari di investimento, ai fini della stima dei costi unitari di investimento.

L'Autorità ha inoltre imposto che, negli anni pari, ciascuna impresa distributtrice pubblici e trasmetta all'Autorità un rapporto di avanzamento degli interventi presentati nel Piano di sviluppo (con la prima edizione entro il 30 settembre 2024), mentre negli anni dispari tale monitoraggio dell'avanzamento sia incluso direttamente nella relativa edizione del Piano di sviluppo.

### **Modernizzazione dei sistemi di misura - *Smart metering 2G***

Per le imprese distributrici più grandi (oltre 100.000 punti di prelievo) è proseguita l'applicazione

---

<sup>35</sup> Delibera 28 giugno 2023, 296/2023/R/eel.

<sup>36</sup> Delibera 27 dicembre 2023, 617/2023/R/eel.

della regolazione per il riconoscimento dei costi legati alla messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G, disposta nel luglio 2019<sup>37</sup> per il periodo 2020-2022 e nel dicembre 2022<sup>38</sup> per il triennio 2023-2025. In particolare, è stata valutata la richiesta di ammissione al regime incentivante e il Piano di Messa in servizio dello *Smart metering* 2G (PMS2) presentati dall'impresa distributrice Deval.

Nel settembre 2023 l'Autorità ha approvato<sup>39</sup> il PMS2 presentato da Deval, prevedendo:

- la messa in servizio di oltre 161.500 misuratori 2G nel periodo (2022-2036) del PMS2;
- la prima messa in servizio di circa 149.500 misuratori 2G e la sostituzione di poco più di 12.000 misuratori "2G su 2G" principalmente a causa di guasti, manomissioni e richieste commerciali;
- una spesa prevista di capitale di poco inferiore a 23 milioni di euro, espressa a prezzi costanti del 2021, nel periodo quindicennale del PMS2 (incluse le spese 2G precedenti al 2021);
- una spesa unitaria prevista di 138,15 euro per misuratore 2G messo in servizio, espressa a prezzi costanti del 2021.

In merito al monitoraggio dell'avanzamento e delle *performance* dei sistemi di *smart metering* 2G da parte delle imprese distributrici che servono fino a 100.000 punti di prelievo<sup>40</sup> e di quelle con oltre 100.000 punti di prelievo<sup>41</sup>, nell'ottobre 2023 l'Autorità ha definito<sup>42</sup> gli elementi per armonizzare e sistematizzare le modalità con cui le imprese distributrici inviano annualmente all'Autorità i dati e le informazioni relative all'avanzamento e alle *performance* dei sistemi di *smart metering* 2G.

### 3.1.4 Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti

#### Tariffe dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura

Nel dicembre 2019 l'Autorità ha approvato<sup>43</sup> la regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per gli anni 2020-2023 (NPR2). Come in precedenza, anche nell'NPR2 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 2023 sono state determinate<sup>44</sup> le tariffe per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura applicate ai clienti finali (tariffe obbligatorie) per l'anno 2024.

---

<sup>37</sup> Delibera 16 luglio 2019, 306/2019/R/eel.

<sup>38</sup> Delibera 27 dicembre 2022, 724/2022/R/eel.

<sup>39</sup> Delibera 12 settembre 2023, 397/2023/R/eel.

<sup>40</sup> Delibera 16 marzo 2021, 106/2021/R/eel.

<sup>41</sup> Delibera 724/2022/R/eel.

<sup>42</sup> Determina della Direzione Infrastrutture Energia, 26 ottobre 2023, 3/2023.

<sup>43</sup> Delibera 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel.

<sup>44</sup> Delibere 28 dicembre 2023, 630/2023/R/eel e 632/2023/R/eel

### Oneri generali di sistema del settore elettrico: recepimento e attuazione delle manovre adottate dal Governo a sostegno dei clienti finali

L'anno 2023 è stato caratterizzato, per il settore elettrico, da un progressivo ritorno alla "normalità", in quanto, a fronte di un rallentamento dei prezzi delle *commodities* energetiche, il Governo ha via via ridotto gli interventi a sostegno degli utenti elettrici. Ciò ha portato a una progressiva riattivazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali del settore elettrico a carico degli utenti.

**Tavola 3.2 Gettiti oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2023: componenti  $A_{SOS}$  e  $A_{RIM}$  e relativi elementi (in milioni di euro)**

ALIQUOTA	DESCRIZIONE	GETTITO ANNUALE DA UTENTI	DA BILANCIO DELLO STATO	
			LEGGE DI BILANCIO 2023	DL n. 131/2023
$A_{SOS}$	Oneri relativi al sostegno delle energie da fonti rinnovabili ed alla cogenerazione CIP 6/92	7.070,26	707,13	-
$A_{3*SOS}^{(A)}$	Sostegno delle fonti rinnovabili e della cogenerazione CIP 6/92	6.054,69	707,13	-
$A_{ESOS}$	Oneri derivanti dalle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica	1.107,96	-	-
$A_{91/14SOS}^{(B)}$	Sconti previsti dal decreto legge 24 giugno 2014, n. 91	-92,39	-	-
$A_{RIM}^{(C)}$	Rimanenti oneri generali	1.160,26	255,87	203,22
$A_{3RIM}$	Oneri relativi alla produzione da rifiuti non biodegradabili	-	-	-
$A_{4RIM}$	Regimi tariffari speciali ferrovie	467,50	159,76	-
$A_{5RIM}$	Finanziamento della ricerca	62,32	7,42	-
$A_{SRIM}$	Bonus sociale	436,85	54,79	203,22
$A_{uc4RIM}$	Imprese elettriche minori	77,27	8,57	-
$A_{uc7RIM}$	Efficienza energetica negli usi finali	73,13	20,13	-
$A_{SVRIM}$	Sviluppo tecnologico	43,19	5,20	-
<b>TOTALE</b>		<b>8.230,52</b>	<b>963,00</b>	<b>203,22</b>

(A) Compresi sconti alle imprese a forte consumo di energia elettrica (c.d. imprese energivore).

(B) L'elemento  $A_{91/14SOS}$  è negativo in quanto si tratta di sconti riconosciuti a utenti in bassa e media tensione non inclusi tra le imprese a forte consumo di energia elettrica.

(C) Dal 1° gennaio 2023 sono stati soppressi gli elementi  $A_{2RIM}$  e  $A_{mctRIM}$  della componente tariffaria  $A_{RIM}$ , in quanto a partire dal 2023 gli "oneri nucleari" sono stati posti a carico della fiscalità generale dalla legge di bilancio 2023.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati CSEA (Cassa per i servizi energetici e ambientali).

In particolare, in relazione all'annullamento degli oneri generali del settore elettrico, che nel corso del 2022 è stato generalizzato per tutte le tipologie di utenze e per tutti i trimestri, per il 2023 il Governo è intervenuto<sup>45</sup> solo per il primo trimestre, stabilendo che in esso venissero annullate le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali del settore elettrico per le utenze domestiche e per le utenze non domestiche per altri usi in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW. Tale annullamento è stato disposto<sup>46</sup> da Arera nel dicembre 2023. Il conseguente mancato gettito delle componenti  $A_{SOS}$  e  $A_{RIM}$  per le utenze suddette è stato coperto dalle risorse messe a

<sup>45</sup> Legge 29 dicembre 2022, n. 197 (legge di bilancio 2023).

<sup>46</sup> Delibera 29 dicembre 2022, 735/2022/R/com.

disposizione<sup>47</sup> dallo Stato, che ha stanziato 963 milioni di euro.

Per le utenze non domestiche diverse dalle precedenti vi è stata la riattivazione<sup>48</sup> degli oneri generali a partire dal 1° gennaio 2023, mentre con decorrenza 1° aprile 2023 la riattivazione<sup>49</sup> ha riguardato tutte le altre utenze elettriche.

### Oneri di sistema nucleari

La legge di bilancio 2023 ha disposto<sup>50</sup> che, a partire dal 2023, gli oneri nucleari non siano più a carico delle utenze elettriche, bensì direttamente del bilancio dello Stato.

Si tratta del trasferimento alla fiscalità generale (c.d. fiscalizzazione) degli oneri nucleari, per cui i costi per il *decommissioning* e le compensazioni territoriali per gli enti locali che ospitano siti nucleari sono posti a carico dello Stato a partire dal 1° gennaio 2023. Fino a tutto il 2022 tali oneri erano a carico dell'utente elettrico e finanziati, rispettivamente, dall'elemento  $A_{2RIM}$  e dall'elemento  $A_{mctRIM}$  della componente tariffaria  $A_{RIM}$ . Ciò ha consentito all'Autorità di abolire<sup>51</sup> detti elementi della componente tariffaria  $A_{RIM}$  a partire dal 1° gennaio 2023.

Tale disposizione, non essendo strettamente correlata all'emergenza prezzi, si configura quindi come una misura strutturale che vale anche per gli anni successivi al 2023.

### 3.1.5 Regolazione della sicurezza e affidabilità delle reti

#### Servizio di dispacciamento

Il sistema elettrico sta attraversando una fase di profondo rinnovamento legato agli obiettivi di decarbonizzazione previsti a livello europeo, con una sempre crescente penetrazione di risorse produttive di piccola taglia e diffuse sul territorio e una graduale riduzione delle risorse produttive di grande taglia concentrate sui grandi "nodi" della rete di trasporto. Ciò comporta un radicale cambiamento nella gestione del sistema elettrico: emergono sia maggiori esigenze di riserva per compensare la volatilità della produzione da fonti aleatorie (quali eolica, solare e idroelettrica ad acqua fluente) sia la necessità di abilitare un numero maggiore di risorse (quali carichi, dispositivi di accumulo diffuso come le batterie, impianti di produzione di piccola taglia) alla fornitura dei servizi ancillari per far fronte alla riduzione degli impianti di grossa taglia che avevano fornito tali servizi fino a oggi. Occorre, pertanto, innovare in modo significativo il quadro regolatorio del dispacciamento, in quanto le regole attuali, delineate nel 2006<sup>52</sup>, non appaiono più in grado di intercettare i cambiamenti in essere, perché costruite avendo come riferimento un sistema basato su

---

<sup>47</sup> Articolo 1, comma 12 della legge 29 dicembre 2022, n. 197 (legge di bilancio 2023).

<sup>48</sup> Delibera 735/2022/R/com.

<sup>49</sup> Delibera 30 marzo 2023, 134/2023/R/com.

<sup>50</sup> Articolo 1, commi 20, 21 e 22 della legge 29 dicembre 2022, n. 197.

<sup>51</sup> Delibera 735/2022/R/com.

<sup>52</sup> Dalla delibera 9 giugno 2006, 111/06.

risorse programmabili concentrate, le cosiddette unità di produzione o unità di consumo abilitate.

Nel nuovo contesto cambia anche la funzione delle reti di distribuzione che diventano "attive", ossia in grado non solo di assorbire energia dalla rete di trasmissione, ma anche di erogare energia in direzione opposta rispetto a quella usuale (cosiddetta inversione di flusso, realtà già concreta in alcune aree del territorio nazionale caratterizzate da una significativa penetrazione della generazione distribuita). Inoltre, in alcune configurazioni, tali reti potrebbero sperimentare fenomeni nuovi, quali variazioni repentine di tensione o sovraccarichi, che devono essere risolti localmente. Si tratta di un approccio nuovo rispetto al quadro regolatorio nazionale: non è più, infatti, solamente Terna che ha bisogno di servizi ancillari (c.d. globali) per garantire l'esercizio in sicurezza delle reti elettriche, ma anche le imprese distributrici devono potersi approvvigionare di appositi servizi (c.d. locali) dalle risorse (diffuse) connesse con le loro reti.

In definitiva, se le fonti rinnovabili, distribuite e aleatorie, sostituiscono le fonti tradizionali, concentrate e programmabili, aumenta notevolmente l'esigenza di regolazione (in senso tecnico) della rete, sia in termini quantitativi (servono maggiori servizi; quindi, tutti devono/possono contribuire) sia in termini qualitativi (anche i servizi assumono carattere distribuito). L'Autorità ha raccolto questa sfida di innovazione del quadro del dispacciamento già nel 2015, aprendo<sup>53</sup> uno specifico procedimento, dedicato sia ai servizi ancillari globali sia ai servizi ancillari locali con l'intento finale di redigere un nuovo Testo integrato del dispacciamento elettrico che sostituisca quello attualmente in vigore. L'obiettivo finale è quello di definire un quadro regolatorio del dispacciamento consono all'evoluzione del sistema elettrico.

Nel 2023, è stato quindi approvato<sup>54</sup> il nuovo Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE) che, mutuando l'esperienza pluriennale dei progetti pilota delineati nel 2017<sup>55</sup>, porta a termine il percorso di innovazione. Si è delineato un modello di dispacciamento di merito economico, coerente con le disposizioni europee di cui al regolamento (UE) 2195/2017 in materia di bilanciamento del sistema elettrico, in cui tutte le risorse della rete (almeno in linea di principio) possono assumere un duplice ruolo: quello "principale" di produrre o consumare energia e quello "ancillare" di prestare servizi, che consistono nella disponibilità a modificare il proprio profilo di immissione e prelievo per far fronte a esigenze di gestione tecnica della rete.

Il nuovo Testo integrato, in particolare:

- definisce ruoli e compiti del *Balancing Service Provider* (BSP), responsabile per la fornitura dei servizi ancillari, e del *Balance Responsible Party* (BRP), responsabile della programmazione delle unità, sia di produzione sia di consumo, e della regolazione degli sbilanciamenti; i ruoli possono essere affidati alla medesima entità oppure a entità differenti, secondo la libera scelta adottata dal titolare di ciascuna risorsa;
- favorisce la competizione fra tutte le unità nella fornitura dei servizi ancillari globali in base al principio della neutralità tecnologica: tutte le risorse che rispettano i requisiti tecnici previsti da Terna per un dato servizio possono concorrere per erogarlo;
- differenzia i servizi a seconda dei perimetri di erogazione, nodale (coincidente con un nodo o un aggregato di nodi limitrofi) o zonale (coincidente con una zona di mercato), allineandoli con la nomenclatura dei regolamenti europei e raggruppando nell'ambito del servizio di modulazione

---

<sup>53</sup> Con la delibera 30 luglio 2015, 393/2015/R/eel.

<sup>54</sup> Con la delibera 25 luglio 2023, 345/2023/R/eel.

<sup>55</sup> Di cui alla delibera 5 maggio 2017, 300/2017/R/eel.

straordinaria tutti i servizi di natura emergenziale richiesti da Terna al di fuori del mercato per il servizio di dispacciamento, quali l'interrompibilità del carico, il teledistacco della produzione rinnovabile, l'attuazione delle procedure RIGEDI;

- ridefinisce i criteri di abilitazione delle risorse per la fornitura dei servizi ancillari globali, sia come singola unità (Unità abilitata singolarmente) sia in aggregato con altre unità a livello nodale (Unità virtuale abilitata nodale) o zonale (Unità virtuale abilitata zonale), superando i precedenti criteri di rilevanza (potenza installata non inferiore a 10 MW) e di taglia minima (1 MW); con il TIDE anche aggregati di dimensioni contenute possono abilitarsi e partecipare al mercato dei servizi ancillari;
- ridefinisce, in coerenza con i criteri di abilitazione di cui al precedente punto, gli aggregati rilevanti ai fini della programmazione delle unità e della regolazione degli sbilanciamenti;
- razionalizza le finalità del mercato per il servizio di dispacciamento in coerenza con il quadro regolatorio europeo derivante dal *Clean Energy Package* e con le disposizioni in materia di *central dispatch*, di cui al regolamento (UE) 2195/2017. Il mercato per il servizio di dispacciamento acquisisce in tal modo la forma di un mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento, articolato in un *Integrated Scheduling Process* (ISP) nodale e nelle piattaforme per lo scambio dei prodotti di bilanciamento sviluppate a livello europeo; l'ISP a sua volta vede una fase di programmazione *ex ante* e una fase di bilanciamento in tempo reale;
- separa la fase di programmazione delle unità dalla fase di negoziazione sui mercati dell'energia del giorno prima e infragiornaliero;
- rivede il *settlement* del servizio di dispacciamento, separando le competenze di BRP e BSP; il primo è responsabile della programmazione base e degli sbilanciamenti rispetto a tale programmazione, il secondo è responsabile delle movimentazioni richieste da Terna sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento e delle eventuali mancate movimentazioni in tempo reale. Sono introdotti i corrispettivi di compensazione fra BSP e BRP nonché, per i BRP, i corrispettivi di compensazione per le attivazioni legate al servizio di modulazione straordinaria; infine, sono enucleate dal corrispettivo *uplift* tutte le partite economiche (CCT, CCC, proventi delle aste di interconnessione con l'estero, conguagli per le rettifiche) che non sono strettamente attinenti all'approvvigionamento dei servizi ancillari globali.

La revisione del TIDE, inoltre, ha rappresentato l'occasione per razionalizzare le disposizioni in materia di organizzazione dei mercati elettrici del giorno prima e infragiornaliero che si erano stratificate nel corso degli anni e che erano state adottate in un contesto caratterizzato da un mercato elettrico italiano gestito in modo indipendente dai mercati europei e con una regolazione definita a livello nazionale. Con il *market coupling* le regole sono diventate europee e, a seguito del regolamento (UE) 942/2019, sono state adottate con decisioni da parte di ACER: il nuovo TIDE cattura questi cambiamenti riassumendo in unico documento sia le disposizioni rimaste di competenza delle autorità di regolazione nazionale (quali la scelta specifica dei prodotti, le modalità di presentazione delle offerte e i ruoli specifici di GME e Terna) sia i richiami alle disposizioni di cui alle decisioni ACER e ai regolamenti europei.

Il nuovo TIDE, infine, definisce i criteri con cui devono essere predisposti i modelli di rete e gli algoritmi che determinano la soluzione ottima di dispacciamento, al fine di perseguire un miglioramento continuo da parte di Terna in coerenza con l'evoluzione dello stato dell'arte. Anche lato trasparenza si registrano innovazioni importanti: Terna sarà, infatti, tenuta a pubblicare non solo il modello di rete utilizzato per l'ISP, ma anche lo stato di funzionamento puntuale, ossia la disponibilità di linee e impianti, il fabbisogno stimato dei servizi ancillari e le immissioni e prelievi attesi in ciascun nodo.

Il nuovo TIDE produrrà effetti dal 1° gennaio 2025.

### Prezzo di esercizio del Mercato della capacità

Il Mercato della capacità, la cui istituzione è stata prevista dal decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, è volto al raggiungimento e al mantenimento dell'adeguatezza della capacità produttiva, in modo tale che il fabbisogno di energia elettrica sia strutturalmente soddisfatto nel rispetto di predefiniti livelli di sicurezza e di qualità<sup>56</sup>.

Le prime procedure concorsuali del Mercato della capacità si sono svolte nel 2019 e hanno avuto ad oggetto gli anni di consegna 2022 e 2023. Nel 2022 si è poi tenuta l'asta relativa all'anno 2024. A decorrere dal mese di gennaio 2022 è stato dunque avviato il riconoscimento del corrispettivo fisso agli assegnatari ed è iniziata l'applicazione delle norme sugli obblighi di offerta e di restituzione del corrispettivo variabile, pari alla differenza tra il prezzo di riferimento e il prezzo di esercizio.

I parametri tecnico-economici e la metodologia per la determinazione del prezzo di esercizio per i periodi di consegna 2022-2023 e 2024-2025 sono stati definiti, rispettivamente, nel 2019 e nel 2021<sup>57</sup>: il prezzo di esercizio, rappresentativo del costo variabile standard di un'ipotetica unità di produzione di tipo turbogas a ciclo aperto alimentata a gas naturale, è pari alla somma di un insieme di componenti, tra cui una componente a copertura del costo per il gas naturale (componente gas naturale) e una componente a copertura dell'onere delle quote di emissione da rendere nell'ambito dell'*Emission Trading System* (componente emissioni).

La metodologia di determinazione del prezzo di esercizio del Mercato della capacità applicata negli anni 2022 e 2023 è stata poi modificata e integrata in via d'urgenza<sup>58</sup>, per fare in modo che il citato prezzo potesse riflettere maggiormente il costo variabile della tecnologia di punta, a prescindere dalla dichiarazione del livello di emergenza del sistema gas. A tal fine, è stato stabilito, tra l'altro, di:

- indicizzare su base giornaliera le componenti gas naturale ed emissioni per la definizione del prezzo di esercizio negli anni 2022 e 2023;
- calcolare il valore standard del gas naturale applicando il *System Average Price*, rappresentativo del valore giornaliero del gas naturale sulla rete italiana.

Per quanto concerne la componente gas naturale e la componente emissioni ai fini del calcolo del prezzo di esercizio del Mercato della capacità per l'anno 2024, l'Autorità, dopo la necessaria consultazione<sup>59</sup>, ha modificato la metodologia di determinazione del prezzo di esercizio per l'anno 2024 coerentemente con la metodologia per gli anni 2022 e 2023.

---

<sup>56</sup> Per una più dettagliata descrizione del quadro normativo di riferimento del Mercato della capacità, si rinvia agli *Annual Report* degli anni passati.

<sup>57</sup> Con le delibere 3 settembre 2019, 363/2019/R/eel, e 28 settembre 2021, 399/2021/R/eel.

<sup>58</sup> Con la delibera 4 marzo 2022, 83/2022/R/eel.

<sup>59</sup> Documento per la consultazione 17 ottobre 2023, 471/2023/R/eel

### Sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico

L'art. 18 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, ha previsto l'introduzione nell'architettura del mercato elettrico italiano di un nuovo sistema di approvvigionamento a termine delle risorse di stoccaggio elettrico, da affiancare ai mercati dell'energia, dei servizi ancillari e della capacità.

Nell'agosto 2022 l'Autorità ha illustrato<sup>60</sup> i propri orientamenti sugli aspetti di competenza che attengono al nuovo sistema di approvvigionamento a termine delle risorse di stoccaggio elettrico<sup>61</sup>.

In esito alla consultazione, l'Autorità<sup>62</sup> ha definito i criteri e le condizioni per il funzionamento del sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico confermando l'impostazione generale confermando gli orientamenti espressi nella consultazione, ma apportando, alcuni cambiamenti, anche alla luce degli elementi emersi in sede consultiva. In particolare, l'Autorità ha previsto, tra l'altro, che:

- in presenza di tecnologie di riferimento che si differenziano in modo significativo, Terna possa godere di maggiore flessibilità nella definizione dei contratti standard rispetto all'orientamento espresso in sede di consultazione, per tenere conto dei possibili esiti dello studio sulle tecnologie di riferimento e dell'evoluzione tecnologica;
- ove le tecnologie di riferimento si differenzino in modo significativo almeno rispetto a entrambi i parametri temporali (vita utile e tempo di realizzazione), Terna definisca contratti standard distinti rispondenti alle specifiche caratteristiche tecniche di ciascuna di tali tecnologie e riservi alle tecnologie di riferimento associate a ciascun contratto standard la partecipazione alle relative procedure;
- nelle procedure concorsuali per l'approvvigionamento della capacità di stoccaggio elettrico da parte di Terna, la valorizzazione delle offerte selezionate sia basata sul meccanismo dell'asta discriminatoria (c.d. *pay as bid*);
- Terna possa adottare un meccanismo di selezione delle offerte ad aree isolate in una prima fase di applicazione della misura, definendo i fabbisogni associati alle diverse aree con un processo di ottimizzazione che preveda il pieno utilizzo dei limiti di transito tra le stesse;
- gli utenti del dispacciamento titolari della capacità di stoccaggio contrattualizzata possano presentare liberamente offerte sul mercato per il servizio di dispacciamento all'interno di un intervallo di prezzo, caratterizzato da un prezzo massimo a salire e un prezzo minimo a scendere definiti da Terna nell'ambito della disciplina, e trattenere una parte dei margini di contribuzione ottenuti sul medesimo mercato (incluse le piattaforme europee di negoziazione di risorse di dispacciamento). Ciò per evitare distorsioni del segnale di prezzo sul mercato per il servizio di dispacciamento e agevolare una gestione efficiente della capacità contrattualizzata, limitando al contempo fenomeni di sovra-remunerazione della capacità medesima;
- Terna abbia la facoltà – in luogo dell'obbligo – di costituire un fondo di garanzia mutualistico nell'ambito del sistema di garanzie;
- le penali siano definite (come proposto da Terna) almeno in funzione del premio massimo applicato alla specifica tecnologia di riferimento cui attiene l'inadempimento, invece che in base al premio annuo effettivamente ricevuto dalla capacità contrattualizzata, con l'obiettivo di contrastare condotte opportunistiche;

---

<sup>60</sup> Documento per la consultazione 2 agosto 2022, 393/2022/R/eel.

<sup>61</sup> I temi affrontati nella consultazione sono descritti in dettaglio nell'*Annual Report* dello scorso anno.

<sup>62</sup> Con la delibera 6 giugno 2023, 247/2023/R/eel.

- Terna possa definire soglie di violazione degli obblighi contrattuali oltre le quali si configuri l'inadempimento definitivo e il cui superamento implichi la risoluzione contrattuale;
- in relazione ai contratti standard per la capacità contrattualizzata caratterizzata da vita utile superiore al periodo di consegna, Terna possa proporre alla controparte contrattuale, con congruo anticipo rispetto alla scadenza del contratto, l'estensione del periodo di applicazione degli obblighi contrattuali e la revisione del premio in funzione del grado di ammortamento e delle esigenze di manutenzione straordinaria dell'impianto; l'estensione ha il fine di garantire al sistema, previo accordo fra le parti, di continuare a usufruire della risorsa approvvigionata;
- l'eventuale partecipazione della capacità esistente di stoccaggio elettrico alla fornitura di prodotti di *time shifting* e la definizione dei criteri per lo sviluppo diretto da parte di Terna della capacità di stoccaggio elettrico siano rinviati a valle di ulteriori approfondimenti;
- il corrispettivo a copertura dell'onere netto derivante dal sistema di approvvigionamento a termine della capacità di stoccaggio elettrico sia applicato agli utenti del dispacciamento in prelievo in funzione dell'energia elettrica prelevata, in coerenza con le attuali modalità di applicazione dei corrispettivi di dispacciamento;
- la regolazione sul Mercato della capacità sia integrata, al fine di garantire che il fabbisogno di adeguatezza da approvvigionare per il tramite di tale Mercato o la relativa offerta di capacità scontino il contributo fornito dalle risorse di stoccaggio contrattualizzate mediante il sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico.

Le disposizioni sono divenute efficaci nei confronti di Terna e del GME dal 6 giugno 2023 ai fini dello svolgimento delle attività propedeutiche all'attuazione della misura, la quale, ai sensi dell'art. 18 del decreto legislativo n. 210/2021, è stata subordinata all'approvazione della Commissione europea.

Con il decreto legge 13 giugno 2023, n. 69, come convertito dalla legge 10 agosto 2023, n. 103, sono state abrogate le norme dell'art. 18 del decreto legislativo n. 210/2021 che obbligavano Terna a formulare un piano di realizzazione diretta dei sistemi di accumulo mancanti qualora, a seguito dello svolgimento delle procedure concorsuali per l'approvvigionamento di risorse di stoccaggio elettrico, non fosse stato aggiudicato in tutto o in parte il fabbisogno di capacità di stoccaggio.

Sulla base dei criteri definiti dall'Autorità, Terna ha elaborato lo studio sulle tecnologie di riferimento ponendolo in consultazione nel mese di agosto 2023, mentre, nel mese di ottobre 2023, ha avviato la consultazione in relazione alla disciplina del meccanismo di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico.

Parallelamente alle attività nazionali per l'avvio del meccanismo, nel corso del 2023 si sono intensificate le interlocuzioni tra lo Stato italiano e la Commissione europea, con l'obiettivo di consentire a quest'ultima di completare il processo di verifica della compatibilità del meccanismo di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico con la normativa comunitaria sugli aiuti di Stato. In particolare, dopo un articolato processo di pre-notifica, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, nel corso del mese di novembre 2023, ha notificato la misura alla Commissione europea e, lo scorso 21 dicembre, il meccanismo è stato dichiarato compatibile con il mercato interno, in considerazione anche del contributo che sarà in grado di assicurare al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, consentendo l'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico italiano.

### 3.1.6 Norme in materia di qualità e *output* dei servizi di distribuzione e trasmissione

#### Regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Nell'ottobre 2023 l'Autorità ha determinato<sup>63</sup> i premi e le penalità relativi alla regolazione *output-based* del servizio di distribuzione dell'energia elettrica per l'anno 2022. In materia di regolazione della durata e del numero di interruzioni senza preavviso, sono stati erogati 10,2 milioni di euro di premi, così ripartiti:

- premi netti pari a 7,4 milioni di euro per la durata delle interruzioni senza preavviso lunghe (ossia con durata superiore a 3 minuti), come saldo fra 15,4 milioni di euro di premi e 8,0 milioni di euro di penalità;
- premi netti pari a 2,8 milioni di euro per il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (ossia con durata compresa tra 1 secondo e 3 minuti), come saldo fra 31,8 milioni di euro di premi e 29,0 milioni di euro di penalità.

Con riferimento ai dati di continuità del servizio elettrico del 2022, l'Autorità ha pubblicato l'undicesima graduatoria delle imprese di distribuzione di energia elettrica per numero e durata delle interruzioni. Ai fini di una migliore confrontabilità fra le imprese, è stato confermato l'utilizzo di un indice sintetico di durata e numero delle interruzioni (introdotto a partire dalla decima graduatoria) che attribuisce il medesimo peso alla durata e al numero delle interruzioni e ha valore pari a 10 come media nazionale: un valore inferiore a 10 indica una prestazione migliore della media nazionale, mentre un valore superiore a 10 una prestazione peggiore; oltre a tale indice sono stati pubblicati la durata annua media delle interruzioni senza preavviso lunghe e il numero medio delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi.

#### Resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica

Nel febbraio 2023 l'Autorità ha individuato<sup>64</sup> gli interventi eleggibili a premio e/o penalità mirati a incrementare la resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica, valutata 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 ed alla caduta piante per eccessivo carico nevoso.

Nel settembre 2023 sono stati determinati<sup>65</sup> i premi e le penalità per undici imprese distributrici, con un saldo premiale netto complessivamente pari a 13,6 milioni di euro, relativi agli interventi di incremento della resilienza completati nel 2022 e precedentemente approvati dall'Autorità.

Nel dicembre 2023 sono state aggiornate<sup>66</sup> le disposizioni in materia di regolazione per incentivare la resilienza delle reti elettriche di distribuzione per il periodo 2019-2024. Tra l'altro è stato stabilito che, a partire dall'istanza di febbraio 2024, il meccanismo incentivante si applichi solo a imprese distributrici alla cui rete sono connessi almeno 100.000 clienti finali e gli interventi siano eleggibili a

---

<sup>63</sup> Delibera 24 ottobre 2023, 485/2023/R/eel.

<sup>64</sup> Delibera 28 febbraio 2023, 69/2023/R/eel.

<sup>65</sup> Delibera 26 settembre 2023, 422/2023/R/eel.

<sup>66</sup> Con la delibera 27 dicembre 2023, 614/2023/R/eel.

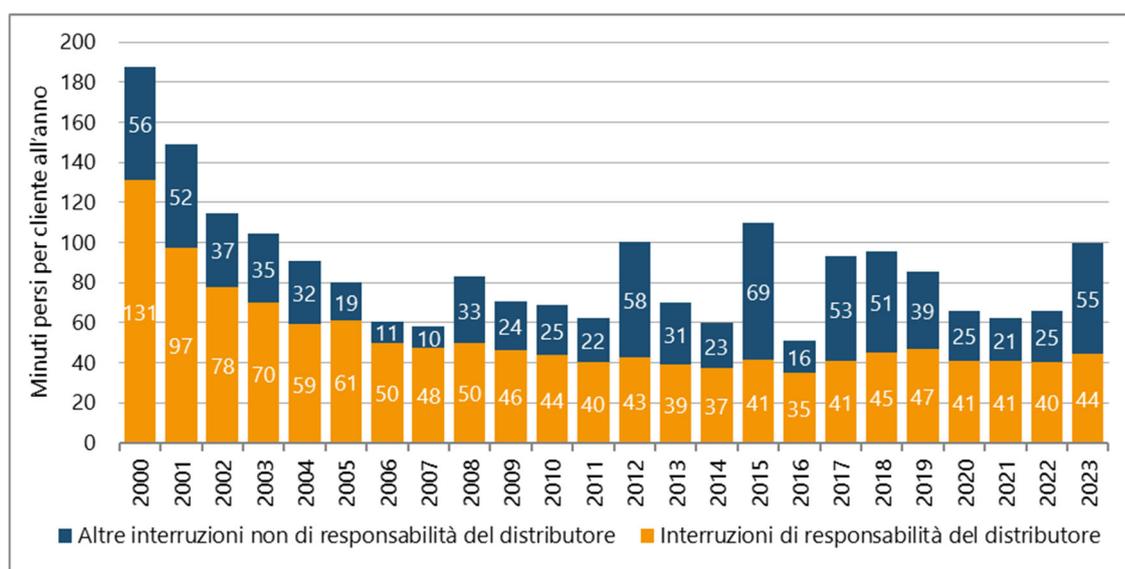
solo premio, con potenziale annullamento del medesimo in caso di significativo ritardo.

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

Nel 2023 si registra un peggioramento rispetto al triennio 2020-2022 sia per la durata media delle interruzioni senza preavviso (100 minuti – Figura 3.1), sia per il numero medio delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente in bassa tensione (4,87 – Figura 3.2).

Il peggioramento della *performance* per il 2023 è attribuito principalmente, come per il triennio 2017-2019 e per gli anni 2012 e 2015, all'impatto di eventi meteorologici eccezionali (alluvioni, tempeste di vento e ondate di calore) che hanno contribuito in modo consistente all'aumento della durata delle interruzioni; le regioni maggiormente colpite da tali eventi meteorologici eccezionali sono il Friuli-Venezia Giulia e l'Emilia-Romagna al Nord, la Toscana al Centro, l'Abruzzo, il Molise, la Campania e la Sicilia al Sud.

**Figura 3.1 Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione<sup>(A)</sup>**



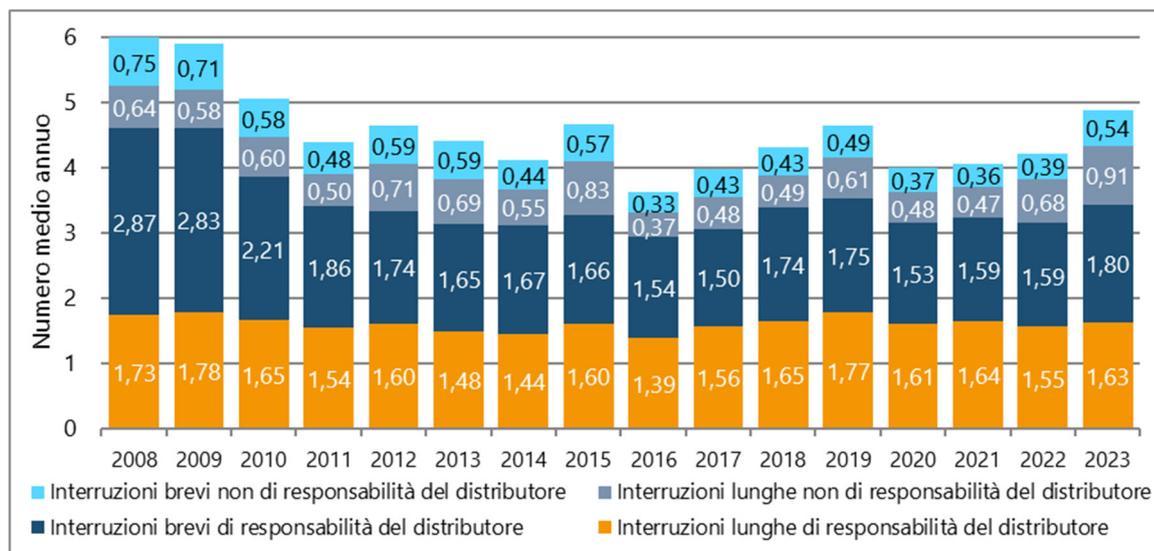
(A) Esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN, gli interventi dei sistemi di difesa e le interruzioni dovute a furti.

Fonte ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

Analizzando in dettaglio gli indicatori relativi al 2023, ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità, la durata delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 44 minuti per utente in bassa tensione a livello nazionale.

Il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (che, insieme, corrispondono alle interruzioni di durata superiore a un secondo) di responsabilità delle imprese distributrici è pari a 3,43 interruzioni per utente in bassa tensione su base nazionale (Figura 3.2).

Nel calcolo di tali valori sono dedotte: le interruzioni con origine sulla RTN e sulla rete in alta tensione, le interruzioni eccezionali avvenute in periodi di condizioni perturbate e in giorni con fulminazioni eccezionali (identificate in base a due metodi statistici specifici), nonché le interruzioni dovute a eventi eccezionali, ad atti di autorità pubblica e a furti.

**Figura 3.2 Numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente in bassa tensione<sup>(A)</sup>**

(A) Esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

### Tempi di connessione alle reti

Le connessioni degli utenti alla rete possono essere attive o passive. 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, riportati in queste pagine, si riferiscono alle attività che sono state svolte da Terna, mentre i dati relativi alle connessioni degli utenti attivi con le reti di distribuzione si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti<sup>67</sup>. I valori relativi alle connessioni degli utenti passivi, invece, sono stati raccolti da Terna e dalle imprese di distribuzione nell'ambito della consueta Indagine sui settori regolati, svolta annualmente dall'Autorità.

Relativamente alle connessioni attive con la rete di trasmissione, nell'anno 2023 Terna ha ricevuto 4.693 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di 442,6 GW, per le quali, nello stesso anno, ha messo a disposizione 3.128 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 244,7 GW. I tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, sono risultati pari a 44 giorni lavorativi. Nell'arco dell'anno sono stati accettati 1.528 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 101,3 GW. Solo

<sup>67</sup> Le elaborazioni effettuate sono basate sui dati messi a disposizione dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti. In particolare, con riferimento all'anno 2023, sono stati utilizzati i dati forniti da Areti, Deval, e-distribuzione, Edyna, iReti, Set Distribuzione e Unareti che hanno trasmesso all'Autorità, in tempo utile per la predisposizione del presente *Rapporto*, le informazioni relative alle connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica; non sono stati considerati, invece, i dati non comunicati in tempo utile.

per due di questi preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 66 MW, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della Soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD). Terna non ha messo a disposizione la STMD entro il 31 dicembre 2023 per nessuna di queste due richieste; pertanto, entro tale data non sono state realizzate e attivate le corrispondenti connessioni entro l'anno.

Nel 2023 le imprese distributrici hanno ricevuto più di 398.000 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da allacciare alle reti in bassa e media tensione<sup>68</sup>, corrispondenti a una potenza totale di 38,5 GW. Per le medesime richieste, hanno messo a disposizione nello stesso anno poco più di 346.000 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 24,1 GW. I tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, sono risultati pari a:

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

Più di 331.000 preventivi rispetto al totale di quelli messi a disposizione, sono stati accettati nell'anno 2023, per una potenza totale di 10,6 GW. Nell'arco dell'anno, in relazione alle richieste pervenute nel 2023, sono state realizzate più di 298.000 connessioni, corrispondenti a più di 2,7 GW, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 22 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici<sup>69</sup>;
- 66 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi<sup>70</sup>;
- mentre i tempi medi per l'attivazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, sono pari a 9 giorni lavorativi.

Come nel 2022, anche nel 2023 e-distribuzione è l'unica impresa distributtrice ad aver ricevuto richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti in alta tensione. Più in dettaglio, e-distribuzione ha ricevuto 836 richieste, corrispondenti a una potenza totale di quasi 13,5 GW; nello stesso anno la società ha messo a disposizione 323 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 5,3 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 62 giorni lavorativi. Tra i preventivi messi a disposizione, 116 di essi, corrispondenti a una potenza totale di 2,3 GW, sono stati accettati nel corso dell'anno; per nove di essi, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della Soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD) entro il 31 dicembre 2023. Nel 2023 sono state realizzate due connessioni per una potenza totale di 9,1 MW.

Per quanto riguarda le connessioni degli utenti passivi (Tavola 3.3), nel 2023 sono state effettuate 252.030 connessioni con le reti di distribuzione, quasi tutte in bassa tensione. Per il 71% di esse la fornitura è stata attivata nel corso dell'anno. Il tempo medio per allacciare i clienti è risultato pari a 13,2 giorni lavorativi. In particolare, il tempo medio per la realizzazione delle connessioni in bassa tensione è risultato pari a 9,9 giorni lavorativi. Un po' più lungo e pari a 21,5 giorni lavorativi è il

---

<sup>68</sup> Si ricorda che i dati riportati si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte nell'anno 2023 dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti e che hanno trasmesso all'Autorità le relative informazioni in tempo utile per la predisposizione del presente *Rapporto*.

<sup>69</sup> I lavori semplici sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete eseguite con un intervento limitato alla presa ed eventualmente al gruppo di misura.

<sup>70</sup> I lavori complessi sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete in tutti i casi non compresi nella definizione di lavori semplici.

tempo mediamente impiegato per ottenere una connessione in media tensione.

I dati evidenziano un numero di allacciamenti in leggera flessione (-1,6%) rispetto al 2022 e anche un lieve peggioramento complessivo dei tempi di allacciamento: da 11,3 a 13,2 giorni. Più in dettaglio, nella media tensione, dove per ottenere una connessione erano necessari mediamente 20 giorni lavorativi nel 2022, nel 2023 ne sono serviti 21,5; nella bassa tensione l'allacciamento ha richiesto nel 2023 mediamente 1,5 giorni in più del 2022. 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.

Nel 2023 ciascun distributore ha effettuato in media 2.136 connessioni nel corso dell'anno. Se escludiamo dal calcolo gli operatori che non hanno effettuato nemmeno una connessione (71 soggetti su 118), risulta che il numero di connessioni mediamente effettuate da ciascun distributore nell'anno è pari a 5.362 (valore in netto aumento rispetto al 2022).

Nel 2023 anche Terna ha realizzato 3 connessioni passive in alta e altissima tensione con un tempo medio di 280 giorni lavorativi.

### Tavola 3.3 Connessioni degli utenti passivi con le reti di distribuzione elettriche

LIVELLO DI TENSIONE	NUMERO CONNESSIONI		TEMPO MEDIO (GIORNI LAVORATIVI) <sup>(A)</sup>	
	2022	2023	2022	2023
Bassa tensione	254.841	250.395	8,4	9,9
Media tensione	1.302	1.635	20,0	21,5
<b>TOTALE</b>	<b>256.143</b>	<b>252.030</b>	<b>11,3</b>	<b>13,2</b>

(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

#### 3.1.7 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 l'ambiente e la sicurezza energetica (MASE).

#### 3.1.8 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 MASE:

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

### 3.1.9 Coordinamento internazionale sui temi dell'energia elettrica e del gas naturale

#### Coordinamento tra i paesi membri dell'Unione europea e con la Svizzera

L'Autorità collabora attivamente da anni con gli altri regolatori europei, sia in modalità multilaterale, attraverso l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER), il Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER) e le piattaforme regionali previste dai regolamenti europei per il mercato elettrico, sia attraverso incontri bilaterali per approfondire tematiche di comune interesse, in particolare con i regolatori dei paesi confinanti. Nel corso del 2023, in continuità con gli anni precedenti, è proseguita l'interazione sull'implementazione dei codici di rete e delle linee guida adottate in esito al Terzo pacchetto energia e nel recepimento delle disposizioni rientranti nel cosiddetto Pacchetto energia pulita per tutti i cittadini (*Clean Energy Package*).

#### Agenzia europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER)

L'ACER è l'Agenzia introdotta con il Terzo pacchetto energia per favorire la cooperazione fra le autorità di regolazione dei paesi comunitari e assisterle nell'esercizio, a livello comunitario, delle funzioni di regolazione svolte negli Stati membri. L'assetto di funzionamento è attualmente disciplinato dal regolamento 942/2019 che ha apportato alcune novità relative alla *governance* e alle competenze dell'Agenzia. In particolare, ACER è ora responsabile di tutte le decisioni inerenti agli atti implementativi dei codici di rete originariamente sottoposti all'approvazione di tutte le autorità a livello europeo: tali proposte vengono, quindi, direttamente inviate all'Agenzia che si esprime con una propria decisione entro sei mesi dalla ricezione. Rimane, invece, immutata la competenza primaria delle autorità di regolazione con riferimento agli atti implementativi di competenza regionale. ACER è altresì competente per l'adozione di una serie di metodologie ai sensi del regolamento 943/2019 inerente all'adeguatezza del sistema e ai compiti dei *Regional Coordination Centre*.

A livello organizzativo, ACER vede la presenza di un direttore, attualmente il danese Christian Zinglensen, e di un comitato dei regolatori (*Board of Regulators – BoR*) cui partecipano i rappresentanti delle autorità di regolazione dei 27 paesi europei. Alla fine del 2023 Clara Poletti, componente del collegio dell'Autorità, è stata rieletta *chair* del BoR. Il direttore propone le decisioni che l'Agenzia intende adottare al BoR, il quale esprime un parere vincolante a maggioranza qualificata dei due terzi: con il regolamento 942/2019 i membri del BoR possono altresì formulare emendamenti alle proposte del direttore che, se approvati a maggioranza qualificata, devono essere tenuti in considerazione dal direttore stesso. L'Agenzia ha anche un *Board of Appeal*, organo giurisdizionale di primo livello, competente per la disamina degli appelli presentati contro le decisioni adottate dall'Agenzia stessa.

L'Autorità da diverso tempo collabora attivamente con ACER, spesso assumendo ruoli trainanti nei gruppi di lavoro cui è affidata la predisposizione dei diversi dossier nella responsabilità dell'Agenzia: in particolare nel corso del 2023 ARERA ha visto i propri rappresentanti in qualità di responsabili di specifiche *task force* relative al settore elettrico (*system operation* e infrastrutture) e ha partecipato attivamente alla discussione nei vari gruppi di lavoro fornendo suggerimenti e commenti.

#### Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER)

Il CEER, l'associazione indipendente delle autorità nazionali di regolazione energetica, raggruppa tra i suoi membri non solo i rappresentanti dei paesi dell'Unione europea, ma anche quelli di UK, Norvegia, Islanda e, in qualità di osservatori, di Albania, Svizzera, Montenegro, Macedonia del Nord,

Kosovo, Moldavia, Bosnia-Erzegovina, Georgia e Serbia. Da dicembre 2018 il ruolo di Presidente è svolto da Annegret Groebel dell'Autorità di regolazione tedesca.

L'Autorità da sempre partecipa attivamente alle attività promosse dal CEER. Per il triennio 2022-2025 l'attività del CEER è focalizzata su tre aspetti fondamentali: assicurare il funzionamento del mercato in ottica di flessibilità; mettere i consumatori al centro del mercato, favorendone la partecipazione attiva; abilitare l'integrazione dei sistemi energetici, favorendo l'utilizzo delle fonti rinnovabili e l'innovazione.

Con la partecipazione al Gruppo di lavoro Relazioni internazionali del CEER (IRG-CEER), l'Autorità ha contribuito all'elaborazione del posizionamento internazionale del Consiglio dei regolatori europei dell'energia. La nuova strategia internazionale del CEER, formulata dall'IRG e approvata dall'Assemblea del Consiglio, punta all'allargamento delle relazioni globali tra autorità e agenzie di regolazione, a focalizzare l'interazione sulla transizione energetica e a moltiplicare gli sforzi di assistenza e di cooperazione in favore delle realtà istituzionali nuove ed emergenti. L'IRG ha altresì inaugurato rapporti bilaterali e collaborazioni con entità europee e globali di studio e di ricerca (nel 2023, l'Agenzia internazionale per l'energia) e sviluppato il lavoro comune con associazioni affini. Appare rilevante, in questo contesto, la partecipazione dell'Autorità all'Assemblea annuale per il 2023 nonché alla collegata conferenza all'associazione globale dei regolatori francofoni, "REGULA-E", che raccoglie agenzie di regolazione provenienti da tutto il mondo. L'Autorità ha illustrato la propria relazione sulle prospettive delle interconnessioni gassiere dell'area mediterranea, dove assume rilievo crescente il passaggio da un modello "Sud-Nord, da produttore a consumatore" a un modello più complesso, "Est-Ovest" e tra paesi della sponda Sud del Mediterraneo i quali, da meri produttori o paesi di transito, diventano essi stessi importatori e consumatori in ragione della crescente domanda di energia primaria.

A proposito dell'allargamento delle prospettive di collaborazione tra regolatori, si rileva la partecipazione dell'Autorità ai lavori del "Comité de Prospective", un'iniziativa di confronto tra istituzioni e portatori d'interesse sugli scenari evolutivi del sistema energetico francese in chiave di transizione, risparmio energetico ed elettrificazione dei consumi finali. Per quanto di carattere nazionale, l'iniziativa ha il merito di trattare, anche nei dettagli tecnici, temi di rilevanza europea. L'originalità del contesto ha sollecitato l'interesse dell'Autorità, che ha partecipato al dialogo e ha contribuito al lavoro di disegno degli scenari su invito del regolatore francese, la *Commission de Régulation de l'Énergie* (CRE). Quest'ultima, che è il coordinatore dei tavoli tecnici, ha organizzato la conferenza del 17 marzo 2023 per la presentazione dei risultati, alla quale ha partecipato il Presidente dell'Autorità con una relazione sull'integrazione delle fonti rinnovabili e sul mutamento del ruolo del consumatore in un contesto di radicale cambiamento.

Il CEER è altresì promotore di diversi corsi aperti sia ai propri membri, sia ai partecipanti esterni, per i quali il personale dell'Autorità è sovente coinvolto in qualità di docente e/o testimonial.

### **Rapporti e iniziative con paesi non appartenenti all'Unione europea**

Nel 2023 l'Autorità si è contraddistinta per il suo impegno volto a favorire la cooperazione e la collaborazione tecnico-istituzionale a livello sia bilaterale sia multilaterale, consolidando il proprio ruolo di riferimento in ambito internazionale. Per il settore energetico ha continuato a promuovere lo scambio di conoscenze tecniche e di *best practices* al fine di promuovere lo sviluppo e l'integrazione dei mercati. Tenuto conto del contesto internazionale attuale e delle crisi energetiche e climatiche degli ultimi anni, le aree del Mediterraneo e dei Balcani continuano a essere di interesse

strategico per il sistema energetico del nostro Paese.

### **Mercato dell'energia nei paesi del sud-est Europa**

Con l'obiettivo di fornire supporto al processo di integrazione dei mercati euro-balcanici, nel 2023 ARERA ha proseguito le attività intraprese negli anni precedenti. In particolare, con la propria partecipazione ai lavori dell'*Energy Community Regulatory Board* (ERCB), è continuata l'azione di coordinamento e di supporto all'implementazione dell'*acquis communautaire* a favore delle Parti contraenti del Trattato dell'*Energy Community*.

Il 2023 non ha registrato particolari passi in avanti rispetto al processo di evoluzione dei mercati energetici dei paesi dei Balcani, in quanto non vi è stata la completa trasposizione e l'implementazione (che doveva avvenire entro il 31 dicembre 2023) del pacchetto di misure sull'integrazione elettrica (*electricity integration package*) precedentemente adottato nella riunione del *Ministerial Council* del 15 dicembre 2022. Il pacchetto stabilisce la base normativa per consentire la piena integrazione dei mercati delle Parti contraenti del Trattato che istituisce l'*Energy Community* al mercato europeo. Le misure adottate si basano sul principio di reciprocità tra Stati membri e Parti contraenti, e prevedono l'inclusione su larga scala delle energie rinnovabili e l'eliminazione graduale del carbone. Il *Ministerial Council*, nella riunione del 14 dicembre 2023, ha sollecitato le Parti contraenti a trasporre l'*electricity integration package* entro il primo trimestre del 2024.

Il 7 e l'8 giugno 2023 si è tenuto il 28° Forum sull'elettricità ad Atene, durante il quale sono state trattate alcune questioni urgenti, tra cui misure di emergenza e di riduzione della domanda di energia, riforme del mercato elettrico e nuovi elementi di progettazione, nonché la necessità per la Comunità dell'energia di allinearsi alle condizioni per le esenzioni CBAM (*Carbon Border Adjustment Mechanism*). I partecipanti si sono impegnati in discussioni sull'accoppiamento del mercato e sulla cooperazione regionale dei TSO (*Transmission System Operators*) come elementi costitutivi della sicurezza europea dell'approvvigionamento e dell'integrazione del mercato. Il Forum ha affrontato le sfide relative all'integrazione delle fonti energetiche rinnovabili nella rete e nel mercato.

Il 28 settembre 2023 si è svolto a Vienna il 18° Forum del gas della Comunità dell'energia, che ha affrontato il tema delle principali misure di sicurezza dell'approvvigionamento di gas. I partecipanti hanno discusso degli approcci alla diversificazione delle fonti, degli acquisti congiunti di gas e dell'importanza del sistema di stoccaggio per rafforzare la sicurezza energetica dell'Europa.

### **Costituzione della Balkan Energy School – BES**

La *Balkan Energy School* (BES) è stata istituita come associazione di diritto italiano *no profit* con sede a Milano presso ARERA. I suoi membri fondatori, oltre all'ARERA, sono i regolatori di Albania (ERE), Bosnia ed Erzegovina (SERC), Montenegro (REGAGEN) e Nord Macedonia (ERC). A partire dal 2023 anche il regolatore della Grecia (RAEWW) è divenuto membro dell'Associazione, mentre quello serbo (AERS) è osservatore. L'area geografica di riferimento per l'attività della BES comprende i paesi firmatari del Trattato dell'*Energy Community*, quelli dell'Unione europea confinanti con i paesi firmatari e quelli che hanno o possono avere un interesse nella suddetta area geografica. Lo scopo dell'Associazione è quello di promuovere il dibattito e lo scambio di conoscenze in ambito energetico, con particolare riferimento allo sviluppo, alla regolazione e all'integrazione del mercato, anche tenendo conto di parametri di sostenibilità. L'Associazione gestisce una scuola di formazione che organizza seminari tecnici che favoriscono l'acquisizione e il trasferimento di conoscenze, nonché lo sviluppo di capacità regolatorie in ambito energetico con particolare riferimento alla Regione balcanica e del Sud-Est Europa. La BES svolge inoltre un'azione istituzionale e di *capacity building*

inclusiva, stabile e continuativa, a beneficio della Regione balcanica e a supporto del processo di sviluppo e integrazione dei mercati euro-balcanici, anche attraverso attività di supporto tecnico, regolatorio e istituzionale in ambito energetico.

Il 29 marzo 2023 la BES ha organizzato, presso la residenza d'Italia a Tirana, un incontro di presentazione delle attività del progetto co-finanziato da Iniziativa Centro Europea a beneficio del regolatore albanese ERE, *"Supporting the Albanian Regulatory Authority to improve the efficiency of the wholesale electricity market"*, che si concluderà a giugno 2024. Le attività del progetto sono state implementate attraverso i seminari della BES indicati di seguito:

- il 30 marzo si è svolto il seminario *"Risks and challenges of the entry into operation of a Power Exchange"*;
- il 29 e il 30 maggio si è tenuto il seminario *"Current design of the electricity balancing, comparison and interactions with day ahead and intraday markets"*, suddiviso in due sessioni: la prima focalizzata sulle modalità di implementazione del regolamento *balancing* con relativa applicazione nei paesi europei e la seconda concentrata sulle presentazioni da parte dei paesi balcanici dello stato dell'arte dei mercati di bilanciamento;
- il 13 e il 14 settembre vi è stato il seminario *"Implementation of relevant provisions of FCA Regulation"*, ospitato dal regolatore greco (RAEWW) nell'ambito dell'annuale fiera internazionale di Salonico, riguardante l'allocazione della capacità di lungo periodo in base a quanto previsto dal regolamento europeo FCA (*Forward Capacity Allocation*), con una tavola rotonda sul ruolo della piattaforma di allocazione regionale;
- il 30 novembre si è svolto il seminario, ospitato dall'Autorità, *"How to set up market coupling local implementation projects"* nell'ambito del quadro di sviluppo del pacchetto di misure per il mercato elettrico previsto dall'Energy Community, in conformità con le previsioni europee in materia di energia. Nel corso dell'incontro è stata comunicata l'aggiudicazione da parte della BES di un nuovo progetto di *capacity-building* e scambio di *best-practices* nell'ambito del programma KEP (*Know Exchange Programme*), co-finanziato da Iniziativa Centro Europea a beneficio dei membri della BES.

### **Mercato dell'energia nei paesi dell'area del mediterraneo**

L'Autorità nel 2023 ha proseguito la propria attività a supporto del MEDREG (*Mediterranean Energy Regulators*), di cui è Vicepresidente permanente, partecipando ai seguenti incontri:

- Il 14 giugno a Rodi, presso il regolatore greco RAEWW, il terzo *workshop* dei Presidenti dei regolatori membri di MEDREG, *"The Role of a Coherent Regulation in Promoting Energy Transition in the Mediterranean Region"*, focalizzato sulle principali criticità e le sfide relative alla transizione energetica nell'area del Mediterraneo e sulle possibili soluzioni per accelerare il processo di decarbonizzazione del settore energetico nella regione, in linea con il quadro regolatorio. ARERA ha moderato la *roundtable* *"Challenges and Way Out in the Mediterranean Region"*;
- il 15 giugno a Rodi, la 35<sup>a</sup> Assemblea generale MEDREG, durante la quale è stato approvato l'ingresso del ventottesimo membro dell'associazione, il regolatore dei servizi energetici e idrici della Macedonia del Nord (ERC);
- il 4 e il 5 dicembre a La Valletta, presso il regolatore per i servizi energetici e idrici di Malta (REWS), si è svolta la 36<sup>a</sup> Assemblea generale.

Infine, nel corso del 2023, si sono tenute regolarmente le riunioni dei gruppi di lavoro tecnici e nel cui ambito sono stati organizzati *workshop ad hoc* e *training* per i propri membri, a cui questa Autorità ha contribuito con la propria partecipazione:

- per il settore elettrico, il gruppo di lavoro ha redatto il rapporto *“Smart Metering and Smart Grid”*, alla cui definizione l’Autorità ha partecipato attraverso dati e informazioni in merito alla situazione e alle prospettive in Italia. Le attività si sono inoltre concentrate sullo sviluppo dei rapporti con altre associazioni e organizzazioni (Unione per il Mediterraneo, MED-TSO), su analisi dell’andamento dei prezzi dell’energia elettrica nell’area, nell’organizzazione di eventi e seminari di presentazione delle attività precedenti (in particolare, dei risultati dell’osservatorio MEMO – *Mediterranean Electricity Markets Observatory* nel 2022);
- per la promozione dello sviluppo delle rinnovabili, il gruppo di lavoro *“Fonti Rinnovabili ed Efficienza Energetica”* ha elaborato il rapporto annuale, dedicato ai meccanismi di efficienza ed etichettatura energetica *“Energy Efficiency Mechanisms and Energy Labelling”*; è stata fornita assistenza ai membri sui temi dell’integrazione delle rinnovabili; è stata curata l’organizzazione di appuntamenti e seminari sugli sviluppi della sostenibilità ambientale nell’area, con particolare riferimento al potenziale di risparmio energetico e agli effetti delle rinnovabili intermittenti sul profilo produzione/prezzi della generazione elettrica. A tal proposito, è stato organizzato un seminario di presentazione del lavoro svolto sulla diffusione, nell’area mediterranea, delle fonti rinnovabili *“Role of Energy Efficiency in Energy Transition”* nel mese di settembre 2023 a Beirut;
- per le attività a carattere istituzionale, è stato redatto il rapporto *“NRA’s Role in Opening the market to Competition”* che esamina il ruolo delle autorità nazionali di regolamentazione (NRA) nel promuovere la concorrenza sui mercati dell’energia, con particolare attenzione allo sviluppo dei mercati all’ingrosso e al monitoraggio degli stessi. È stato anche organizzato nel mese di ottobre un *workshop “Rules to Manage Conflicts of Interest”*;
- per il settore gas, è stato redatto il rapporto *“Tackling Security of Supply Concerns in the Current Gas Crisis”*, con l’obiettivo di analizzare le misure che sono state messe in atto per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti energetici nell’area del Mediterraneo, di valutare il ruolo del Gnl a confronto con gli approvvigionamenti via gasdotto e di discutere il ruolo dei regolatori attraverso specifici casi studio. Sono, inoltre, stati avviati nel corso del 2023 i lavori di una *task force ad hoc* sullo sviluppo dell’utilizzo dell’idrogeno nell’area del Mediterraneo. MEDREG ha presenziato al Forum Gastech del 5-8 settembre 2023 a Singapore;
- relativamente alla tutela dei consumatori, il gruppo di lavoro ha aggiornato il rapporto *“Guidelines of good practices on consumer protection rules and communication strategies”*.

### **Comitato consultivo delle Autorità indipendenti dell’Eastmed Gas Forum (EMGF)**

Il *Regulatory authority advisory committee (RAAC)* o Comitato consultivo delle Autorità di regolazione dell’*Eastmed Gas Forum (EMGF)* – organizzazione internazionale che raccoglie Cipro, Egitto, Francia, Giordania, Grecia, Israele, Italia e Autorità palestinese allo scopo di promuovere lo sfruttamento delle risorse di gas naturale dell’area e la creazione di un mercato regionale integrato – nel 2023 ha raggiunto la piena operatività. Il RAAC ha elaborato documenti sul ruolo della regolazione nella promozione dell’integrazione regionale dei mercati del gas naturale, ha promosso il confronto sulle prospettive di sviluppo delle risorse gassiere nell’area e ha discusso dei possibili modelli di costruzione, di conduzione e di sviluppo delle infrastrutture di trasporto internazionale del gas, anche in riferimento agli sviluppi potenziali dell’idrogeno verde e alla capacità delle nuove infrastrutture di convogliare verso le aree di consumo gas decarbonizzati. Nel dettaglio, l’Autorità ha direttamente contribuito, in collaborazione con la presidenza cipriota del Forum e del Comitato dei regolatori, a:

- definire l’agenda di medio-lungo termine del RAAC, attraverso l’elaborazione del programma di lavoro e la definizione dei temi di discussione per le riunioni del Comitato;
- migliorare l’efficacia del processo di elaborazione e di decisione, tramite proposte di modifica delle regole interne di funzionamento del Comitato, nonché di dimensionamento e utilizzo delle

risorse eventualmente allocate al Comitato stesso;

- specificare, nell'ambito dello studio "*Gas Monetization in the Euromediterranean Region*", le necessità di avvicinamento/armonizzazione dei quadri regolatori nazionali a sostegno dell'integrazione regionale, con particolare riferimento al dialogo regolatorio su tariffe d'uso e allocazione della capacità delle infrastrutture.

Le attività dei regolatori in ambito EMGF hanno inevitabilmente risentito del rallentamento delle attività generali del Forum causato dalla crisi in Medio Oriente.

### **National Energy Ombudsmen Network (NEON)**

Dal 2016, l'Autorità aderisce anche al NEON – *National Energy Ombudsmen Network*, in ragione dell'istituzione del Servizio Conciliazione e in quanto autorità competente per l'ADR (*Alternative Dispute Resolution*) ai sensi del Codice del consumo (su tali aspetti si veda più diffusamente il Capitolo 5) e, più in generale, per la tutela dei consumatori nei settori energetici. Oltre all'Italia, fanno parte dell'associazione *Ombudsmen*<sup>71</sup> Organismi di risoluzione extragiudiziale delle controversie, operanti sia nel territorio UE che extra-UE, a livello nazionale o regionale, riconducibili ai seguenti Paesi: Belgio (*Service de Médiation de l'Energie/Ombudsdienst voor Energie*), Irlanda (*Commission for Regulation of Utilities*), UK (*Ombudsman Services*), Francia (*Le Médiateur National de l'Energie*), Grecia (*The Greek Ombudsman*), Georgia (*Energy Ombudsman*), Catalogna (*Sindic El defensor de les persones*) e Wallonia (*Commission Wallonne pour l'Energie – CWAPE*).

L'associazione, il cui assetto organizzativo è stato oggetto di ulteriore semplificazione ed efficientamento in funzione degli obiettivi del *network*, promuove, in particolare, lo sviluppo e la conoscenza degli strumenti di ADR, anche mediante lo scambio di esperienze e *good practices* e la condivisione delle relazioni di attività fra i membri, in particolare in occasione delle *General Assembly* (l'ultima, per il 2023, si è tenuta nel mese di novembre), supportando, inoltre, le iniziative connesse all'evoluzione del quadro normativo europeo, sia di settore che trasversale.

### **Relazioni bilaterali**

Allo scopo di favorire gli scambi e di alimentare, secondo le indicazioni di pianificazione strategica, la diffusione delle buone pratiche regolatorie in funzione di una sempre maggiore integrazione dei mercati dell'energia, l'Autorità ha svolto anche nel 2023 attività di *capacity building* e di esame delle pratiche regolatorie, nonché confronti istituzionali con le autorità di regolazione dei paesi extraeuropei, di seguito indicati:

- Brasile: Il 23 maggio l'Autorità ha incontrato la delegazione tecnica del Brasile nell'ambito di un'iniziativa promossa dal GSE volta a favorire il trasferimento di conoscenze relative alla transizione energetica, il cambiamento climatico e il ruolo dei regolatori nel processo di integrazione delle reti intelligenti.
- Autorità palestinese: Il 23 giugno 2023 l'Autorità ha incontrato la delegazione tecnica dell'Autorità palestinese nell'ambito di un'iniziativa promossa dal GSE sulle stesse tematiche affrontate con i rappresentanti brasiliani.

---

<sup>71</sup> Gli Ombudsmen, oltre alla propria attività di risoluzione della singola controversia, mirano, più in generale, al miglioramento del rapporto fra consumatore e operatore, per mezzo anche di apposite segnalazioni ai soggetti pubblici (nazionali e internazionali) competenti, per l'efficientamento della normativa e della regolazione applicabili ai settori di cui si occupano.

### Relazioni multilaterali

Nel corso del 2023, l'Autorità ha partecipato a entrambe le riunioni organizzate dal *Network of Economic Regulators* (NER) dell'OCSE, svoltesi il 27 aprile e il 1° dicembre, in cui si è discusso degli indicatori di buona *governance* dei regolatori e sono stati presentati i risultati preliminari di una ricerca del NER sul contributo dei medesimi regolatori alla sostenibilità ambientale.

## 3.2 Concorrenza e funzionamento dei mercati

### 3.2.1 Mercati all'ingrosso

La Tavola 3.4 mostra il bilancio dell'energia elettrica in Italia nel 2023 a confronto con quello dell'anno precedente; i dati sono di fonte Terna e per il 2023 sono provvisori.

**Tavola 3.4 Bilancio di Terna dell'energia elettrica in Italia**

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI (GWh)	2022	2023 <sup>(A)</sup>	VARIAZIONE
Produzione lorda	283.953	264.273	-6,9%
Servizi ausiliari	9.345	8.329	-10,9%
Produzione netta	274.608	255.944	-6,8%
Ricevuta da fornitori esteri	47.391	54.572	15,2%
Ceduta a clienti esteri	4.404	3.320	-24,6%
Destinata ai pompaggi	2.586	2.199	-15,0%
Disponibilità per il consumo	315.008	304.997	-3,2%
Perdite di rete	19.155	17.620	-8,0%
Consumi al netto delle perdite	295.853	287.377	-2,9%

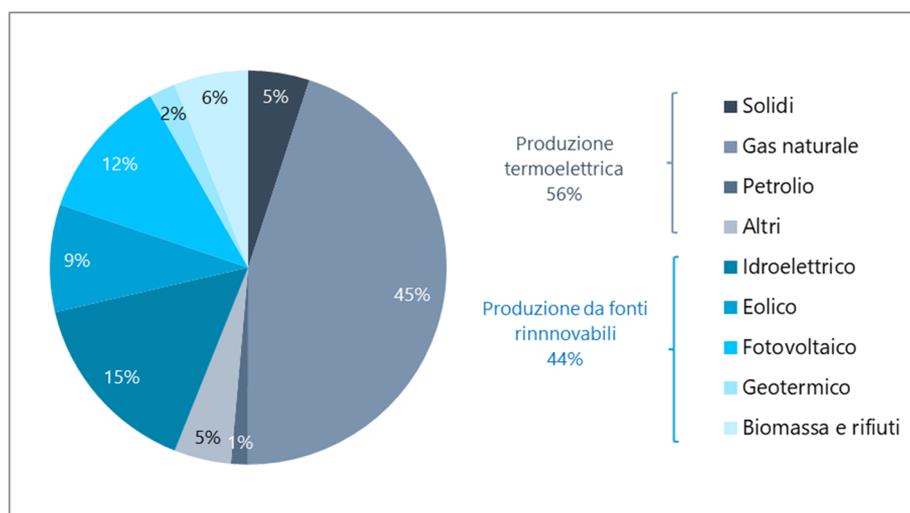
(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione ARERA su dati Terna.

Nel 2023 la domanda elettrica è diminuita del 2,9%; la flessione ha interessato tutti i settori di consumo (vedi oltre). L'energia disponibile per il consumo è stata soddisfatta per poco meno dell'84% dalla produzione nazionale netta (decurtata dall'energia destinata ai pompaggi), mentre per il restante 16,8% dal saldo con l'estero. La produzione nazionale risulta diminuita quasi del 7% rispetto all'anno precedente a fronte di un aumento del 15,2% delle importazioni e una riduzione del 24,6% dell'energia destinata alle esportazioni.

Anche la produzione nazionale lorda di energia elettrica è diminuita del 6,9%, essendo scesa a 255,9 TWh rispetto ai 274,6 TWh del 2022. In particolare, si è registrata una diminuzione del 19,3% della produzione termoelettrica a fronte di un aumento del 15,6% della produzione di energia da fonti rinnovabili.

**Figura 3.3 Produzione lorda per fonte nel 2023**



Fonte: Terna, dati provvisori.

Nell'ambito della generazione termoelettrica, la diminuzione più rilevante si è verificata nella produzione da solidi (-41,5%) e da prodotti petroliferi (-26,9%), mentre la generazione da gas naturale risulta diminuita in misura inferiore, cioè del 15,9%.

Nel caso delle fonti rinnovabili, che concorrono per circa il 44% (Figura 3.3) al mix della produzione elettrica nazionale (la stessa quota nell'anno precedente era pari al 35,4%), si è registrata una diminuzione solo nella generazione geotermica (-2,5%) e in quella da bioenergie (-9,1%).

L'aumento maggiore si è verificato nella produzione idroelettrica (+42,4%) che, con 40,4 TWh, è tornata ad avvicinarsi ai quantitativi degli anni antecedenti al 2022, anno caratterizzato da un'importante emergenza idrica. Le quote di produzione eolica e fotovoltaica sono aumentate rispettivamente del 13,7% e del 9,2%.

La Tavola 3.5 riporta per le fonti termoelettrica, rinnovabile e mista il numero dei produttori, la potenza disponibile e la relativa produzione nel 2023, utilizzando i dati raccolti dall'Indagine annuale sui settori regolati svolta dall'Autorità, che quest'anno copre il 93% della generazione lorda indicata da Terna. La tavola mostra che gli operatori di tipo misto, con generazione sia termoelettrica sia rinnovabile, detengono gran parte della potenza complessiva, cioè 48.366 MW (il 45% di tutta la potenza) e rappresentano come di consueto il 3% circa dei produttori di energia (sono 506 su 15.864); il loro apporto percentuale alla generazione complessiva è diminuito ancora rispetto allo scorso anno, essendo sceso dal 40,9% al 37,6% (92,3 TWh sui 245,6 TWh complessivi).

**Tavola 3.5 Produttori, impianti e generazione di energia elettrica nel 2023**

PRODUTTORI, IMPIANTI E GENERAZIONE PER FONTE	TERMOELETRICO	RINNOVABILI	MISTO	TOTALE
Numero produttori	483	14.875	506	15.864
Potenza lorda (MW)	22.065	37.991	48.366	108.422
Generazione lorda (TWh)	69,8	83,5	92,3	245,6

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La quota della generazione lorda dei primi tre gruppi societari, Enel, Eni ed Edison, è risultata in lievissima diminuzione al 34,4% (era al 34,8% nel 2022), per effetto della diminuzione della quota di Enel (da 18% a 16,9%), mentre sono leggermente cresciute quelle dei due gruppi inseguitori. La quota del secondo gruppo, Eni come nel 2022, è infatti leggermente salita al 9,5%, dal 9,2% evidenziato nel 2022. Con una quota del 7,9% il terzo gruppo è risultato Edison che nel 2022 aveva il 7% della produzione e che, grazie a questo aumento, ha superato il gruppo A2A la cui quota è scesa al 5,9%, dal 7,5% del 2022. È rimasto invece in quinta posizione il gruppo EPH, quest'anno con il 4,8% (aveva il 5,4% nel 2022). Gli indici di concentrazione nella generazione elettrica lorda risultano tutti in diminuzione: il C5 passa da 47,2% a 45,1%, così come l'indice di Herfindahal-Hirschman (HHI) nel 2023 è sceso a 537, mentre nel 2022 era pari a 577.

Nel 2023 la potenza lorda complessiva si è attestata sui 128,6 GW (dato provvisorio), che si ripartisce tra un 54% di rinnovabile e un 46% di termoelettrica. Il picco di domanda è stato raggiunto il 19 luglio 2023, quando il fabbisogno di potenza alla punta ha toccato 58,5 GW (in aumento dell'1,9% rispetto al picco dell'anno precedente, pari a 57,4 GW registrato il 15 luglio 2022). Il picco estivo non ha comunque raggiunto la punta massima assoluta per il sistema elettrico italiano, registrata nell'estate 2015 (pari a 60,5 GW).

I gruppi con una quota di capacità lorda installata superiore al 5% sono quattro: Enel, A2A, Edison ed Eni; nel 2022 erano gli stessi quattro. La percentuale di capacità detenuta dai primi tre gruppi è

del 25,7%. L'indice HHI relativo alla capacità lorda è pari a 586.

**Tavola 3.6 Evoluzione della richiesta e della capacità installata nel settore elettrico**

ANNO	RICHIESTA <sup>(A)</sup> (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	317,2	58,8	116,4	5	33,3
2020	298,5	55,4	116,4	5	31,7
2021	317,0	56,1	116,6	5	33,6
2022	312,4	57,4	117,9	5	34,4
2023 <sup>(B)</sup>	302,8	58,5	n.d.	4	34,3

(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.

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*<sup>72</sup>) agli strumenti incentivanti di tipo *feed in premium*<sup>73</sup>. Il costo annuale per la collettività degli strumenti incentivanti dipende, oltre che dalla quantità di energia elettrica incentivata, anche dai prezzi medi di mercato dell'anno in cui avviene il sostegno: quando questi ultimi sono elevati, il costo può anche divenire negativo.

Complessivamente, l'incentivazione delle fonti rinnovabili è costata nel 2023 circa 7 miliardi di euro,

<sup>72</sup> *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.

<sup>73</sup> *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.

in aumento rispetto all'anno precedente quando, per effetto degli elevati prezzi di mercato dell'energia elettrica e dei meccanismi di funzionamento degli incentivi, il costo di alcuni strumenti incentivanti si è annullato. Le risorse per il sostegno alle fonti rinnovabili sono in generale poste a valere sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, alimentato dalla componente tariffaria  $A_{505}$ . A valere sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate sono posti anche i costi relativi ai regimi commerciali speciali (prezzi minimi garantiti e scambio sul posto). Nel periodo compreso tra il 1° ottobre 2021 e il 31 marzo 2023 tali costi sono stati posti a carico della fiscalità generale.

Nel 2023 gli strumenti incentivanti hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica pari a circa 56 TWh, il 36% della quale è stata prodotta da impianti fotovoltaici, il 29% da impianti eolici, il 21% dalle biomasse, il 12% attraverso impianti idrici e, infine, il 2% dalla fonte geotermica. Rispetto al 2022, l'idrico e l'eolico hanno registrato un aumento, rispettivamente di 1,2 e 0,9 TWh, mentre le altre fonti hanno registrato un calo. In particolare, è diminuita la produzione incentivata proveniente da biomasse (-1,8 TWh) e quella da fonte solare (-1,1 TWh).

Nel 2023 le importazioni sono cresciute di circa 7,1 TWh rispetto all'anno precedente, essendo passate da 47,4 a 54,5 TWh (+15%). Poiché, al contempo, le esportazioni sono diminuite in misura percentualmente più elevata (-24,6%, da 4,4 a 3,3 TWh), l'incremento del saldo estero è risultato amplificato: rispetto al 2022, infatti, l'elettricità estera entrata nel sistema italiano è aumentata del 19% (+8,2 TWh). Il ricorso alle importazioni è cresciuto per la necessità di soddisfare la domanda a fronte di una minore copertura della produzione nazionale che, nei dati provvisori diffusi da Terna, ha registrato una flessione maggiore (-6,4%) rispetto a quella del fabbisogno (-2,8%). Nel 2023 la generazione nazionale, infatti, ha visto il venir meno di una parte della produzione da carbone come conseguenza del termine delle iniziative di massimizzazione dell'utilizzo delle centrali a carbone (attivate come risposta alla crisi gas), oltre che una riduzione della termoelettrica da gas. In corso d'anno, inoltre, le importazioni hanno potuto beneficiare della ripresa della produzione nucleare francese dopo il blocco del 2022. Infatti, rispetto al 2022, nel 2023 abbiamo importato circa 5 TWh in più dalla Francia, quasi 1.000 GWh in più dalla Svizzera, 1,3 TWh dal Montenegro, 657 GWh dalla Grecia e 294 GWh dalla Slovenia, anche per compensare il calo dei volumi provenienti dall'Austria, dovuto in parte al blocco dell'interconnessione verso tale paese per quasi un mese e mezzo. La quota di fabbisogno interno coperta dal saldo estero è nettamente cresciuta dal 13,6% del 2022 al 16,8%, il valore più alto dall'inizio del secolo.

In conseguenza delle variazioni nei volumi sono leggermente mutate rispetto agli anni scorsi le quote di importazione: nel 2023 la Svizzera è rimasto il paese da cui proviene la maggior parte (39,5%) del nostro saldo estero, sebbene la quota sia diminuita di 5 punti percentuali rispetto al 2022. Un altro 36% dell'elettricità netta importata viene dalla Francia (30,7% nel 2022), il 12,7% dalla Slovenia (14,4% nel 2022), l'8,1% proviene dal Montenegro (6,6% nel 2022), il 2,4% dall'Austria (3,5% nel 2022) e il 2,6% dalla Grecia (1,6% nel 2022).

### 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, nel Mercato infragiornaliero e nel Mercato dei prodotti giornalieri – e Mercato a termine dell'energia elettrica con obbligo di consegna fisica dell'energia. Il GME, infine, raccoglie le offerte sul Mercato per il servizio

di dispacciamento (MSD) gestito da Terna<sup>74</sup>.

Nel corso del 2023, non si sono registrati cambiamenti nel processo di estensione dell'accoppiamento del mercato del giorno prima italiano coi mercati del giorno prima degli altri stati europei (c.d. *market coupling*), iniziato nel 2011 con l'accoppiamento tra il mercato italiano e quello sloveno. Alla fine del 2022, pertanto, gli stati aderenti al *Single Day-Ahead Coupling* (SDAC) erano ancora 26<sup>75</sup>. Con riferimento ai confini nazionali, permane l'allocatione esplicita della capacità di trasporto tra Italia e Svizzera e tra Italia e Montenegro.

Il 1° giugno 2022 è diventata operativa la piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento dalle riserve per il ripristino della frequenza con attivazione automatica, meglio conosciuta come PICASSO (*Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation*), mentre il 5 ottobre 2022 è diventata operativa la piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento dalle riserve per il ripristino della frequenza con attivazione manuale, meglio conosciuta come MARI (*Manually Activated Reserves Initiative*). Terna ha iniziato a utilizzare la piattaforma PICASSO il 19 luglio 2023<sup>76</sup>, mentre per l'accesso alla piattaforma MARI ha una deroga fino al 24 luglio 2024.

A oggi gli operatori ammessi al mercato elettrico sono 381.

### Contrattazione in Borsa e contrattazione bilaterale

Nel 2023, la quantità di energia elettrica scambiata sull'MGP nel Sistema Italia è risultata pari a 278 TWh, un valore in calo del 3,9% rispetto al 2022.

Sono diminuiti i volumi negoziati in borsa (209,9 TWh; -0,5%), seppur in minor percentuale rispetto alle contrattazioni bilaterali registrate su PCE (68,1 TWh; -13,0%), quasi interamente riferite a zone nazionali (Tavola 3.7).

Sono aumentati gli scambi con l'estero, trainati da un aumento delle importazioni per un totale di 55,8 TWh (+15%) e pari al 27% (+4 punti percentuali) delle vendite totali in borsa, a scapito delle esportazioni, risultate pari a 3,8 TWh (-31%) ovvero pari al 2% (+1 punto percentuale) degli acquisti totali in borsa. È diminuita ancora la quota di volumi contrattati dai soli operatori istituzionali, cioè dall'Acquirente Unico (18 TWh; -34%) e dal GSE (30 TWh; +6%), che insieme rappresentano il 9% dei volumi scambiati (-1% rispetto al 2022) (Figura 3.4).

I volumi complessivamente venduti sulle zone nazionali sono risultati pari a 222 TWh (-7,6%) e rappresentano l'80% (-3 punti percentuali) delle vendite sull'intero sistema. Sono diminuiti i volumi approvvigionati in tutte le zone, in particolare nelle zone Sud (44 TWh; -14% sul 2022), Centro-Sud

---

<sup>74</sup> Per una descrizione dettagliata del mercato elettrico italiano, si rimanda alla *Relazione annuale all'Agenzia internazionale per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER) e alla Commissione europea sull'attività svolta e i compiti dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente 2022*.

<sup>75</sup> Austria, Belgio, Bulgaria, Cechia, Croazia, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Italia, Irlanda, Lettonia, Lituania, Lussemburgo, Norvegia, Olanda, Polonia, Portogallo, Romania, Slovacchia, Slovenia, Spagna, Svezia e Ungheria.

<sup>76</sup> Facendo seguito alle prescrizioni della delibera del 27 febbraio 2024, 60/2024/R/eel, la partecipazione operativa alla piattaforma PICASSO è stata sospesa in data 15 marzo 2024.

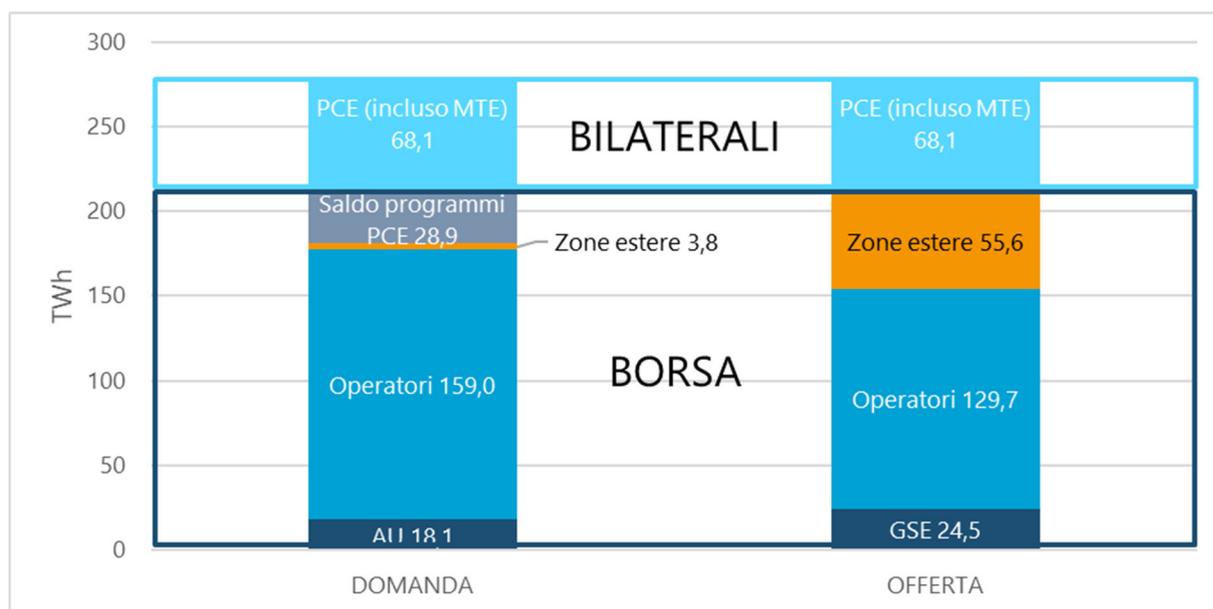
(25 TWh; -14% sul 2022) e Sicilia (15 TWh; -12% sul 2022).

**Tavola 3.7 Mercato del giorno prima dell'energia elettrica**

ANNO	CONTRATTAZIONI SUL MGP (TWh)		
	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
2020	280,2	209,8	70,3
2021	290,4	221,3	69,1
2022	289,2	210,9	78,3
2023	278,0	209,9	68,1

Fonte: Elaborazione ARERA su dati GME.

**Figura 3.4 Composizione della domanda e dell'offerta di energia elettrica nel 2023**



Fonte: Elaborazione ARERA su dati GME.

Il 57% (-8% rispetto al 2022) delle vendite sulle zone nazionali è stata prodotta da impianti termici 127 TWh (-19% rispetto all'anno precedente), registrando cali per tutte le relative fonti di combustibile: il ricorso al carbone (9 TWh; -33%) si è ridotto particolarmente al Nord (-45%), il gas naturale (97 TWh; -17%) è diminuito particolarmente al Centro-Sud (-34%), mentre l'olio

combustibile (4,6 TWh; -52%) è sceso soprattutto al Sud (-54%).

Sono cresciute invece le vendite da impianti alimentati da fonti rinnovabili (93 TWh; +13%) che ammontano al 42% delle vendite totali (+8% rispetto al 2022); è aumentata di 5 punti percentuali la quota dell'idrico con l'esclusione dei pompaggi (42 TWh; +25%), in particolare al Nord (+35%), così come è salita di un punto percentuale la quota dell'eolico (21,5 TWh; +7%), aumentando particolarmente al Nord (+45%). È rimasta invece stabile la quota prodotta da energia solare (1,9 TWh; -9%).

### Tavola 3.8 Contratti bilaterali acquistati nel settore elettrico

CONTRATTI (GWh)	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Nazionali	136.867	129.368	114.745	112.531	106.736	96.914
di cui Acquirente unico	2.459	-	-	0,02	-	186
di cui altri operatori	134.408	129.368	114.745	112.531	106.736	96.728
Esteri	0	-	4	34	19	2
Saldo programmi PCE	-54.233	-46.804	-44.403	-43.445	-24.490	-28.861
Contratti bilaterali	82.635	82.564	70.346	69.121	78.265	68.055

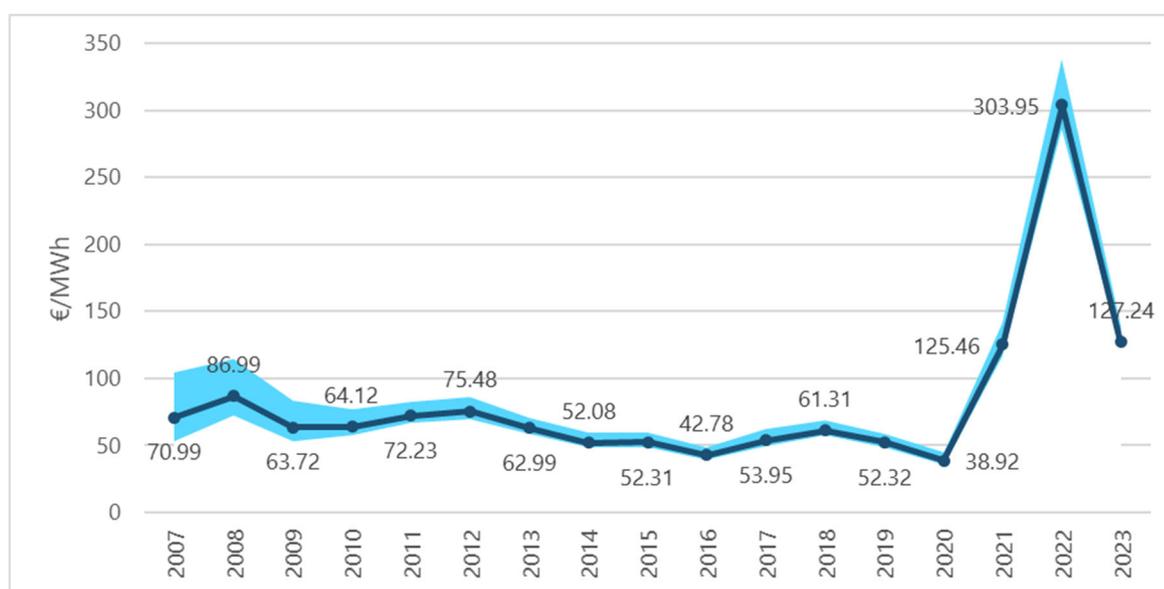
Fonte: Elaborazione ARERA su dati GME.

#### 3.2.1.1 Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso

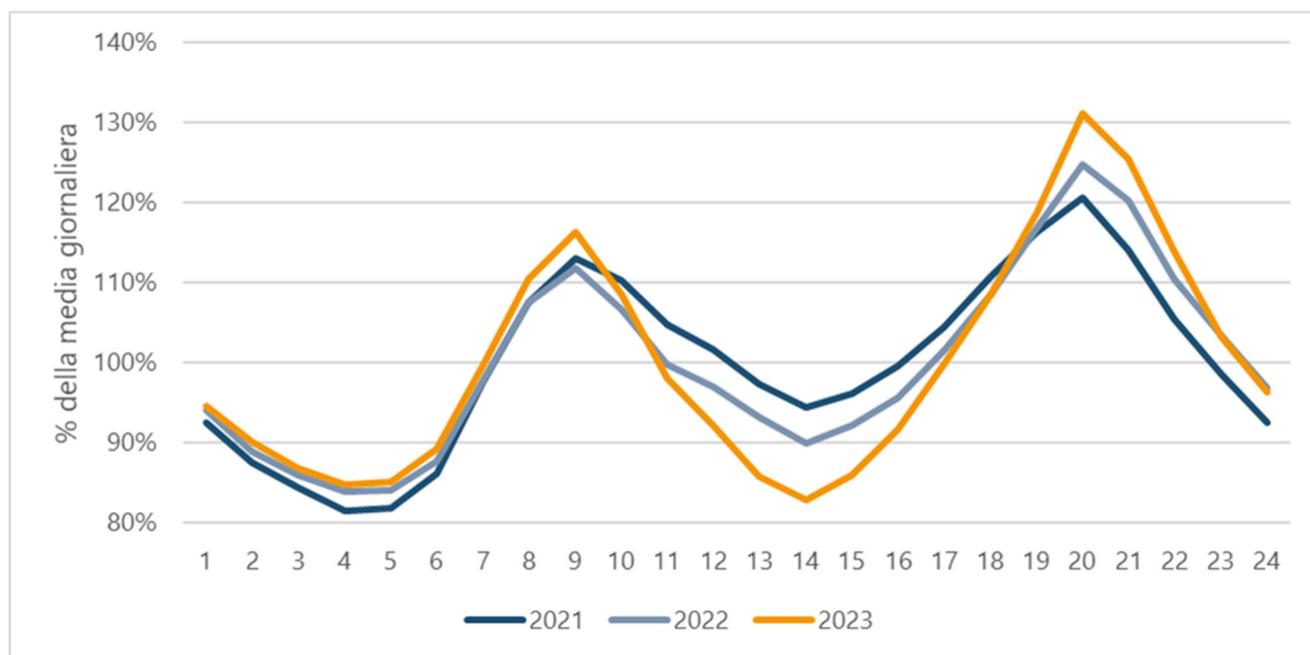
##### Il mercato del giorno prima

Il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica (PUN) nel 2023 è calato considerevolmente e si è attestato a 127,2 €/MWh (-58,1% rispetto al 2022) (Figura 3.5); tale calo si è distribuito in tutte e tre le fasce orarie: 138 €/MWh (-59%) nelle ore di picco, 126 €/MWh (-58%) nelle ore fuori picco dei giorni lavorativi e 117 €/MWh (-57%) nei giorni festivi.

**Figura 3.5 Andamento annuale del PUN e del differenziale picco/fuori picco**



Fonte: GME.

**Figura 3.6 Andamento medio orario del PUN nelle 24 ore rispetto alla media giornaliera**

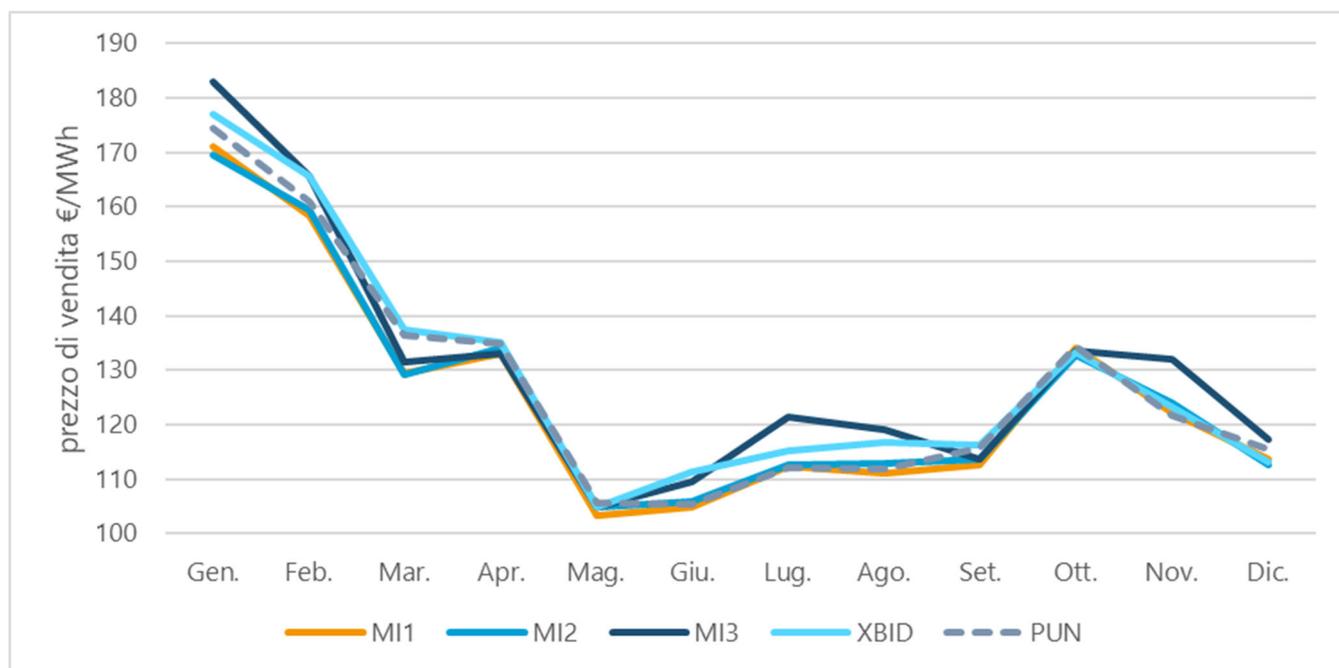
Fonte: GME.

Osservando il profilo orario nel 2023 (Figura 3.6), si nota che è rimasto costante lo scarto dalla media giornaliera delle ore del mattino "1-8" (91%; +0,7 punti percentuali sul 2022) mentre si è acuito il differenziale tra le ore di picco "9-19" (97%; -2,9 punti percentuali sul 2022) e le ore della sera "20-24" (112%; +2,2 punti percentuali sul 2022).

### Mercato infragiornaliero

I volumi complessivamente scambiati, nel 2023, nel Mercato Infragiornaliero (29,1 TWh) sono risultati in aumento rispetto all'anno precedente (+12%). La maggior parte di questi volumi (49%, -5 punti percentuali) sono stati scambiati nella prima sessione ad asta MI-A1 (14,4 TWh; +3% sul 2022), una minor quota nelle rimanenti sessioni ad asta, rispettivamente il 18% in MI-A2 (5,3 TWh) ed il 9% in MI-A3 (2,6 TWh) mentre i rimanenti volumi (23%; +7 p.p.) sono stati scambiati nella sessione in continua XBID (6,8 TWh; +68% sul 2022).

I prezzi medi registrati sull'MI (Figura 3.7) si mantengono fortemente correlati ai livelli medi dell'MGP, in particolare nelle prime 2 sessioni ad asta per le quali il differenziale medio annuo con quest'ultimo è negativo ed inferiore al punto percentuale in tutte le zone; tale differenziale è invece positivo per tutte le zone dell'ultima sessione ad asta disponibile di MI3, che ricordiamo si riferisce alle sole ore 13-24, e arriva al +4,4% nella zona Sardegna. Nel corso dell'anno i prezzi medi mensili (MI1) hanno mostrato progressivi ribassi fino ad un minimo di 103 €/MWh a maggio, riflettendo il minimo valore registrato anche nel MGP.

**Figura 3.7 Andamento mensile dei prezzi nel MI nel 2023**

Fonte: GME.

### Mercato a termine dell'energia

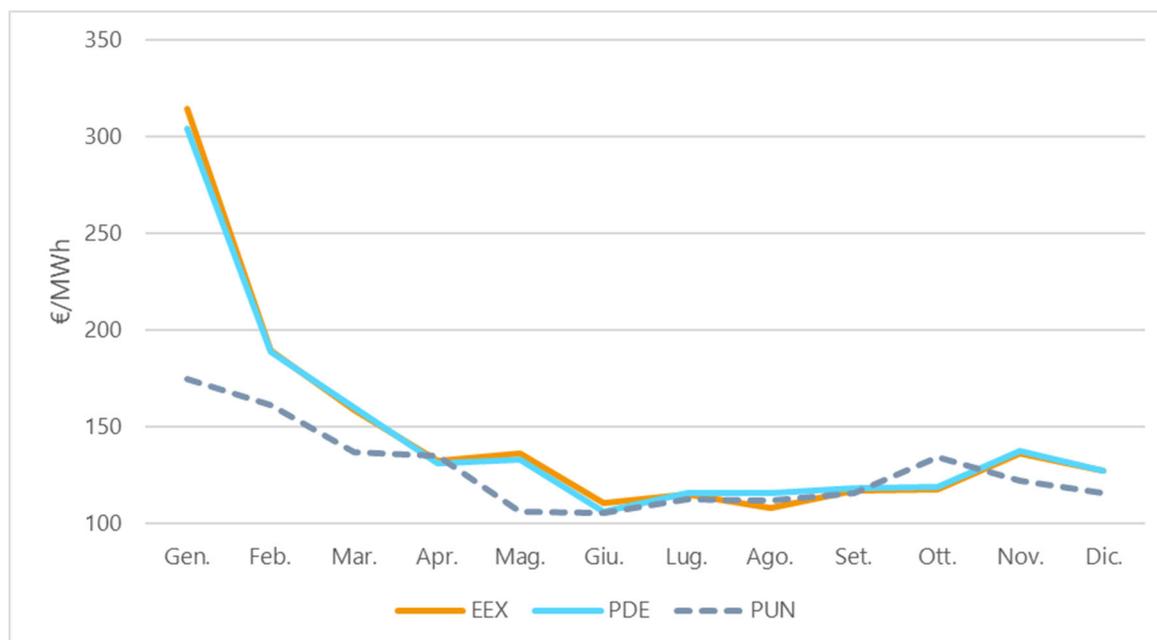
Nel mercato a termine dell'energia elettrica, relativamente ai prodotti standardizzati con consegna fisica, nel 2023 si sono registrati soltanto otto abbinamenti per un totale di 27 GWh. Il volume è in aumento rispetto all'anno precedente, ma ancora nettamente inferiore ai livelli antecedenti all'anno 2022; gli scambi hanno riguardato il solo profilo *baseload* per scadenze mensili (14 GWh) e trimestrali (16 GWh).

Dopo un periodo d'inattività durato otto anni, sono riprese sull'MTE le registrazioni di transazioni bilaterali a soli fini di clearing, per un totale di 107 GWh in 16 abbinamenti.

Osservando l'andamento delle quotazioni del prodotto a termine generalmente più liquido, ovvero il *baseload* mensile con scadenza nel mese immediatamente successivo (M+1), le negoziazioni degli operatori hanno determinato, per il 2023, prezzi in calo dal massimo di gennaio (319 €/MWh) fino al minimo registrato ad agosto (108 €/MWh). Tale andamento è in linea con il *trend* registrato nel corso dell'anno dal sottostante PUN, il cui maggior distacco si è osservato appunto nel mese di gennaio (+130 €/MWh) (Figura 3.8).

Nel 2023 sono aumentate le negoziazioni nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG), che ha registrato 299 transazioni (poco meno del triplo rispetto al 2022), per un totale di 549 GWh scambiati, quasi unicamente per il profilo *baseload*. Con riferimento a quest'ultimo, il prezzo medio dei prodotti giornalieri si è attestato al massimo storico di 1,25 €/MWh.

**Figura 3.8 Prezzi medi nel 2023 delle quotazioni a termine del prodotto M+1 per mese di consegna**



Fonte: Elaborazione ARERA su dati GME (PUN, PDE) e Refinitiv (EEX).

### Il mercato italiano nel contesto europeo

Nel 2023 si è assistito a un significativo calo delle quotazioni nelle borse europee, che nel 2022 avevano toccato livelli record. La crisi energetica cominciata nel 2021 non può dirsi completamente rientrata - tant'è vero che i prezzi medi osservati nel 2023 risultano ancora molto alti, all'incirca 2,5 volte più elevati di quelli del 2019 - ma ha superato la fase più acuta.

Nel corso dell'anno i prezzi hanno mantenuto in tutte le borse europee l'andamento in calo, iniziato già nella seconda metà del 2022, almeno sino al mese di maggio (Figura 3.9). Durante i mesi estivi, la discesa si è interrotta e le quotazioni sono rimaste sostanzialmente stabili fino all'autunno, quando hanno ripreso ad aumentare, in parte anche per le nuove tensioni internazionali innescate dalle vicende medio-orientali.

In media d'anno i prezzi europei dell'elettricità si sono collocati in una fascia di prezzo compresa tra 95 €/MWh, il prezzo minimo registrato alla borsa tedesca EPEX, e 127 €/MWh, cioè il prezzo medio della borsa italiana, replicando di fatto le storiche differenze connesse alle caratteristiche dei parchi di produzione nazionale. Il PUN italiano, è tornato infatti a mostrare un andamento piuttosto distante dai prezzi che si sono affermati nelle borse dei paesi limitrofi, Germania e Francia *in primis*, perché è fortemente dipendente dalla generazione a gas e per questo tende a subire in misura maggiore le oscillazioni che si producono sui mercati internazionali di questa fonte.

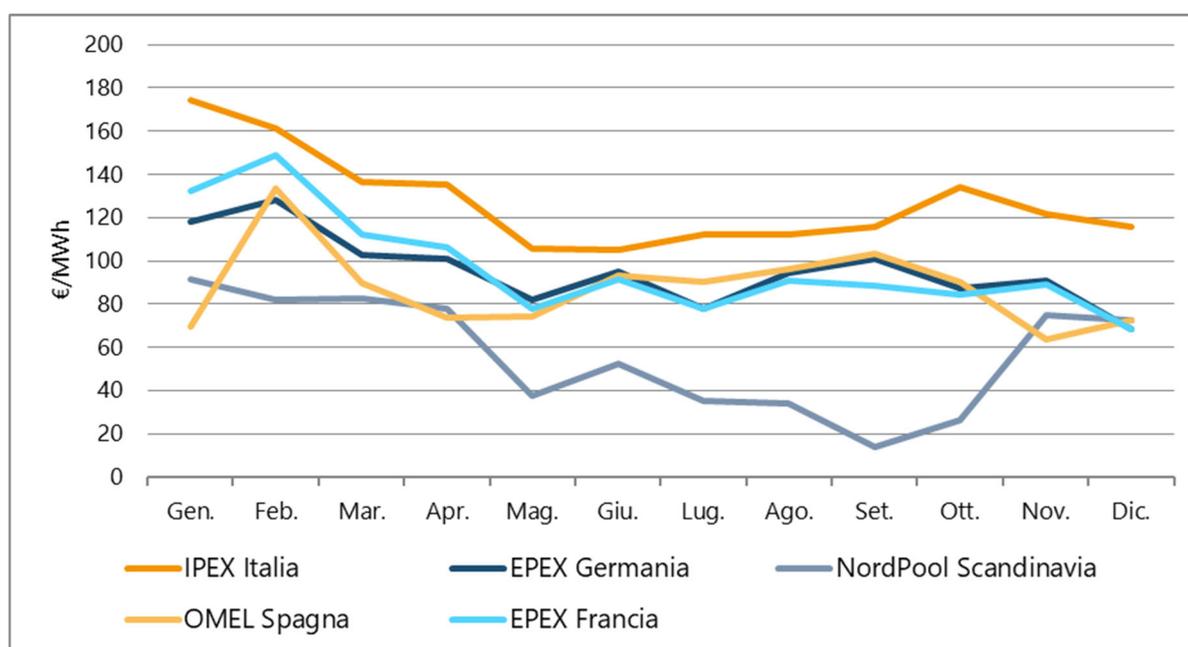
Il valore medio annuo del prezzo spot registrato alla borsa tedesca (95,18 €/MWh) è risultato, quasi identico al prezzo della borsa francese, pari a 96,86 €/MWh, sebbene entrambi siano rimasti piuttosto distanti dal prezzo spagnolo (87,10 €/MWh). Ciò probabilmente è dovuto alle tensioni che si sono prodotte sui mercati elettrici settentrionali per il perdurare di indisponibilità del parco nucleare francese e per la chiusura degli ultimi impianti nucleari presenti in Germania. Un prezzo più basso si è osservato anche nell'Area Scandinava (56 €/MWh) che, però, storicamente mostra prezzi discosti e

inferiori a quelli i paesi presi in esame.

La discesa del prezzo più elevata si è manifestata nella borsa francese, dove il prezzo medio annuo ha registrato una diminuzione rispetto al 2022 del 65%. Un calo leggermente più contenuto e di entità molto simile ha interessato i prezzi delle borse tedesca (-60%), scandinava (-58%) e italiana (-58%). La discesa più piccola si è manifestata nella borsa spagnola, dove le quotazioni sono scese del 48% rispetto al 2022.

I punti di minimo sono stati raggiunti negli ultimi mesi dell'anno in Germania, in Spagna e in Francia, dove le quotazioni sono scese sotto i 70 €/MWh. Nella borsa italiana e in quella scandinava, invece, i punti di minimo sono stati toccati nei mesi estivi, seppure su livelli estremamente differenti: circa 105 €/MWh nella borsa italiana e circa 14 €/MWh nel caso del NordPool.

**Figura 3.9 Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2023 (valori medi *baseload*)**



Fonte: Elaborazione ARERA su dati delle Borse elettriche europee.

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

#### 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 dotata<sup>77</sup>, fin dal 2008, del Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento (TIMM),

<sup>77</sup> Con la delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08 e s.m.i..

al fine di rafforzare la propria funzione di monitoraggio nel settore.

Il TIMM stabilisce le modalità e i criteri per lo svolgimento da parte del Gestore dei mercati energetici (GME), del TSO (Terna) e del Gestore dei Servizi Energetici (GSE) delle attività strumentali all'esercizio della funzione di monitoraggio del mercato elettrico da parte dell'Autorità. In particolare, ciascuno di essi svolge le attività di acquisizione, organizzazione, stoccaggio dei dati per il monitoraggio (stabiliti dall'Autorità), l'attività di condivisione dei medesimi dati con l'Autorità, nonché le attività di elaborazione e analisi necessarie, in quanto attività strumentali all'esercizio della funzione di monitoraggio da parte dell'Autorità.

Inoltre:

- il GME redige e trasmette all'Autorità, con cadenza settimanale, un rapporto sulla struttura e sugli esiti del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica nonché sulla condotta degli operatori di mercato rilevanti attivi nel medesimo mercato; nel redigere tale rapporto, GME è tenuto a segnalare con la massima tempestività qualsiasi dato o situazione anomala di cui sia venuto a conoscenza nell'esercizio del servizio di pubblica utilità. Inoltre, su istanza dell'Autorità, effettua analisi *ad hoc* a supporto delle attività istruttorie condotte dall'Autorità;
- Terna (il TSO) redige e trasmette all'Autorità, con cadenza settimanale, un rapporto settimanale sulla struttura e sugli esiti del mercato per il servizio di dispacciamento nonché sulla condotta degli utenti del dispacciamento rilevanti attivi nel medesimo mercato; nel redigere tale rapporto, Terna è tenuta a segnalare con la massima tempestività qualsiasi dato o situazione anomala di cui sia venuta a conoscenza nell'esercizio del servizio di pubblica utilità.

### Attuazione del REMIT

L'importanza della funzione di monitoraggio svolta dalle autorità di regolazione a livello nazionale – e già prevista per ARERA dalla legge istitutiva – è riconosciuta anche a livello europeo: oltre alle direttive sui mercati energetici, 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*), ha 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).

Nel corso del 2023 sono state condotte le attività preistruttorie derivanti *ex officio* dall'attività di monitoraggio dei mercati oppure da segnalazioni esterne di ordini e/o transazioni sospette nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale, potenzialmente abusive concernente l'integrità e la trasparenza dei mercati dell'energia all'ingrosso. Le suddette attività, in alcuni casi, sono state propedeutiche all'avvio di procedimenti sanzionatori.

L'Autorità ha, inoltre, partecipato al processo di revisione del regolamento REMIT, confrontandosi con l'ACER e con le autorità di regolazione nazionale degli altri Paesi europei sulle tematiche oggetto di modifica e coordinando la propria posizione con gli Uffici del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

### Procedimenti sanzionatori in tema di mercato all'ingrosso e servizi di dispacciamento

Nel 2023 sono stati avviati 3 procedimenti sanzionatori per violazione delle disposizioni in materia di integrità e trasparenza dei mercati all'ingrosso di cui al REMIT.

Con il primo procedimento è stata contestata a un operatore del mercato del gas naturale, la società Enet Energy, la violazione dell'art. 5 del REMIT, per avere posto in essere la condotta manipolativa del mercato, consistente nella conclusione di transazioni e/o nella trasmissione di ordini di compravendita in prodotti energetici all'ingrosso che utilizzino, o tentino di utilizzare, uno strumento fittizio o qualsiasi altra forma di raggirio o artificio che invii, o sia suscettibile di inviare, segnali falsi o tendenziosi riguardanti l'offerta, la domanda o il prezzo di prodotti energetici all'ingrosso. Con il secondo procedimento, è stato contestato alla società Enel Produzione il mancato rispetto dell'obbligo, sancito dall'art. 4 del REMIT, di comunicare al pubblico in modo efficace e in tempo utile alcune informazioni privilegiate. Più in dettaglio, è stato contestato alla società di non avere correttamente pubblicato informazioni con riguardo a un impianto di produzione in un arco temporale di circa quattro mesi, nonché di non avere tempestivamente pubblicato l'informazione relativa a un'indisponibilità del medesimo impianto. In tale procedimento la società ha presentato una proposta di impegni attualmente al vaglio dell'Autorità. Il terzo procedimento, invece, ha riguardato l'inosservanza degli artt. 8 e 9 del REMIT: alla società EC Energy Clean viene contestato di non avere fornito all'ACER un registro delle operazioni effettuate sui mercati dell'energia all'ingrosso, compresi gli ordini di compravendita, e di non essersi iscritta al Registro nazionale REMIT.

Nel 2023 l'Autorità ha anche concluso un procedimento volto alla rideterminazione – a seguito di sentenza di annullamento del Consiglio di Stato – di una sanzione in materia di strategie di programmazione non diligenti nell'ambito del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica.

#### 3.2.2 Mercato al dettaglio

Nel 2023, in base ai dati provvisori pubblicati da Terna, i consumi totali (al netto delle perdite) sono risultati pari a circa 287 TWh, in calo del 2,9% rispetto a quelli del 2022. La flessione ha interessato tutti i settori (distinti secondo una nuova disaggregazione richiesta da Eurostat), eccetto i trasporti e la pesca che sono risultati in aumento di oltre il 5% (Tavola 3.9).

**Tavola 3.9 Ripartizione dei consumi elettrici nazionali per settore finale**

SETTORE PRODUTTIVO (GWh)	2022	2023 <sup>(A)</sup>	VARIAZIONE
Energia	8.852	8.730	-1,38%
Industria	111.638	107.135	-4,03%
Trasporti	9.009	9.510	5,56%
Domestico	64.640	62.680	-3,03%
Commercio e pubblici servizi	94.967	93.005	-2,07%
Agricoltura/Foreste	6.387	5.970	-6,53%
Pesca	230	242	5,22%
Altri	117	105	-10,26%
<b>TOTALE</b>	<b>295.840</b>	<b>287.377</b>	<b>-2,86%</b>

(A) Dati provvisori.

Fonte: Terna.

Nell'ambito dell'Anagrafica operatori dell'Autorità, hanno dichiarato di aver svolto nel 2023 (anche per un periodo limitato dell'anno) l'attività di vendita di energia elettrica: 106 soggetti nel mercato di maggior tutela, 7 nel servizio a tutele graduali per le micro-imprese, 3 nella salvaguardia e 707 nel mercato libero.

Le imprese del mercato libero che hanno risposto all'Indagine sono 594 (cioè l'84% di quelle presenti nel mercato), 48 delle quali hanno comunicato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Tenendo conto che 47 società vendono energia sia nel mercato libero, sia in quello tutelato, che le imprese che operano nella salvaguardia e nei servizi a tutele graduali vendono energia anche nel mercato libero e/o nel servizio di maggior tutela (e sono quindi già conteggiate in quei segmenti), le imprese attive che hanno operato nel mercato finale della vendita elettrica nel 2023 sono 653.

La Tavola 3.10 presenta la ripartizione delle vendite finali di energia elettrica (al netto degli autoconsumi e delle perdite di rete) insieme al numero totale dei clienti<sup>78</sup> 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, tutele graduali e di salvaguardia, grossisti e venditori del mercato libero. I risultati dell'Indagine raggiungono una copertura del 91% circa dei consumi finali stimati da Terna per il 2023<sup>79</sup>, ma questa percentuale è indicativa, tenuto conto della natura pre-consuntiva dei dati utilizzati, sia di fonte Terna sia dell'Indagine annuale condotta dall'Autorità presso i venditori.

**Tavola 3.10 Mercato finale della vendita di energia elettrica (al netto degli autoconsumi e delle perdite)**

MERCATI E CLIENTI	VOLUMI (GWh)			PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)		
	2022	2023	VARIAZ.	2022	2023	VARIAZI.
Servizio di maggior tutela	21.858	14.422	-34,0%	12.161	9.219	-24,2%
Domestico	18.374	13.728	-25,3%	10.602	8.866	-16,4%
Non domestico	3.485	694	-80,1%	1.559	353	-77,4%
Servizio a tutele graduali piccole imprese <sup>(A)</sup>	2.303	1.506	-	136	93	-
Servizio a tutele graduali micro-imprese <sup>(A)</sup>	-	1.547	-	-	827	-
Servizio di salvaguardia	4.843	5.119	5,7%	89	98	10,0%
Mercato libero	223.239	218.566	-2,1%	24.841	27.072	9,0%
Domestico	39.939	42.263	5,8%	19.522	21.382	9,5%
Non domestico	183.300	176.302	-3,8%	5.319	5.690	7,0%
<b>MERCATO FINALE</b>	<b>252.244</b>	<b>241.159</b>	<b>-4,4%</b>	<b>37.227</b>	<b>37.308</b>	<b>0,2%</b>

(A) Stime basate sui dati raccolti in modo indistinto tra servizio a tutele graduali per le piccole imprese e servizio a tutele graduali per le micro-imprese.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Dopo il leggero calo del 2022, nel 2023 i consumi di energia elettrica hanno registrato un'ulteriore

<sup>78</sup> 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).

<sup>79</sup> Per ottenere la percentuale indicata, occorre sommare ai consumi finali esposti nella Tavola 3.10 anche i quantitativi che nell'Indagine sono stati dichiarati come autoconsumi (propri e di gruppo) che non sono inclusi nella tavola.

riduzione: secondo i dati raccolti, lo scorso anno sono stati venduti al mercato finale poco più di 241 TWh a 37,3 milioni di clienti. Rispetto al 2022 il consumo totale di energia elettrica è quindi sceso del 4,4%, mentre i punti di prelievo sono lievemente aumentati (0,2%).

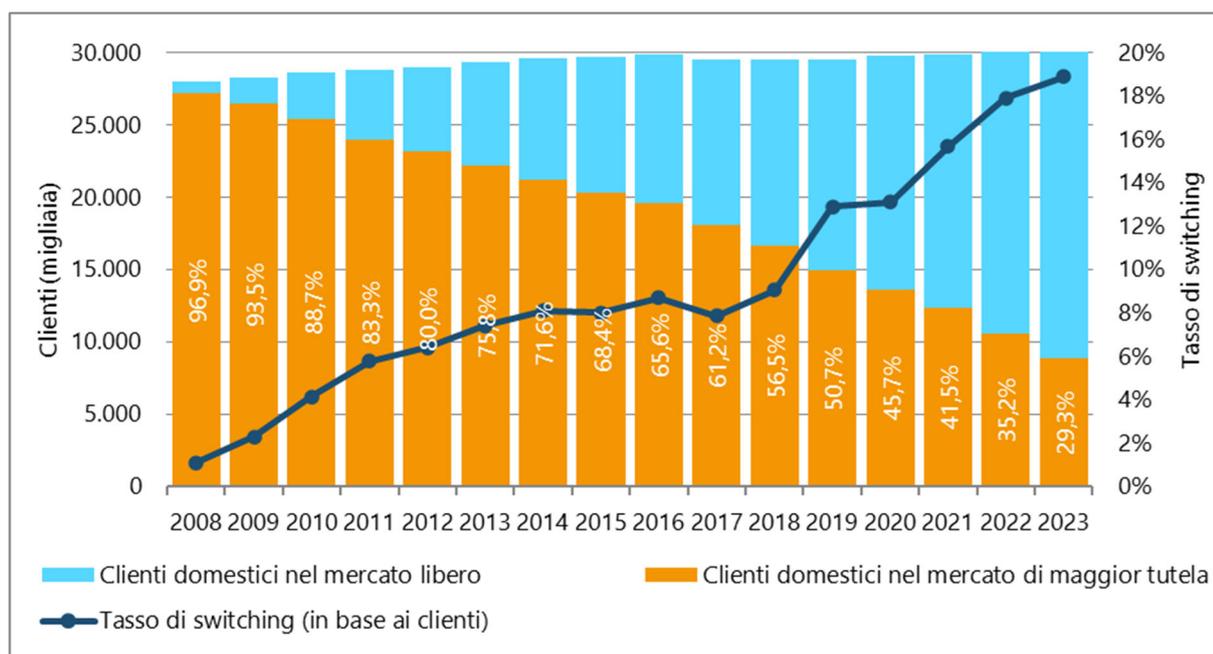
La contrazione dei consumi si è prodotta in misura proporzionalmente uniforme per le due tipologie di clienti, ma in termini assoluti è ovviamente maggiore quella relativa alla clientela non domestica che ha acquistato circa 8,8 TWh in meno rispetto al 2022, mentre i consumi domestici sono diminuiti di circa 2,3 TWh.

La riduzione della domanda di elettricità da parte del settore non domestico può essere spiegata in parte con la modesta crescita economica (nel 2023 il PIL è aumentato dello 0,9% secondo l'ultimo dato Istat) e in parte con la debolezza osservata nei comparti a maggiore intensità energetica. Il perdurare nel corso del 2023 di livelli di prezzo elevati (seppure inferiori a quelli del 2022) è certamente un elemento che spiega in gran parte il calo dei consumi delle famiglie, insieme con la diffusione di strumenti per il contenimento dei consumi energetici.

Più in dettaglio, le famiglie italiane hanno acquistato complessivamente 56 TWh contro i 58,3 TWh del 2022, registrando quindi un calo del 4%, mentre l'energia acquisita dal settore non domestico è scesa da 193,9 a 185,2 TWh, evidenziando quindi una riduzione del 4,5%, tornando così ad allontanarsi dai livelli pre-Covid (198 TWh nel 2019), che invece erano stati in parte recuperati nel 2022.

Nel 2023 il numero di punti di prelievo domestici è risultato pari a 30,2 milioni, di cui poco meno di 8,9 milioni serviti in maggior tutela e circa 21,4 milioni nel mercato libero; i punti domestici serviti nel mercato libero sono ormai saliti al 70,7% (Figura 3.10). Se poi si guarda ai volumi acquistati, il mercato libero riguarda ormai tre quarti (75,5%) dell'energia complessivamente acquistata dalle famiglie italiane. La transizione al mercato libero è comunque un processo lungo: a quindici anni di distanza dalla completa apertura del mercato elettrico, avvenuta il 1° luglio 2007, i punti di prelievo domestici che si riforniscono nel servizio di maggior tutela sono ancora poco meno di un terzo del totale.

**Figura 3.10 Clienti domestici nel servizio di maggior tutela e nel mercato libero dal 2008**



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il consumo medio unitario delle famiglie nel mercato di maggior tutela è più basso di quello delle famiglie che acquistano l'energia nel mercato libero: 1.548 kWh/anno contro 1.977 kWh/anno.

Per la fornitura di energia elettrica delle piccole imprese e delle micro-imprese con potenza impegnata superiore a 15 kW, la tutela di prezzo è terminata il 1° gennaio 2021. Le altre micro-imprese (quelle con potenza impegnata inferiore a 15 kW) e la generalità dei clienti non domestici (tra cui anche alcuni condomini) non possono più essere riforniti nel **servizio di maggior tutela** dal 1° aprile 2023. Pertanto, i volumi complessivamente venduti in tutela nel 2023 comprendono ancora quelli acquistati dalle micro-imprese con potenza impegnata inferiore a 15 kW per una parte dell'anno. Se ai consumi del settore domestico si aggiungono anche questi ultimi, la quota di elettricità venduta nel servizio di maggior tutela risulta estremamente ridotta e pari al 6% dei volumi dell'intero mercato elettrico italiano (corrispondenti al 24,2% dei punti di prelievo totali).

Le piccole imprese e le micro-imprese che non hanno scelto una fornitura nel mercato libero vengono rifornite dal 1° aprile 2023 nell'ambito di un apposito **servizio a tutele gradual**, da un venditore selezionato con gara (rispettivamente detti servizio a tutele gradual per le piccole imprese e servizio a tutele gradual per le micro-imprese). Nel 2023 i due servizi di tutela graduale hanno servito complessivamente circa 919.000 punti di prelievo (pari al 2,4% di tutti i clienti del mercato elettrico), ai quali sono stati venduti poco più di 3 TWh, cioè l'1,3% dell'energia venduta nel mercato totale. Più in dettaglio, nel 2023 il servizio a tutele gradual per le piccole imprese ha riguardato circa 93.000 clienti, che hanno acquistato circa 1,5 TWh, mentre quello per le micro-imprese ha incluso 827.000 punti di prelievo con un consumo complessivo di poco meno di 1,6 TWh<sup>80</sup>.

Con 219 TWh venduti, nel 2023 la quota dell'energia elettrica intermediata dal **mercato libero** è salita al 90,6% (il 73,1% dei punti di prelievo), nonostante la porzione di elettricità acquistata nel **servizio di salvaguardia** sia leggermente risalita al 2,1% (lo 0,3% dei punti di prelievo) dall'1,9% evidenziato nel 2022, così come quella dei servizi a tutela graduale, passata dallo 0,9% del 2022 all'1,2% (il 2,5% dei punti di prelievo).

In un mercato finale che complessivamente è diminuito di 11,1 TWh rispetto al 2022, i volumi di vendita si sono ridotti di 7,4 TWh nel mercato tutelato (-34%) e di 4,7 TWh nel mercato libero (-2,1%), mentre l'energia fornita nei servizi a tutele gradual è cresciuta di 750 GWh (+33%), così come quella nel regime di salvaguardia è aumentata di 276 GWh (+5,7%).

Il numero dei consumatori complessivo è aumentato nel 2023 di 81.000 unità portandosi a 37,3 milioni: la maggior tutela ha perso 2,9 milioni di punti, mentre il mercato libero ne ha guadagnati 2,2 milioni, la salvaguardia circa 9.000 punti e i servizi a tutela graduale ne hanno acquisiti nel complesso 783.000 in più rispetto al 2022.

### Switching

Sulla base dei dati forniti dai distributori nell'ambito dell'Indagine annuale e dei dati provenienti dal SII<sup>81</sup>, anche nel 2023 l'attività di *switching* è risultata molto elevata tra i consumatori, com'era logico

<sup>80</sup> La suddivisione tra i due servizi è frutto di una stima effettuata dall'Autorità sui dati raccolti nell'Indagine relativamente al servizio a tutele gradual senza distinguere tra quello per le piccole e quello per le micro-imprese.

<sup>81</sup> Sistema Informativo Integrato (SII): si tratta di un sistema informativo, istituito presso l'Acquirente Unico dalla legge del 13 agosto 2010, n. 129, 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

attendersi in un periodo di prezzi in discesa, ma ancora alti se paragonati a quelli pre-crisi, oltre che in una fase in cui la fine della maggior tutela è imminente (per i clienti domestici non vulnerabili) o appena avvenuta per tutti i clienti altri usi.

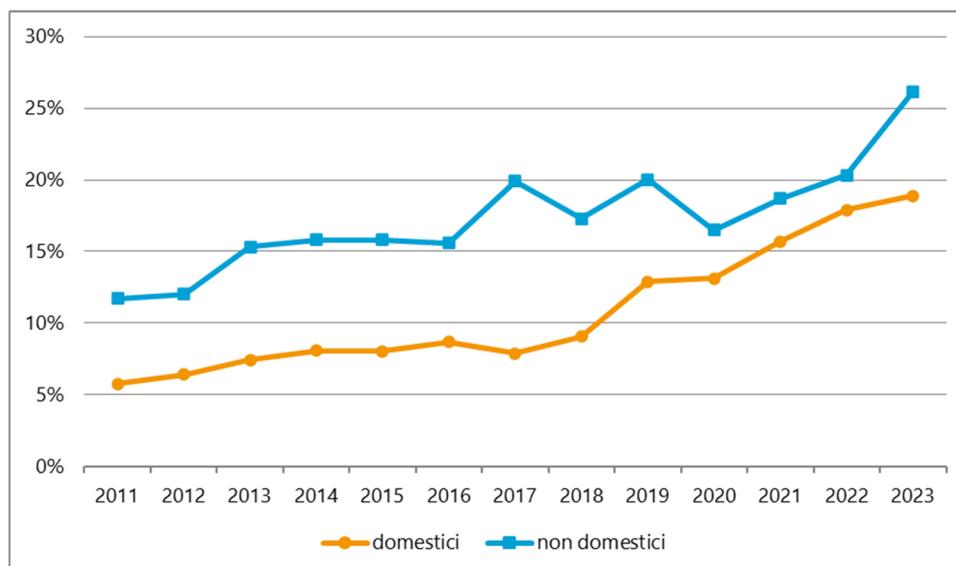
Lo *switching* delle famiglie è cresciuto di un punto percentuale rispetto al 2022, sia che lo si misuri in termini di punti di prelievo, sia in termini di volumi (Tavola 3.11), avvicinandosi a quello delle utenze non domestiche. Il 18,9% dei clienti domestici – circa 5,7 milioni di punti di prelievo – ha cambiato fornitore almeno una volta nel corso dell'anno. I volumi corrispondenti a questa porzione di clienti sono pari al 24,5% del totale dell'energia acquistata dal settore domestico, mentre i volumi corrispondenti al 17,9% dei clienti domestici che hanno cambiato fornitore nel 2022 corrispondevano al 23% dell'energia prelevata.

**Tavola 3.11 Tassi di *switching* dei clienti dell'energia elettrica**

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2022		2023	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Domestico	23,0%	17,9%	24,5%	18,9%
Non domestico	25,5%	20,3%	28,2%	26,2%
<i>di cui:</i>				
- bassa tensione	31,7%	20,3%	33,8%	26,2%
- media tensione	24,1%	22,2%	29,3%	23,2%
- alta e altissima tensione	16,1%	33,8%	13,0%	25,9%
<b>TOTALE</b>	<b>24,9%</b>	<b>18,3%</b>	<b>27,3%</b>	<b>20,2%</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

**Figura 3.11 Tassi di *switching* (dei punti di prelievo) nel settore elettrico dal 2011**



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati ed elaborazioni su dati del SII.

una banca dati, denominata Registro Centrale Ufficiale, che contiene l'elenco completo dei punti di prelievo nazionali e dei dati fondamentali per la gestione dei relativi processi.

Negli ultimi anni l'attività di *switching* delle famiglie ha evidenziato una certa accelerazione rispetto a un *trend* più modesto mantenuto sino al 2018 (Figura 3.11). Come appena osservato, il recente contesto di prezzi ancora elevati in un'economia in moderata crescita costituisce senza dubbio un forte stimolo ai cambi di fornitore, ma è opportuno sottolineare anche che dal 2018 le aspettative sulla rimozione della tutela di prezzo, seppure più volte rinviata e ora definitivamente fissata per luglio 2024, hanno sicuramente creato un clima di fermento e curiosità verso il mercato libero.

La graduale esclusione *ex lege* dal servizio di maggior tutela della clientela non domestica allacciata in bassa tensione, cominciata nel 2021 e terminata nel 2023 (dal 1° aprile anche per le micro-imprese) ha certamente avuto impatto sull'attività di *switching* di questi clienti, che negli ultimi tre anni hanno evidenziato un ritmo di *switching* piuttosto elevato e in continua ascesa: il tasso di spostamento di questi clienti è, infatti passato dal 18,4% del 2020, al 29,4% del 2021, al 31,7% del 2022, raggiungendo il 33,8% nel 2023.

Anche gli altri clienti non domestici hanno evidenziato un tasso di *switching* elevato e in aumento rispetto all'anno precedente: hanno cambiato fornitore, infatti, il 23,2% dei clienti allacciati in media tensione (per un totale di energia pari al 29,3%) e il 25,9% dei clienti in alta o altissima tensione, per un volume all'incirca del 13%. Complessivamente, nel 2023 hanno cambiato fornitore quasi 1,8 milioni di punti di prelievo non domestici che corrispondono, in termini di volumi sottesi (circa 52 TWh) al 28,2% dei volumi acquistati dai non domestici.

### Servizio di maggior tutela

Nel 2023, i consumatori domestici che non avevano ancora stipulato un contratto di compravendita nel mercato libero hanno usufruito del **mercato a condizioni standard** o **servizio di maggior tutela**; per i primi mesi dell'anno, come detto, hanno usufruito di tale servizio anche una parte delle micro-imprese<sup>82</sup> e le altre utenze<sup>83</sup> servite in bassa tensione con potenza impegnata inferiore a 15 kW per le quali, ai sensi della regolazione vigente, il servizio di maggior tutela è terminato il 31 marzo 2023. Infatti, per tali clienti è stato attivato dal 1° aprile 2023 il servizio a tutele graduali per micro-imprese. Nel 2021 il servizio è terminato per le piccole imprese<sup>84</sup> e le micro-imprese più grandi<sup>85</sup>; per tali soggetti dal 1° luglio 2021 è attivo il servizio a tutele graduali piccole imprese (cfr. *oltre*). In base a quanto stabilito dalla legge<sup>86</sup>, il servizio di maggior tutela terminerà infine anche per i clienti domestici non vulnerabili, a partire da luglio 2024.

Il servizio di maggior tutela 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. Nell'ambito del regime di offerta standard, un unico acquirente (la società "Acquirente unico") è responsabile per l'approvvigionamento di energia

---

<sup>82</sup> Sono micro-imprese i soggetti produttivi con meno di 10 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 2 milioni di euro titolari di soli punti di prelievo con potenza contrattualmente impegnata non superiore a 15 kW.

<sup>83</sup> Clienti non domestici diversi dalle micro-imprese.

<sup>84</sup> 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, alimentati in bassa tensione e 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.

<sup>85</sup> Micro-imprese titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW.

<sup>86</sup> Art. 1, comma 60 della legge 4 agosto 2017, n. 124 e s.m.i.

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 legata all'andamento del 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 senza differenziazione geografica.

Nel 2023 sono stati venduti, nel servizio di maggior tutela, 14,2 TWh a circa 9,2 milioni di punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*) (come visto nella Tavola 3.10). Rispetto al 2022, i consumi sono scesi di 7,4 TWh (-34%), mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti di 3 milioni di unità (-24,2%). Nel corso dell'anno sono usciti dal servizio di maggior tutela 1,7 milioni di clienti domestici (-16,4%) e 1,2 milioni di clienti non domestici (-77,4%). Nell'ambito dei domestici, la diminuzione dei residenti (1,4 milioni, -17,8%) è proporzionalmente superiore a quella dei non residenti (0,2 milioni, -11,5%). Ancora più consistenti le diminuzioni nelle quantità vendute (-26% i residenti e -19,9% i non residenti), che indicano un rilevante calo nei consumi unitari. Anche in forza delle disposizioni normative in parola, i clienti non domestici "altri usi" presentano una evoluzione differente rispetto ai domestici, con una diminuzione molto più marcata: come detto, il numero di punti serviti è sceso del 77,4% in analogia alla riduzione dell'80,1% delle quantità vendute.

Per quanto sopra illustrato, sono cambiate, rispetto al 2022, le quote sul consumo totale dei clienti domestici e dell'illuminazione pubblica pari, rispettivamente, al 95,2% (contro l'84,1% del 2022) e allo 0,03% (rispetto allo 0,05% del 2022); la porzione di energia venduta ai clienti non domestici "altri usi", invece, è comprensibilmente crollata al 4,8% rispetto al 15,9% osservato nel 2022, data l'uscita *ex lege* di tali clienti dal servizio.

**Tavola 3.12 Clienti domestici nel servizio di maggior tutela nel 2023, per tipologia e per classe di consumo**

TIPOLOGIA DI CLIENTE E CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI (GWh)	QUOTA DEI VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	QUOTA DEI CLIENTI	CONSUMO MEDIO (kWh)
0-1.000 kWh	1.447	10,5%	3.437	38,8%	421
1.000-1.800 kWh	3.319	24,2%	2.377	26,8%	1.396
1.800-2.500 kWh	3.166	23,1%	1.488	16,8%	2.128
2.500-3.500 kWh	2.911	21,2%	996	11,2%	2.923
3.500-5.000 kWh	1.655	12,1%	406	4,6%	4.076
5.000-15.000 kWh	1.037	7,6%	154	1,7%	6.734
> 15.000 kWh	192	1,4%	8	0,1%	24.000
<b>TOTALE DOMESTICI</b>	<b>13.728</b>	<b>100,0%</b>	<b>8.866</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.548</b>
DI CUI:					
Domestici residenti	11.959	87,1%	6.752	76,2%	1.771
Domestici non residenti	1.769	12,9%	2.114	23,8%	837

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nell'ambito dei **clienti domestici** (Tavola 3.12), i residenti rappresentano l'87,1% dei punti di prelievo e il 76,2% dei consumi. A quasi tutti i clienti domestici (99,1%) viene applicata la tariffa bioraria, vale a dire la condizione economica che dipende dalla fascia oraria nella quale avviene il consumo; al restante 0,9% dei punti di prelievo domestici è ancora applicata la vecchia tariffa monoraria. Questa ripartizione è prossima a quella dell'anno precedente. Lievemente più elevata (1,3%) è la quota dei clienti non domestici con tariffa monoraria. Nel 2023 il consumo medio unitario del cliente domestico è stato pari a 1.548 kWh/anno, nettamente inferiore ai 1.733 kWh registrati nel 2022 (-11%). Nell'ambito dei clienti domestici, la parte preponderante, come descritto, è rappresentata dai residenti, per i quali si registra un consumo unitario di 1.771 kWh, in calo (-10%) rispetto ai 1.968 kWh dell'anno precedente; nettamente inferiore, come di consueto, il livello di consumo unitario dei non residenti, pari a 837 kWh e anch'esso in diminuzione, in misura meno marcata (-9,4%), rispetto all'anno precedente (924 kWh).

Oltre i tre quarti della clientela domestica (79%) servita nel servizio di maggior tutela appartiene alle prime quattro classi di consumo: acquista, cioè, al massimo 3.500 kWh/anno.

**Tavola 3.13 Clienti non domestici nel servizio di maggior tutela nel 2023, per tipologia e per classe di consumo**

TIPOLOGIA DI CLIENTE E CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI (GWh)	QUOTA DEI VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	QUOTA DEI CLIENTI	CONSUMO MEDIO (kWh)
0-5 MWh	309,3	44,5%	531	75,0%	1.586
5 - 10 MWh	157,4	22,7%	73	10,3%	7.251
10 - 15 MWh	85,3	12,3%	35	4,9%	12.390
15 - 20 MWh	52,3	7,5%	20	2,8%	17.148
20 - 50 MWh	79	11,4%	38	5,4%	29.576
50 - 100 MWh	6,6	0,9%	10	1,4%	66.919
100 - 500 MWh	3	0,4%	0,4	0,1%	102.814
500 - 2.000 MWh	2	0,3%	1	0,1%	785.910
<b>TOTALE NON DOMESTICI</b>	<b>694,9</b>	<b>100,0%</b>	<b>708,4</b>	<b>100,0%</b>	<b>11.395</b>
DI CUI:	4,1	0,6%	356	50,3%	11.395
Illuminazione pubblica	690	99,3%	352	49,7%	1.960
Non domestici altri usi	309,3	44,5%	531	75,0%	1.586

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La Tavola 3.13 evidenzia la consistenza per classe di consumo dei punti di prelievo (0,7 milioni) e dei volumi (695 GWh) per i clienti **non domestici** serviti a condizioni standard, per classe di consumo. Si tratta di quantitativi residuali perché, come sottolineato più sopra, la clientela non domestica è stata servita in questo mercato soltanto per pochi mesi nel 2023. Circa il 45% dell'energia destinata ad altri usi è stato venduto ai clienti della prima classe di consumo (fino a 5 MWh/anno), che costituiscono il 90% della platea di tali consumatori. Circa il 60% dei punti di prelievo si colloca nella classe di consumo più piccola (fino a 5 MWh), che assorbe tuttavia l'8% dell'energia venduta per illuminazione pubblica; mentre nella quinta classe, quindi con un consumo fino a 50 MWh, si registra il 25,7% dell'energia venduta. Per i clienti non domestici "altri usi" la condizione economica assolutamente prevalente è la multioraria: essa è, infatti, applicata al 98% dei punti di prelievo e al 96,4% dei volumi venduti.

La quota del principale esercente, Servizio Elettrico Nazionale del gruppo Enel, è scesa all'84,1% (1,1 punti in meno del 2022), un calo lieve si riscontra anche nelle quote di mercato di Alperia (-0,1%), di Amet (-0,03%) e di S.I.P.P.I.C. (-0,01%); tutti gli altri esercenti registrano un aumento della quota di mercato se pur ridotto. Mentre le prime 5 posizioni restano stabili rispetto all'anno 2022, salgono invece Estenergy, Società Elettrica Liparese e CVA Energie che guadagnano una posizione, mentre Odoardo Zecca sale di due posizioni. I 92 esercenti che non sono presenti nella tavola coprono insieme l'1,2% del servizio di maggior tutela, come nell'anno precedente. Non si registrano variazioni nella misura del grado di concentrazione, in termini sia di indice C3 (quota di mercato dei primi tre operatori, calata al 94,2%) sia di indice HHI, sceso da 7.307 del 2022 a 7.221 del 2023 (si ricorda che il valore di 10.000 indica la concentrazione massima, corrispondente alla presenza di un solo operatore).

### Servizio a tutele graduali per le piccole imprese

Il servizio a tutele graduali, come anticipato in precedenza, è il servizio disciplinato dall'Autorità per accompagnare il passaggio al mercato libero dell'energia elettrica e garantire la continuità della fornitura a quei clienti che non hanno scelto un'offerta in tale mercato dopo la rimozione della tutela di prezzo (mercato di maggior tutela). In base alle scadenze definite dal legislatore, il servizio di maggior tutela è cessato, a partire dal 1° gennaio 2021, dapprima per le piccole imprese di energia elettrica connesse in bassa tensione e per le micro-imprese titolari di almeno un punto di prelievo connesso in bassa tensione con potenza contrattualmente impegnata eccedente 15 kW e, dal 1° gennaio 2023, per tutte le altre micro-imprese. Dal 2023, pertanto, il servizio a tutele graduali è stato differenziato in due segmenti: quello per le piccole imprese e quello per le micro-imprese.

L'Autorità ha stabilito che il servizio a tutele graduali per le piccole imprese venga erogato per un periodo di tre anni, dal 1° luglio 2021 al 30 giugno 2024, da venditori selezionati attraverso specifiche procedure concorsuali per ciascuna delle quattro aree territoriali appositamente definite, come indicato nella Tavola 3.14.

**Tavola 3.14 Esercenti selezionati per l'erogazione del servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel periodo 1° luglio 2021-30 giugno 2024 in ciascuna area territoriale**

AREA TERRITORIALE	ESERCENTE
Lombardia, Veneto, Liguria, Trentino-Alto Adige, Lazio	A2A Energia
Marche, Umbria, Abruzzo, Molise, Campania, Basilicata, Calabria, Sicilia, Sardegna	Hera Comm
Valle d'Aosta, Friuli-Venezia Giulia, Toscana, Puglia e Comune di Milano	Iren Mercato
Piemonte, Emilia-Romagna	Axpo Italia

Fonte: ARERA.

Le condizioni contrattuali del servizio corrispondono a quelle delle Offerte a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela (Offerte PLACET), definite dall'Autorità<sup>87</sup>. Le condizioni economiche relative alla spesa per la materia energia sono basate sui valori consuntivi del Prezzo unico nazionale e comprendono corrispettivi a copertura degli altri costi di approvvigionamento e

<sup>87</sup> Per le Offerte PLACET l'Autorità fissa le modalità e le tempistiche di fatturazione, il contenuto dei documenti di fatturazione, le garanzie da richiedere al cliente, le tempistiche e le modalità di pagamento, le modalità di rateizzazione e di applicazione degli interessi di mora in caso di mancato pagamento da parte del cliente finale.

commercializzazione. Il prezzo pagato dai clienti finali dipende anche dal livello dei parametri offerti da ciascun esercente il servizio a tutele graduali in ciascuna area territoriale di assegnazione del servizio.

Le stime basate sui dati dell'Indagine annuale<sup>88</sup> mostrano che nel 2023 nel servizio a tutele graduali per le piccole imprese sono stati venduti 1,5 TWh a 92.700 punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*; Tavola 3.15). Rispetto al 2022, i consumi si sono ridotti (-0,8 TWh, -35%), mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti di 43 mila unità (-32%).

**Tavola 3.15 Clienti non domestici nel servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel 2023<sup>(A)</sup>, per tipologia e per classe di consumo**

TIPOLOGIA DI CLIENTE E CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI (GWh)	QUOTA DEI VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	QUOTA DEI CLIENTI	CONSUMO MEDIO (kWh)
0-5 MWh	72,7	4,8%	46,3	50,0%	1.568
5 - 10 MWh	93,8	6,2%	12,3	13,3%	7.613
10 - 15 MWh	98,7	6,6%	7,8	8,4%	12.683
15 - 20 MWh	95,5	6,3%	5,4	5,8%	17.758
20 - 50 MWh	446,7	29,7%	13,9	15,0%	32.129
50 - 100 MWh	337	22,4%	4,9	5,3%	68.790
100 - 500 MWh	337,3	22,4%	2	2,2%	165.096
500 - 2.000 MWh	21,8	1,4%	0	0,0%	671.108
2.000 - 20.000 MWh	2,4	0,2%	0	0,0%	6.091.423
<b>TOTALE NON DOMESTICI</b>	<b>1.506</b>	<b>100,0%</b>	<b>92,7</b>	<b>100,0%</b>	<b>16.245</b>
DI CUI:					
Illuminazione pubblica	149	9,9%	12,1	13,1%	12.281
Non domestici altri usi	1.357	90,1%	80,6	86,9%	16.841

(A) Stime basate sui dati raccolti in modo indistinto tra servizio a tutele graduali per le piccole imprese e servizio a tutele graduali per le micro-imprese .

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nell'ambito del servizio, la tipologia di cliente più numerosa è quella dei clienti non domestici con consumi diversi dall'illuminazione pubblica (o clienti "altri usi"), che hanno consumato circa 1,3 GWh e annoverano circa 81.000 punti di prelievo, per un consumo unitario di 16.839 kWh, in calo del 3% rispetto a quello dell'anno precedente (17.412 kWh).

Il 72% circa dei punti di prelievo per altri usi ricade nelle prime tre classi dimensionali (fino a 15 MWh/anno), ma nel loro insieme tali classi assorbono solo il 17,6% dei consumi della categoria. La maggior parte dei consumi (74,4%) è concentrato nelle tre classi medio-grandi (da 20 a 500 MWh/anno) che includono il 22,5% dei punti di prelievo, mentre le classi successive hanno un'incidenza quasi irrilevante, sia in termini di punti serviti, sia in termini di energia acquistata (Tavola 3.15). Il consumo medio nazionale è pari a 16.245 kWh

<sup>88</sup> Al fine di mitigare temporaneamente l'impatto delle raccolte dati sugli operatori rispondenti, nell'Indagine annuale, per il 2023 non è stata prevista la separazione esplicita dei dati relativi al servizio a tutele graduali per le piccole imprese da quelli relativi al servizio a tutele graduali per le micro-imprese. Le analisi di dettaglio esposte nel capitolo, tuttavia, sono state distinte per i due servizi e derivano da elaborazioni e stime che l'Autorità ha effettuato sui dati raccolti.

### Servizio a tutele graduali per le micro imprese

L'Autorità ha definito la regolazione delle condizioni economiche e contrattuali di erogazione del servizio a tutele graduali per le micro-imprese, rivolto ai clienti non domestici titolari di punti di prelievo fino a 15 kW, per un periodo di quattro anni, che va dal 1° aprile 2023 al 31 marzo 2027, come indicato nella Tavola 3.16.

**Tavola 3.16 Esercenti selezionati per l'erogazione del servizio a tutele graduali per le micro-imprese nel periodo 1° aprile 2023-31 marzo 2027 in ciascuna area territoriale**

AREA TERRITORIALE	ESERCENTE
Friuli-Venezia Giulia, Trentino-Alto Adige, Belluno, Venezia, Verona	Hera Comm
Bologna, Modena, Piacenza, Padova, Parma, Reggio Emilia, Rovigo, Treviso, Vicenza	Sorgenia
Abruzzo, Marche, Umbria, Forlì-Cesena, Ferrara, Ravenna, Rimini	A2A Energia
Bergamo, Brescia, Cremona, Lecco, Lodi, Milano escluso Comune di Milano, Mantova, Sondrio	Sorgenia
Valle d'Aosta, Alessandria, Asti, Como, Monza-Brianza, Comune di Milano, Novara, Pavia, Varese, Verbania, Vercelli	Sorgenia
Liguria, Biella, Cuneo, Torino	Agsm Aim Energia
Arezzo, Firenze, Latina, Prato, Rieti, Roma escluso Comune di Roma, Siena, Viterbo	Illumia
Molise, Frosinone, Grosseto, Livorno, Lucca, Massa-Carrara, Pisa, Pistoia, Comune di Roma	A2A Energia
Basilicata, Calabria, Bari, Taranto	Estra Energie
Sardegna, Caserta, Napoli escluso Comune di Napoli	A2A Energia
Avellino, Barletta-Andria, Benevento, Brindisi, Trani, Foggia, Lecce, Comune di Napoli, Salerno	Acea Energia
Sicilia	A2A Energia

Fonte: ARERA.

Le stime basate sui dati dell'Indagine annuale<sup>89</sup> mostrano che nel 2023 nel servizio a tutele graduali per le micro-imprese sono stati venduti poco più di 1,5 TWh a 826.700 punti di prelievo (anche qui calcolati con il criterio del *pro die*).

Nell'ambito del servizio, la quasi totalità dei punti e dei volumi è rappresentata dai clienti non domestici con consumi diversi dall'illuminazione pubblica (o clienti "altri usi"); l'illuminazione pubblica rappresenta, infatti, lo 0,1% del totale dei punti e lo 0,3% dei volumi. I clienti non domestici "altri usi" hanno consumato circa 1,5 TWh e annoverano circa 826 mila punti di prelievo, per un consumo medio di 1.867 kWh, rispetto all'illuminazione pubblica che registra un consumo medio di 6.000 kWh (Tavola 3.17). Il consumo medio nazionale è pari a 1.871 kWh.

Il 79,3% dei volumi è concentrata nelle prime tre classi di consumo (fino a 15 MWh), di cui quasi il 50% è incluso nella classe più piccola, quella con un consumo inferiore a 5 MWh. In termini di punti, la quasi totalità si colloca nella prima fascia di consumo (91,8%).

<sup>89</sup> Al fine di mitigare temporaneamente l'impatto delle raccolte dati sugli operatori rispondenti, nell'Indagine annuale, per il 2023 non è stata prevista la separazione esplicita dei dati relativi al servizio a tutele graduali per le piccole imprese da quelli relativi al servizio a tutele graduali per le micro-imprese. Le analisi di dettaglio esposte nel capitolo, tuttavia, sono state distinte per i due servizi e derivano da elaborazioni e stime che l'Autorità ha effettuato sui dati raccolti.

**Tavola 3.17 Servizio a tutele graduali per le micro-imprese nel 2023<sup>(A)</sup> per classe di consumo**

TIPOLOGIA DI CLIENTE E CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI (GWh)	QUOTA DEI VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	QUOTA DEI CLIENTI	CONSUMO MEDIO (kWh)
0-5 MWh	753	48,7%	759,5	91,8%	993
5 – 10 MWh	308	19,9%	42,5	5,1%	7.240
10 - 15 MWh	166	10,8%	13,1	1,6%	12.665
15 - 20 MWh	100	6,4%	5,6	0,7%	17.710
20 - 50 MWh	183	11,8%	6,6	0,8%	27.945
50 - 100 MWh	15	0,9%	0,2	0,0%	60.526
100 - 500 MWh	1	0,0%	0,0	0,0%	152.544
500 – 2.000 MWh	2	0,1%	0,0	0,0%	963.026
2.000 – 20.000 MWh	20	1,3%	0,0	0,0%	3.787.485
<b>TOTALE NON DOMESTICI</b>	<b>1.547</b>	<b>100,0%</b>	<b>827,6</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.871</b>
DI CUI:					
Illuminazione pubblica	4	0,3%	0,7	0,1%	6.001
Non domestici altri usi	1.542	99,7%	825,9	99,9%	1.867

(A) Stime basate sui dati raccolti in modo indistinto tra servizio a tutele graduali per le piccole imprese e servizio a tutele graduali per le micro-imprese .

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

### 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 o a quello delle tutele graduali. 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 un'asta, che ottengono il diritto a esercitare il servizio per due anni consecutivi.

L'asta per il servizio di salvaguardia per il biennio 2023-2024 si è conclusa a novembre 2022 con l'aggiudicazione del servizio agli stessi tre venditori che avevano gestito il servizio nel biennio precedente: A2A Energia, Enel Energia ed Hera Comm. È cambiata però la ripartizione dei territori loro assegnati. Fino al 2022, A2A Energia gestiva il servizio in Lombardia, Marche, Toscana e Sardegna; Hera Comm svolgeva il servizio in Campania, Abruzzo e Umbria, mentre Enel Energia si era aggiudicata il servizio nelle restanti 13 regioni.

Secondo i dati ricevuti dai tre esercenti, il servizio si è ampliato anche nel 2023, dopo la crescita registrata nell'anno precedente, seguita a un lungo periodo di riduzione. Più precisamente, sono stati serviti in regime di salvaguardia 97.830 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 88.900 punti del 2022. In termini di punti serviti, il regime di salvaguardia è risultato quindi nel 2023 1,4 volte più ampio di quello del 2020, che con 69.900 clienti serviti rappresenta la dimensione minima registrata da questo mercato a partire dalla sua partenza nel 2007.

Complessivamente, sono stati prelevati 5.119 GWh contro i 4.844 del 2022. Nel 2023, in sostanza, il

mercato della salvaguardia è cresciuto del 10% in termini di punti di prelievo e del 5,7% in termini di energia consumata rispetto al 2022 (Tavola 3.18).

**Tavola 3.18 Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente**

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)			PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)		
	2022	2023	VARIAZIONE	2022	2023	VARIAZIONE
Illuminazione pubblica	423	394	-6,9%	19,7	20	1,5%
Altri usi	4.421	4.725	6,9%	69	78	12,6%
<b>TOTALE SALVAGUARDIA</b>	<b>4.844</b>	<b>5.119</b>	<b>5,7%</b>	<b>88,9</b>	<b>97,8</b>	<b>10,0%</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

I consumi medi unitari dell'illuminazione pubblica sono diminuiti dell'8% da 21,4 a 19,7 MWh, così come quelli degli altri usi sono scesi da 64 a 61 MWh (-5%). Il consumo medio degli utenti connessi in bassa tensione è diminuito dell'11,4% (da 17,9 a 15,9 MWh), quello degli utenti connessi in media tensione è salito dello 0,1%, (da 468,5 a 468,8 MWh), mentre i volumi mediamente prelevati dai clienti in alta tensione si sono ridotti dell'11,4%, passando da 20,4 a 18,1 TWh. Il peso dell'illuminazione pubblica nel servizio di salvaguardia è leggermente diminuito in termini di clienti nel corso del 2023; nel 2022 rappresentavano il 22,2% di tutti i clienti serviti in questo mercato, mentre nel 2023 contano per il 20,4%, diminuzione che si riscontra anche in termini di energia acquistata, passata dall'8,7% al 7,7% del totale.

Date le variazioni differenti a livello territoriale e la nuova distribuzione delle regioni servite (per il nuovo biennio di validità dell'aggiudicazione dell'asta), si evince come l'incremento nazionale dei volumi di elettricità venduta nel servizio di salvaguardia, pari al 5,7%, si sia manifestato in misura molto differente tra le tre imprese che svolgono il servizio: rispetto al 2022 i volumi venduti da A2A Energia sono cresciuti del 287%, quelli di Hera Comm del 53%, mentre quelli di Enel Energia sono diminuiti del 50% (da 3 a 1,5 TWh). A2A Energia evidenzia una forte crescita nei volumi fatturati non solo perché rispetto al 2022 ha allargato la propria area di servizio da 4 a 11 regioni, ma anche perché le regioni che si è aggiudicata per il biennio 2023-2024 sono quelle che hanno registrato gli incrementi di vendita più elevati (Toscana, Lombardia, Trentino-Alto Adige e Friuli-Venezia Giulia *in primis*). Al contrario, nel passaggio tra il 2022 e il 2023, Enel Energia ha "perso" otto delle regioni che serviva e, con l'eccezione del Lazio, in tutte quelle che si è aggiudicata per il nuovo biennio i volumi di vendita sono diminuiti rispetto al 2022.

## Mercato libero

Come già anticipato nelle pagine precedenti, secondo i dati (provvisori) raccolti nell'Indagine annuale sui settori regolati, nel 2023 sono stati venduti nel mercato libero dell'energia elettrica 218,6 TWh (4,7 TWh in meno del 2022), a poco più di 27 milioni di clienti, cresciuti del 9% rispetto al 2022.

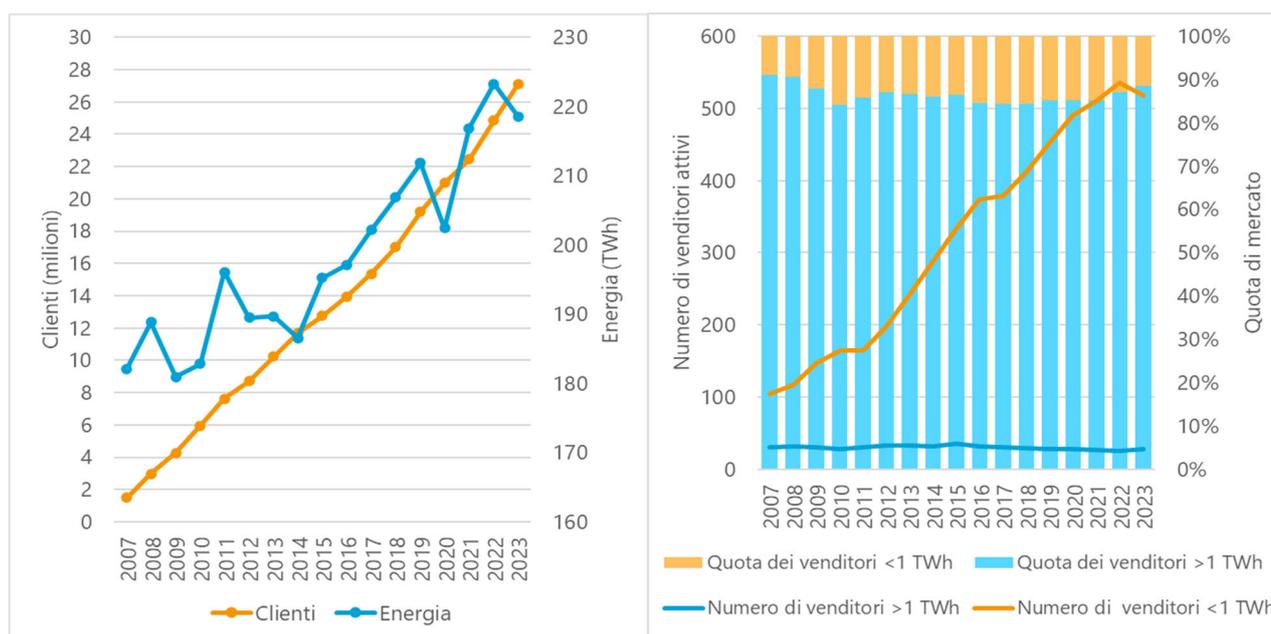
Dalla sua apertura, nel 2007, il mercato libero registra una costante e marcata crescita dei clienti, così come l'energia che ha intermediato e il numero di venditori che vi operano. In sedici anni è cresciuto del 20% in termini di energia venduta e i punti serviti sono passati da 1,5 a 27 milioni, benché tale espansione non abbia mantenuto sempre lo stesso ritmo e, anzi, nell'arco del tempo abbia sperimentato anche qualche battuta d'arresto. Il 2023 è stato appunto un anno di pausa nella crescita delle quantità vendute, nonostante la notevole espansione del numero di clienti serviti.

A prescindere dall'andamento del mercato, comunque, il numero di venditori attivi è cresciuto

ininterrottamente dal 2007. Il 2023 risulta essere il primo anno in cui tale tendenza si è interrotta. Ciò è probabilmente dovuto al fatto che nel 2023 è andato a regime l'Elenco venditori di energia elettrica<sup>90</sup> (il c.d. EVE), che ha imposto alle imprese che vogliono svolgere l'attività di vendita di energia elettrica una serie di requisiti per ottenere l'autorizzazione a operare (Figura 3.12).

Nel 2023, infatti, in base alle risposte ottenute dall'Indagine annuale sui settori regolati, le imprese attive nel mercato libero sono risultate 546, 14 in meno rispetto al 2022 (-2,5%). Poiché nel frattempo le vendite si sono ridotte in misura leggermente inferiore (-2,1%), il volume medio unitario di vendita delle imprese che operano in questo mercato è rimasto sostanzialmente invariato, dopo anni di costante diminuzione. Nel 2023, infatti, il volume medio unitario di vendita delle imprese che operano nel mercato libero è risultato pari a 400 GWh, anziché i 399 GWh registrati nel 2022. Rispetto a quello osservato nel 2007, anno di completa apertura del mercato, pari a 1.349 GWh, il valore attuale è 3,4 volte inferiore.

**Figura 3.12 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 2023, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello<sup>91</sup>, mostra una significativa importanza delle persone fisiche, che risultano possedere il 34,2% del capitale delle società di vendita; quote rilevanti appartengono anche alle imprese energetiche nazionali (11,6%) e alle imprese energetiche locali (6,1%). Gli enti pubblici e gli istituti finanziari non risultano essere molto presenti nella compagine societaria dei venditori (le rispettive quote sono pari al 2,8% e allo 0,4%), mentre la categoria di soci più rilevante è quella delle società diverse, la quale risulta possedere il 42,8% delle quote di capitale sociale dell'insieme dei venditori. Relativamente alla provenienza dei soci che detengono quote del capitale sociale dei soggetti rispondenti, si rileva come essa sia

<sup>90</sup> Istituito dalla legge 4 agosto 2017, n. 124, e disciplinato dal regolamento adottato dal Ministro della transizione ecologica 25 agosto 2022, n. 164.

<sup>91</sup> Le quote sono calcolate senza alcuna ponderazione.

sostanzialmente italiana, con il 4,1% che è detenuto da soggetti di origine straniera.

Il 25,8% dei 546 venditori attivi che hanno risposto all'Indagine annuale vende energia in un numero di regioni compreso tra 1 e 5; il 37,3% dei venditori ha venduto energia elettrica su tutto il territorio nazionale (cioè in almeno 18 regioni); il restante 36,9% delle società ha operato in un numero di regioni compreso tra 6 e 17. La quota delle imprese che serve l'intero territorio nazionale sta crescendo costantemente nel tempo: nel 2022 era pari al 34,5%.

Il dettaglio dei clienti per tipologia e per tensione (Tavola 3.19) mostra un aumento di oltre 2,2 milioni di punti serviti. Tale risultato è dovuto per la maggior parte ai clienti in bassa tensione e in particolare a quelli domestici, anche se un aumento numericamente significativo si è avuto anche nei punti di prelievo degli altri usi allacciati in bassa tensione. I punti domestici serviti nel mercato libero sono aumentati di 1.860.000 di unità, ovvero del 9,5% rispetto al 2022; 357.000 nuovi punti di prelievo hanno acquistato l'elettricità nel mercato libero per altri usi in bassa tensione (+7,2%), mentre i punti in media tensione sono diminuiti di circa 400 unità (-0,4%). Anche i punti di prelievo in alta/altissima tensione hanno evidenziato un lieve incremento (3,3%) che li ha portati a circa 1.130 unità. Un discreto aumento (+14.000 unità) ha interessato anche gli usi per l'illuminazione pubblica in bassa tensione, mentre quelli in media tensione hanno evidenziato un lievissimo calo.

**Tavola 3.19 Mercato libero dell'energia elettrica per tipologia di cliente**

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)			PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)		
	2022	2023	VARIAZIONE	2022	2023	VARIAZIONE
Bassa tensione	103.065	104.602	1,5%	24.739	26.971	9,0%
Domestico	39.939	42.263	5,8%	19.522	21.382	9,5%
Illuminazione pubblica	3.227	3.110	-3,6%	233	248	6,1%
Altri usi	59.899	59.228	-1,1%	4.984	5.341	7,2%
Media tensione	95.632	90.372	-5,5%	101	100	-0,4%
Illuminazione pubblica	229	212	-7,2%	0,76	0,74	-2,9%
Altri usi	95.403	90.160	-5,5%	100	99	-0,4%
Alta e altissima tensione	24.542	23.592	-3,9%	1,09	1,13	3,3%
Altri usi	24.542	23.592	-3,9%	1,09	1,13	3,3%
<b>TOTALE</b>	<b>223.239</b>	<b>218.566</b>	<b>-2,1%</b>	<b>24.841</b>	<b>27.072</b>	<b>9,0%</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

In termini di energia venduta, invece, con l'eccezione dei clienti domestici, tutti gli altri usi e livelli di tensione hanno registrato un dato in diminuzione. Infatti, le vendite ai clienti in bassa tensione sono aumentate dell'1,5% rispetto al 2022, grazie alla crescita del settore domestico, mentre i clienti di illuminazione pubblica e gli altri usi hanno registrato un calo nei consumi; i clienti in media tensione hanno acquistato circa 5,3 TWh in meno dell'anno precedente (-5,5%), così come le vendite ai clienti in alta tensione sono diminuite di quasi 1 TWh, registrando un calo del 3,9%.

Come detto, nell'ambito della bassa tensione, gli acquisti dei clienti domestici sono saliti del 5,8% rispetto al 2022, per lo più grazie all'arrivo dei clienti dalla maggior tutela. Nel segmento, l'espansione dei consumi domestici è stata quasi interamente annullata dalla riduzione degli acquisti di elettricità per illuminazione pubblica, caduti di 117 GWh (-3,6%) e degli altri usi (-671 GWh, -1,1%), dove si collocano le realtà commerciali e le piccole imprese. I punti di prelievo per illuminazione pubblica serviti nel mercato libero hanno ridotto gli acquisti del 3,9%, pari a 133 GWh in meno rispetto al 2022, nonostante i punti di prelievo siano aumentati in totale del 6%. Analogamente, i consumi degli

altri usi (in tutte le tensioni) hanno registrato un calo di quasi 7 TWh (-3,8%), nonostante l'incremento del 7% del numero di punti serviti.

Tra i **clienti domestici**, le classi più rilevanti in termini di punti di prelievo sono le prime due, cioè quelle con consumi annui fino a 1.800 kWh, che raccolgono entrambe più di un quarto dei clienti. Tuttavia, anche le due classi immediatamente successive possiedono un peso non troppo dissimile. Di fatto, l'88% dei punti di prelievo possiede un livello di consumo che non supera i 3.500 kWh/anno (Tavola 3.20).

**Tavola 3.20 Mercato libero domestico dell'energia elettrica nel 2023 per classe di consumo**

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI (GWh)	QUOTA SUI VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	QUOTA SUI PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO (kWh)
< 1.000 kWh	2.859	6,8%	5.826	27,2%	491
1.000-1.800 kWh	7.896	18,7%	5.637	26,4%	1.401
1.800-2.500 kWh	8.659	20,5%	4.061	19,0%	2.132
2.500-3.500 kWh	9.699	22,9%	3.305	15,5%	2.935
3.500-5.000 kWh	7.038	16,7%	1.721	8,0%	4.089
5.000-15.000 kWh	5.413	12,8%	805	3,8%	6.726
> 15.000 kWh	700	1,7%	28	0,1%	25.044
<b>TOTALE DOMESTICI</b>	<b>42.263</b>	<b>100,0%</b>	<b>21.382</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.977</b>
<i>di cui con contratto dual fuel</i>					
< 1.000 kWh	148	5,7%	251	19,9%	590
1.000-1.800 kWh	524	20,2%	371	29,4%	1.412
1.800-2.500 kWh	602	23,2%	281	22,3%	2.138
2.500-3.500 kWh	649	25,0%	221	17,5%	2.936
3.500-5.000 kWh	395	15,2%	95	7,5%	4.148
5.000-15.000 kWh	259	10,0%	42	3,3%	6.174
> 15.000 kWh	22	0,8%	1	0,1%	23.091
<b>TOTALE CON CONTRATTO DUAL FUEL</b>	<b>2.599</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.263</b>	<b>100,0%</b>	<b>2.058</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nelle varie classi, con l'eccezione della prima e dell'ultima, i consumi medi che emergono dai dati relativi al mercato libero risultano quasi identici a quelli dei clienti domestici serviti in maggior tutela (Tavola 3.12). Principalmente a causa delle differenze nelle classi estreme (la prima e l'ultima), il consumo medio complessivo delle famiglie nel libero, pari a 1.977 kWh, risulta del 28% più elevato di quello delle famiglie in maggior tutela, pari a 1.548 kWh.

Nel 2023, quasi 1,3 milioni di punti domestici risultano aver sottoscritto un contratto *dual fuel*<sup>92</sup>. Il numero di clienti con questo tipo di contratto è cresciuto rispetto al 2022 di 3.900 unità; la loro quota sul totale dei clienti serviti nel mercato libero è però diminuita, essendo passata dal 6,4% al 5,9% dello scorso anno, perché il numero totale dei clienti serviti nel libero è cresciuto in misura molto più

<sup>92</sup> 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.

ampia. Il consumo di energia elettrica complessivo dei clienti con un contratto di fornitura congiunto per elettricità e gas è pari a poco meno di 2,6 TWh, il 6,1% di tutta l'elettricità venduta ai clienti domestici sul mercato libero. I consumi medi dei clienti *dual fuel* nelle varie classi sono leggermente più elevati (in media del 4,1%) di quelli evidenziati dai clienti che sottoscrivono contratti per la sola energia elettrica.

La disaggregazione dei clienti per tariffa applicata nel mercato libero mostra una sostanziale preferenza per il prezzo monorario, che nel 2023 è stato scelto dal 66,7% dell'intera clientela, equivalente al 66% dei volumi. Il 17,6% dei clienti ha scelto la modalità bioraria e il 15,7% quella multioraria. La prevalenza del prezzo monorario nel 2023 è diminuita di un punto percentuale rispetto al 2022, ma è molto stabile nel tempo: gli elementi che lo rendono più attraente sono probabilmente dovuti alla semplicità di calcolo e di controllo dei costi in bolletta, oltre che l'assenza di un vincolo nel momento del consumo.

Nel 2023, i contratti *dual fuel* hanno riscosso maggiore successo tra la **clientela non domestica** rispetto agli anni scorsi: i punti di prelievo che hanno scelto questo contratto sono poco più di 87.000 sui quasi 5,7 milioni totali (1,6%) e pressoché tutti connessi in bassa tensione; l'energia acquisita è pari all'1,5% del totale. Nel 2022 le stesse percentuali erano entrambe pari all'1,1%.

La suddivisione dei clienti non domestici per classe di consumo mostra che le vendite in termini di volumi sono abbastanza concentrate nelle classi di consumo che vanno da 100 a 20.000 MWh/anno, che insieme comprendono il 57% dell'energia complessivamente acquistata da tale clientela. Il 66,8% dei clienti, tuttavia, ricade nella prima classe, cioè consuma meno di 5 MWh all'anno. I consumi medi dei clienti non domestici sono ovviamente molto differenziati tra le varie classi, ma risultano comunque in gran parte in diminuzione rispetto a quelli osservati nel 2022. Le uniche eccezioni sono evidenziate dalla classe 2.000-20.000 MWh, i cui consumi medi sono cresciuti del 3,3%, nonché dalle penultime due classi, che includono i clienti con consumi compresi tra 50.000 e 150.000 MWh, per le quali il prelievo medio è cresciuto, rispettivamente, del 2,8% e del 3,6%. In netto calo, invece, sono risultati: il consumo medio dei clienti sotto i 20 MWh allacciati in alta o altissima tensione, che è sceso del 18%, e quello dei clienti dell'ultima classe (-7,4%).

Complessivamente, il consumo medio di tutta la clientela non domestica che acquista l'elettricità nel mercato libero è risultato nel 2023 pari a 30.984 kWh, il 10% inferiore a quello che era emerso nei dati del 2022 (34.462 kWh).

### Le offerte disponibili e i contratti di vendita nel mercato libero elettrico

L'Indagine annuale sui settori regolati ha sottoposto anche quest'anno ai venditori di energia elettrica e di gas naturale alcune domande tese a valutare la quantità di offerte che le imprese mettono a disposizione dei clienti che scelgono di rifornirsi nel mercato libero e, soprattutto, la distribuzione della loro clientela tra le diverse tipologie contrattuali che hanno effettivamente scelto<sup>93</sup>. L'obiettivo delle domande poste ai venditori sulla quantità e qualità delle offerte commerciali poi effettivamente scelte dai loro clienti è volto a classificare l'estrema varietà di contratti presenti nel mercato, componendo un quadro che, naturalmente, non può essere considerato esaustivo della realtà. Vale pertanto la consueta avvertenza di leggere con prudenza i risultati presentati in queste pagine.

<sup>93</sup> I dati commentati nel paragrafo sulle tipologie di contratti scelte dai clienti includono anche le Offerte PLACET.

La **media delle offerte commerciali** che ogni impresa di vendita è in grado di proporre ai propri potenziali clienti domestici è risultata pari a 26,4 per la clientela domestica e 30 per la clientela non domestica che, ovviamente, gode di una maggior possibilità di scelta e alla quale il venditore è sicuramente in grado di fornire servizi più personalizzati e contratti individualizzati. Il numero di offerte disponibili è cresciuto, rispetto al 2022, per i clienti domestici per i quali era risultato pari a 22,5; un piccolo calo si registra, invece, per i non domestici (pari a 31,6 nel 2022).

Delle 26,4 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 17,7 sono **acquistabili solo online** (erano 11,7 nel 2022), cioè soltanto attraverso internet. Il successo delle offerte online tra le famiglie resta limitato: nel 2023 il 7,2% dei clienti domestici (corrispondenti al 7,7% dell'elettricità acquistata nel mercato libero) ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità. Il risultato è leggermente inferiore a quello del 2022, quando il 9,9% delle famiglie (che acquistava il 10,7% dell'energia venduta nel mercato libero) aveva scelto di sottoscrivere un'offerta di energia elettrica attraverso internet. Se guardiamo ai clienti non domestici, invece, delle 30 offerte mediamente proposte ai clienti, 19,8 sono sottoscrivibili attraverso il web; tuttavia, il successo delle offerte online tra i punti non domestici è più basso di quello tra le famiglie, visto che solo il 2,9% dei clienti risulta aver sottoscritto un'offerta online.

Circa la **tipologia di prezzo** preferita (Tavola 3.21), è risultato che il 66,8% 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 il 33,2% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso. La preferenza verso il prezzo variabile tende a crescere nel tempo, seppur a un ritmo contenuto; lo scorso anno il contratto a prezzo variabile risultava scelto dal 23,3% dei clienti domestici.

**Tavola 3.21 Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2023 per tipo di prezzo e prezzo medio**

CONTRATTI	CLIENTI DOMESTICI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA <sup>(A)</sup>	PREZZO <sup>(B)</sup> €/MWh	QUOTA <sup>(A)</sup>	PREZZO <sup>(B)</sup> €/MWh
Contratti a prezzo fisso	66,8%	276,92	31,7%	235,95
Contratti a prezzo variabile	33,2%	227,33	68,3%	172,68
<b>TOTALE CLIENTI</b>	<b>100,0%</b>	<b>259,84</b>	<b>100,0%</b>	<b>181,31</b>

(A) Percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati.

(B) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

I contratti a prezzo variabile sono più diffusi tra i clienti non domestici: il 68,3% tra loro ha scelto appunto il prezzo variabile, mentre il contratto a prezzo fisso è stato scelto dal 31,7% dei punti non domestici.

La discesa dei prezzi sperimentata nel corso del 2023 si è comunque riverberata in misura notevole nei contratti a prezzo variabile: nel 2023 i clienti domestici con questo tipo di contratto hanno pagato mediamente 227,33 €/MWh per la componente energia, cioè quasi 150 €/MWh in meno rispetto alla media del 2022, così come i clienti non domestici hanno pagato mediamente 172,68 €/MWh, vale a dire 135/MWh in meno rispetto all'anno 2022.

L'**indicizzazione** all'andamento del PUN medio (in diverse forme) è la modalità largamente più frequente, sia nei contratti ai clienti domestici (89,8%), sia in quelli ai clienti non domestici (83%). La seconda modalità di indicizzazione del prezzo più scelta dai clienti domestici è quella di uno sconto

su una delle componenti stabilite dall'Autorità per il servizio di maggior tutela, che riguarda il 6,8% dei clienti (nettamente in calo rispetto al 2022, quando fu scelta dal 16,7% dei clienti). I clienti domestici che hanno siglato un contratto a prezzo dinamico che prevedono un'indicizzazione al PUN orario<sup>94</sup> sono risultati pari al 3,3% dei clienti con prezzo variabile, mentre i contratti con indicizzazione limitata<sup>95</sup> hanno raccolto una percentuale trascurabile pari allo 0,05% dei clienti.

Anche la quota di clienti domestici che ha scelto un contratto indicizzato all'andamento di una qualche variabile esterna e controllabile (come, per esempio, il prezzo del petrolio Brent, o l'indice Istat che misura l'inflazione, o l'indice ITEC o ITEC12<sup>96</sup>) è divenuta pressoché insignificante. I contratti a prezzo dinamico rappresentano, invece, la seconda modalità più importante di indicizzazione tra i clienti non domestici, che l'hanno scelta nell'8,74% dei casi (la percentuale è in aumento rispetto al 4,54% del 2022); una piccola quota (1,77%) di clienti non domestici ha scelto un contratto indicizzato a qualche variabile esterna e controllabile (che talvolta fa riferimento anche ai prezzi del gas al TTF); solo l'1,89% dei clienti non domestici risulta avere un contratto con indicizzazione ai prezzi stabiliti dall'Autorità per la maggior tutela.

Guardando ai valori medi della componente di approvvigionamento pagata nei contratti con differenti tipi di indicizzazione, si può osservare che la metodologia risultata più conveniente è quella dei contratti con indicizzazione limitata, sia per i clienti non domestici (-40%), sia per quelli domestici (-23%), sebbene – come appena visto – la quota acquistata di tali contratti sia molto ridotta per entrambe le tipologie di clienti. Per i clienti domestici il valore della componente di approvvigionamento dei contratti più scelti (indicizzazione al PUN) è sostanzialmente uguale a quella media calcolata su tutti i contratti indicizzati<sup>97</sup>, mentre i contratti con sconto rispetto alla maggior tutela evidenziano un prezzo del 2% inferiore alla media totale. Per i clienti non domestici, invece, il prezzo della componente di approvvigionamento dei contratti più scelti (quelli con indicizzazione al PUN), pari a 176,29 €/MWh, risulta lievemente superiore rispetto alla media del costo di approvvigionamento per tutti i contratti a prezzo variabile dei non domestici, pari a 172,68 €/MWh, mentre il prezzo di approvvigionamento dei contratti dinamici è inferiore del 2% rispetto alla media totale.

Circa il 33,7% 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 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.). Anche tra i clienti non domestici sono solo il 15,9% i contratti sottoscritti che prevedono un abbuono o uno sconto.

---

<sup>94</sup> Stabiliti dall'art. 2, comma 15 della direttiva (UE) 2019/944 del 5 giugno 2019.

<sup>95</sup> Si tratta contratti nei quali il prezzo dell'energia elettrica è legato all'andamento di una variabile con un limite superiore, e garantiscono quindi che, in un certo periodo di tempo stabilito, il prezzo non potrà salire oltre un certo livello soglia. Detto in altri termini, in tali contratti, fissato un certo arco di tempo, il prezzo dell'energia elettrica scende se la variabile scelta per l'indicizzazione diminuisce oppure sale se la variabile di riferimento aumenta; in caso di aumento, però, il prezzo potrà aumentare solo fino a un certo limite stabilito a priori.

<sup>96</sup> Si tratta di indici di costo variabile medio per il funzionamento del parco termoelettrico in Italia che erano calcolati da REF-E, un centro studi specifico del settore energetico, e che riflettevano le condizioni di mercato al 2004 (ITEC/REF-E) e al 2012 (ITEC12/REF-E). Nel gennaio 2022 la pubblicazione di tali indici è terminata.

<sup>97</sup> Si ricorda che i prezzi sono calcolati come valori medi ponderati in base all'energia fatturata ai clienti e non in base alla numerosità dei clienti.

Come sempre, nell'Indagine annuale è stata indagata anche la presenza di **servizi aggiuntivi** nei contratti e la loro consistenza, chiedendo ai venditori che sceglievano l'opzione "Una combinazione di servizi aggiuntivi" di specificare da quali servizi aggiuntivi fosse composta la combinazione e i relativi punti di prelievo sono stati poi riattribuiti *pro quota* ai singoli servizi aggiuntivi indicati. Secondo quanto indicato dai venditori, nel mercato vi è un'elevata presenza di contratti che prevedono una combinazione di servizi aggiuntivi, almeno tra i clienti che scelgono un contratto a prezzo fisso: la quota di punti di prelievo che i venditori hanno attribuito a questa opzione è risultata, infatti, pari all'80%; la combinazione di servizi aggiuntivi è meno presente, invece, nei contratti sottoscritti dai clienti domestici con contratto a prezzo variabile, dove incide solo per il 29% in aumento, comunque, rispetto all'anno precedente).

Dai risultati raccolti (Tavola 3.22) è emersa, come in passato, per i clienti domestici a prezzo fisso una netta propensione ad acquistare energia con un contratto che include almeno un servizio aggiuntivo (la quota dei clienti che stipula contratti senza alcun servizio ulteriore è pari al 2,2%, in netta diminuzione rispetto al 7,3% del 2022); tra i servizi aggiuntivi, come nell'anno precedente, la maggiore preferenza è per i contratti con garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (51,7%) e per i servizi energetici accessori (37,6%). Un discreto interesse riscuote anche l'opportunità di ricevere la garanzia di acquistare elettricità prodotta in Italia (2,3%) che nel 2022 non aveva avuto successo, nonché l'opportunità di avere altri prodotti o servizi insieme alla fornitura elettrica (1,9%). A seguire, sono graditi il programma di raccolta punti (1,8%) e l'ottenimento di un omaggio (1%).

Anche se con percentuali inferiori, le medesime scelte si riscontrano nei contratti sottoscritti dai clienti domestici a prezzo variabile. Per questi ultimi, infatti, nel 2023 la quota di coloro che hanno scelto un contratto privo di servizi aggiuntivi è decisamente superiore ai contratti a prezzo fisso ma diminuita al 32,3% (era al 44,3 nel 2022). Anche tra i clienti che scelgono contratti a prezzo variabile che includono servizi aggiuntivi l'interesse maggiore è rivolto alla garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (38,9% dei casi). La seconda preferenza va alla possibilità di ottenere, insieme all'elettricità, servizi energetici accessori (8,2%). La garanzia di acquistare energia prodotta in Italia è la terza scelta tra i clienti domestici a prezzo variabile, mentre l'anno precedente non aveva raccolto preferenze. I programmi di raccolta punti, la presenza di vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi, l'opportunità di ricevere altri prodotti o servizi insieme all'elettricità e l'ottenimento di omaggi/gadget raccolgono quote minori di preferenze.

I risultati raccolti per i clienti non domestici<sup>98</sup> mostrano un significativo disinteresse per i servizi aggiuntivi. Tra coloro che hanno scelto un contratto a prezzo fisso il 71,3% ha siglato un contratto che è privo di servizi aggiuntivi; la restante parte di questa clientela mostra apprezzamento per la garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile (25,1%) e un modesto interesse per la presenza di servizi energetici accessori, o di un programma di raccolta punti o di altri prodotti/servizi offerti insieme all'elettricità. Una sostanziale indifferenza verso i servizi aggiuntivi emerge anche per i clienti non domestici che hanno sottoscritto un contratto a prezzo variabile, dove il 56,3% ne è privo. Poco più di un terzo di questi clienti, invece, ha scelto un contratto con almeno un servizio aggiuntivo, e anche in questo caso il gradimento più elevato è raccolto dalla garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile (37,4% dei punti di prelievo), dalla garanzia di energia prodotta in Italia (1,9%) e

---

<sup>98</sup> L'incidenza delle risposte relative a "Una combinazione di servizi aggiuntivi" relativamente ai clienti non domestici è largamente inferiore a quella registrata per i clienti domestici. Più in dettaglio, la presenza di contratti che includono una combinazione di servizi aggiuntivi è stata indicata per il 4% dei clienti con contratto a prezzo fisso e per il 6% di quelli con contratto a prezzo variabile. Come per i domestici, tali clienti sono stati riattribuiti *pro quota* ai servizi aggiuntivi indicati dai venditori.

dalla presenza di servizi energetici accessori (1%).

**Tavola 3.22 Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2023 per tipo di servizi aggiuntivi e prezzo medio**

CONTRATTI	CLIENTI DOMESTICI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA <sup>(A)</sup>	PREZZO <sup>(B)</sup> €/MWh	QUOTA <sup>(A)</sup>	PREZZO <sup>(B)</sup> €/MWh
<b>Servizi aggiuntivi dei contratti a prezzo fisso</b>				
Nessun servizio aggiuntivo	2,18%	224,58	71,29%	245,94
Garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile	51,74%	277,37	25,12%	217,37
Garanzia di energia prodotta in Italia	2,26%	234,17	0,67%	223,18
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	1,76%	238,64	0,09%	172,65
Servizi energetici accessori	37,65%	287,92	1,01%	305,35
Omaggio o <i>gadget</i>	1,03%	224,89	0,41%	248,32
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	0,01%	206,78	0,00%	0,00
Altri prodotti o servizi offerti insieme con l'elettricità	1,91%	239,18	0,54%	202,10
Altro	1,47%	268,06	0,86%	155,35
<b>TOTALE CONTRATTI A PREZZO FISSO</b>	<b>100%</b>	<b>276,92</b>	<b>100%</b>	<b>235,95</b>
<b>Servizi aggiuntivi dei contratti a prezzo variabile</b>				
Nessun servizio aggiuntivo	32,30%	226,97	56,29%	167,01
Garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile	38,93%	224,27	37,45%	196,43
Garanzia di energia prodotta in Italia	6,10%	227,60	1,93%	164,22
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	1,67%	219,22	0,56%	154,55
Servizi energetici accessori	8,20%	228,49	1,01%	208,46
Omaggio o <i>gadget</i>	2,73%	242,66	0,54%	173,33
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	0,00%	231,92	-	-
Altri prodotti o servizi offerti insieme con l'elettricità	4,90%	237,79	0,10%	210,52
Altro	5,17%	239,53	2,13%	193,57
<b>TOTALE</b>	<b>100%</b>	<b>227,33</b>	<b>100%</b>	<b>172,68</b>

(A) Percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati.

(B) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Osservando i valori della componente di costo di approvvigionamento mediamente pagata nei contratti disaggregati per tipo di servizio aggiuntivo, emerge che nei contratti domestici a prezzo fisso, quelli privi di servizi aggiuntivi risultano più economici rispetto al prezzo medio pagato nei contratti dotati di servizi aggiuntivi (-19%). Per i contratti con il servizio aggiuntivo più gradito (la garanzia da fonte rinnovabile) non si riscontra, invece, alcuna differenza con la media delle offerte con servizi aggiuntivi. Per i contratti a clienti domestici con prezzo variabile senza servizi aggiuntivi si riscontra una piccola differenza rispetto alla media (-0,2%).

Al contrario, per i clienti non domestici a prezzo fisso senza alcun servizio aggiuntivo, la componente di approvvigionamento mostra un prezzo del 4% superiore al prezzo mediamente pagato dai clienti con contratto con servizi aggiuntivi. Nei contratti non domestici a prezzo fisso, il costo di approvvigionamento più economico (escludendo la categoria residuale che contiene dati non omogenei) si ha per i contratti con programma di raccolta punti, a seguire i contratti con altri prodotti o servizi offerti insieme all'elettricità; tuttavia, tali contratti, come descritto sopra, sono poco scelti.

Per i contratti non domestici a prezzo variabile, invece, il costo di approvvigionamento nei contratti senza servizi aggiuntivi è leggermente inferiore alla media dei contratti con servizi (-3%); inoltre – a differenza di quanto osservato per i clienti domestici – i contratti con garanzia di energia rinnovabile sono mediamente più cari del 14% rispetto alla media. Come per i domestici, le altre tipologie di indicizzazione per la clientela non domestica a prezzo variabile e con servizi aggiuntivi presentano una componente di approvvigionamento inferiore rispetto alla media totale, ma sono scelti da un numero irrisorio di clienti.

### Concentrazione nel mercato *retail* di energia elettrica

La classifica (provvisoria, data la natura pre-consuntiva dei dati raccolti) dei primi venti gruppi per vendite complessive al mercato finale nel 2023 (Tavola 3.23) presenta diversi cambi di posizione, dopo le prime due.

**Tavola 3.23 Primi venti gruppi per vendite al mercato finale dell'energia elettrica nel 2023**

GRUPPO	VENDITE (GWh)				TOTALE	QUOTA	POSIZIONE NEL 2022
	CLIENTI DOMESTICI	CLIENTI NON DOMESTICI BT	MT	AT/AAT			
Enel	31.146	20.300	21.986	8.093	81.525	33,8%	1°
A2A	2.222	5.967	9.931	2.204	20.323	8,4%	2°
Hera	2.146	4.661	7.289	203	14.299	5,9%	5°
Edison	1.629	2.744	6.173	2.517	13.063	5,4%	3°
Axpo Group	206	2.377	7.292	2.280	12.155	5,0%	4°
Eni	5.417	1.557	3.800	859	11.632	4,8%	6°
Engie	634	364	3.250	4.089	8.337	3,5%	8°
Acea	1.887	2.016	2.279	183	6.364	2,6%	7°
Alperia	426	1.195	2.741	274	4.636	1,9%	10°
Iren	1.837	1.475	847	153	4.312	1,8%	13°
Agsm Aim	523	1.741	1.845	160	4.269	1,8%	12°
Duferco	166	1.308	1.367	1.158	3.999	1,7%	9°
Sorgenia	527	2.044	1.270	53	3.894	1,6%	18°
Repower	0	1.967	1.783	1	3.751	1,6%	14°
Nova Coop	54	753	2.801	79	3.687	1,5%	17°
C.V.A.	111	574	2.675	42	3.401	1,4%	22°
Dolomiti Energia	682	1.361	1.285	4	3.332	1,4%	15°
E.On	623	984	1.499	3	3.109	1,3%	11°
Iberdrola	80	889	1.134	5	2.108	0,9%	20°
Alpiq	0	62	1.571	197	1.831	0,8%	19°
Altri operatori	5.677	13.201	10.496	1.756	31.130	12,9%	-
<b>TOTALE OPERATORI</b>	<b>55.991</b>	<b>67.541</b>	<b>93.313</b>	<b>24.315</b>	<b>241.159</b>	<b>100,0%</b>	<b>-</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il gruppo Enel rimane, infatti, l'operatore dominante dell'intero mercato elettrico italiano, quest'anno con una quota del 33,8%, in lieve diminuzione rispetto al 36,3% del 2022, a causa di una diminuzione delle vendite totali del gruppo (-10,8%) maggiore del dato medio. L'incremento delle vendite del

gruppo ai clienti in alta tensione (+7,2%) non è bastato, infatti, a controbilanciare le perdite in tutti gli altri segmenti (-15,5% le vendite ai clienti non domestici in bassa tensione, -13,3% a quelli in media tensione, -9,5% nel segmento domestico). Queste variazioni hanno comunque eroso solo leggermente la predominanza del gruppo Enel nel *mass market*, costituito dal settore domestico e dai clienti non domestici allacciati in bassa tensione, rimasta comunque elevata: il 41,6% di questo mercato è infatti servito da Enel (era pari a 45,5% nel 2022). Anche nel 2023, infatti, il gruppo Enel resta il primo in tutti i segmenti di mercato (domestico e non domestico in tutte le tensioni), in ciascuno dei quali la sua quota è tuttora largamente distante da quella del gruppo inseguitore.

Con una quota del 9,1% il gruppo A2A ha confermato la seconda posizione della classifica complessiva che ha raggiunto nel 2021, superando il gruppo Edison, da sempre il primo gruppo inseguitore dell'*incumbent*. Nel 2023 le vendite del gruppo A2A sono cresciute complessivamente di 2,4 TWh (+13,2%) in tutti i segmenti e in modo particolare in quello dei clienti non domestici in alta o altissima tensione (+18,6%) e in bassa tensione (+17,6%), gli stessi in cui anche nel 2022 aveva realizzato notevoli incrementi. Il gruppo ha significativamente aumentato anche le vendite ai clienti domestici (+5,3%), pertanto anche nel segmento del *mass market* ha conservato la seconda posizione (con una quota del 6,6%), un punto percentuale superiore a quella ottenuta nel 2022.

È sceso dalla terza alla quarta posizione, invece, il gruppo Edison con una quota complessiva del 5,4% del mercato totale (stesso valore nel 2022), e con vendite complessive diminuite del 2,8%. Il gruppo ha registrato un significativo incremento nelle vendite al segmento domestico (+265 GWh, +19,4%), che non è bastato a controbilanciare la riduzione di quelle al comparto non domestico (-642,5 GWh). Con una quota del 5,9% del mercato totale è quindi salito in terza posizione il gruppo Hera (quinto nel 2022), le cui vendite complessive nel 2023 sono cresciute del 19,7% (+2,4 TWh); l'incremento si è realizzato in tutti i segmenti, ma soprattutto verso i clienti in media tensione ai quali ha fornito 1,4 TWh in più del 2022 (+24,3%).

La Tavola 3.24 evidenzia il dettaglio delle misure di concentrazione, distinte anche 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 di concentrazione calcolate sull'energia venduta, si osserva che nel 2023 il livello di concentrazione del mercato totale si è leggermente ridotto, come si evince dalle diverse misure normalmente utilizzate per misurarlo. Il C3, ossia la quota di mercato dei primi tre operatori (gruppi societari), è sceso al 48,2% dal 48,7% dell'anno precedente. L'indice HHI è tornato sotto la prima soglia di attenzione (pari a 1.500), essendo sceso da 1.515 a 1.376. 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). Il numero dei gruppi societari che occorrono per superare il 75% delle vendite complessive è salito da 10 a 11.

La concentrazione del mercato elettrico italiano ha però due facce contrapposte: nel segmento delle famiglie è elevata (il C3 è sceso dal 71,3% al 69,3%, l'HHI è passato da 3.623 a 3.258), seppure in costante diminuzione, mentre in quello dei clienti non domestici è bassa: il C3 è sceso al 53,9% (era 56,1%) e l'indice HHI è passato da 2.201 a 1.899.

La concentrazione del mercato elettrico italiano ha però due facce contrapposte: nel segmento delle famiglie è elevata (il C3 è sceso dal 71,3% al 69,3%, l'HHI è passato da 3.623 a 3.258), seppure in costante diminuzione, mentre in quello dei clienti non domestici è bassa: il C3 è sceso al 53,9% (era 56,1%) e l'indice HHI è passato da 2.201 a 1.899.

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 2022 i dati mostrano una riduzione della concentrazione in tutti i segmenti di mercato.

**Tavola 3.24 Misure di concentrazione nel mercato *retail* dell'energia elettrica (calcolate sui gruppi societari)**

LIVELLO DI TENSIONE	2022			2023		
	GRUPPI >5%	C3	HHI	GRUPPI >5%	C3	HHI
<b>MISURE CALCOLATE IN BASE ALL'ENERGIA VENDUTA DAI GRUPPI SOCIETARI</b>						
Clienti domestici	2	71,3%	3.623	2	69,3%	3.258
Clienti non domestici	5	44,0%	1.115	5	43,5%	1.034
Bassa tensione	3	47,0%	1.347	3	45,8%	921
Media tensione	5	41,5%	969	5	42,0%	796
Alta e altissima tensione	6	59,2%	1.568	5	60,5%	1.722
MERCATO TOTALE	4	48,7%	1.515	5	48,2%	1.376
<b>MISURE CALCOLATE IN BASE AI CLIENTI SERVITI DAI GRUPPI SOCIETARI</b>						
Clienti domestici	2	72,7%	3.788	2	70,6%	3.483
Clienti non domestici	1	60,9%	2.936	3	49,8%	1.422
Bassa tensione	1	61,0%	2.965	3	49,8%	1.427
Media tensione	3	47,5%	1.326	4	48,9%	1.235
Alta e altissima tensione	6	41,3%	827	6	37,9%	813
MERCATO TOTALE	2	69,8%	3.590	3	66,0%	2.994

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

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

#### Monitoraggio del livello dei prezzi del mercato al dettaglio

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

- quella 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 fatturati<sup>99</sup> 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*

<sup>99</sup> 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.

*vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale (TIMR)*<sup>100</sup>, 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 dell'ambiente e della sicurezza energetica che li invia all'Eurostat per adempiere agli obblighi sulle statistiche dei prezzi finali di energia elettrica e di gas naturale, dettati dal *Regolamento (UE) 2016/1952 relativo alle statistiche europee sui prezzi del gas naturale ed energia elettrica e che abroga la direttiva 2008/92/CE*<sup>101</sup>.

L'Autorità, in considerazione degli obblighi da assolvere, ha introdotto per i venditori una procedura al termine della quale, qualora si riscontrino inadempimenti agli obblighi di comunicazione semestrale dei prezzi medi di energia elettrica e gas, vengono applicate penalità commisurate alla dimensione dell'impresa in termini di clienti serviti<sup>102</sup>. Ciò in ragione del fatto che queste mancate comunicazioni generano oneri amministrativi e distorsioni informative che, oltre a ostacolare l'esercizio delle funzioni dell'Autorità o a condurre alla pubblicazione di dati non corretti da parte dell'Autorità stessa (sia pure nella responsabilità delle imprese), nuocciono alla trasparenza nei due settori, ricadono negativamente sui consumatori e sugli altri operatori e pregiudicano, pertanto, il regolare funzionamento del sistema. La conoscenza delle dinamiche dei prezzi, per altro, ha assunto negli ultimi anni una particolare rilevanza, tenuto conto della transizione di significative categorie e quote di clienti finali dai regimi di tutela al mercato libero. Per il mancato invio dei dati relativi al primo semestre 2023<sup>103</sup> la penalità è stata applicata a 6 imprese (per 3 delle quali la penalità è stata maggiorata del 10% essendo già risultate inadempienti alla trasmissione dei dati nel secondo semestre 2022); per il mancato invio dei prezzi relativi al secondo semestre 2023<sup>104</sup> le penalità sono state applicate a 10 soggetti che non hanno fornito alcun riscontro.

I prezzi raccolti nell'*Indagine annuale* presentano un dettaglio maggiormente 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 dati trasmessi dalle imprese mostra la consueta variabilità nella spesa unitaria sostenuta dai clienti, con valori inversamente proporzionali alla dimensione del consumo. Come si vede nella Tavola 3.25, che mostra le medie dei prezzi praticati ai clienti domestici suddivisi per classe di consumo annuo, i valori sono compresi tra i 248 €/MWh, riscontrabili per i clienti grandi (consumi oltre 15.000 kWh/anno), e i 601 €/MWh, relativi alla classe più piccola (0-1.000 kWh). Il prezzo scende costantemente all'aumentare della dimensione dei clienti. Tale andamento risulta riconducibile a quello del costo di approvvigionamento che, come sempre, diminuisce continuamente al crescere del consumo *pro capite*, passando dai 389 €/MWh della classe più piccola ai 202 €/MWh di quella

---

<sup>100</sup> Approvato con la delibera 3 novembre 2011, ARG/com 151/11.

<sup>101</sup> L'Italia ha ottenuto una proroga per l'applicazione del Regolamento 2016/1952 sino al 2018.

<sup>102</sup> Delibera 21 dicembre 2021, 592/2021/R/com.

<sup>103</sup> Delibera 12 settembre 2023, 394/2023/E/com

<sup>104</sup> Delibera 12 marzo 2024, 73/2024/E/com,

più grande.

**Tavola 3.25 Prezzi medi dell'energia elettrica ai clienti domestici nel 2023**

CLASSE DI CONSUMO (kWh/anno)	QUANTITÀ DI ENERGIA (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE (€/MWh)	DI CUI: COSTO DI APPROVVIGIONAMENTO (€/MWh)	
< 1.000 kWh	4.305	9.263	601,4		388,6
1.000-1.800 kWh	11.215	8.014	337,6		273,5
1.800-2.500 kWh	11.826	5.549	299,6		252,1
2.500-3.500 kWh	12.610	4.301	281,3		240,2
3.500-5.000 kWh	8.693	2.128	268,5		230,4
5.000-15.000 kWh	6.451	958	260,4		218,2
> 15.000 kWh	891	35	248,0		202,4
<b>TOTALE CLIENTI DOMESTICI</b>	<b>55.991</b>	<b>30.248</b>	<b>316,1</b>		<b>256,1</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nella Tavola 3.26, invece, è riportata la disaggregazione dei prezzi tra mercato libero e servizio di maggior tutela. Dopo la parentesi del 2022, il mercato libero presenta nuovamente valori superiori al servizio di maggior tutela, salvo che per le due classi di consumo più grandi. Nel dettaglio, per la componente di approvvigionamento, la maggiore onerosità del mercato libero è compresa tra il 27,8% della classe più piccola (consumi fino a 1.000 kWh/anno) e l'1,4% della fascia tra 3.500 e 5.000 kWh/anno, mentre per le due classi più grandi (consumi oltre 5.000 kWh/anno) mercato libero presenta livelli inferiori alla maggior tutela di circa il 4%. Il prezzo finale, comprensivo di tutte le componenti eccetto le imposte, presenta differenze analoghe tra i due mercati, ma di entità più contenuta.

**Tavola 3.26 Prezzi medi dell'energia elettrica ai clienti domestici nel 2023 per classe di consumo e tipo di mercato**

CLASSE DI CONSUMO (kWh/anno)	PREZZO MEDIO AL NETTO DELLE IMPOSTE (€/MWh)			DI CUI: COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO (€/MWh)		
	MAGGIOR TUTELA	MERCATO LIBERO	DIFFERENZA	MAGGIOR TUTELA	MERCATO LIBERO	DIFFERENZA
	< 1.000 kWh	573,1	615,7	7,4%	328	419,2
1.000-1.800 kWh	314,4	347,3	10,5%	247	284,7	15,30%
1.800-2.500 kWh	285,0	305,0	7,0%	235,1	258,3	9,90%
2.500-3.500 kWh	272,9	283,8	4,0%	230	243,3	5,80%
3.500-5.000 kWh	266,9	268,9	0,7%	227,9	231	1,40%
5.000-15.000 kWh	268,2	258,9	-3,5%	226	216,7	-4,10%
> 15.000 kWh	252,1	246,9	-2,0%	207,9	200,9	-3,30%
<b>TOTALE CLIENTI DOMESTICI</b>	<b>316,0</b>	<b>316,2</b>	<b>0,1%</b>	<b>244,7</b>	<b>259,8</b>	<b>6,20%</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Confrontando il prezzo finale (al netto delle imposte) tra i due mercati per il segmento domestico, risulta che il mercato libero risulta superiore al mercato di maggior tutela per il 6,2%; tale differenziale è nettamente superiore per le classi di consumo piccole: 27,8% per la classe con consumi fino a 1.000 kWh/anno, divario che va riducendosi con l'aumentare dei consumi; nelle classi dai 5.000 kWh di

consumo, infatti, si verifica un'inversione di tendenza e il prezzo del mercato libero è inferiore al servizio di maggior tutela.

Per quanto riguarda i clienti non domestici, nella Tavola 3.27 sono riportati i dati relativi alle loro quantità e ai loro costi medi di approvvigionamento, distinti per livello di tensione. I prezzi più elevati sono associati ai clienti serviti in bassa tensione. Rispetto all'anno precedente, si registra una lieve riduzione nella quantità di energia venduta (-4,5%) mentre i punti restano complessivamente pressoché stabili (-0,6%). In termini costi di approvvigionamento si attesta una riduzione rispetto al 2022 (-32,2%) tanto maggiori quanto più è elevato il livello di tensione: per tutti i livelli di tensione (-43,8% per i clienti serviti in alta e altissima tensione).

**Tavola 3.27 Prezzi medi dell'energia elettrica per i clienti non domestici nel 2023**

LIVELLO DI TENSIONE	QUANTITÀ DI ENERGIA (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	PREZZO MEDIO AL NETTO DELLE IMPOSTE (€/MWh)	DI CUI: COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO (€/MWh)
Bassa tensione	67.541	6.952,10	307,1	220,5
Media tensione	93.313	0,5	220,6	171,5
Alta e altissima tensione	24.315	1,2	170,9	154,4
<b>TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI</b>	<b>185.168</b>	<b>6.953,80</b>	<b>245,7</b>	<b>187,2</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

**Tavola 3.28 Prezzi medi dell'energia elettrica per i clienti non domestici in bassa tensione nel 2023, per tipo di mercato**

TIPO DI MERCATO	QUANTITÀ DI ENERGIA (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	PREZZO MEDIO AL NETTO DELLE IMPOSTE (€/MWh)	DI CUI: COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO (€/MWh)
Maggior tutela	694	352,5	553,4	467,3
Tutele graduali piccole imprese <sup>(A)</sup>	1.506	92,7	249,5	163,1
Tutele graduali micro-imprese <sup>(A)</sup>	1.547	826,7	344,2	162,1
Salvaguardia	5.119	97,8	296,5	237,7
Mercato libero	176.302	5.690,1	238,4	181,1
<b>CLIENTI NON DOMESTICI IN BT</b>	<b>185.168</b>	<b>7.059,8</b>	<b>242,2</b>	<b>183,4</b>

(A) Stime basate sui dati raccolti in modo indistinto tra servizio a tutele graduali per le piccole imprese e servizio a tutele graduali per le micro-imprese.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nella Tavola 3.28 è riportata la disaggregazione dei clienti non domestici in bassa tensione per tipo di mercato, che presenta elevati differenziali di prezzo. I servizi a tutele graduali, che beneficiano degli effetti competitivi delle procedure concorsuali svolte per l'aggiudicazione di tali servizi, presentano la componente di approvvigionamento più bassa (poco più di 160 €/MWh); segue il mercato libero (circa 180 €/MWh), quindi il servizio di salvaguardia (238 €/MWh) e, infine, il servizio di maggior tutela, molto distanziato (467 €/MWh), ma ormai marginale in termini di volumi, essendo cessato nel corso dell'anno.

La Tavola 3.29 descrive il valore dei costi di approvvigionamento suddividendo i clienti elettrici per

tipo di tariffazione oraria ed escludendo il mercato della salvaguardia. Per la clientela domestica il prezzo pezzo finale (al netto delle imposte) è quasi invariato rispetto al tipo di fatturazione ed in calo del 6% rispetto all'anno precedente. La clientela non domestica ha registrato una riduzione maggiore, invece per il prezzo finale (al netto delle imposte) rispetto all'anno 2022 (-28%).

**Tavola 3.29 Prezzi medi dell'energia elettrica nel 2023 per tipo di tariffazione oraria**

TARIFFAZIONE ORARIA	QUANTITÀ DI ENERGIA (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	PREZZO MEDIO AL NETTO DELLE IMPOSTE (€/MWh)	DI CUI: COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO (€/MWh)
Monoraria	27.984	14.330	317,6	267,6
Bioraria	21.116	12.552	315,1	250,1
Multioraria	6.891	3.367	313,3	227,8
<b>Clienti domestici</b>	<b>55.991</b>	<b>30.248</b>	<b>316,1</b>	<b>256,1</b>
Monoraria	29.779	1.700	259,5	190,0
Bioraria	39.083	956	240,5	190,6
Multioraria	111.187	4.307	235,6	176,5
<b>Clienti non domestici<sup>(A)</sup></b>	<b>180.049</b>	<b>6.962</b>	<b>240,6</b>	<b>181,9</b>

(A) Nel servizio di maggior tutela e nel mercato libero. Sono esclusi i clienti in salvaguardia per i quali il tipo di tariffazione non è disponibile.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

**Tavola 3.30 Prezzi dell'energia elettrica nel mercato libero per i clienti con contratto *dual fuel* nel 2023**

CLASSE DI CONSUMO (kWh/anno)	QUANTITÀ DI ENERGIA (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	PREZZO MEDIO AL NETTO DELLE IMPOSTE (€/MWh)	DI CUI: COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO (€/MWh)
<b>Clienti domestici</b>				
< 1.000 kWh	148	251	495,2	305,2
1.000-1.800 kWh	524	371	304,1	224,6
1.800-2.500 kWh	602	281	261,9	202,8
2.500-3.500 kWh	649	221	240,3	189,4
3.500-5.000 kWh	395	95	224,2	177,3
5.000-15.000 kWh	259	42	211,4	165,4
> 15.000 kWh	22	1	193,6	152,9
<b>TOTALE CLIENTI DOMESTICI</b>	<b>2.599</b>	<b>1.263</b>	<b>267,0</b>	<b>201,7</b>
Bassa tensione	1432	85.940	200,1	144,8
Media tensione	1367	1.340	151,4	127,7
Alta e altissima tensione	19	12	196,3	145,6
<b>TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI</b>	<b>1.958</b>	<b>60</b>	<b>184,8</b>	<b>166,6</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La Tavola 3.30 mostra, infine, i costi di approvvigionamento pagati dai clienti del mercato libero che

hanno aderito a un contratto *dual fuel*. Per i clienti domestici del mercato libero i prezzi dell'energia elettrica che emergono dai contratti *dual fuel* (267 €/MWh) risultano più convenienti rispetto all'acquisto di elettricità con un contratto distinto per commodity.

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

Il decreto legislativo 1° giugno 2011 n. 93, in attuazione delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, ha dato il compito all'Autorità di effettuare il monitoraggio dei mercati al dettaglio, con riferimento sia al settore elettrico sia al settore del gas naturale. Tale attività è stata avviata nel 2011 per entrambi i settori con il *Testo integrato del sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale* (TIMR)<sup>105</sup> che ha disposto la pubblicazione di un rapporto di monitoraggio annuale. Poiché, come appena detto, l'analisi è congiunta a tra i settori elettrico e gas, si riportano qui di seguito gli **esiti del monitoraggio per entrambi i settori**.

Il **Monitoraggio retail: Rapporto per l'anno 2022**<sup>106</sup>, illustra i principali esiti dell'attività di monitoraggio, descrivendo, ove possibile, l'evoluzione dei fenomeni rilevanti a partire dal 2012, il primo anno in cui è stato effettuato il monitoraggio. Coerentemente con i Rapporti precedenti, il Rapporto 2022 analizza i dati raccolti in materia di:

- dinamiche concorrenziali;
- offerte e prezzi;
- qualità del servizio di vendita;
- qualità della fatturazione;
- morosità.

Rispetto ai Rapporti precedenti viene aggiunta anche la sezione dedicata al monitoraggio dei tassi di incasso dei clienti finali iniziata a gennaio 2022.

All'interno di ciascuna area tematica i risultati sono analizzati, ove necessario, separatamente per settore e tipologia di cliente, tenuto conto della disomogeneità nei livelli di maturità e concorrenzialità raggiunte tra i vari segmenti di clientela.

I risultati dell'attività di monitoraggio retail per l'anno 2022 in primo luogo confermano per i clienti altri usi in media tensione del settore elettrico l'assenza di specifiche criticità rilevanti. La concentrazione è in aumento ma ancora compatibile con condizioni di effettiva concorrenza. La dinamicità dei clienti è sostenuta e in aumento rispetto all'anno precedente. Pertanto, anche per tale anno, è possibile affermare che il funzionamento del mercato, con riferimento al segmento di clienti MT altri usi, non richieda interventi regolatori specifici. Per i clienti altri usi in bassa tensione le evidenze circa le dinamiche concorrenziali e la struttura del mercato della vendita mostrano alcuni incoraggianti segnali di vivacità, ma anche altri aspetti di attenzione. Tali segnali sono meritevoli di verifica nell'attività di monitoraggio a venire, anche al fine di poterne trovare conferma con ulteriori riscontri, soprattutto con riferimento all'evoluzione della concentrazione e alla dinamicità dei clienti finali.

Per i clienti domestici del settore elettrico e i domestici e condomini del settore del gas, nonostante

---

<sup>105</sup> Adottato con la delibera 7 novembre 2011, ARG/com 151/11.

<sup>106</sup> Rapporto 25 luglio 2023, 342/2023/I/com (Rapporto 2022)..

i miglioramenti emersi soprattutto in termini di dinamicità dei clienti, permangono tuttora le criticità che storicamente caratterizzano tali segmenti. Queste suggeriscono maggiore attenzione nel processo di accompagnamento, anche regolatorio, alla completa liberalizzazione del mercato. In dettaglio, vanno attentamente considerati gli alti livelli di concentrazione, il permanere del vantaggio competitivo in capo agli esercenti i servizi di tutela, oltre che la (ancora) insufficiente capacità del cliente "medio" nell'agire convenientemente nel mercato.

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, vanno considerati gli interventi che l'Autorità ha attuato nell'ambito del processo di accompagnamento regolatorio alla completa liberalizzazione del mercato per entrambi i settori. In particolare, sono da menzionare gli interventi attuati nell'ambito del percorso previsto dalla Legge 4 agosto 2017, n. 124, relativi all'assetto dei mercati; al supporto dei clienti finali nell'orientamento tra le offerte presenti nel libero mercato; al funzionamento dei mercati e gli ulteriori interventi di mitigazione dell'aumento dei prezzi e tutela dei clienti nella fase congiunturale di innalzamento dei prezzi all'ingrosso iniziata nella seconda metà del 2021.

In aggiunta al Rapporto annuale di monitoraggio *retail*, l'Autorità è tenuta per legge<sup>107</sup> a trasmettere al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica o MASE (ex Ministro della transizione ecologica o Ministro dello sviluppo economico) e alle Commissioni parlamentari competenti un **Rapporto di monitoraggio dei mercati di vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas** (Rapporto MASE).

Tale rapporto deve essere elaborato utilizzando le informazioni provenienti dal Sistema Informativo Integrato (SII) ogni sei mesi a decorrere dal 1° luglio 2021 e fino al 31 dicembre 2022; l'Autorità è inoltre tenuta proseguire il monitoraggio di cui al presente rapporto anche nel biennio 2023-25<sup>108</sup>.

Il 27 luglio 2021, il 1° febbraio 2022, il 31 gennaio 2023 e il 25 luglio 2023, l'Autorità ha inviato i primi quattro rapporti<sup>109</sup> le cui analisi si sono concentrate sui clienti aventi diritto alla maggior tutela nel settore elettrico (domestici e altri usi connessi in bassa tensione) e nel servizio di tutela nel settore del gas naturale (domestici e condominio uso domestico con consumo fino a 200.000 S(m<sup>3</sup>)/anno).

Il Rapporto MASE - Rapporto di aggiornamento di gennaio 2024<sup>110</sup>, si è concentrato in particolare sui seguenti aspetti:

- azioni di cambio di fornitore, a livello nazionale e regionale;
- evoluzione del comportamento dei clienti finali, con l'esposizione di una sintesi delle indagini demoscopiche condotte dall'Autorità a fine 2023;
- andamento dei prezzi offerti ai clienti finali;
- trasparenza e pubblicità delle offerte e dei servizi connessi, in merito agli specifici controlli relativi alle offerte pubblicate nel Portale Offerte che l'Autorità effettua, anche attraverso il Gestore del SII;

---

<sup>107</sup> Ai sensi delle disposizioni di cui all'art. 2, comma 6, del decreto del Ministero dello sviluppo economico del 31 dicembre 2020 recante "Prime modalità per favorire l'ingresso consapevole dei clienti finali nel mercato libero dell'energia elettrica e del gas".

<sup>108</sup> Decreto del Ministro della Transizione Ecologica del 31 agosto 2022, n° 315/2022, art. 2.5.

<sup>109</sup> Rapporto 327/2021/I/com, Rapporto 37/2022/I/com, Rapporto 30/2023/I/com e Rapporto 343/2023/I/com.

<sup>110</sup> Rapporto 27 febbraio 2024 59/2024/I/com

- valutazione circa l'introduzione di misure regolatorie volte a rafforzare l'efficacia degli strumenti per la confrontabilità delle offerte.

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

Le disposizioni per il **monitoraggio della qualità dei servizi di vendita** assicurano, da un lato, la tutela dei clienti in relazione a certe prestazioni legate ai servizi di vendita e, dall'altro, la disponibilità di elementi di confronto anche in relazione ai risultati che emergono dal Rapporto di monitoraggio *retail*.

La qualità dei servizi di vendita coinvolge tutti i venditori che svolgono attività di vendita di energia elettrica e gas naturale ai clienti finali. Il *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale* (TIQV)<sup>111</sup>, ha stabilito infatti 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.

Gli **standard generali** rappresentano il livello di qualità riferito al complesso delle prestazioni di uno stesso tipo. Il loro mancato rispetto non comporta indennizzi al cliente, ma in caso di violazione grave di questi standard, l'Autorità può aprire un procedimento per infliggere sanzioni amministrative al venditore inadempiente. Quando il venditore non rispetta gli **standard specifici** di qualità commerciale, invece, il cliente riceve automaticamente un indennizzo nella prima fatturazione utile. L'indennizzo automatico di base (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, 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.

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.

Per il 2023 hanno comunicato i dati relativi alla qualità commerciale dei servizi di vendita nel settore dell'energia elettrica 512 imprese, che hanno dichiarato di servire, nel complesso, 32,5 milioni di clienti elettrici. I tempi medi di esecuzione delle prestazioni commerciali (risposta ai reclami, risposta alle richieste di informazioni, esecuzione delle rettifiche di fatturazione), dichiarati dai venditori per il 2023, risultano inferiori ai rispettivi standard fissati (Tavola 3.31).

---

<sup>111</sup> Allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com.

**Tavola 3.31 Standard per il servizio di vendita di elettricità e tempi medi effettivi nel 2023**

PRESTAZIONI	STANDARD SPECIFICI (giorni solari)	STANDARD GENERALI (%)	TEMPI MEDI EFFETTIVI (giorni solari)
Tempo massimo di risposta motivata ai reclami scritti	30	-	18,79
Tempo massimo di rettifiche di fatturazione	60 o 90 <sup>(A)</sup>	-	26,37
Tempo massimo di rettifiche di doppia fatturazione	20	-	19,51
Risposte a richieste scritte di informazioni inviate entro il tempo massimo di 30 giorni solari	-	95%	10,06

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

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dichiarati dagli operatori.

Nel complesso, le imprese che hanno servito clienti del settore elettrico hanno ricevuto un totale di 325.681 reclami scritti, in diminuzione rispetto all'anno precedente (-3,6%) (Tavola 3.32); il 69,82% dei reclami è stato inoltrato da clienti domestici, il 22,31% da clienti non domestici, il 6,7% da clienti multisito e l'1,15% dai clienti in media tensione; il 75,81% dei reclami è stato inoltrato da clienti del mercato libero, il 17,47% da clienti del mercato tutelato.

**Tavola 3.32 Reclami, richieste di informazione e rettifiche di fatturazione ricevute dai venditori di energia elettrica**

	2019	2020	2021	2022	2023
Numero di reclami	304.118	297.341	289.035	337.863	325.681
Numero di richieste di informazione	207.399	193.960	228.171	313.144	329.429
Numero di rettifiche di fatturazione	9.973	8.053	7.862	10.567	6.606
Numero di rettifiche di doppia fatturazione	2.058	967	859	713	1.320

Fonte: ARERA elaborazione su dati dichiarati dagli operatori.

Le richieste di informazione ricevute dalle imprese ammontano a 329.429, in aumento del 5,2% rispetto all'anno precedente. La maggioranza delle richieste (71,14%) proviene da clienti domestici, il 19,56% da clienti non domestici. Il 77,6% delle richieste di informazioni proviene da clienti del mercato libero (80,10%) e, in particolare, dai clienti domestici (60,90%), mentre i clienti del mercato tutelato rappresentano una quota pari all'11,39%. I clienti multisito contribuiscono al totale delle richieste di informazioni per l'8,52%.

Le rettifiche di fatturazione sono risultate complessivamente 6.606, in diminuzione del 37,5% rispetto all'anno precedente. Le rettifiche che fanno seguito a reclami scritti su fatture già pagate ma che vengono contestate, hanno riguardato prevalentemente il segmento dei clienti domestici nel mercato libero (55,8%), seguiti dai clienti non domestici del mercato libero (28,3%). Una quota pari al 10,07% delle rettifiche ha interessato i clienti multisito e il 3,45% il segmento dei clienti domestici in tutela. Infine, l'1,91% delle rettifiche ha interessato i clienti in media tensione e solo lo 0,5% i clienti non domestici in tutela.

Le rettifiche di doppia fatturazione determinate da errori nelle procedure di *switching* (per lo stesso periodo di consumo, il cliente finale riceve una fattura sia dal venditore uscente che dal venditore entrante) sono risultate 1.320, in aumento rispetto all'anno precedente dell'85,1%, ma comunque contenute se rapportate ai milioni di *switching* annui. Le rettifiche hanno interessato, nell'89,01% dei

casi, i clienti domestici (nel 58,71% dei casi nel mercato tutelato; nel 30,3% dei casi nel mercato libero); a seguire, i clienti non domestici del mercato libero, con il 7,35% e i clienti multisito, con il 3,41%. Infine, la quota delle rettifiche di fatturazione dei clienti MT è risultata dell'1,15%, mentre quella dei clienti non domestici in tutela è stata pari allo 0,08%.

L'analisi delle ragioni di mancato rispetto delle prestazioni soggette a standard evidenzia come nel 98,85% dei casi il mancato rispetto degli standard specifici relativamente alle prestazioni in esame sia da attribuire a cause dipendenti dalla responsabilità dell'impresa, mentre nell'1,14% a cause di terzi (cliente, altri soggetti) e nello 0,01% a cause di forza maggiore. Considerando, invece, il numero di indennizzi automatici erogati per mancato rispetto degli standard specifici da parte dei venditori elettrici, il 97,95% degli indennizzi è connesso al mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti, l'1,63% ai fuori standard delle rettifiche di fatturazione e lo 0,42% ai fuori standard delle rettifiche di doppia fatturazione. Il 56,39% degli indennizzi è stato percepito dai clienti domestici del mercato libero, il 22,41% dai clienti non domestici del mercato libero, il 12,1% dai clienti domestici del mercato tutelato, il 5,06% dai clienti multisito, il 2,37% dai clienti non domestici del mercato tutelato e l'1,75% dai clienti in media tensione. In termini di importi corrisposti ai clienti, a titolo di indennizzo dovuto per le prestazioni di qualità commerciale che non hanno rispettato gli standard, nel 2023 sono stati erogati in bolletta indennizzi automatici per oltre 1,7 milioni di euro.

I clienti domestici del mercato libero risultano essere i destinatari del 57,43% del totale degli indennizzi corrisposti, il 22,42% degli indennizzi è stato corrisposto ai clienti non domestici del mercato libero, il 10,88% ai clienti domestici del mercato tutelato. I clienti multisito sono stati beneficiari del 5,23% degli indennizzi, mentre i clienti non domestici del mercato tutelato e i clienti in media tensione sono stati destinatari, rispettivamente, del 2,29% e dell'1,75% degli indennizzi.

### 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 dell'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 nei settori d'interesse dell'Autorità. Nell'ambito di queste attività l'Autorità si avvale della collaborazione con la Guardia di Finanza e, dal 2023, anche con l'Arma dei Carabinieri.

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 del dell'efficacia, nel processo adottato di *ciclo regolatorio*. Le attività di controllo si affiancano a un crescente numero di iniziative dell'Autorità volte alla promozione *ex ante* della *compliance* regolatoria, attraverso l'interazione con i soggetti interessati, seminari informativi e di divulgazione, finalizzati a illustrare le modalità applicative dei provvedimenti, in particolare di nuova emanazione.

Nel 2023 l'attività di controllo si è svolta attraverso:

- controlli documentali, relativi in particolare alle verifiche sui dati fiscali dichiarati dalle imprese a forte consumo di energia elettrica (energivori), al rispetto della regolazione da parte delle imprese di vendita al dettaglio di energia elettrica e gas in materia di procedure di *fuel mix disclosure* (quest'ultima in avvalimento del GSE), nonché alla corretta contribuzione, da parte delle imprese regolate, degli oneri di funzionamento dell'Autorità;
- verifiche ispettive in loco, riguardanti temi prioritari come il corretto funzionamento dei mercati, la tutela dei consumatori (bonus sociale) e la sicurezza e la qualità del servizio.

Nel 2023 attraverso le verifiche con sopralluogo (Tavola 3.33) sono stati condotti accertamenti in nuovi campi d'indagine, con particolare attenzione al segmento della vendita *retail* dell'elettricità e del gas per quanto attiene sia alla tutela del consumatore (bonus sociale) sia ai processi commerciali (vulture massive); è stato mantenuto un adeguato presidio di controllo sulla qualità del servizio, in considerazione della rilevanza del tema per i clienti finali (pronto intervento gas, controlli sugli incentivi economici alla sicurezza nel servizio di distribuzione del gas, qualità del servizio di trasmissione elettrica); sono stati inoltre effettuati controlli presso imprese già precedentemente sanzionate per verificare che non avessero violato la medesima regolazione.

**Tavola 3.33 Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo relative al settore elettrico**

ARGOMENTO	2019	2020	2021	2022	2023
Tutela dei consumatori	6	1	1	4	3
Tariffe e <i>unbundling</i>	11	-	-	2	-
Qualità del servizio	89	36	16	17	19
Mercati all'ingrosso e <i>retail</i>	1	5	2	2	2
Connessione degli impianti di produzione	3	3	-	-	-
<b>TOTALE</b>	<b>110</b>	<b>45</b>	<b>19</b>	<b>25</b>	<b>24</b>

Fonte: ARERA

Le ricognizioni e controlli documentali sono svolte sulla base di analisi e approfondimento di specifici ambiti, o con l'esame di dati, informazioni e documenti, utilizzati anche nel confronto con altre fonti relative allo stesso fenomeno. Anche per queste attività, che possono essere anche propedeutiche ad attività ispettive, l'Autorità si può avvalere della collaborazione della Guardia di Finanza.

### Procedimenti sanzionatori relativi a comportamenti nei mercati al dettaglio e a tutela dei clienti finali

Nel 2023 è stato avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di un'impresa di distribuzione di energia elettrica per violazione delle disposizioni in materia di **switching**. Segnatamente, è stato contestato all'impresa di avere fornito, per il tramite del Sistema informativo integrato, con riferimento a richieste di *switching* nelle quali l'utente del trasporto e dispacciamento entrante aveva manifestato la volontà di avvalersi della revoca, informazioni errate sulla sussistenza di una richiesta di indennizzo da parte dell'esercente la vendita uscente ovvero sullo stato di morosità del cliente finale. L'impresa ha presentato una proposta di impegni attualmente al vaglio dell'Autorità.

Sono stati altresì avviati due procedimenti per violazione dell'obbligo partecipativo alle procedure conciliative dell'Autorità in forza del quale "Gli Operatori o Gestori [...] sono tenuti a partecipare alle procedure di conciliazione attivate nei loro confronti presso il Servizio Conciliazione dal Cliente o Utente finale"). Uno di tali procedimenti si è concluso nel medesimo anno con l'irrogazione di una

sanzione pari a 35.000 euro.

Nella medesima materia si sono conclusi tre procedimenti sanzionatori per violazione delle disposizioni poste a tutela dei clienti finali nel caso in cui l'utente della rete e la controparte commerciale siano soggetti diversi e quest'ultima risulti inadempiente rispetto alle obbligazioni contrattuali che la legano al primo. In un caso si è trattato della violazione, da parte dell'utente del servizio di distribuzione, del divieto di sospensione della fornitura ai clienti finali per inadempimento della controparte commerciale, e dunque malgrado i clienti finali titolari dei punti di riconsegna non fossero morosi. In tal caso, la sanzione è stata pari a 24.000 euro. Nel secondo caso è stato contestato a un operatore il mancato adempimento degli obblighi informativi nei confronti dei clienti finali nei casi di risoluzione del contratto in essere tra controparte commerciale e utente del trasporto, procedimento che si è, tuttavia, concluso con l'archiviazione per decorso del relativo termine di conclusione. Per l'ultimo procedimento, anch'esso relativo alla violazione del divieto di sospensione della fornitura di gas naturale ai clienti finali per l'inadempimento contrattuale della controparte commerciale, è stato avviato il procedimento volto alla rideterminazione della sanzione a seguito di sentenza di parziale annullamento da parte del giudice amministrativo impugnata dall'Autorità.

Infine, è stato concluso un procedimento riguardante violazioni in materia di *switching* a seguito di risoluzione dei contratti di dispacciamento e trasporto per inadempimento dell'utente nei confronti di Terna. In tal caso, la sanzione è stata pari a 117.000 euro.

### **Misure per la promozione effettiva della concorrenza: iniziative per il superamento della maggior tutela**

Nel corso del tempo l'Autorità ha contribuito a mettere a disposizione dei clienti finali numerosi strumenti (descritti nelle varie edizioni dell'*Annual Report*) per aumentarne la comprensione del mercato libero e la capacità di scegliere consapevolmente il proprio fornitore, nonché di disciplinare numerosi aspetti (come, per esempio, il contenuto delle bollette, le modifiche al codice di condotta commerciale, ecc.).

Si tratta in particolare di:

- disciplina delle offerte PLACET;
- Portale Offerte, che contiene la descrizione delle offerte fisse e offerte variabili di mercato libero, delle offerte PLACET, nonché il calcolo della spesa dei servizi di tutela sia per l'energia elettrica sia per il gas naturale;
- Portale dei consumi di energia elettrica e di gas naturale (c.d. Portale Consumi), che è il sito internet istituzionale ove i consumatori possono accedere ai dati relativi alle forniture di energia elettrica e di gas naturale di cui sono titolari, ovvero ai dati di consumo storici e alle principali informazioni tecniche e contrattuali;
- disciplina del servizio a tutele gradual;
- revisione organica della regolazione della Bolletta 2.0 con l'obiettivo di perseguirne un miglioramento dal punto di vista della semplicità, comprensibilità e uniformità
- definizione di obblighi informativi in capo agli esercenti la vendita rivolti a:
  - microimprese beneficiarie del servizio a tutele gradual nel settore dell'energia elettrica nel primo semestre 2023;
  - clienti finali domestici non vulnerabili che ricadono nell'ambito di applicazione del servizio a tutele gradual e clienti finali domestici vulnerabili nel periodo settembre 2023 - giugno 2024;
  - clienti finali domestici titolari di un contratto di energia elettrica a condizioni di mercato libero

nel periodo dicembre 2023 - giugno 2024;

- clienti finali domestici serviti in tutela gas, differenziate tra clienti identificati come vulnerabili e non vulnerabili, nel corso del mese di settembre 2023;
- clienti finali domestici titolari di un contratto di gas naturale a condizioni di mercato libero nel periodo settembre - dicembre 2023;
- clienti finali serviti nell'ambito dei servizi di ultima istanza, differenziate tra clienti identificati come vulnerabili e non vulnerabili, nel corso del mese di ottobre 2023.

Per la consistenza di tali strumenti si rimanda al Capitolo 5.

## 4 IL MERCATO DEL GAS NATURALE

### 4.1 Regolamentazione delle infrastrutture

#### 4.1.1 Estensione delle reti, sviluppo e ottimizzazione

##### Infrastrutture del gas

In Italia le imprese che gestiscono la **rete di trasporto del gas nazionale** (10.490 km) e **regionale** (24.936 km) sono otto: tre una che operano sulla rete nazionale e regionale e cinque che operano solo sulla rete regionale. L'impresa maggiore di trasporto gas è Snam Rete Gas, oltre a essa operano sulla rete nazionale altre due società che ne possiedono e gestiscono piccoli tratti: Società Gasdotti Italia e Infrastrutture Trasporto Gas. Il gruppo Snam (composto da Snam Rete Gas e Infrastrutture Trasporto Gas) possiede il 93% delle reti.

La Rete italiana di trasporto del gas è connessa con diversi gasdotti internazionali:

- a Passo Gries, in Piemonte, si connette con il gasdotto TENP (*Trans Europa Naturgas Pipeline*) per l'importazione del gas dall'Olanda e dal Nord Europa;
- a Tarvisio, in Friuli-Venezia Giulia, si connette con il TAG (*Trans Austria Gas Pipeline*) per l'importazione del gas russo;
- a Mazara del Vallo, in Sicilia, si connette con il Transmed (*Trans-Mediterranean Pipeline*) per l'importazione del gas algerino;
- a Melendugno, in Puglia, si connette con il TAP (*Trans Adriatic Pipeline*) per l'importazione del gas azero;
- a Gela, sempre in Sicilia, si connette con il *Greenstream* per l'importazione del gas libico.

Il TAP è il gasdotto più recente; è entrato in servizio alla fine del 2020 e ha ricevuto (nel 2013) dalle Autorità competenti di Grecia, Albania e Italia un'esenzione per 25 anni dall'accesso dei terzi per la capacità iniziale di 10 miliardi di metri cubi l'anno (la sua attuale capacità è espandibile sino a 20 G(m<sup>3</sup>) all'anno).

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), a Livorno e a Piombino (in Toscana). L'impianto di Panigaglia, della società GNL Italia appartenente al gruppo Snam, ha una capacità di rigassificazione annua di 3,5 G(m<sup>3</sup>) e una massima di 13 M(m<sup>3</sup>)/giorno. 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(m<sup>3</sup>) e di circa 26,4 M(m<sup>3</sup>)/giorno. L'80% della capacità di rigassificazione massima, cioè 21 M(m<sup>3</sup>)/giorno, è riservata all'operatore del terminale, la società Terminale GNL Adriatico, che ha ottenuto l'esenzione all'accesso dei terzi per l'80% della capacità per 25 anni, cioè sino all'anno termico 2032-2033; il rimanente 20%, insieme all'eventuale capacità non utilizzata, è offerta sul mercato attraverso procedure di sottoscrizione di capacità. Alla fine del 2021, il Ministro della transizione ecologica di concerto con il Ministro delle infrastrutture e della mobilità sostenibili ha concesso<sup>112</sup> alla società di aumentare la capacità di rigassificazione dell'impianto di 1 G(m<sup>3</sup>), che è salita dagli iniziali 8 a 9,6 G(m<sup>3</sup>) all'anno. Anche la capacità tecnica nel terminale di Livorno, che è anch'esso una FSRU entrata in esercizio nel dicembre 2013 e gestita dalla

<sup>112</sup> Con il decreto ministeriale n. 543 del 22 dicembre 2021.

società OLT *Offshore* LNG Toscana, è aumentata nel 2023; nel mese di maggio<sup>113</sup> la società è stata infatti autorizzata ad accrescere la capacità massima di rigassificazione annuale che è passata dagli iniziali 3,75 G(m<sup>3</sup>) agli attuali 5 G(m<sup>3</sup>)/anno. La società OLT *Offshore* LNG Toscana è posseduta per il 49,07% da Snam, per il 48,24% dal *global asset manager* Igneo Infrastructure Partners e per il 2,69% da Golar LNG, una società di *shipping* specializzata nell'acquisizione, la gestione e il noleggio di navi metaniere e FSRU.

La FSRU destinata al porto di Piombino, è stata acquistata da Snam nel giugno 2022: è una nave lunga 293 metri e larga 40 che può immagazzinare circa 170.000 m<sup>3</sup> e ha una capacità di rigassificazione di 5 G(m<sup>3</sup>)/anno. La nave è entrata ufficialmente in esercizio commerciale a luglio 2023 con l'arrivo della prima nave metaniera e il primo carico di GNL, a seguito della conclusione di tutte le verifiche tecniche. Nella seconda metà del 2026, è previsto che la nave rigassificatrice di Piombino venga ricollocata in un altro luogo.

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. Le principali novità intervenute nel 2023 riguardano i siti di Ripalta e di Sergnano per i quali il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (MASE) ha autorizzato il potenziamento, in considerazione delle criticità per il sistema nazionale del gas derivanti dalle riduzioni dei flussi di gas russo. Stogit è stata cioè autorizzata ad ampliare la capacità di stoccaggio nel giacimento di Ripalta, mediante l'incremento graduale della pressione massima di esercizio fino a raggiungere il 110% della pressione originaria del giacimento fino al 31 dicembre 2026. Anche per il sito di Sergnano il Ministero ha autorizzato Stogit ad aumentare la capacità di stoccaggio mediante l'incremento della pressione massima di esercizio, ma in questo caso non oltre il 105%. Da segnalare anche che nel 2023 il progetto di stoccaggio di Cugno le Macine, finora portato avanti dalla società Geogastock, è stato rilevato da Thaleia, una nuova piattaforma lanciata dal Fondo statunitense Davidson Kempner Capital Management e One33, il suo partner operativo per l'Italia, per acquisire progetti infrastrutturali per la transizione energetica. Il sistema di stoccaggio del gas italiano ha dimensioni importanti: nell'anno termico 2023-2024, che si è concluso il 31 marzo 2024, il sistema ha offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio complessivo per riserva attiva (c.d. *working gas*) pari a 17,79 G(m<sup>3</sup>), di cui 4,6 G(m<sup>3</sup>) destinati allo stoccaggio strategico. Lo spazio offerto ad asta è stato conferito al 100%. La punta nominale massima di erogazione raggiunta nell'anno è stata di 260 milioni di metri cubi standard/giorno: 247,5 M(m<sup>3</sup>)/g negli stoccaggi Stogit, 9 M(m<sup>3</sup>)/g in quelli di Edison e 3,5 M(m<sup>3</sup>)/g in quelli di Ital Gas Storage.

La **distribuzione** di gas naturale in Italia avviene per mezzo di 271.212 km di rete (di cui 301 non in funzione nel 2023), il 57,1% in bassa pressione, il 42,2% in media pressione e lo 0,7% in alta pressione. La lunghezza delle reti è cresciuta di 3.646 km rispetto al 2022. Oltre alle reti, la distribuzione del gas avviene per mezzo di 6.881 cabine e 103.413 gruppi di riduzione finale. Il 57,3% delle reti (155.297 km) è collocato al Nord, il 22,6% al Centro (61.419 km) e il restante 20,1% (54.496 km) si trova al Sud e nelle Isole. Nel 2023 le imprese attive nella distribuzione gas sono risultate 186 (lo stesso numero del 2022), di cui sei molto grandi (con oltre 500.000 clienti), 22 con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000, 20 medie (50.000-100.000 clienti), 91 piccole (10.000-50.000) e 47 piccolissime (meno di 5.000 clienti). Il numero delle imprese con più di 100.000 punti di riconsegna è sceso negli

---

<sup>113</sup> Con il decreto emesso il 26 maggio 2023 dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica di concerto con il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti.

ultimi anni (28 unità, dalle 33 che si registravano nel 2013), ma la loro quota non si è ridotta in termini di gas distribuito, che è rimasta stabile intorno all'82% fino al 2018 e nell'ultimo triennio è gradualmente risalita all'85%. Complessivamente i 186 operatori attivi nel 2023 hanno distribuito 25,6 G(m<sup>3</sup>), 2,7 G(m<sup>3</sup>) in meno dell'anno precedente, a circa 22 milioni di consumatori. Il servizio è stato gestito attraverso 6.578 concessioni in 7.359 Comuni.

### Valutazione del Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale

Nel marzo 2023, in esito al processo di valutazione urgente avviato in sede di valutazione dei Piani di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale 2021 e 2022, e dopo una specifica consultazione pubblica che ha visto un'ampia partecipazione di *stakeholder*, l'Autorità ha espresso<sup>114</sup> una valutazione positiva sull'intervento di sviluppo "Potenziamento per nuove importazioni da Sud" (c.d. Linea adriatica).

Nell'ottobre 2023 è stata fissata<sup>115</sup> al 31 dicembre 2023 la scadenza per la trasmissione all'Autorità dei Piani relativi all'anno 2023. Pertanto, nel corso del 2023 non vi sono state attività di valutazione dei nuovi Piani di sviluppo nazionali.

### Aggiornamento dei requisiti minimi per i piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale

Nel marzo 2023 l'Autorità ha disposto<sup>116</sup> la modifica dei requisiti minimi per la consultazione e valutazione dei Piani e per l'analisi costi-benefici degli interventi di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale disciplinati<sup>117</sup> nel 2018, in esito al procedimento avviato<sup>118</sup> nell'ottobre 2022 per dare attuazione alla sentenza 4241/2022 del Consiglio di Stato.

Nel maggio 2023 sono state introdotte<sup>119</sup> disposizioni in materia di ottimizzazione delle connessioni di biometano e di semplificazione delle direttive connessioni, in applicazione dell'art. 37 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, con cui l'Autorità ha apportato alcune modifiche ai requisiti minimi per la predisposizione dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale e per l'Analisi costi-benefici (ACB) degli interventi<sup>120</sup>. In particolare, le integrazioni hanno previsto l'introduzione di:

- un allegato al Piano di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale contenente le schede tecniche relative agli allacciamenti degli impianti di biometano, recante descrizione delle caratteristiche tecniche ed economiche di ciascun intervento;

---

<sup>114</sup> Delibera 21 marzo 2023, 108/2023/R/gas.

<sup>115</sup> Delibera 4 ottobre 2022, 470/2022/R/gas.

<sup>116</sup> Delibera 28 marzo 2023, 122/2023/R/gas.

<sup>117</sup> Delibera 27 settembre 2018, 468/2018/R/gas e relativo Allegato.

<sup>118</sup> Delibera 4 ottobre 2022, 470/2022/R/gas.

<sup>119</sup> Delibera 23 maggio 2023, 220/2023/R/gas.

<sup>120</sup> Allegato A alla delibera 27 settembre 2018, 468/2018/R/gas e successive modifiche e integrazioni (c.d. requisiti minimi)

- un documento ricognitivo, complementare al Piano decennale di sviluppo dell'impresa maggiore di trasporto, contenente la mappatura delle disponibilità (attuali e future) di capacità di trasporto e di distribuzione nelle diverse aree del Paese, che specifichi: (i) le aree dove sono già presenti disponibilità di capacità di trasporto sufficienti per l'immissione in rete dei quantitativi di produzione di biometano attuali e futuri, e (ii) le aree nelle quali l'allacciamento alla rete gas richiede opportuni sviluppi di rete.

Nel novembre 2023 l'Autorità ha valutato e approvato<sup>121</sup> le proposte di aggiornamento dei criteri applicativi dell'ACB presentate dall'impresa maggiore di trasporto, previa consultazione con i soggetti interessati, e contestualmente ha provveduto a modificare i requisiti minimi per tenere conto delle citate proposte dell'impresa maggiore di trasporto, delle osservazioni emerse in sede di consultazione e della necessità di progressiva convergenza tra metodologie per l'ACB del settore del trasporto gas e della trasmissione elettrica. Le principali modifiche introdotte hanno riguardato:

- la limitazione del beneficio relativo a costi di investimento evitati ai soli costi necessari per obblighi legislativi o autorizzativi;
- l'aggiornamento dei benefici relativi alle emissioni climalteranti e non climalteranti;
- l'esplicitazione di alcuni effetti di trasferimento monetario derivanti dai progetti uscenti dal sistema energetico nazionale, di cui tenere conto, a completamento delle analisi monetarie e quantitative, pur non integrandoli nella ACB base;
- per gli interventi in fase di realizzazione, per i quali sia stata sostenuta una spesa pari almeno al 10% del costo di investimento stimato, che siano già stati oggetto di una ACB in precedenti edizioni del Piano di sviluppo, e in relazione ai quali l'Autorità non abbia espresso una valutazione contraria o sospensiva, l'opportunità che possano essere presentati i risultati relativi ai benefici della preesistente ACB, fornendo l'eventuale aggiornamento dei costi e degli indicatori sintetici di performance economica nell'ambito delle schede progetto.

#### 4.1.2 Accesso alle reti e alle infrastrutture del gas

##### Accesso agli impianti di rigassificazione GNL

La disciplina vigente in materia di accesso al servizio di rigassificazione, contenuta nel Testo integrato rigassificazione (TIRG), è stata definita<sup>122</sup> nel settembre 2017, con l'introduzione di criteri di mercato, basati su procedure ad asta, per l'allocazione della capacità di rigassificazione, sia di lungo sia di breve periodo. Il TIRG prevede inoltre che, ai fini della gestione delle procedure di conferimento della capacità, le imprese di rigassificazione possano accedere ai servizi offerti dal Gestore dei mercati energetici (GME).

Nel corso dell'anno 2023 è entrato in esercizio un nuovo terminale di rigassificazione gestito dal Gruppo Snam e inizialmente ubicato nel porto di Piombino. L'impianto è di tipo FSRU (*Floating Storage and Regassification Unit*) e dispone di una capacità di rigassificazione annuale di circa 5 miliardi di S(m<sup>3</sup>). Nel gennaio 2023 l'Autorità ha approvato<sup>123</sup> la proposta di procedura di primo conferimento della capacità di rigassificazione del terminale di Piombino. Nel febbraio 2023 l'Autorità

---

<sup>121</sup> Delibera 21 novembre 2023, 532/2023/R/gas.

<sup>122</sup> Delibera 28 settembre 2017, 660/2017/R/gas.

<sup>123</sup> Delibera 31 gennaio 2023, 28/2023/R/gas.

ha approvato<sup>124</sup> una modifica alla procedura relativa al termine ultimo di scarica e funzionale alla scarica di navi di maggiori dimensioni. Infine, nel marzo 2023 l'Autorità ha previsto<sup>125</sup> che gli operatori assegnatari di capacità presso il terminale di Piombino potessero richiedere l'applicazione dei corrispettivi di rigassificazione e di trasporto approvati dall'Autorità nell'ambito della regolazione tariffaria in luogo dei corrispettivi definiti nella procedura suddetta.

Nell'aprile 2023 l'Autorità, anche al fine di favorire l'incremento delle disponibilità di gas in sostituzione del gas di provenienza russa, ha modificato<sup>126</sup> i commi 5.2 e 5.7 del TIRG per consentire l'offerta di prodotti di capacità pluriennali comprendenti anche l'anno termico successivo a quello di conferimento. Sono inoltre state introdotte disposizioni sulle modalità e i prezzi di offerta della capacità di rigassificazione pluriennale offerta sulla base delle manifestazioni di interesse pervenute per i terminali OLT Offshore LNG Toscana e FSRU Italia di Piombino.

Nel giugno 2023 l'Autorità ha aggiornato<sup>127</sup> i parametri di calcolo per la determinazione dei prezzi di riserva nelle procedure di allocazione della capacità di rigassificazione. È stato inoltre stabilito che i corrispettivi di assegnazione della capacità di rigassificazione negoziati nelle procedure di conferimento di prodotti di durata annuale o superiore debbano includere i costi di capacità di trasporto, valutati sulla base dei corrispettivi di trasporto associati alla capacità di rigassificazione annuale già approvati al momento del conferimento. È fatta salva la possibilità per i soggetti assegnatari delle capacità di richiedere l'applicazione dei corrispettivi che saranno approvati annualmente dall'Autorità ai sensi della regolazione tariffaria dei servizi di trasporto.

Nel settembre 2023 l'Autorità ha approvato<sup>128</sup> le modifiche del regolamento GME della Piattaforma di Assegnazione della capacità di Rigassificazione (PAR) necessarie all'attivazione del nuovo comparto gestionale della PAR, che si aggiunge a quelli già esistenti per ciascuno dei terminali di rigassificazione già attivi sul territorio nazionale, nell'ambito del quale verranno svolte le aste e le procedure *first come first served*, per l'allocazione della capacità resa disponibile presso il nuovo terminale di Piombino gestito dalla società Snam FSRU Italia.

### Accesso al servizio di stoccaggio

Il regolamento (UE) 1032/2022 del Parlamento europeo e del Consiglio del 29 giugno 2022, al fine di far fronte alla crisi innescata dal conflitto tra Russia e Ucraina, ha definito dei livelli minimi obbligatori di riempimento degli stoccaggi di gas europei prevedendo la possibilità per gli Stati membri di adottare una serie di misure per raggiungere i suddetti livelli di riempimento.

In ottemperanza alle disposizioni UE, sono state introdotte anche in Italia delle misure per far fronte alla crisi. Tra i vari interventi, i decreti ministeriali n. 253 del 22 giugno 2022 e n. 287 del 20 luglio 2022 hanno affidato il compito di accelerare il riempimento degli stoccaggi nazionali attraverso il c.d. servizio di riempimento degli stoccaggi di ultima istanza (di seguito: STUI) al responsabile del bilanciamento (di seguito: RdB) e al Gestore dei servizi energetici (di seguito: GSE). Tali decreti, inoltre,

---

<sup>124</sup> Delibera 14 febbraio 2023, 55/2023/R/gas.

<sup>125</sup> Delibera 2 marzo 2023, 85/2023/R/gas.

<sup>126</sup> Delibera 4 aprile 2023, 144/2023/R/gas.

<sup>127</sup> Delibera 27 giugno 2023, 288/2023/R/gas.

<sup>128</sup> Delibera 19 settembre 2023, 406/2023/R/gas.

hanno disciplinato le modalità di effettuazione dello stoccaggio di ultima istanza da parte dell'RdB e del GSE, prevedendo che l'Autorità ne salvaguardi l'equilibrio economico-finanziario.

Nel gennaio 2023 l'Autorità ha definito<sup>129</sup> i criteri funzionali all'attuazione dello STUI per il 2023 da parte del responsabile del bilanciamento, in linea con le indicazioni fornite dal Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica espresse nella comunicazione 29 dicembre 2022.

Al fine di preservare le giacenze disponibili e facilitare il nuovo ciclo di riempimento degli stoccaggi per l'inverno 2023-2024, nel marzo 2023 l'Autorità, su indicazione del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, ha chiesto<sup>130</sup> alle imprese di stoccaggio di rendere disponibili agli utenti i seguenti strumenti:

- servizio di riempimento in controflusso, che prevede la disponibilità di capacità di iniezione nella fase di erogazione 2022-2023, associata a una corrispondente capacità di spazio per l'anno termico 2023-2024 e capacità di iniezione ed erogazione per i servizi di punta o uniforme nella fase di erogazione dell'anno termico 2023-2024;
- servizio di giacenza residua, che prevede l'allocazione di capacità di spazio per l'anno termico 2023-2024 e di corrispondente capacità di iniezione ed erogazione per i servizi di punta, o uniforme nella fase di erogazione dell'anno termico 2023-2024.

Contestualmente, sono stati approvati i criteri per la definizione dei prezzi di riserva dei servizi suddetti ed è stata confermata per l'anno termico dello stoccaggio 2023-2024, in deroga alla regolazione vigente (ma in continuità con quanto disciplinato per il precedente anno termico dello stoccaggio sempre al fine di favorire il riempimento delle riserve), la non applicazione agli utenti dei costi relativi ai consumi tecnici delle imprese di stoccaggio. Tali costi sono stati coperti attraverso il meccanismo di equilibrio finanziario interno al servizio di stoccaggio<sup>131</sup>.

Con il decreto 31 marzo 2023, il Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica ha emanato le disposizioni per l'anno termico dello stoccaggio 2023-2024 (ai sensi dell'art. 14 del decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1 e dell'art. 12, comma 7, del decreto legislativo n. 164/2000) confermando l'assetto vigente dei servizi di stoccaggio e introducendo altre disposizioni per tener conto della crisi russo-ucraina e delle possibili ripercussioni sulla sicurezza degli approvvigionamenti energetici nazionali. In attuazione delle suddette disposizioni, nell'aprile 2023 l'Autorità ha completato<sup>132</sup> il quadro generale delle regole applicabili ai servizi di stoccaggio per l'anno termico dello stoccaggio 2023-2024.

### Accesso al servizio di trasporto del gas

Nell'aprile 2019 l'Autorità ha innovato<sup>133</sup> la consolidata disciplina in materia di accesso alle reti di

---

<sup>129</sup> Delibera 12 gennaio 2023, 3/2023/R/gas.

<sup>130</sup> Delibera 9 marzo 2023, 93/2023/R/gas.

<sup>131</sup> Meccanismo disciplinato dall'art. 28 del Testo integrato per la regolazione in materia di garanzie di libero accesso al servizio di stoccaggio di gas naturale, allegato A alla delibera dell'Autorità 26 febbraio 2019, 67/2019/R/gas

<sup>132</sup> Delibera 4 aprile 2023, 150/2023/R/gas.

<sup>133</sup> Delibera 16 aprile 2019, 147/2019/R/gas.

trasporto<sup>134</sup>, modificando il conferimento di capacità ai punti di uscita della rete di trasporto gas che alimentano le reti di distribuzione (*city gate*). In dettaglio, il processo è stato semplificato eliminando la necessità di richiesta di capacità da parte dell'Utente del bilanciamento: il conferimento si perfeziona in modo automatico attraverso il Registro Centrale del Sistema Informativo Integrato (SII). Le quantità di gas conferite sono determinate sulla base delle sole caratteristiche dei punti di riconsegna serviti, ovvero il consumo annuo, il profilo di prelievo e la frequenza di misura.

Nel novembre 2021 l'Autorità ha esposto<sup>135</sup> alcuni orientamenti sugli aspetti applicativi della disciplina dei conferimenti di capacità ai *city gate* introdotta nell'aprile 2019. Ulteriori approfondimenti in materia sono stati esposti<sup>136</sup> dall'Autorità nell'aprile 2022, tra cui la proposta di rinvio dell'entrata in vigore della riforma di un anno, alla luce sia di segnalazioni pervenute in tal senso, sia del grado di avanzamento della sperimentazione in atto, nonché in considerazione delle ulteriori eventuali implementazioni informatiche necessarie. Dalla consultazione è emerso un generale consenso al rinvio, anche in considerazione del contesto di mercato vigente; pertanto, nel maggio 2022 l'Autorità ha rinviato<sup>137</sup> ulteriormente l'avvio della riforma al 1° ottobre 2023.

Nel febbraio 2023 sono state approvate<sup>138</sup> le disposizioni in tema di riforma dei processi di conferimento della capacità ai punti di riconsegna della rete di trasporto. Nello specifico, sono state confermate le proposte illustrate nella consultazione dell'ottobre 2022<sup>139</sup>, ossia che ai clienti finali i cui consumi non sono rilevati con dettaglio giornaliero venga attribuita una capacità convenzionale giornaliera, oggetto successivamente di conguaglio nell'ambito delle sessioni di aggiustamento e i relativi costi siano coperti mediante un corrispettivo unico a livello nazionale. A tali capacità, conferite su base giornaliera, si applicano corrispettivi di capacità di trasporto che tengono conto di un coefficiente moltiplicativo definito dalla medesima delibera.

Nel luglio 2023 sono state approvate<sup>140</sup> disposizioni funzionali all'avvio della suddetta riforma del conferimento di capacità, con la definizione di norme di prima applicazione, nonché di regole per la rettifica delle capacità attribuite sulla base delle corrispondenti correzioni effettuate sui dati di prelievo risultanti dalle procedure di *settlement*. Sempre nel luglio 2023 l'Autorità ha definito<sup>141</sup> una procedura armonizzata di conferimento delle capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto che alimentano utenze termoelettriche e utenze industriali, attraverso l'adozione delle medesime modalità, tempistiche di conferimento e prodotti per entrambe le due tipologie.

Nell'ottobre 2023 sono stati introdotti<sup>142</sup> ulteriori elementi di flessibilità nell'utilizzo della capacità di trasporto, con lo scopo di eliminare le incertezze legate agli effetti derivanti da un'eventuale risoluzione anticipata del contratto di fornitura per inadempienza del cliente finale, favorendo anche

---

<sup>134</sup> Delibera 17 luglio 2002, 137/02.

<sup>135</sup> Documento per la consultazione 16 novembre 2021, 502/2021/R/gas.

<sup>136</sup> Documento per la consultazione 5 aprile 2022, 157/2022/R/gas.

<sup>137</sup> Delibera 24 maggio 2022, 225/2022/R/gas.

<sup>138</sup> Delibera 28 febbraio 2023, 72/2023/R/gas.

<sup>139</sup> Documento per la consultazione 18 ottobre 2022, 502/2022/R/gas.

<sup>140</sup> Delibera 25 luglio 2023, 334/2023/R/gas.

<sup>141</sup> Delibera 18 luglio 2023, 319/2023/R/gas.

<sup>142</sup> Delibera 3 ottobre 2023, 444/2023/R/gas.

la sottoscrizione di contratti di durata inferiore all'anno.

Nel dicembre 2023 è stata prospettata<sup>143</sup> l'introduzione in Italia di una *Neutrality Charge* per la copertura dei costi del servizio di ultima istanza di cui ai decreti ministeriali n. 253 del 22 giugno 2022 e n. 287 del 20 luglio 2022. In dettaglio è stata delineata l'applicazione presso tutti i punti di uscita della rete di trasporto nazionale, inclusi i punti di interconnessione con l'estero, sul modello della *Neutrality Charge* tedesca, a decorrere dal 1° aprile 2024.

### Accesso al servizio di trasporto presso i punti di interconnessione con l'estero

Nel settembre 2023 è stata aggiornata<sup>144</sup> la disciplina in materia di richiesta di accesso alla capacità di trasporto presso i punti interconnessi con l'estero<sup>145</sup>, diversi dai punti interconnessi con Paesi appartenenti all'Unione europea e con la Svizzera. Più precisamente, i punti interessati dall'aggiornamento sono stati quelli di Mazara del Vallo (collegamento con l'Algeria) e Gela (collegamento con la Libia). Per tali punti, così come già previsto per i punti di entrata interconnessi con Paesi appartenenti all'Unione europea (Tarvisio, Gorizia e Melendugno) e con la Svizzera (Passo Gries), è stato disposto il possesso dell'autorizzazione all'importazione rilasciata dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (di cui all'art. 3, comma 1, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164), non più in sede di presentazione di un'offerta di acquisto di capacità, ma successivamente ai fini dell'utilizzo della capacità conferita.

### Accesso alle reti del gas da parte degli impianti di produzione di biometano

Nel maggio 2023 l'Autorità ha adottato<sup>146</sup> disposizioni per l'ottimizzazione delle connessioni di biometano e la semplificazione delle relative direttive, in attuazione dell'art. 37 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199. In particolare, sono stati adottati:

- i criteri in base ai quali l'impresa maggiore di trasporto formula una procedura per l'integrazione delle informazioni e delle soluzioni atte a ottimizzare le connessioni degli impianti di biometano con la rete del gas naturale, comprese le reti di distribuzione;
- i criteri di semplificazione e aggiornamento delle disposizioni inerenti alle modalità e alle condizioni per le connessioni di impianti di biometano con le reti del gas naturale.

Più in dettaglio, l'Autorità ha previsto che:

- l'impresa maggiore di trasporto sottoponga a consultazione con i soggetti interessati, secondo le modalità stabilite<sup>147</sup>, una procedura per l'individuazione delle soluzioni atte a ottimizzare le connessioni degli impianti di biometano con la rete del gas, comprese le reti di distribuzione, secondo principi di trasparenza e non discriminazione, e che, nel rispetto del principio generale

---

<sup>143</sup> Documento per la consultazione 12 dicembre 2023, 588/2023/R/gas.

<sup>144</sup> Delibera 26 settembre 2023, 421/2023/R/gas.

<sup>145</sup> Precedentemente regolata dalla delibera 17 luglio 2002, 137/02.

<sup>146</sup> Delibera 23 maggio 2023, 220/2023/R/gas.

<sup>147</sup> Modalità fissate con la delibera 7 maggio 2009, ARG/gas 55/09.

della *cost reflectivity*, induca i produttori a effettuare scelte efficienti di organizzazione e di localizzazione degli impianti di produzione; la medesima consultazione deve includere le modalità di comunicazione dei dati e la ripartizione di oneri e responsabilità tra i produttori coinvolti;

- la procedura di cui al precedente punto, una volta approvata dall’Autorità, venga applicata dall’impresa maggiore di trasporto, con il coinvolgimento del gestore della rete di distribuzione locale, preliminarmente a ciascuna richiesta di connessione di impianti di produzione di biometano con la rete del gas;
- siano modificate le disposizioni<sup>148</sup> adottate nel settembre 2018, affinché l’impresa maggiore di trasporto alleggi al Piano di sviluppo le schede tecniche relative agli allacciamenti degli impianti di biometano, contenenti una rappresentazione delle caratteristiche tecniche ed economiche di ciascun intervento di allacciamento agli impianti di biometano.

### 4.1.3 Tariffe per l’accesso alle infrastrutture gas

#### Tariffe per il servizio di rigassificazione GNL

I criteri di regolazione tariffaria per il servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto (RTRG) per il periodo di regolazione 2020-2023 (5PR GNL) sono stati definiti nel novembre 2019<sup>149</sup>. Nel giugno 2022 l’Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di rigassificazione ai sensi della RTRG 5PR GNL, ha approvato<sup>150</sup> i ricavi di riferimento e determinato i corrispettivi tariffari per il servizio di rigassificazione del GNL per l’anno 2023, l’ultimo del 5PR GNL.

Nel luglio 2022 l’Autorità ha avviato<sup>151</sup> quindi il procedimento per la definizione dei criteri di regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione del GNL per il sesto periodo di regolazione (6PR GNL), decorrente dal 1° gennaio 2024. Nell’ambito di tale procedimento, l’Autorità ha sottoposto a consultazione<sup>152</sup> gli orientamenti sui tali criteri di regolazione tariffaria.

A maggio 2023 l’Autorità ha approvato<sup>153</sup> i criteri di regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione del GNL per il 6PR GNL (RTRG 2024-2027). In sostanziale continuità di criteri rispetto al periodo regolatorio precedente, l’Autorità ha stabilito, tra l’altro:

- di rimandare le valutazioni circa l’applicazione dei criteri generali di riconoscimento dei costi individuate nel Testo integrato dei criteri e dei principi generali della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (TIROSS)<sup>154</sup> al periodo regolatorio successivo, allineando tuttavia fin dal 6PR GNL: la durata del periodo di regolazione (pari a 4 anni); le modalità di determinazione del

---

<sup>148</sup> Allegato A delibera 27 settembre 2018, 468/2018/R/gas.

<sup>149</sup> Delibera 19 novembre 2019, 474/2019/R/gas.

<sup>150</sup> Delibera 28 giugno 2022, 278/2022/R/gas.

<sup>151</sup> Delibera 27 luglio 2022, 356/2022/R/gas.

<sup>152</sup> Documento per la consultazione 14 febbraio 2023, 49/2023/R/gas.

<sup>153</sup> Con la delibera 9 maggio 2023, 196/2023/R/gas.

<sup>154</sup> Allegato A alla delibera 18 aprile 2023, 163/2023/R/com.

capitale circolante netto (in via parametrica) e le modalità di attivazione dei meccanismi di gestione delle incertezze relative ai costi operativi (Y-factor, con soglia minima pari allo 0,5% dei costi operativi riconosciuti);

- i criteri per la determinazione e l'aggiornamento del capitale investito riconosciuto, introducendo tra l'altro un meccanismo di incentivazione all'ottenimento dei contributi pubblici;
- i criteri per la determinazione e l'aggiornamento del costo operativo riconosciuto;
- di semplificare il meccanismo di conguaglio dei costi per l'approvvigionamento dei titoli ETS, per i consumi energetici per il funzionamento di base del terminale e per i consumi e le perdite della catena di rigassificazione.

Successivamente, l'Autorità ha approvato<sup>155</sup> le proposte tariffarie delle imprese di rigassificazione del GNL per il servizio di rigassificazione del GNL per l'anno 2024 e le proposte tariffarie del nuovo terminale di Piombino relative agli anni 2023 e 2024.

### Tariffe e corrispettivi per il servizio di stoccaggio

I criteri di regolazione tariffaria per il servizio di stoccaggio del gas naturale (RTSG) per il quinto periodo di regolazione (5PRS) 2020-2025 sono stati definiti nell'ottobre 2019<sup>156</sup>.

Nell'agosto 2022 l'Autorità ha approvato<sup>157</sup> i ricavi di riferimento per il servizio di stoccaggio del gas naturale relativi all'anno 2023. In esito alla definizione dei ricavi, le società Stogit e Edison Stoccaggio hanno determinato, trasmesso e pubblicato il valore dei corrispettivi tariffari per l'anno termico 2023-2024, come previsto dalla regolazione.

Occorre però evidenziare che le tariffe hanno ormai una applicazione residuale, in quanto riguardano solamente i servizi di bilanciamento operativo delle imprese di trasporto e di stoccaggio minerario delle imprese di produzione nazionale, i quali assorbono una quota inferiore al 2% della capacità di stoccaggio complessiva. Lo stoccaggio strategico, che assorbe circa un quarto della capacità, ed è finalizzato a fronteggiare eventuali criticità negli approvvigionamenti o nel funzionamento del sistema gas, viene remunerato attraverso il corrispettivo variabile CRV<sup>CS</sup>, applicato alle quantità di gas trasportato<sup>158</sup>.

La capacità di stoccaggio restante (oltre il 70%), destinata a servizi di modulazione stagionale e pluriennale, viene conferita e remunerata in base a procedure concorsuali, disciplinate dalla regolazione per l'accesso ai servizi di stoccaggio e per la loro erogazione (RAST), come definita dall'Autorità nel febbraio 2019<sup>159</sup>. I corrispettivi dei servizi relativi a tale capacità sono determinati dal mercato in esito allo svolgimento di apposite aste, aperte alla partecipazione degli operatori del mercato del gas naturale.

Nel periodo tra marzo e settembre del 2023 Stogit e Edison Stoccaggio hanno effettuato le aste per l'anno termico 1° aprile 2023 – 31 marzo 2024. Rispetto all'anno precedente, vi è stata una forte

---

<sup>155</sup> Con la delibera 22 giugno 2023, 279/2023/R/gas.

<sup>156</sup> Delibera 23 ottobre 2019, 419/2019/R/gas.

<sup>157</sup> Delibera 2 agosto 2022, 384/2022/R/gas.

<sup>158</sup> Delibera 20 ottobre 2020, 396/2020/R/gas.

<sup>159</sup> Delibera 26 febbraio 2019, 67/2019/R/gas.

ripresa nella capacità conferita su base d'asta (+30 TWh, +59%) e il ritorno a ordini di grandezza consueti nei livelli dei corrispettivi (prezzi medi di assegnazione), saliti dagli 0,15 €/MWh del 2022 ai 6,05 €/MWh del 2023, che risultano anche superiori ai livelli pre-pandemici (circa il doppio dell'anno termico 2019-2020). Le variazioni suddette indicano il ritorno dell'interesse degli operatori per il servizio nel 2023, determinato anche dai timori di nuove escalation nel conflitto russo-ucraino e conseguenti tensioni nelle quotazioni nei mercati all'ingrosso o difficoltà di approvvigionamento.

### Tariffe per il servizio di trasporto del gas

Nell'aprile 2023 l'Autorità ha approvato<sup>160</sup> la regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale (RTTG) per il periodo 2024-2027 (sesto periodo di regolazione - 6PRT), In particolare, la regolazione contiene i criteri di:

- determinazione dei ricavi riconosciuti, incluse le modalità di raccordo con la metodologia ROSS (regolazione per obiettivi di spesa e di servizio) per costi di capitale e costi operativi;
- incentivazione ed efficientamento dello sviluppo infrastrutturale, introducendo in via sperimentale: un meccanismo di stimolo al mantenimento in esercizio delle reti di trasporto del gas naturale completamente ammortizzate, un meccanismo di incentivazione per le centrali di compressione *dual fuel* e criteri di efficientamento dello sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione;
- semplificazione della determinazione delle partite a copertura di perdite di rete, autoconsumi, gas non contabilizzato, oneri ETS;
- determinazione dei corrispettivi per il servizio di trasporto, confermando l'adozione della metodologia della distanza ponderata per la capacità e prevedendo una modifica della ripartizione *entry/exit* da 28/72 a 25/75;
- determinazione dei corrispettivi per il servizio di misura del trasporto, confermando l'articolazione tariffaria in due componenti, una che copre i costi di misura generali e una che copre i costi di misura dei soli punti di riconsegna dei clienti finali, quest'ultima espressa in euro/PdR/anno e articolata in cinque classi distinte in funzione della portata dell'impianto di misura.

Nel maggio 2023 l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto ai sensi della RTTG 6PRT, ha approvato<sup>161</sup> i ricavi di riferimento e determinato i corrispettivi tariffari per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per l'anno 2024.

### Tariffe per i servizi di distribuzione e misura

A fine dicembre 2022 è stata approvata<sup>162</sup> la regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG) in vigore negli anni 2023-2025, alla fine di un articolato processo descritto nell'*Annual Report* dello scorso anno (al quale si rinvia). Rispetto alla regolazione del triennio precedente, le principali modifiche riguardano: la definizione dei costi standard dei gruppi di misura

---

<sup>160</sup> Delibera 4 aprile 2023, 139/2023/R/gas.

<sup>161</sup> Delibera 30 maggio 2023, 234/2023/R/gas.

<sup>162</sup> Con la delibera 29 dicembre 2022, 737/2022/R/gas.

elettronici, il riconoscimento parametrico dei costi dei sistemi di telegestione/telelettura e concentratori, il riconoscimento del valore residuo degli *smart meter* di prima installazione dismessi anticipatamente, la determinazione dell'acconto a copertura dei costi delle verifiche metrologiche, il meccanismo di mitigazione degli effetti di riduzioni dei punti di riconsegna serviti, il recepimento delle disposizioni di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 29 marzo 2022 e alla legge 5 agosto 2022, n. 118.

Nel dicembre 2023 sono state approvate<sup>163</sup> le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale per l'anno 2024.

### Recepimento e attuazione delle manovre del Governo a sostegno dei consumatori gas

Nel settore gas, diversamente dal settore elettrico, l'annullamento delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema, iniziato alla fine del 2021 per compensare l'andamento fortemente rialzista dei prezzi all'ingrosso delle *commodities* energetiche, è stato mantenuto fino alla fine del 2023. Ciò è stato stabilito:

- per il I trimestre 2023, a fine 2022, in attuazione<sup>164</sup> di quanto previsto dalla legge di bilancio 2023;
- per il II trimestre 2023, a fine marzo 2023, in attuazione<sup>165</sup> di quanto previsto dal decreto legge 30 marzo 2023, n. 34;
- per il III trimestre 2023, a fine giugno 2023, in attuazione<sup>166</sup> di quanto previsto dal decreto legge 28 giugno 2023, n. 79;
- per il IV trimestre 2023, alla fine di settembre 2023, in attuazione<sup>167</sup> di quanto previsto dal decreto legge 29 settembre 2023, n. 131.

Fino ad aprile del 2023, è stata inoltre confermata anche la componente straordinaria UG2c, di segno negativo, da applicare ai consumi più bassi, ricadenti negli scaglioni fino a 5.000 sm<sup>3</sup>/annui, di fatto uno sconto applicato a tutti i clienti per consumi medio-piccoli, sia del mercato libero, sia del mercato tutelato.

Tali manovre sono state finanziate tramite gli stanziamenti da parte del Bilancio dello Stato stabiliti nei primi due trimestri del 2023. In dettaglio le disposizioni normative che hanno stabilito nuovi stanziamenti nel corso del 2023 per gli oneri generali del settore gas sono state le seguenti:

- per il I trimestre 2023, la legge di bilancio 2023 (cfr. art. 1, comma 15), che ha messo a disposizione 3.543 milioni di euro (di cui 3.043 per la componente straordinaria negativa UG2c);
- per il II trimestre 2023, il DL n. 34/2023 (cfr. art. 2, comma 5) che ha messo a disposizione 280 milioni di euro (di cui 160 per la componente straordinaria negativa UG2c nel solo mese di aprile).

Tali stanziamenti sono risultati lievemente superiori ai fabbisogni effettivi, e i conseguenti avanzi sono stati rimessi nelle disponibilità dello stato.

---

<sup>163</sup> Delibera 28 dicembre 2023, 631/2023/R/gas.

<sup>164</sup> Deliberazione 29 dicembre 2022, 735/2022/R/com.

<sup>165</sup> Delibera 30 marzo 2023, 134/2023/R/com.

<sup>166</sup> Delibera 28 giugno 2023, 297/2023/R/com.

<sup>167</sup> Delibera 28 settembre 2023, 429/2023/R/com.

#### 4.1.4 Qualità dei servizi infrastrutturali

##### Qualità del servizio di stoccaggio del gas

I criteri di regolazione della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale in vigore per il periodo regolatorio 2020-2025 (RQSG 5PRS) sono stati approvati<sup>168</sup> nell'ottobre 2019, in un quadro di sostanziale continuità rispetto alla previgente regolazione.

##### Qualità del servizio di trasporto del gas

I criteri di regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale in vigore per il periodo regolatorio 2020-2023 (RQTG 5PRT) sono stati adottati nel dicembre 2019<sup>169</sup>. Nel novembre 2021 l'Autorità ha anche adottato<sup>170</sup> la regolazione del servizio di misura sulla rete di trasporto del gas naturale (RMTG), che definisce: (i) responsabilità e perimetro delle attività di *metering* e *meter reading*; (ii) requisiti minimi e ottimali di carattere impiantistico, prestazionale e manutentivo; (iii) predefiniti livelli di qualità del servizio; (iv) un sistema di incentivazione al rispetto di tali livelli di qualità del servizio; (v) un sistema di monitoraggio di requisiti dei livelli di qualità. Con lo stesso provvedimento l'Autorità, tra l'altro, ha disposto modifiche della RQTG 5PRT, escludendo da essa le disposizioni ricomprese nell'ambito della regolazione del servizio di *meter reading*, in particolare con riferimento allo standard sul tempo di risposta motivata a richieste scritte relative al verbale di misura.

Nel settembre 2023 l'Autorità ha disposto<sup>171</sup> modifiche alla RMTG al fine di adeguare la regolazione ad alcune criticità emerse nell'implementazione del riassetto del servizio, prevedendo in particolare:

- la decorrenza dell'applicazione dell'indicatore relativo alla misura della qualità del gas per gli impianti per i quali è prevista l'installazione di strumenti per l'analisi della qualità del gas (gasromatografo/analizzatore di qualità), dal 1° gennaio 2026;
- uno specifico livello di servizio dell'indicatore relativo alla misura della qualità del gas per gli impianti per i quali non è prevista l'installazione di strumenti per l'analisi della qualità del gas e per gli impianti soggetti a metrologia legale;
- deroghe all'applicazione dell'indicatore relativo alla *rangeability* dei misuratori con riferimento a specifiche configurazioni impiantistiche, quali le stazioni di rifornimento di gas metano per autotrazione e gli impianti presso punti di riconsegna c.d. ad antenna e a tampone;
- l'introduzione di un tetto al prezzo del gas rilevante nella determinazione dei corrispettivi per il mancato rispetto dei livelli di servizio, pari a 30 €/MWh.

Contestualmente sono state approvate le proposte di modifica del Codice di rete di Snam Rete Gas e di SGI, coerenti con le modifiche descritte.

Nel dicembre 2023 l'Autorità, previa consultazione<sup>172</sup>, ha approvato<sup>173</sup> i criteri di regolazione della

---

<sup>168</sup> Delibera 23 ottobre 2019, 419/2019/R/gas.

<sup>169</sup> Delibera 19 dicembre 2019, 554/2019/R/gas.

<sup>170</sup> Delibera 23 novembre 2021, 512/2021/R/gas.

<sup>171</sup> Delibera 28 settembre 2023, 433/2023/R/gas.

<sup>172</sup> Documento per la consultazione 10 ottobre 2023, 451/2023/R/gas.

<sup>173</sup> Delibera 12 dicembre 2023, 589/2023/R/gas.

qualità del servizio di trasporto del gas naturale (RQTG) per il periodo 2024-2027 (sesto periodo di regolazione - 6PRT), in sostanziale continuità rispetto alla previgente regolazione, prevedendo in particolare:

- in materia di odorizzazione, di aggiornare il Piano di odorizzazione annualmente, invece che semestralmente, e rimandare a un successivo specifico provvedimento la valutazione di una eventuale segnalazione al Parlamento e al Governo sulla necessità di un riordino normativo in materia;
- in materia di emissioni, che le imprese di trasporto pubblichino la metodologia utilizzata per la stima delle perdite in un'apposita sezione del proprio sito internet;
- di dare mandato all'impresa maggiore di trasporto, nell'ambito di gruppi di lavoro che coinvolgono le altre imprese di trasporto, di promuovere un'attività di definizione di un insieme di requisiti tecnici e prestazionali per l'identificazione univoca delle caratteristiche di una rete idonea al trasporto di idrogeno, anche sulla base della metodologia *Asset Health*, sviluppata su impulso<sup>174</sup> dell'Autorità;
- con riferimento ai criteri di regolazione della continuità del servizio, di invitare l'impresa maggiore di trasporto a valutare una semplificazione della procedura di adesione e attivazione del servizio di fornitura alternativo tramite carro bombolaio, tenendo conto delle informazioni minime necessarie per garantire il servizio alternativo preventivamente;
- di dare mandato all'impresa maggiore di trasporto di condurre una consultazione sul possibile funzionamento di un meccanismo incentivante di premi e penalità basato sulla *customer satisfaction*, nonché sull'utilità percepita dagli utenti dell'integrazione di tale meccanismo incentivante nel quadro regolatorio.

### Qualità del servizio di distribuzione del gas

La regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (RQDG)<sup>175</sup> 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.

L'ispezione della rete ha innanzitutto l'obiettivo di intercettare il fenomeno delle dispersioni di gas favorendo, di fatto, una maggiore sicurezza dei cittadini. Nei prossimi anni, con l'adozione, da parte del Parlamento e del Consiglio europei, del regolamento – attualmente in fase finale di approvazione – sulla riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia, le dispersioni e le fuoriuscite di gas assumeranno maggiore importanza, sia perché dovranno essere rilevate e riparate immediatamente dopo il loro rilevamento (se al di sopra di determinati livelli) in tempi che garantiscano la sicurezza fisica del sistema, sia perché dovranno essere quantificate e limitate per ridurre i livelli di emissione del gas naturale, secondo soltanto all'anidride carbonica in termini di

---

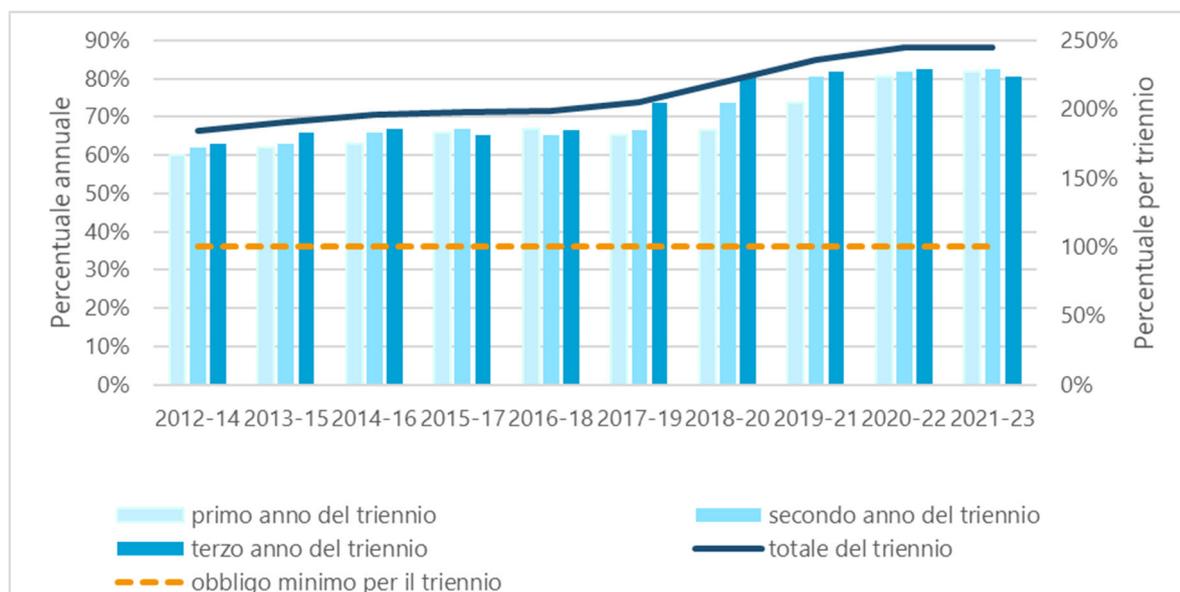
<sup>174</sup> Delibera 03 maggio 2022, 195/2022/R/gas

<sup>175</sup> Approvata con la delibera 27 dicembre 2019, 569/2019/R/gas.

contributo complessivo ai cambiamenti climatici.

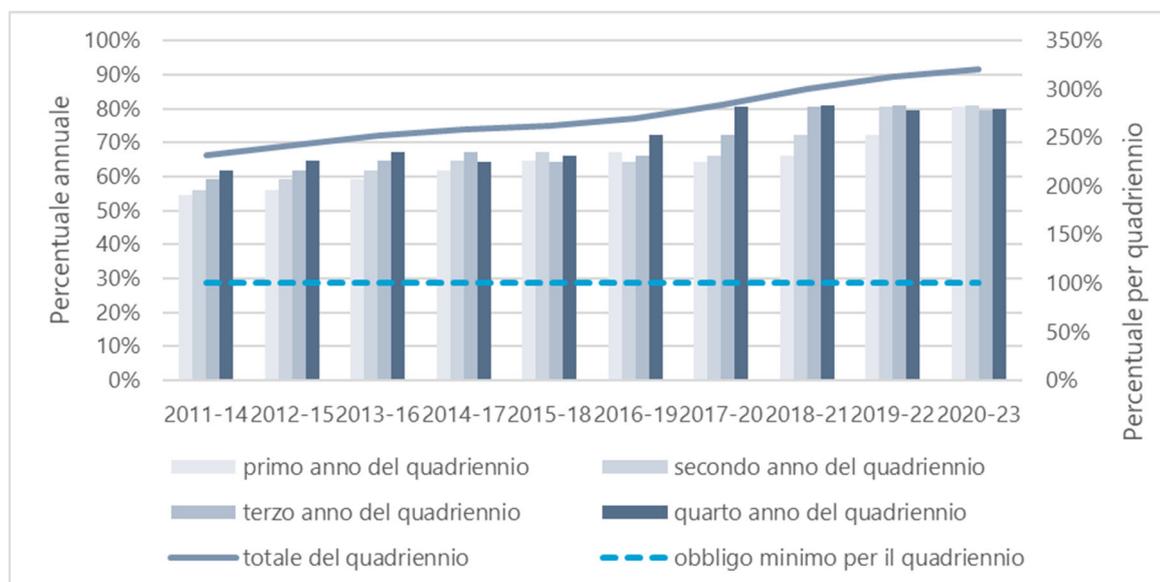
Dal 2014, la regolazione ha introdotto un obbligo minimo di ispezione pari al 100% della rete nel triennio (rete in alta/media pressione, AP/MP) o nel quadriennio mobile (rete in bassa pressione, BP). La Figura 4.1 e la Figura 4.2 rappresentano per ciascun triennio/quadriennio la percentuale di rete ispezionata in ciascun anno tramite un istogramma, mentre la linea rappresenta la percentuale totale del periodo. Rispetto al 2022 si registra, per il 2023, una diminuzione della percentuale di ispezione delle reti in alta/media pressione e un lieve aumento della rete in bassa pressione. Per quanto riguarda la percentuale totale del periodo di riferimento, comunque ampiamente sopra il minimo d'obbligo, è crescente per la rete in bassa pressione e pressoché stabile per la rete in alta/media pressione.

**Figura 4.1 Percentuale di rete in alta/media pressione ispezionata dal 2014, per triennio**



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'ARERA.

**Figura 4.2 Percentuale di rete in bassa pressione ispezionata dal 2014, per quadriennio**

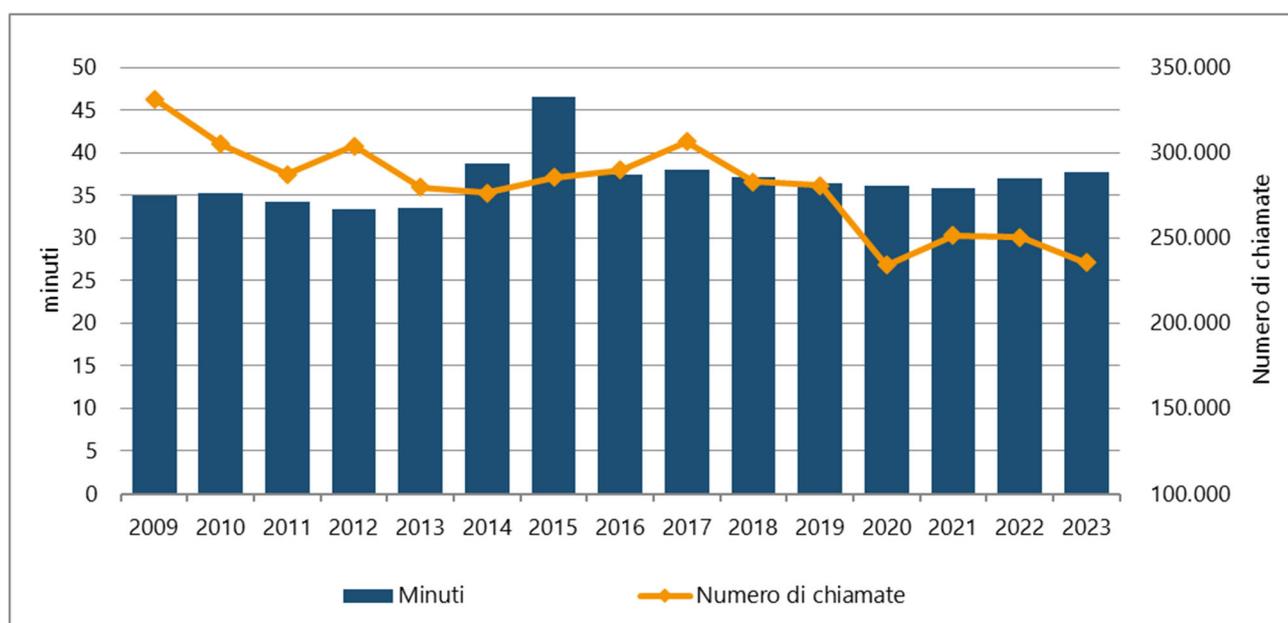


Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'ARERA.

Con riferimento agli obblighi in materia di pronto intervento, la Figura 4.3 mostra il tempo di arrivo sul luogo di chiamata (telefonica) aggiornato al 2023. Il valore medio nazionale è quasi di 38 minuti, lievemente aumentato rispetto al 2022. Inoltre, la percentuale di rispetto del tempo massimo di arrivo entro 60 minuti risulta del 99,8% a fronte di un obbligo di almeno il 90%; tale percentuale è calcolata non considerando le chiamate per cui il tempo di intervento sia stato superiore ai 60 minuti per forza maggiore o colpa di terzi.

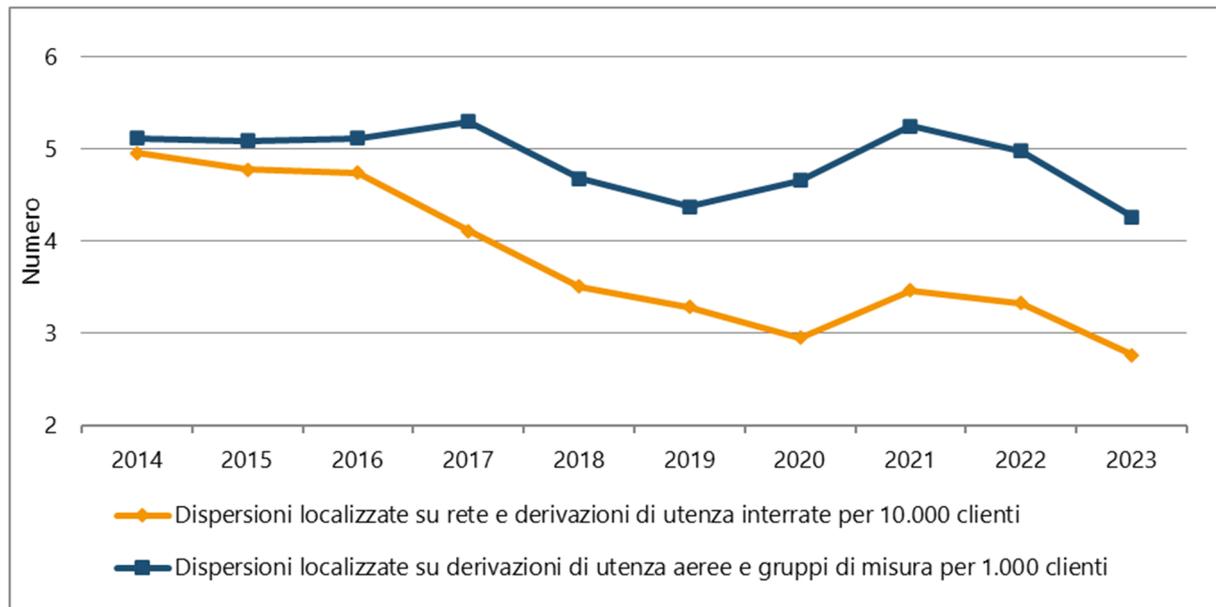
L'obbligo di registrazione vocale delle chiamate, introdotto dall'RQDG a partire dal 1° luglio 2009, accompagnato dalla consueta campagna di controlli sul servizio di pronto intervento gas delle aziende attuato con l'ausilio della Guardia di Finanza, induce le aziende a registrare i dati in modo preciso, ed è proprio per questo motivo che vengono mostrati i dati a partire da tale anno. 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. Per questo motivo, il servizio di pronto intervento gas costituisce un servizio essenziale per la sicurezza dei cittadini. La tempestività degli interventi può evitare incidenti da gas che potrebbero avere conseguenze molto gravi. Quasi la metà delle chiamate ai centralini di pronto intervento si rivela in realtà un falso allarme.

**Figura 4.3 Pronto intervento su impianto di distribuzione dal 2009**



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'ARERA.

La Figura 4.4 mostra, a partire dal 2014, per tutti gli impianti per i quali le imprese di distribuzione hanno comunicato i dati all'Autorità, il numero di dispersioni localizzate su derivazioni di utenza aeree e gruppi di misura ogni 1.000 clienti e quelle localizzate su rete e su derivazioni di utenza interrata ogni 10.000 clienti (considerando complessivamente sia le dispersioni localizzate a seguito di ispezione, sia quelle localizzate a seguito di chiamata di terzi o di personale proprio). Nel 2023 le dispersioni localizzate su rete e sulla parte interrata delle derivazioni di utenza, dispersioni di norma più pericolose, sono in diminuzione sia in valore assoluto che in valore percentuale rispetto ai clienti.

**Figura 4.4 Numero di dispersioni localizzate rispetto ai clienti**

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'ARERA.

### Tempi di connessione alle reti di trasporto e distribuzione

I dati relativi alle connessioni si differenziano a seconda che si tratti di collegamenti di metanodotti con le reti di trasporto o di connessioni di condotte con la rete di distribuzione (Tavola 4.1). Per ciascuna di queste tipologie, sono evidenziati i dati relativi al numero di connessioni effettuate nel corso dell'anno e al tempo medio trascorso per ottenerle, al netto di quello necessario per ottenere eventuali autorizzazioni e/o per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale che ha richiesto la connessione. Il tempo medio è indicato in numero di giorni lavorativi impiegati per la realizzazione del punto e delle eventuali altre opere necessarie per rendere disponibile la capacità di trasporto, come previsto dal contratto di allacciamento stipulato.

Nel 2023 sono state realizzate 67 connessioni con le reti di trasporto, di cui 65 alle condotte in alta pressione e 2 a quelle in media pressione. Mediamente, è stata registrata un'attesa di 120 giorni lavorativi per le condotte in alta pressione e di 132 giorni per quelle in media pressione. Rispetto all'anno precedente, il numero delle connessioni realizzate è diminuito, sia per quelle in alta pressione sia per quelle relative alle condotte in media pressione. Il tempo medio per la realizzazione delle connessioni in alta pressione si è ridotto da 135 a 120 giorni lavorativi, al contrario quelle in media pressione hanno richiesto circa 50 giorni in più. Il 57% delle 67 connessioni complessivamente realizzate hanno attivato la fornitura nel corso dell'anno (più precisamente, 37 sulle 65 in alta pressione e solo 1 sulle 2 realizzate in media pressione).

Nel caso delle reti di distribuzione locale nel 2023 sono state realizzate circa 10.000 connessioni in meno dell'anno precedente: il loro numero si è ridotto infatti da 71.607 a 61.826. Come sempre, la maggior parte degli allacciamenti ha riguardato condotte in bassa pressione (94,6%) e la restante parte condotte in media pressione, visto che nessuna connessione è stata effettuata dai distributori per la rete in alta pressione, come già avvenuto negli ultimi anni. Si registra un lieve aumento dei tempi di attesa, sia per le connessioni alle reti in bassa pressione (da 7,7 a 9,2 giorni lavorativi), sia per le connessioni alle reti in media pressione (da 23,3 a 34,1 giorni lavorativi).

In media, nel corso dell'anno ciascun distributore ha effettuato 308 connessioni alle reti in bassa pressione. Se si escludono dal conto i distributori che non ne hanno realizzata nemmeno una (23 soggetti), la media sale a 350 connessioni per distributore.

**Tavola 4.1 Connessioni alle reti elettriche e tempo medio di allacciamento**

PRESSIONE	2022		2023	
	NUMERO	TEMPO MEDIO <sup>(A)</sup>	NUMERO	TEMPO MEDIO <sup>(A)</sup>
<b>CONNESSIONI ALLE RETI DI TRASPORTO</b>				
Media pressione	11	78,3	2	132,0
Alta pressione	72	135,5	65	119,7
<b>TOTALE</b>	<b>83</b>	<b>127,9</b>	<b>67</b>	<b>120,1</b>
<b>CONNESSIONI ALLE RETI DI DISTRIBUZIONE</b>				
Bassa pressione	67.701	23,3	58.504	9,2
Media pressione	3.906	7,7	3.322	34,1
Alta pressione	0	-	0	-
<b>TOTALE</b>	<b>71.607</b>	<b>8,6</b>	<b>61.826</b>	<b>10,6</b>

(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.

#### 4.1.5 Bilanciamento del sistema

##### Disciplina del *settlement*

Nel giugno 2022 l'Autorità ha previsto<sup>176</sup> l'estensione agli *smart meter* più piccoli (classi G4 e G6), a partire dal 2023, della frequenza mensile di raccolta della misura, già vigente per i misuratori più grandi. Nel marzo 2023 l'Autorità ha esposto<sup>177</sup> i propri orientamenti circa le modalità di gestione di tale estensione ai fini del *settlement*, proponendo l'adozione della rilevazione mensile per i punti di riconsegna (PdR) messi in servizio da più di 12 mesi, cui è associato un profilo di prelievo con componente termica, e seguendo un percorso di adozione graduale tra l'ottobre 2023 l'aprile 2024, caratterizzato dalle seguenti fasi:

- a decorrere dal 1° ottobre 2023 i PdR con consumo annuale maggiore di 3.000 Smc, come risultante dal calcolo effettuato nel 2023;
- a decorrere dal 1° gennaio 2024 i PdR con consumo annuale minore di 3.000 Smc e maggiore di 500 Smc, sempre come risultante dal calcolo effettuato nel 2023;
- a decorrere dal 1° aprile 2024 per i rimanenti PdR con componente termica.

Inoltre, è stato proposto che, a decorrere da gennaio 2024, in presenza di uno *switching* che comporti la variazione dell'Utente del Bilanciamento (UdB), il Sistema Informativo Integrato (SII) metta a disposizione dell'Utente della Distribuzione (UdD), ed eventualmente anche dell'UdB, secondo modalità e tempistiche definite dal SII medesimo, i dati di misura relativi agli ultimi 12 mesi dei PdR serviti da detti Utenti sulla base delle relazioni di corrispondenza. Infine, è stato prospettato che siano

<sup>176</sup> Delibera 21 giugno 2022, 269/2022/R/gas recante modifica al comma 14-bis.2 del Testo Integrato Vendita Gas (TIVG).

<sup>177</sup> I documento per la consultazione 21 marzo 2023, 114/2023/R/gas.

le imprese di distribuzione ad aggiornare l'informazione del passaggio di trattamento nel Registro Centrale Ufficiale (RCU) del SII entro i termini utili per la gestione di tale informazione da parte di UdB e UdB e, comunque, non oltre il 15 del mese antecedente il passaggio di trattamento.

Nel luglio 2023 l'Autorità ha ipotizzato<sup>178</sup> le modifiche e le integrazioni al Testo Integrato Settlement Gas (TISG) per tenere conto delle osservazioni pervenute nella consultazione del marzo 2023. Gran parte dei soggetti partecipanti a tale consultazione ha sollecitato misure di sterilizzazione degli oneri di sbilanciamento e dei rischi che il passaggio di trattamento pone in capo agli UdB. L'Autorità ha accolto la proposta che prevede l'estensione ai PdR con misura mensile delle modalità di gestione dei PdR con misura annuale ai fini dell'applicazione dei corrispettivi di bilanciamento, in quanto ritenuta idonea a risolvere le criticità segnalate dagli operatori.

### **Responsabilizzazione delle imprese di distribuzione sulla differenza tra gas immesso e prelevato (Delta<sup>10</sup>)**

Tenendo conto di segnalazioni pervenute dagli operatori, nell'ottobre 2023 l'Autorità ha aggiornato e integrato<sup>179</sup> la disciplina precedentemente in vigore<sup>180</sup> in materia di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione sulla formazione del c.d. *delta in-out*, ovvero della differenza tra i quantitativi immessi ai punti di uscita della rete di trasporto interconnessi con reti di distribuzione (di seguito: *city gate*) e i quantitativi prelevati dai clienti finali allacciati alla rete di distribuzione. Nello specifico, sono stati chiariti alcuni aspetti implementativi della disciplina, tra i quali: la non necessità di ricostruire i volumi sottratti a seguito di un prelievo fraudolento già nel momento della denuncia; il tipo di discrezionalità in capo alle imprese di distribuzione nel decidere quali azioni intraprendere per recuperare il valore del gas sottratto; inoltre, è stata prevista la prima applicazione del meccanismo di responsabilizzazione dei distributori in relazione al triennio di riferimento costituito dagli anni 2020, 2021 e 2022. Successivamente, il secondo triennio di riferimento sarà il 2021-2023. Infine, a seguito dell'approvazione della Regolazione Tariffaria Trasporto Gas (RTTG) 2024-2027, nell'ottobre 2023 è stata aggiornata<sup>181</sup> la modalità di valorizzazione del parametro  $\alpha$  (utilizzato per il calcolo della penale) fissandolo pari alla media dei valori riconosciuti dalla regolazione tariffaria per il conguaglio delle partite relative al gas non contabilizzato per ciascun anno del triennio di riferimento.

Nel dicembre 2023 l'Autorità ha prospettato<sup>182</sup> ulteriori modifiche e integrazioni al meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione relative alla ripartizione della penalità tra imprese di distribuzione interconnesse, in seguito a segnalazioni pervenute recanti contenuti innovativi rispetto alla disciplina vigente. Quest'ultima prevede che la ripartizione venga effettuata dall'impresa di distribuzione di riferimento sulla base della misura di interconnessione e in assenza di tale misura, sulla base del numero di punti di riconsegna (PdR) serviti da ciascuna impresa interconnessa. È stato osservato che tale criterio non terrebbe conto della composizione delle utenze in termini di entità di

---

<sup>178</sup> Documento per la consultazione 25 luglio 2023, 351/2023/R/gas.

<sup>179</sup> Delibera 31 ottobre 2023, 494/2023/R/gas.

<sup>180</sup> Stabilita con la delibera 2 agosto 2022, 386/2022/R/gas.

<sup>181</sup> Delibera 31 ottobre 2023, 494/2023/R/gas.

<sup>182</sup> Documento per la consultazione 5 dicembre 2023, 573/2023/R/gas.

volumi attribuiti a ciascun PdR e potrebbe comportare una penalizzazione non coerente con l'effettiva *performance* dell'impresa di distribuzione. L'Autorità ha quindi prospettato che il calcolo della ripartizione della penalità tra imprese interconnesse, in assenza di una misura di interconnessione, sia effettuato dal responsabile del bilanciamento sulla base dei volumi risultanti dalle sessioni di aggiustamento e che i dati necessari al responsabile del bilanciamento siano resi disponibili dal Sistema informativo integrato (SII), che già dispone dei dati di *settlement* di tutte le imprese di distribuzione.

#### 4.1.6 Coordinamento internazionale

##### Coerenza del piano decennale di sviluppo della rete con il Piano europeo di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale

Ai sensi dell'art. 16 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, l'Autorità ha il compito di valutare se il Piano decennale di sviluppo della rete contempli tutti i fabbisogni in materia di investimenti individuati nel corso della procedura consultiva e se esso sia coerente con il piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello europeo (TYNDP).

L'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia, ACER, è chiamata a valutare il TYNDP e a segnalare eventuali incongruenze tra le informazioni rese disponibili nel TYNDP e nei piani nazionali. Al fine di valutare il TYNDP 2022, ACER ha richiesto ai regolatori nazionali l'invio di commenti in merito ai propri progetti. In quest'ambito, l'Autorità ha provveduto a formalizzare e inviare i propri commenti sulle iniziative italiane incluse nel TYNDP 2022 riguardanti sia i progetti relativi ai gas tradizionali, sia i progetti relativi all'idrogeno.

L'attività di ACER si è conclusa con la pubblicazione dell'Opinione ACER 06/2023 del 14 luglio 2023 sui progetti nel TYNDP e sui piani gas nazionali, in cui, riguardo ai progetti italiani, sono stati segnalati fra gli elementi più significativi:

- in relazione al progetto "Lucera – S. Paolo" di SGI, la necessità che il promotore del progetto fornisca analisi di sensitività ulteriori circa l'impatto di alcune variabili (principalmente, domanda di gas naturale compresso nei settori industriale e automobilistico) sui benefici totali di progetto;
- in relazione al progetto di metanizzazione della Sardegna, che i risultati positivi legati al progetto fossero unicamente da riferirsi al caso di sviluppo della infrastruttura di trasporto strettamente necessaria a connettere i terminali di rigassificazione ai principali bacini di consumo, senza quindi considerare la dorsale o i piccoli sviluppi finalizzati a servire zone isolate (possibilmente rifornibili tramite trasporto su gomma di gas naturale liquefatto).

#### Gasdotto TAP

La società TAP AG, proprietaria del relativo gasdotto, ha ottenuto nel 2013 l'esonero da alcune norme europee (accesso a terzi, tariffe regolate e *unbundling*), a condizioni fissate dalla c.d. *Final Joint Opinion*, un documento approvato congiuntamente dalle Autorità di regolazione di Italia (Arera), Grecia (RAE) e Albania (ERE). Tra le condizioni imposte, la società TAP AG deve condurre almeno ogni due anni un *Market test* per verificare l'interesse del mercato a prenotare capacità di trasporto con contratti *long term* tra i punti di *entry* e di *exit* del gasdotto stesso. In caso di esito positivo del *Market test* (nonché delle verifiche sulla fattibilità tecnico/economica delle richieste e della conseguente assunzione da parte dei richiedenti degli impegni vincolanti), la società TAP AG

ha l'obbligo di costruire un incremento di capacità dagli attuali 10 G(m<sup>3</sup>)/anno fino alla massima capacità di espansione di 20 G(m<sup>3</sup>)/anno. Successivamente al 2013 la normativa europea è evoluta e in particolare è stato emanato il regolamento (UE) 459/2017 del Parlamento europeo e del Consiglio del 16 marzo 2017 (c.d. CAM NC) che contiene anche disposizioni specifiche sulla realizzazione di capacità incrementale, prevedendo anch'esso una procedura biennale (con avvio, in generale, negli anni dispari). Nel suddetto quadro normativo, a partire dal 2019 (anno in cui è stato lanciato il primo *Market test*) TAP coordina la procedura di *Market test* prevista dalla *Final Joint Opinion* con la procedura di capacità incrementale disciplinata dal CAM NC.

Nel giugno 2023 l'Autorità, congiuntamente con i regolatori di Grecia (RAE) e Albania (ERE), ha approvato<sup>183</sup> le "*Market test Guidelines 2023*" relative all'avvio di un nuovo ciclo di raccolta di richieste di capacità incrementale relative allo sviluppo del gasdotto TAP.

Nell'ottobre 2023 l'Autorità, congiuntamente con i regolatori di Grecia (RAE) e Albania (ERE), ha approvato<sup>184</sup> la c.d. *Project Proposal* che disciplina la "seconda fase vincolante"<sup>185</sup> del *Market test* per il gasdotto TAP avviato nel 2021. La *Project Proposal*, in particolare, descrive essenzialmente i livelli di capacità offerta, le regole generali dello svolgimento della procedura, le indicazioni sui futuri contratti, le garanzie che i soggetti devono prestare e i parametri economici.

### Cooperazione internazionale in materia di gas

Per quanto attiene alle collaborazioni con paesi esteri e organismi internazionali in materia di gas, si rimanda a quanto riportato nella sezione "Coordinamento internazionale in materia di energia elettrica e gas naturale" all'interno del capitolo relativo al settore elettrico del presente *Annual Report*.

---

<sup>183</sup> Delibera 27 giugno 2023, 287/2023/R/gas.

<sup>184</sup> Delibera 3 ottobre 2023, 438/2023/R/gas.

<sup>185</sup> Con la delibera 2 novembre 2022, 548/2022/R/gas, l'Autorità congiuntamente con le Autorità di Grecia e Albania, ha approvato la "*Project proposal of TAP, SRG and DESFA for the 2021 incremental capacity process October 2022*" relativa alla prima fase vincolante del *Market test* di TAP avviato nel 2021. La medesima *Project proposal*, infatti, prevedeva la possibilità per i TSO di organizzare una seconda fase vincolante per l'offerta della capacità non assegnata nella prima fase vincolante, fino al raggiungimento della massima espansione del gasdotto.

## 4.2 Concorrenza e funzionamento dei mercati

### 4.2.1 Mercati all'ingrosso

In base ai dati provvisori diffusi dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, nel 2023 il consumo lordo di gas naturale è diminuito di 7 G(m<sup>3</sup>), registrando un calo del 10,3% (Tavola 4.2). Diversi fattori hanno contribuito a questo calo: innanzitutto la contemporanea riduzione della domanda di elettricità che ha determinato una riduzione della produzione elettrica nazionale che, per giunta, è stata soddisfatta da una crescita della generazione da fonti rinnovabili e da un eccezionale ricorso alle importazioni elettriche. La domanda di gas per la generazione elettrica ha quindi subito un significativo calo. Come già accaduto nel 2022, inoltre, il manifestarsi di temperature invernali ancora tra le più elevate degli ultimi anni, ha ulteriormente depresso la richiesta del settore residenziale che sostanzialmente usa il gas prevalentemente per il riscaldamento. La modesta crescita del PIL (0,9%) ha contribuito a contenere i consumi industriali. Infine, parte della riduzione dei consumi potrebbe essere spiegata dal permanere di un livello dei prezzi del gas ancora elevato, sebbene in calo rispetto a quelli raggiunti nel 2022.

**Tavola 4.2 Consumo lordo di gas naturale in Italia**

DISPONIBILITÀ (M(m <sup>3</sup> ))	2022	2023 <sup>(A)</sup>	VARIAZIONE
Produzione nazionale	3.106	2.728	-12,2%
Importazioni	72.591	61.819	-14,8%
Esportazioni	4.614	2.619	-43,2%
Variazione delle scorte	2.581	456	-
<b>CONSUMO INTERNO LORDO</b>	<b>68.502</b>	<b>61.471</b>	<b>-10,3%</b>

(A) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

La produzione nazionale ha registrato l'ennesimo calo (-12,2%), scendendo al minimo storico di 2,7 G(m<sup>3</sup>). Nel 2023, tuttavia, si osserva un marcato calo di 8,8 G(m<sup>3</sup>) anche per le importazioni nette, che sono risultate del 12,9% inferiori a quelle del 2022. I dati evidenziano che tale diminuzione è integralmente dovuta alla discesa delle importazioni lorde, il cui calo pari a 10,8 G(m<sup>3</sup>) è stato solo in parte compensato dalla riduzione delle esportazioni (-2 G(m<sup>3</sup>)) che nel 2022 avevano avuto una crescita anomala.

Negli stoccaggi i volumi immagazzinati a fine anno sono risultati di circa 0,5 G(m<sup>3</sup>) superiori ai quantitativi di inizio anno. Tenendo conto anche dei consumi di sistema e delle perdite di rete, il consumo interno lordo nel 2023 è risultato pari a 61,2 G(m<sup>3</sup>), un valore anch'esso del 10,3% inferiore a quello del 2022. Di conseguenza il livello di dipendenza dall'estero, misurato come rapporto tra le importazioni nette e il valore lordo dei consumi nazionali, è diminuito: nel 2023 il 96,3% del gas disponibile in Italia è arrivato dall'estero.

Tenendo conto anche dei consumi di sistema e delle perdite di rete i consumi netti di gas nel 2023 sono valutabili in 61,2 G(m<sup>3</sup>), 10,3 punti percentuali al di sotto di quelli del 2022.

### Produzione

Nei dati raccolti con la consueta Indagine annuale sui settori energetici svolta dall'Autorità, che dal

2022 comprendono anche la produzione di biometano, confermano la significativa caduta della produzione nazionale di gas. Nel 2023, infatti, la produzione nazionale risulta essersi fermata a 2.971 M(m<sup>3</sup>) contro i 3.282 M(m<sup>3</sup>) registrati nel 2022; pertanto, nei dati raccolti dall'Indagine, il calo di produzione nazionale risulta del 9,5%.

La quota di produzione nazionale detenuta dalle società del gruppo Eni è leggermente diminuita anche nel 2023, scendendo dal 66,3% al 62,6%; le società del gruppo Eni hanno estratto circa 320 M(m<sup>3</sup>) in meno del 2022, registrando quindi un calo produttivo del 14,6%. Il gruppo resta comunque l'operatore dominante di questo segmento con una quota decisamente maggioritaria e largamente distante dal secondo gruppo, Royal Dutch Shell. Anche la produzione di quest'ultimo ha subito un calo del 10%, avendo estratto 54 M(m<sup>3</sup>) in meno rispetto al 2022, sebbene la quota rispetto al totale sia rimasta sostanzialmente invariata a poco più del 16%. Lo stesso è accaduto al terzo gruppo, Energean PLC, la cui quota è rimasta ferma al 7,6%, nonostante abbia estratto 2 M(m<sup>3</sup>) in meno dell'anno precedente. Nel 2023 il gruppo Total ha invece estratto 57 M(m<sup>3</sup>), 8 in più dell'anno precedente, portandone la quota a sfiorare il 2%. La produzione di biometano nel 2023 ha superato di poco i 150 M(m<sup>3</sup>), cioè il 5,2% della produzione nazionale. Gli attori più importanti in questa attività sono la Società Estense Servizi Ambientali (S.E.S.A.), la cui produzione ha sfiorato i 33 M(m<sup>3</sup>), la società Bioman del gruppo Finam, che ha prodotto 13,7 M(m<sup>3</sup>), le società Herambiente e Biorg, entrambe del gruppo Hera, che insieme hanno prodotto circa 8,5 M(m<sup>3</sup>) di biometano, e la Società Agricola Agriman la cui produzione ha sfiorato 13 M(m<sup>3</sup>). Anche il gruppo Snam è attivo attraverso diverse società nella produzione di biometano; complessivamente il gruppo ha prodotto circa 12,1 M(m<sup>3</sup>).

## Importazioni

Come appena anticipato, secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, nel 2023 l'Italia ha importato 10,8 G(m<sup>3</sup>) di gas naturale in meno rispetto al 2022: le importazioni lorde sono infatti scese a 61,8 G(m<sup>3</sup>), dai 72,6 G(m<sup>3</sup>) del 2022, evidenziando quindi un calo del 14,8% rispetto al 2022.

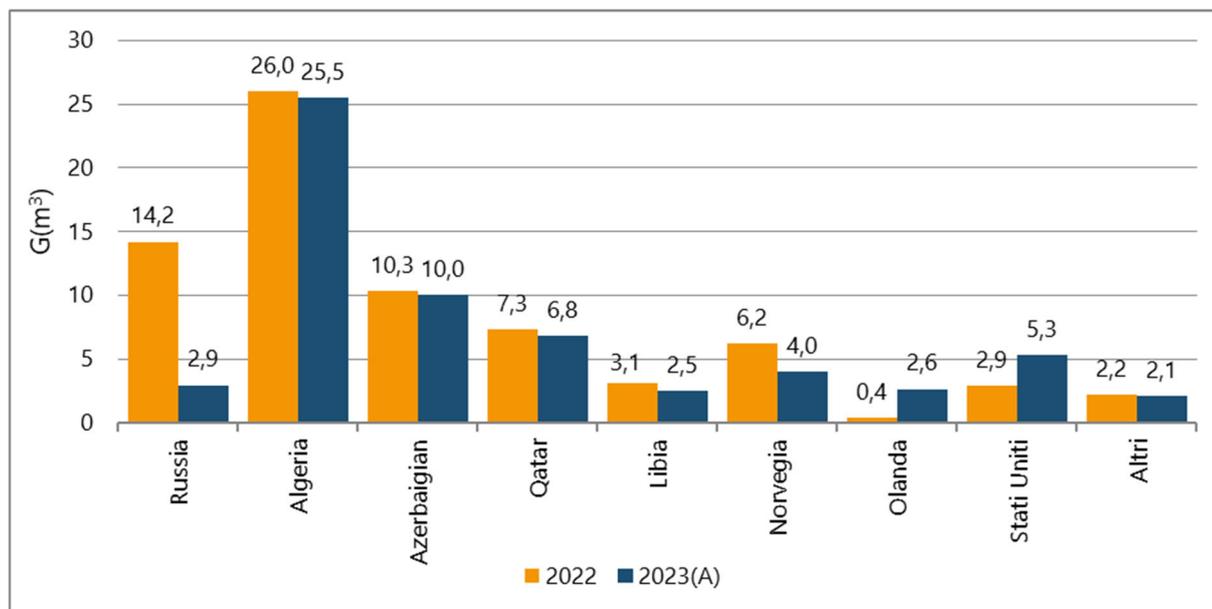
A seguito delle sanzioni imposte dall'Unione europea sulle esportazioni russe in risposta alla guerra nei confronti dell'Ucraina, iniziata il 24 febbraio 2022, le importazioni di gas dalla Russia si sono quasi azzerate nell'arco di questi due anni: dai 29,2 G(m<sup>3</sup>) del 2021, infatti, nel 2023 si sono ridotte a 2,9 G(m<sup>3</sup>). La quota di gas russo nella copertura del fabbisogno nazionale è passata dal 40% del 2021 al 4,7% nel 2023. La sostituzione del gas russo è avvenuta in parte aumentando i quantitativi di gas che giungono in Italia via tubo dagli altri paesi con cui l'Italia è collegata (principalmente quelli dall'Algeria e dall'Azerbaijan), e in parte accrescendo la quota di gas naturale liquido che arriva in Italia attraverso le navi metaniere. Le importazioni di GNL, infatti, sono aumentate quasi del 70% in due anni.

Più in dettaglio, la provenienza dei 61,2 G(m<sup>3</sup>) di gas importato nel 2023 vede diversi paesi<sup>186</sup> con quantitativi importanti: 25,5 dall'Algeria – un fornitore storico dell'Italia –, 10 dall'Azerbaijan, 6,8 dal Qatar, 5,3 dagli Stati Uniti, 6,6 da Norvegia e Olanda, 2,5 dalla Libia e i restanti 2 da altri paesi (Figura 4.5). Guardando ai volumi di importazione complessivi (via tubo e via nave), quindi, le quote di provenienza del gas nel 2023 sono molto cambiate rispetto a quelle del 2021: come detto, il peso della Russia è sceso in soli due anni al 4,7% (era al 40%), mentre la quota dell'Algeria è salita dal 30,8% al 41,2%. Al terzo posto per importanza si trova l'Azerbaijan con una quota del 16,2% (era al

<sup>186</sup> Le importazioni sono suddivise per paese di provenienza fisica del gas e non contrattuale.

9,9%). Dal Qatar è arrivato l'11% del gas complessivamente importato in Italia (era 9,9%) e l'incidenza della Norvegia è risalita al 6,5%, dal 2,7% del 2021. Un altro degli aumenti più rilevanti riguarda gli Stati Uniti, la cui incidenza era solo dell'1,5% nel periodo precedente alla guerra e nel 2023 è stato pari all'8,6%. La quota della Libia, invece, è rimasta sempre pressoché costante a poco più del 4%. Nell'arco dei due anni confrontati, la quota del GNL sul totale del gas importato in Italia è raddoppiata, passando dal 12,9% del 2021 al 26,9% del 2023.

**Figura 4.5 Importazioni lorde di gas secondo la provenienza**



(A) Dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori energetici dell'Autorità, nel 2023 sono stati importati in Italia circa 58 G(m<sup>3</sup>), 10 in meno rispetto al 2022<sup>187</sup>. Il calo risulta quindi superiore a quello valutabile nei dati del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica<sup>188</sup>. Il 6,6% del gas complessivamente approvvigionato all'estero, cioè 3,8 G(m<sup>3</sup>) circa, risulta acquistato presso le Borse europee. Nonostante il calo delle importazioni complessive, la quota di gas importato attraverso le Borse europee è rimasta sostanzialmente invariata rispetto al 2022. L'elenco dei primi venti importatori non presenta variazioni nelle prime tre posizioni. Come sempre, al primo posto nella classifica delle imprese importatrici si trova Eni che nel 2023 ha importato 18,7 G(m<sup>3</sup>), quasi 10 G(m<sup>3</sup>) in meno dell'anno precedente. In conseguenza del forte calo delle importazioni di Eni (-34,5%), la quota di mercato della società è scesa dal 41,9% al 32,3% (30,2% se calcolata sul valore di *import* di fonte ministeriale). Anche i volumi acquistati all'estero da Edison, seconda in classifica, sono scesi da 11,3 a 10 G(m<sup>3</sup>) (-11,8%); tuttavia, poiché la riduzione delle importazioni di Edison è risultata inferiore a quella registrata da Eni, la quota nel mercato dell'importazione di Edison è leggermente

<sup>187</sup> Dato sempre di fonte Indagine annuale sui settori energetici.

<sup>188</sup> 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. È probabile che alcuni quantitativi che nei dati ministeriali sono classificati come importazioni vengano considerati come "Acquisti alla frontiera italiana" nell'Indagine dell'Autorità, in considerazione delle operazioni di sdoganamento.

salita al 17,3% e la distanza da Eni si è ancora accorciata, rispetto a quella osservata nel 2022, di altri dieci punti percentuali. Sono leggermente aumentati, invece, i quantitativi della società Azerbaijan Gas Supply Company, che importa il gas azero che approda a Melendugno attraverso il TAP: con 8,1 G(m<sup>3</sup>) importati in corso d'anno (+349 milioni rispetto al 2022, +4,5%), ha consolidato la terza posizione con una quota in aumento (dal 6,2% all'8,1%). Insieme i primi tre importatori hanno approvvigionato 36,8 dei 57,7 G(m<sup>3</sup>) importati, cioè il 63,8% del gas approvvigionato all'estero. Tale quota è in riduzione rispetto al 2022 (era 70,1%) per via della discesa della quota di Eni, non compensata dall'incremento della quota di Edison e di Azerbaijan Gas Supply Company.

**Tavola 4.3 Sviluppo del mercato all'ingrosso gas**

Anno	Domanda Totale <sup>(A)</sup> G(m <sup>3</sup> )	Domanda di punta <sup>(B)</sup> M(m <sup>3</sup> )/g	Produzione G(m <sup>3</sup> )	Capacità di importazione via tubo M(m <sup>3</sup> )/g	N. gruppi con quota approvvigionamento > 5% <sup>(C)</sup>	N. gruppi con quota gas disponibile > 5% <sup>(D)</sup>	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	216,4	3	3	67,4%
2003	123,6	n.d.	13,9	224,9	3	3	63,8%
2004	127,3	386	12,9	237,9	3	3	62,4%
2005	138,3	421	12,0	260,1	3	3	66,7%
2006	134,3	443	11,0	251,1	3	3	66,5%
2007	136,1	429	9,7	271,1	3	3	63,8%
2008	151,5	410	9,3	276,5	3	3	57,1%
2009	147,2	436	8,0	289,8	3	4	49,2%
2010	173,5	459	8,3	296,2	3	5	42,3%
2011	178,9	401	8,4	296,2	3	3	42,1%
2012	178,3	464	8,6	298,6	3	3	40,5%
2013	180,8	360	7,7	298,6	3	3	42,7%
2014	210,9	330	7,1	298,6	3	3	51,4%
2015	244,5	340	6,8	293,8	3	3	50,6%
2016	267,4	384	5,8	296,4	3	3	46,3%
2017	285,7	425	5,5	294,0	3	3	44,4%
2018	287,5	396	5,4	293,8	4	4	47,2%
2019	329,4	394	4,9	293,8	3	3	46,8%
2020	386,4	366	4,0	291,4	4	4	42,1%
2021	361,6	391	3,2	297,8	5	5	39,1%
2022	281,3	377	3,1	298,4	5	5	39,1%
2023	265,7	333	2,7	294,8	5	5	38,0%

(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 gas prodotto e/o importato 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.

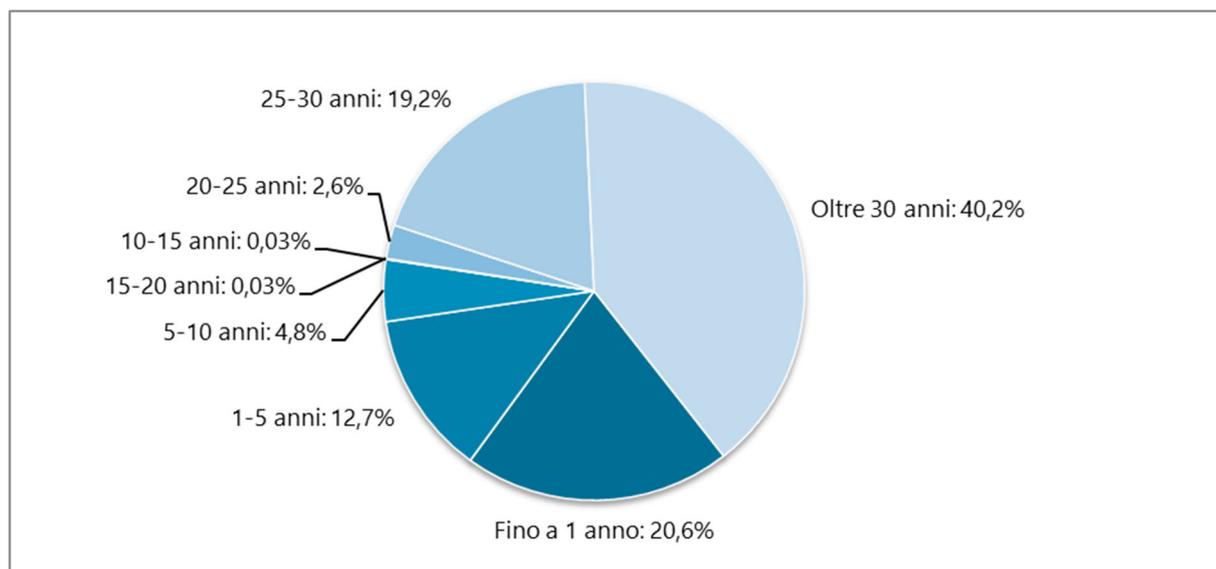
I gruppi<sup>189</sup> che possiedono ciascuno una quota superiore al 5% del gas complessivamente approvvigionato (cioè prodotto o importato) sono cinque: Eni, Edison, Azerbaijan Gas Supply

<sup>189</sup> 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.

Company Limited, Royal Dutch Shell ed Enel (gli stessi del 2022) (Tavola 4.3). Insieme hanno importato 45,7,1 dei 57,7 G(m<sup>3</sup>) del gas estero entrato nel mercato italiano. Considerando anche le quantità prodotte all'interno dei confini nazionali, i cinque gruppi incidono per il 79,2% di tutto il gas approvvigionato. I cinque 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), e che complessivamente coprono una quota dell'81,8% (di poco superiore a quella del gas approvvigionato).

La struttura dei contratti di importazione (annuali e pluriennali) attivi nel 2023 secondo la durata intera (Figura 4.6) si è sostanzialmente accorciata, come accade ormai da qualche anno. Infatti, sebbene la quota dei contratti di lungo periodo, cioè quelli la cui durata intera supera i 20 anni, è aumentata di un punto percentuale (dal 61,1% al 62%), l'incidenza delle importazioni a breve, quelle cioè con durata inferiore a cinque anni, è nettamente cresciuta, essendo salita al 33,2% dal 20,5% registrato nel 2022. Inoltre, l'incidenza dei contratti di media durata (5-20 anni) si è notevolmente ridotta (dal 18,4% al 4,8%), mentre quella delle importazioni *spot*<sup>190</sup>, quelle cioè con durata inferiore all'anno, è lievemente cresciuta di circa due punti percentuali, portandosi a poco meno del 21%. Importante è però sottolineare che le *annual contract quantity* sottostanti alle quote espresse nella figura, sono aumentate: nel 2022, infatti, i volumi contrattati erano complessivamente pari a 85,8 G(m<sup>3</sup>), mentre nel 2023 sono saliti a 87,2 G(m<sup>3</sup>).

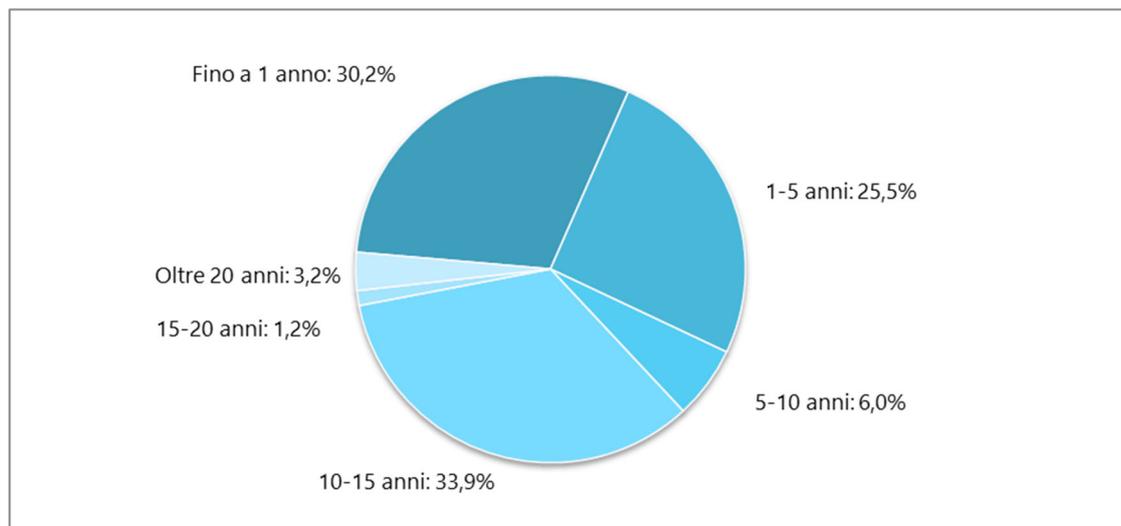
**Figura 4.6 Struttura dei contratti d'importazione attivi nel 2023, secondo la durata intera**



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in essere al 2023 (Figura 4.7) mostrano che il 55,7% dei contratti scadrà entro i prossimi cinque anni (la stessa quota era al 32,4% nel 2022) e il 61,7% giungerà al termine entro i prossimi dieci anni. Il 4,4% dei contratti oggi in vigore possiede una vita residua superiore a 15 anni. Tale quota è fortemente diminuita (era al 39% nel 2021 e al 15% nel 2022) e riguarda un quantitativo complessivo ormai molto basso, pari a 3,8 G(m<sup>3</sup>).

<sup>190</sup> 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.

**Figura 4.7 Struttura dei contratti d'importazione attivi nel 2023, secondo la durata residua**

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2023 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 nuovamente diminuita (-5,5%), essendo scesa a 265,7 dai 281,3 G(m<sup>3</sup>) toccati nel 2022 (Tavola 4.3). Ciò a causa della notevole riduzione sia del gas autoconsumato sia di quello commercializzato nel mercato totale della vendita (mercato all'ingrosso e mercato al dettaglio).

Il mercato all'ingrosso, infatti, ha movimentato 210,7 G(m<sup>3</sup>), in diminuzione del 2,6% rispetto al 2022, mentre nel mercato al dettaglio sono stati venduti 42,8 G(m<sup>3</sup>), cioè l'1,6% in meno rispetto al 2022, mentre gli autoconsumi sono ammontati a 12,1 G(m<sup>3</sup>), anche questi ultimi in netta discesa (-13,8%).

I gruppi industriali che nel 2023 risultano servire una quota della domanda totale superiore al 5% sono 5 come nel 2022. Più precisamente i gruppi industriali e le rispettive quote, indicate tra parentesi, sono: Eni (14,8%), Engie (14,7%), Royal Dutch Shell (8,5%), Edison (7,5%) ed Enel (6,2%). I primi tre gruppi coprono insieme il 38% della domanda totale, una quota leggermente inferiore a quella dello scorso anno (39,1%).

#### 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 sui settori regolati* che l'Autorità realizza sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas, somministrando i questionari alle società accreditate nell'Anagrafica operatori che hanno dichiarato di svolgere nell'anno precedente (anche per un periodo limitato dell'anno) l'attività di vendita di gas all'ingrosso o al mercato finale.

Il numero di imprese che hanno dichiarato di svolgere la vendita di gas è risultato pari a 898. Hanno risposto all'*Indagine annuale* 702 imprese (78%): di queste, 71 hanno dichiarato di essere collegate societariamente a un'impresa di distribuzione di gas naturale e 13 a un'impresa di trasporto.

Delle 702 società che hanno partecipato all'indagine, 68 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Tra le rimanenti 634 attive, 153 hanno venduto gas unicamente al mercato all'ingrosso e sono state classificate come **grossisti puri**, 331 hanno venduto gas soltanto a clienti finali e sono state classificate come **venditori puri**. Le rimanenti 150, che hanno operato sia sul

mercato all'ingrosso sia sul mercato finale, sono state classificate come **operatori misti**.

**Tavola 4.4 Vendite e prezzi nel mercato all'ingrosso nel 2023**

Operatori	Numero	Vendite M(m <sup>3</sup> )	Prezzo c€/m <sup>3</sup>
Grossisti puri	153	134.857	59,09
Operatori misti	150	75.860	59,43
<b>TOTALE INGROSSO</b>	<b>303</b>	<b>210.717</b>	<b>59,21</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il mercato all'ingrosso è stato fornito per il 64% da grossisti puri e per il restante 36% da operatori misti. Nel 2023 il numero di imprese che ha operato nel mercato all'ingrosso è cresciuto di 46 unità (303 contro le 257 del 2022, ma è importante sottolineare che il conteggio degli operatori – che è basato sulle imprese che rispondono all'Indagine annuale – è il fenomeno che più risente del diverso tasso di rispondenza all'Indagine da un anno all'altro) mentre il volume di gas che hanno venduto nel mercato all'ingrosso si è ridotto di 5,6 G(m<sup>3</sup>), con il risultato che il volume medio unitario di vendita è calato del 17%, da 842 a 695 M(m<sup>3</sup>). È il terzo anno consecutivo che questo mercato si riduce, dopo i cali già rilevanti osservati nel 2021 e nel 2022.

Nel segmento della vendita all'ingrosso di gas naturale, la presenza di imprese di diritto non italiano riguarda il 61% delle società presenti.

Nel corso dell'anno 30 imprese hanno avviato l'attività di vendita all'ingrosso di gas naturale e 4 imprese l'hanno cessata; 6 aziende sono state incorporate e 2 hanno cambiato gruppo societario.

Nel 2023 il livello di concentrazione di tale mercato è rimasto sostanzialmente invariato: la quota delle prime tre società (Engie Global Markets, Shell Energy Europe ed Eni), infatti, è risultata del 26,1% contro il 25,3%, calcolato nel 2022. La quota cumulata delle prime cinque imprese (le tre già citate più Engie Italia ed Eni Global Energy Markets) è passata dal 37,5% al 37,3%. Anche l'indice HHI calcolato sul solo mercato all'ingrosso è passato da 450 a 448.

Nel 2023 il prezzo mediamente praticato nel mercato all'ingrosso è risultato pari a 59,21 c€/m<sup>3</sup>, in forte ribasso (-40%) rispetto ai 98,78 c€/m<sup>3</sup> richiesti nel 2022 per le note vicende che si sono scatenate sui prezzi internazionali del gas. La discesa dei prezzi è coerente con un valore delle quotazioni al PSV che in media d'anno è risultato in netto calo rispetto al 2022 (-66%), sebbene nel corso dell'anno la discesa dei prezzi sul mercato *spot* sia rimasta costante solo nella prima parte dell'anno, per poi ricominciare a crescere. Il prezzo praticato dagli operatori misti è risultato pari a 59,43 c€/m<sup>3</sup>, ovvero 0,34 centesimi di euro superiore a quello praticato dai grossisti puri (pari a 59,09 c€/m<sup>3</sup>).

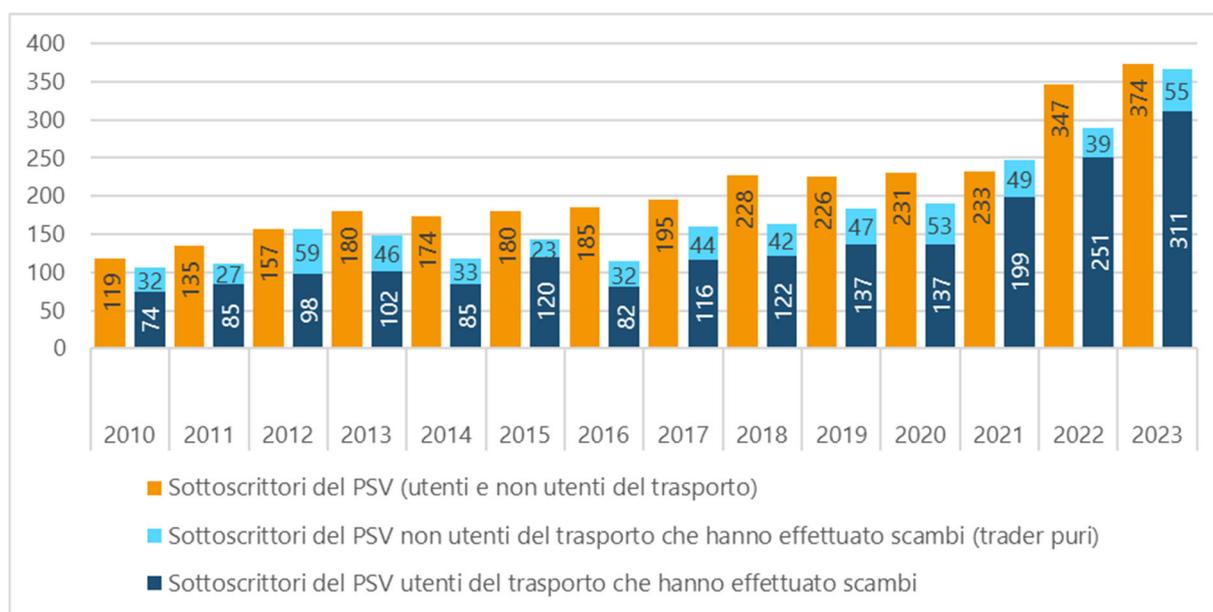
### Punto di scambio virtuale

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 (*over-the-counter* o *OTC*), 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 terze<sup>191</sup>, 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 approvate dall'Autorità<sup>192</sup>.

Nel 2023, 311 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV. Soltanto 55 di questi erano *trader*, in quanto non utenti del sistema di trasporto. Il numero dei sottoscrittori del PSV è nuovamente cresciuto rispetto all'anno precedente, essendosi attestato a 374 unità contro le 247 del 2022 (+8%). Il numero dei sottoscrittori che hanno effettuato scambi è aumentato in misura significativa (+24%), essendo passato da 251 soggetti a 311. Ancora di più è cresciuto il numero dei *trader* puri, che è passato da 39 a 55, registrando quindi un aumento del 41%.

**Figura 4.8 Sottoscrittori del PSV dal 2010**



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La Figura 4.9 mostra lo sviluppo degli scambi registrati al PSV. Nel grafico sono state raggruppate sotto la dicitura "PSV" le riconsegne derivanti dalle cessioni OTC giornaliera, OTC multigiornaliera e forzosa GNL, mentre nella voce "PSV-Mercati" sono raggruppati gli scambi registrati al PSV derivanti da contrattazioni sui mercati centralizzati e quelli gestiti come *clearing house*.

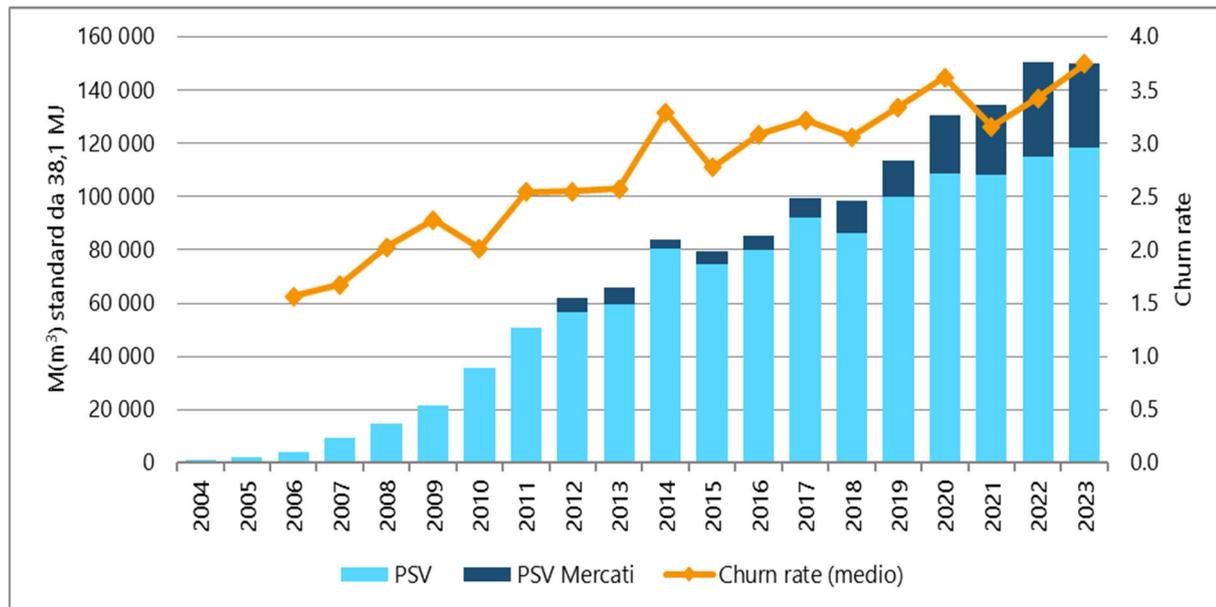
Nel 2023 i volumi OTC sono cresciuti del 2,9%, da 110,1 a 114 G(m<sup>3</sup>). I volumi con consegna forzosa al PSV sono saliti da 4,1 a 4,5 G(m<sup>3</sup>) (+8,2%). Pertanto, il complesso delle riconsegne al PSV è aumentato del 3,1% rispetto al 2022, essendo passato da 115 a 118,6 G(m<sup>3</sup>). Diversamente dagli anni scorsi, invece, i volumi derivanti dagli scambi nei mercati hanno registrato una riduzione del 10,8%. I volumi scambiati in borsa sono infatti scesi a 31,6 G(m<sup>3</sup>) dai 35,5 dell'anno precedente; ciò a causa

<sup>191</sup> 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.

<sup>192</sup> Con la delibera 16 marzo 2017, 147/2017/R/gas.

di una contrazione nei volumi gestiti nei mercati centralizzati (-11,6%) a cui si è accompagnata una discreta diminuzione anche del gas scambiato come *clearing house* (-4,2%). Ciò nonostante, il numero medio delle transazioni giornaliere è leggermente aumentato rispetto al 2022 (+6%), da circa 12.600 a circa 13.400, e questo grazie unicamente a quelle avvenute nei mercati (+24%), mentre il numero medio giornaliero di quelle effettuate OTC è lievemente sceso (-2,8%).

**Figura 4.9 Volumi delle transazioni al PSV e *churn rate***



Fonte: Elaborazione ARERA su dati di Snam Rete Gas.

In buona sostanza, nel 2023 si sono realizzati più scambi, ma ciascuno di essi ha riguardato volumi di gas di minore dimensione rispetto al 2022. Questo spiega in parte anche l'incremento da 3,4 a 3,8 del *churn rate*, l'indicatore sintetico che misura il numero medio di volte in cui 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, nel 2015 ha evidenziato un netto calo per poi stabilizzarsi, negli anni dal 2016 al 2018, intorno a 3,1. Nel 2019 l'incremento delle attività ne ha portato il valore a 3,3 e la crescita è stata ancora più significativa nel 2020, quando ha raggiunto il valore di 3,6. Tornato al 3,2 nel 2021, negli ultimi due anni ha invece consolidato un *trend* di crescita.

## Borsa del gas

La creazione di una Borsa del gas in Italia ha preso avvio nel 2007 quando è stato stabilito l'obbligo per gli importatori di offrire una quota del gas importato presso il mercato regolamentato delle capacità, nonché l'obbligo di cedere le aliquote di gas prodotto in Italia dovute allo Stato (c.d. *royalties*) per i titolari di concessioni di coltivazione di gas naturale. Con il decreto del Ministero della transizione ecologica 18 marzo 2010, è avvenuta l'effettiva creazione del primo nucleo della Borsa, 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, con il GME nel 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;
- MI-GAS (Mercato infragiornaliero del gas), nel quale avviene la contrattazione di gas relativa al giorno-gas stesso. La modalità di negoziazione è continua.

Nel settembre 2013 è stato 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.

A seguito dell'approvazione del regolamento europeo del bilanciamento, 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*, MGP-GAS e MI-GAS, 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 questo contesto, l'operatore di sistema Snam Rete Gas fornisce agli utenti le informazioni in tempo reale sullo stato della rete affinché siano gli utenti a bilanciare in modo efficiente il sistema, limitando, viceversa, le sue azioni di acquisto e vendita sul mercato a quanto strettamente necessario a fornire "segnali di prezzo". Oltre agli esistenti MGP-GAS e MI-GAS, il 1° ottobre 2016 sono stati attivati i seguenti mercati di prodotti *spot* utili ai fini di bilanciamento:

- il Mercato del gas in stoccaggio (MGS) che 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) che si svolge secondo le modalità della negoziazione ad asta e unicamente su richiesta di Snam Rete Gas. Su tale mercato, Snam Rete Gas approvvigiona dagli utenti abilitati 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.

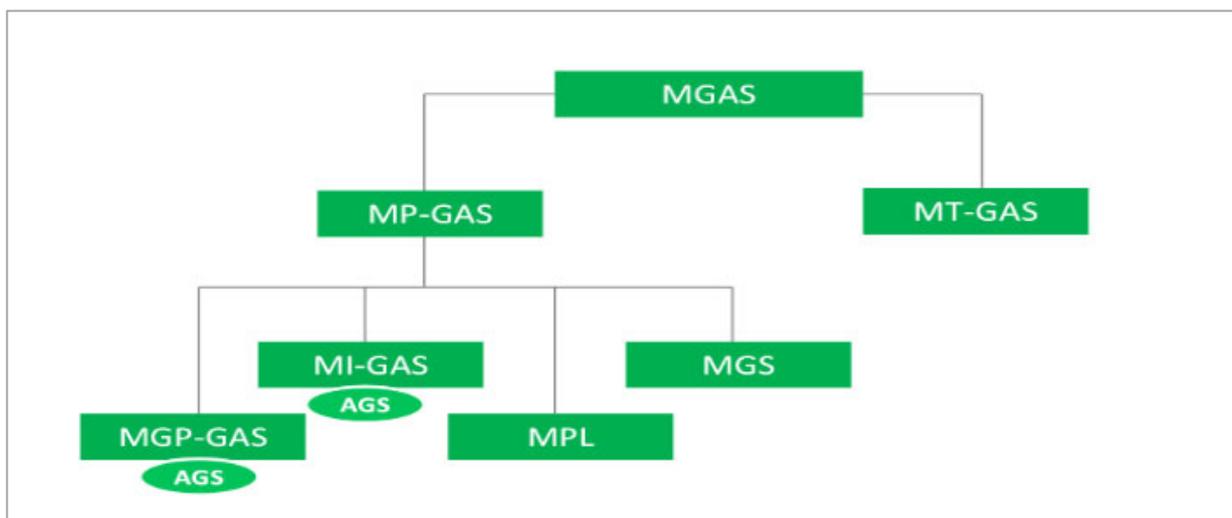
Le negoziazioni di entrambi i comparti, organizzate in via transitoria nell'ambito della Piattaforma per il bilanciamento (PB-GAS), a partire da aprile 2017 rientrano nell'organizzazione del Mercato del gas (M-GAS). Dal 2015 gli operatori possono inoltre estendere la registrazione al PSV per le transazioni concluse presso Borse gestite da soggetti diversi dal GME. 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.

Il GME, in linea con gli orientamenti espressi dall'Autorità e a valle di una consultazione dei propri operatori, ha introdotto, tra gennaio e febbraio 2018, alcune misure per favorire lo sviluppo della liquidità dei mercati del gas naturale che gestisce 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 0,01 euro/MWh per ciascun MWh negoziato sull'MGP-GAS per il prodotto giornaliero G+1. Nel 2018 è stata disposta anche l'integrazione dei mercati gestiti dal GME nell'ambito della piattaforma Trayport, dove erano già presenti i principali mercati esteri, una misura che consente agli utenti di ottimizzare le attività di *trading* attraverso l'operatività contemporanea su più mercati da una singola piattaforma di negoziazione.

Sempre 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, alla fine del 2019 il Ministero della transizione ecologica ha introdotto il prodotto *weekend* nel mercato MGP-GAS, che è negoziabile dal 1° gennaio 2020. Dal 1° gennaio 2020 è stato, infine, attivato un nuovo comparto dell'M-GAS funzionale all'approvvigionamento da parte del Responsabile del bilanciamento (RdB) delle risorse necessarie al funzionamento del sistema<sup>193</sup>. Questo comparto, denominato AGS, è articolato in due 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 e nel giorno G, senza sospensione del mercato a contrattazione continua durante lo svolgimento dell'asta. La partecipazione alle aste è aperta a tutti gli operatori ammessi a operare su M-GAS con offerte di segno opposto a quelle dell'RdB.

**Figura 4.10 Mercato del gas**



Fonte: GME.

A partire dal 20 luglio 2023, il GME ha introdotto l'*Italian Gas Index* (IGI), un indice di prezzo basato sui prezzi delle transazioni concluse nel Mercato del gas naturale (MGAS), quindi per prodotti "*title transfer*" con nomina automatica al PSV. Si tratta, in sostanza, di un indice elaborato ogni giorno sulla base delle contrattazioni avvenute nell'MGAS con l'obiettivo di fungere da riferimento per la definizione dei contratti, essendo costruito in modo trasparente, accessibile e affidabile.

In particolare, l'indice è calcolato per ciascun giorno gas (di consegna) come media aritmetica dei prezzi di tutte le negoziazioni concluse:

<sup>193</sup> Il cui assetto è stato definito con la delibera 5 novembre 2019, 451/2019/R/gas.

- nel comparto MGP-GAS in negoziazione continua;
- nella fascia oraria 17:15-17:30;
- nel giorno lavorativo precedente alla data di consegna (per il prodotto giornaliero), oppure nel venerdì (per il prodotto *week-end*);
- con prezzo compreso nell'intorno ( $\pm 30\%$ ) della media aritmetica dei prezzi registrati dalle precedenti cinque transazioni.

## Prezzi e Volumi

Nell'ambito dei mercati gas gestiti dal GME nel corso del 2023 sono stati negoziati volumi complessivi per 155 TWh, in netta diminuzione rispetto al 2022 (-13%) (Tavola 4.5).

La liquidità nel Mercato del giorno prima è rimasta elevata (69%; -3% rispetto al 2022) pur in presenza di un calo dei volumi negoziati (106,5 TWh; -16,3% sul 2022). La quota maggiore di questi ultimi (74%; in aumento del 14% rispetto al 2022) è stata contrattata in negoziazione continua (78,5 TWh; +3,6%). L'andamento mensile ha evidenziato, inoltre, livelli più alti nei primi mesi dell'anno. Il comparto AGS dell'MGP ha registrato scambi per un totale di 27,9 TWh, in forte calo rispetto al 2022 (-45,6%).

**Tavola 4.5 Volumi annuali per ciascuno dei mercati gas gestiti dal GME (GWh)**

MERCATI	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>P-GAS</b>							
Aliquote	1.947.397	2.426.485	444.292	-	2.216.982	2.031.021	629.548
<b>M-GAS</b>							
MGP-GAS	3.283.121	13.048.604	24.794.256	55.782.408	79.292.760	127.159.680	106.451.328
MGP-Continuativa	3.283.121	13.048.604	24.676.608	30.043.296	45.593.472	75.780.648	78.522.624
MGP-AGS	-	-	117.648	25.739.112	33.699.288	51.379.032	27.928.704
MI	23.825.785	27.815.964	41.052.864	51.064.320	45.932.952	43.126.512	44.544.312
MI-Continuativa	23.825.785	27.815.964	41.052.864	46.701.360	44.325.192	40.528.008	44.385.336
MI-AGS	-	-	-	4.362.960	1.607.760	2.598.504	158.976
MGS	16.632.693	13.502.340	13.365.494	6.449.968	5.084.077	5.133.885	3.274.177
MPL	-	-	-	-	-	-	-
MT-GAS	172.652	790.080	3.192.048	478.272	22.320	-	-
<b>TOTALE</b>	<b>45.688.997</b>	<b>56.793.393</b>	<b>79.656.906</b>	<b>113.296.696</b>	<b>132.526.771</b>	<b>177.451.098</b>	<b>154.899.365</b>

Fonte: GME.

È aumentata moderatamente la quota di volumi negoziati nel Mercato infragiornaliero (29%; nel 2022 era del 24%) per un totale di 44,5 TWh, in crescita del 3,3% rispetto al 2022; gli scambi in negoziazione continua (44,4 TWh; +9,5%) hanno continuato a essere preponderanti mentre, nel comparto AGS, i volumi sono ancora più marginali dell'anno precedente (0,2 TWh; -93,9%).

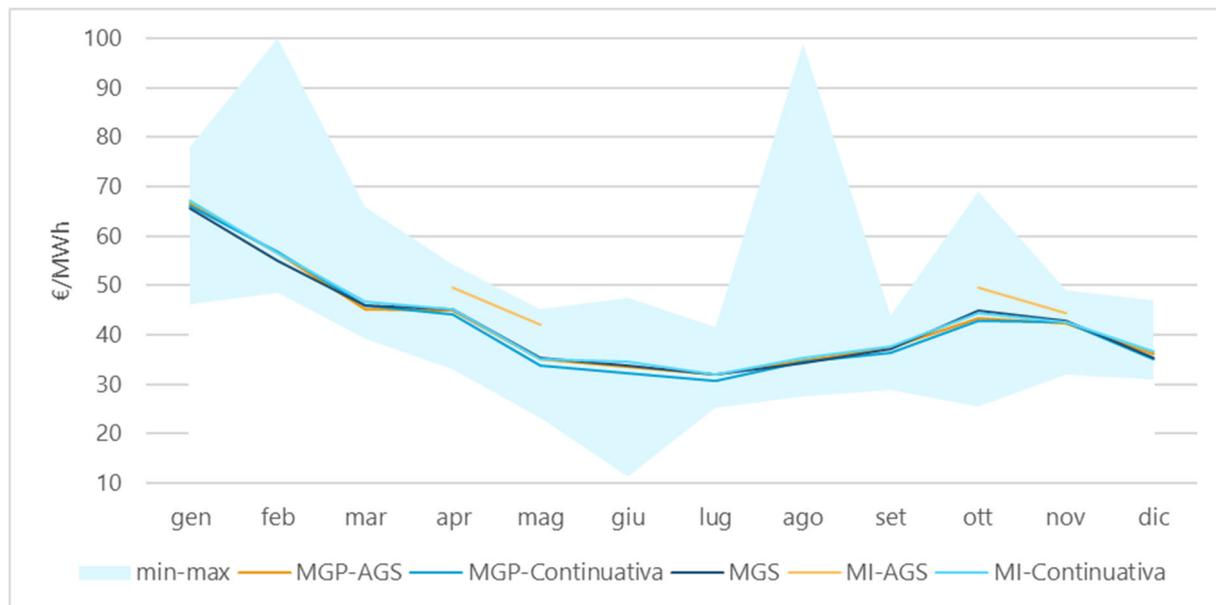
Nel 2023 sono risultate in calo anche le negoziazioni nel Mercato del gas in stoccaggio (MGS), con scambi pari a 3,3 TWh (-36,2%), mentre – come in passato – Snam non ha attivato alcuna sessione nel Mercato dei prodotti *locational*.

Anche relativamente ai prodotti negoziati a termine nell'MT-GAS non si sono osservate negoziazioni,

mentre le allocazioni relative al comparto "Royalties" della P-GAS sono risultate pari a 0,6 TWh.

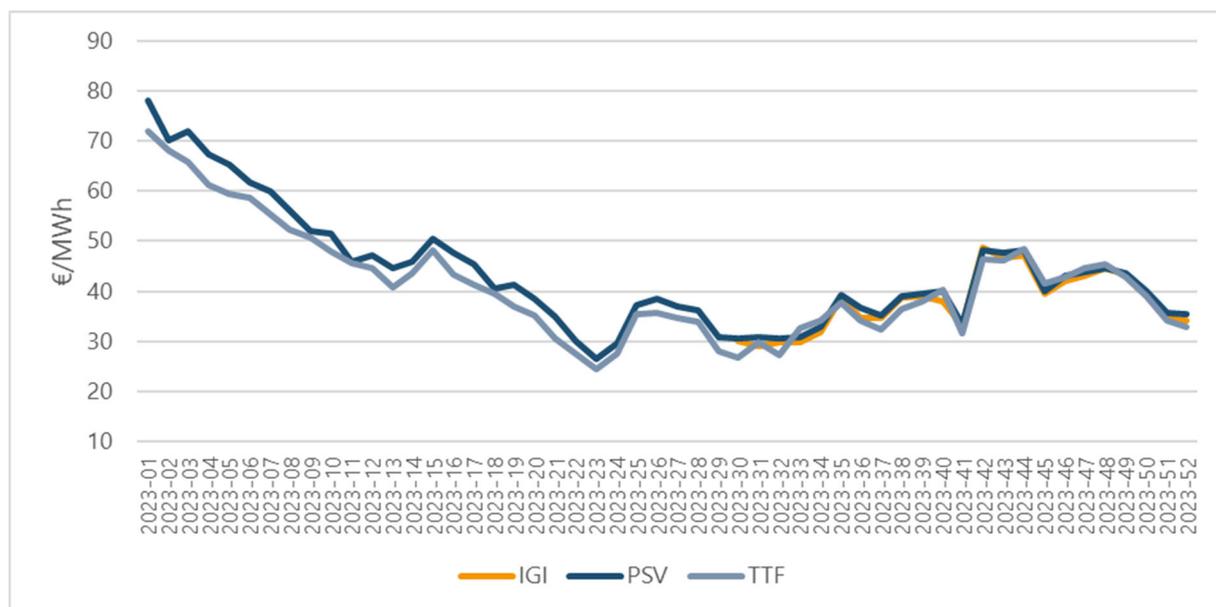
Si sono osservati infine 42 slot allocati sulla Piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR), per un totale di 5,5 M(m<sup>3</sup>) liquefatti.

**Figura 4.11 Prezzi nei mercati dell'M-GAS e valori minimi e massimi**



Fonte: GME.

**Figura 4.12 Confronto tra i prezzi del TTF, PSV e indice IGI (medie aritmetiche settimanali)**



Fonte: ARERA, elaborazione su dati GME (IGI) e Refinitiv (PSV e TTF).

Relativamente ai prezzi registrati sulle diverse piattaforme di negoziazione, si possono approssimare tutti a una media annuale di circa 42 €/MWh (Figura 4.11), in linea con la quotazione media annua del prezzo delle transazioni *over the counter* al PSV (43,05 €/MWh; -65%). In particolare, i prezzi medi dei due comparti in contrattazione continua dell'M-GAS, rispettivamente 41,87 €/MWh per MGP e 42,72 €/MWh per MI, hanno mostrato un andamento infra-annuale che riflette quello del prezzo al

PSV.

L'indice di prezzo IGI elaborato dal GME (Figura 4.12) si è attestato mediamente intorno ai 38 €/MWh a partire dalla trentesima settimana fino alla fine del 2023, in linea con il prezzo registrato al PSV e al TTF.

#### **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 fine del 2018 l'Autorità ha adottato<sup>194</sup> il Testo Integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale (TIMMIG) al fine di rafforzare la propria funzione di monitoraggio nel settore<sup>195</sup>.

Il TIMMIG ha incaricato il GME del monitoraggio della dimensione concorrenziale e l'impresa maggiore di trasporto, Snam Rete Gas 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. Lo schema della Convenzione, nonché i successivi aggiornamenti, sono approvati dall'Autorità, sulla base di una proposta di SRG e del GME.

A seguito della crisi russo-ucraina e del conseguente abnorme aumento dei prezzi del gas, con il decreto legge 21 marzo 2022, n. 21, il Governo ha stabilito, all'art. 7, comma 5, che, per finalità di monitoraggio, i titolari dei contratti di approvvigionamento di volumi di gas per il mercato italiano sono tenuti a trasmettere, la prima volta entro quindici giorni dalla data di entrata in vigore del decreto, al Ministero della transizione ecologica (ora Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica) e all'Autorità i medesimi contratti e i nuovi contratti che verranno sottoscritti, nonché le modifiche degli stessi, sempre entro il termine di quindici giorni. Le informazioni trasmesse devono essere trattate nel rispetto delle esigenze di riservatezza dei dati commercialmente sensibili.

Nel marzo 2022, in attuazione del suddetto decreto legge, l'Autorità<sup>196</sup> ha definito le modalità per la trasmissione dei contratti di approvvigionamento di volumi di gas per il mercato italiano. In particolare, i titolari dei contratti di approvvigionamento di volumi di gas per il mercato italiano sono tenuti a effettuare la trasmissione integrale dei contratti di approvvigionamento di durata almeno annuale e i relativi dettagli (specificamente definiti dall'Autorità per quelli più rappresentativi tra loro). Per contratti di approvvigionamento di durata inferiore all'anno è richiesta, invece, la trasmissione delle sole informazioni rilevanti (per esempio, volumi immessi nel sistema nazionale del gas naturale e i relativi prezzi).

Come ogni anno, in linea con le disposizioni, sono stati approvati i costi a consuntivo sostenuti dall'impresa maggiore di trasporto nel 2022 per l'attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale<sup>197</sup>, nonché il Piano di attività e il corrispondente preventivo dei costi trasmessi

---

<sup>194</sup> Con la delibera 5 dicembre 2018, 631/2018/R/gas.

<sup>195</sup> Per maggiori dettagli sulla struttura, le finalità e le disposizioni del TIMMIG si rimanda all'*Annual Report* 2019.

<sup>196</sup> Con la delibera 30 marzo 2022, 143/2022/R/gas.

<sup>197</sup> Con la delibera 16 maggio 2023, 211/2023/R/gas.

dall'impresa maggiore di trasporto in relazione all'attività di monitoraggio del mercato del gas all'ingrosso per l'anno 2024<sup>198</sup>.

#### 4.2.2 Mercato al dettaglio

Dai risultati provvisori dell'Indagine annuale, sui quali tradizionalmente sono basati i commenti di queste pagine, è emerso che nel 2023 sono stati venduti nel mercato al dettaglio poco meno di 43 G(m<sup>3</sup>), cui vanno aggiunti 630 M(m<sup>3</sup>) forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*<sup>199</sup>. Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali è risultato di 43,5 G(m<sup>3</sup>), con una riduzione di 8,1 G(m<sup>3</sup>) rispetto al 2022 (Tavola 4.6). Per avere un dato confrontabile con quello del consumo finale di gas pubblicato dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, e commentato nelle pagine precedenti, occorre tuttavia considerare i volumi relativi agli autoconsumi, 12,1 G(m<sup>3</sup>), che portano il valore dei consumi complessivi risultanti dall'Indagine annuale a 55,6 G(m<sup>3</sup>), cioè a un valore paragonabile ai 60,3 G(m<sup>3</sup>) 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 2023 è quindi diminuito del 15,3% rispetto a quello del 2022. A parte le forniture di ultima istanza e di *default*, i cui volumi si sono ridotti solo del 6,6%, nel 2023 i consumi si sono notevolmente ridotti, sia nel mercato, sia negli autoconsumi.

**Tavola 4.6 Consumi finali di gas naturale**

	VOLUMI M(m <sup>3</sup> )			PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)		
	2022	2023	VARIAZIONE	2022	2023	VARIAZIONE
Vendite al dettaglio	50.927	42.839	-15,9%	22.081	21.723	-1,6%
Forniture di ultima istanza e <i>default</i>	675	630	-6,6%	170	199	16,9%
<b>TOTALE MERCATO</b>	<b>51.602</b>	<b>43.470</b>	<b>-15,8%</b>	<b>22.251</b>	<b>21.922</b>	<b>-1,5%</b>
Autoconsumi	14.079	12.135	-13,8%	1,4	1,8	26,3%
<b>CONSUMI FINALI</b>	<b>65.681</b>	<b>55.605</b>	<b>-15,3%</b>	<b>22.083</b>	<b>21.725</b>	<b>-1,6%</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Dei 42,8 G(m<sup>3</sup>) di gas venduti nel mercato al dettaglio, 11,9 G(m<sup>3</sup>) sono stati ceduti da venditori puri, mentre i restanti 30,9 G(m<sup>3</sup>) sono stati intermediati da venditori che operano anche nel mercato all'ingrosso (Tavola 4.7).

Il prezzo mediamente praticato ai clienti del mercato *retail* dalle imprese di vendita che operano in tale mercato è risultato pari a 77,03 c€/m<sup>3</sup>, di circa 34 centesimi più basso (-30,7%) rispetto a quello del 2022. Al solito, tale prezzo è superiore a quello offerto al mercato finale dai grossisti, che è risultato pari a 70,82 c€/m<sup>3</sup>. La ragione del differenziale positivo, di circa 6,5 c€, risiede principalmente nel tipo di clientela servita e nelle sue 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

<sup>198</sup> Con la delibera 12 dicembre 2023, 587/2023/R/gas.

<sup>199</sup> 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.

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 e che, inoltre, è spesso allacciata direttamente alla rete di trasporto e, dunque, non paga il costo della distribuzione.

#### Tavola 4.7 Vendite e prezzi del gas nel mercato al dettaglio nel 2023

Operatori	Numero	Vendite M(m <sup>3</sup> )	Prezzo c€/m <sup>3</sup>
Venditori puri	331	11.933	93,06
Operatori misti	150	30.906	70,82
<b>TOTALE DETTAGLIO</b>	<b>481</b>	<b>42.839</b>	<b>77,03</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2023 il numero di venditori attivi nel mercato al dettaglio è diminuito, per la prima volta dall'inizio degli anni 2000, in misura consistente (-34 unità), portandosi a 481<sup>200</sup>. Poiché i volumi di gas venduto sono diminuiti del 15,9%, e il numero dei venditori è sceso in misura minore (-6,6%), il volume medio unitario di vendita è diminuito quasi del 10%, passando da 99 a 89 M(m<sup>3</sup>) e raggiungendo un nuovo minimo storico (nel 2010 il venduto medio era pari a 237 M(m<sup>3</sup>), quasi il triplo di quello attuale). Il 5,4% delle imprese attive nel mercato finale, cioè 26 su 481, ha venduto nel 2023 oltre 300 M(m<sup>3</sup>); complessivamente, tali società coprono l'84,1% di tutto il gas acquistato nel mercato al dettaglio.

Anche nel 2023 sono state comunicate attraverso l'Anagrafica operatori dell'Autorità numerose operazioni societarie: 29 imprese hanno avviato l'attività di vendita a clienti finali, mentre 18 l'hanno cessata; 1 impresa si è estinta; 4 imprese hanno acquisito o ceduto l'attività di vendita (anche parzialmente); 7 imprese sono state incorporate; 7 imprese hanno cambiato gruppo societario.

Il 27,4% (vale a dire 132 imprese) dei 481 venditori attivi che hanno risposto all'Indagine annuale serve clienti in gran parte del territorio nazionale cioè in almeno 17 regioni italiane; il 52,8% (254 imprese) ha venduto gas in un numero di regioni compreso tra 6 e 16; le restanti 95 imprese (il 19,5%) hanno operato in un numero di regioni compreso tra 1 e 5. La quota di imprese che opera su tutto o su un'ampia parte del territorio nazionale è rimasta stabile rispetto al 2022 (80%). La composizione societaria del capitale sociale dei venditori di gas, limitando l'analisi alle partecipazioni dirette, mostra una scarsa presenza straniera: solo 29 società (sulle 478 che hanno fornito questi dati) hanno un socio di maggioranza non italiano. I partecipanti stranieri diretti risultano per lo più società del Regno Unito, cinesi, spagnole e svizzere, ma sono presenti anche società di altre 11 nazionalità.

Come già accennato, al netto delle forniture di ultima istanza e di *default*, nel 2023 sono stati venduti poco meno di 55 G(m<sup>3</sup>) – di cui 12 destinati all'autoconsumo e quasi 43 alla vendita – a 21,7 milioni di clienti (punti di riconsegna) (Tavola 4.8). Complessivamente, rispetto al 2022 le vendite di gas sono diminuite del 15,4%. Gli autoconsumi, che perlopiù afferiscono al settore industriale e a quello della generazione elettrica, hanno registrato una riduzione del 13,8%, i quantitativi di gas venduti nel mercato libero, pari a 39,6 G(m<sup>3</sup>), hanno evidenziato un calo del 14,7%, mentre le vendite del mercato tutelato, pari a 3,2 G(m<sup>3</sup>), sono scese del 45%. 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 comparti. Questi sono leggermente diminuiti nel 2023, essendo risultati pari a 630 M(m<sup>3</sup>)

<sup>200</sup> Come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato all'ingrosso, infatti, quest'anno hanno risposto all'Indagine annuale 702 imprese sulle 898 che, nell'Anagrafica operatori dell'Autorità, risultavano svolgere l'attività di vendita di gas all'ingrosso o al dettaglio nel corso del 2023 (anche soltanto per un periodo limitato dell'anno). A parte le 68 imprese che hanno dichiarato di essere rimaste inattive, sulle restanti 634 ve ne sono 153 che hanno venduto gas esclusivamente nel mercato all'ingrosso. I soggetti che hanno operato nel mercato al dettaglio sono risultati, pertanto, 481, cioè 34 in meno del 2022.

contro i 675 M(m<sup>3</sup>) del 2022 (-6,6%). Se si considerano anche i servizi di *default* e di ultima istanza, il gas venduto nel mercato tutelato sale a circa 3,9 G(m<sup>3</sup>).

I consumi del settore domestico sono diminuiti dell'11,2% e quelli dei condomini del 15,6%. I consumi dei settori produttivi (industria e generazione termoelettrica) sono scesi da 42,2 a 34,8 G(m<sup>3</sup>), registrando quindi un calo del 17,5%. I consumi del terziario (commercio e servizi insieme con attività di servizio pubblico) sono diminuiti dell'11,3%, passando da 7,5 a 6,7 G(m<sup>3</sup>).

**Tavola 4.8 Mercato finale del gas naturale per settore di consumo**

SETTORE DI CONSUMO	2022				2023			
	SERVIZIO DI TUTELA	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE	SERVIZIO DI TUTELA	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE
<b>VOLUMI (M(m<sup>3</sup>))</b>								
Domestico	4.219	8.987	0	13.205	3.043	8.685	0	11.728
Condominio uso domestico	274	1.796	5	2.075	181	1.565	10	1.756
Commercio e servizi	-	6.935	18	6.953	-	6.101	17	6.118
Industria	-	15.662	783	16.445	-	14.246	745	14.991
Generazione elettrica	-	12.473	13.273	25.746	-	8.449	11.364	19.813
Attività di servizio pubblico	-	581	0	581	-	569	0,441	569
<b>TOTALE VOLUMI</b>	<b>4.493</b>	<b>46.434</b>	<b>14.079</b>	<b>65.006</b>	<b>3.224</b>	<b>39.615</b>	<b>12.135</b>	<b>54.974</b>
<b>PUNTI DI RICONSEGNA (migliaia)</b>								
Domestico	6.864	13.782	0	20.646	5.678	14.676	0,0	20.354
Condominio uso domestico	45	144	0	189	36	141	0,5	178
Commercio e servizi	-	1.031	1	1.032	-	992	1,1	993
Industria	-	173	0	173	-	151	0,1	151
Generazione elettrica	-	1	0	1	-	1	0,1	1
Attività di servizio pubblico	-	42	0	42	-	48	0,0	48
<b>TOTALE PUNTI DI RICONSEGNA</b>	<b>6.908</b>	<b>15.173</b>	<b>1</b>	<b>22.083</b>	<b>5.714</b>	<b>16.009</b>	<b>1,8</b>	<b>21.725</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Più in dettaglio, nel 2023 le vendite di gas:

- al settore domestico sono diminuite del 27,9% nel servizio di tutela e del 3,4% nel mercato libero;
- ai condomini sono diminuite del 34% nel servizio di tutela e del 12,8% nel mercato libero;
- al settore industriale sono passate da 15,7 a 14,2 G(m<sup>3</sup>) (-9%) e gli autoconsumi sono scesi di quasi 2 G(m<sup>3</sup>) (-4,8%), complessivamente, quindi, nel 2023 i consumi dell'industria sono scesi dell'8,8%;
- al settore termoelettrico sono diminuite del 32,3% (-4 G(m<sup>3</sup>)), ma anche gli autoconsumi hanno registrato un calo di 1,9 G(m<sup>3</sup>): tenendo conto di entrambe le voci, quindi, i consumi del settore sono risultati del 23% inferiori a quelli del 2022;
- al settore del commercio e servizi sono diminuite del 12% sia le vendite sia gli autoconsumi, per una riduzione complessiva di circa 840 M(m<sup>3</sup>);
- alle attività di servizio pubblico sono scese di 13 M(m<sup>3</sup>), quantificando la perdita nel 2,1%.

Il consumo medio per le famiglie è risultato pari 576 m<sup>3</sup>, quello dei condomini con uso domestico pari a 9.885 m<sup>3</sup>, 6.160 m<sup>3</sup> per il commercio, 99,4 migliaia di m<sup>3</sup> per l'industria, 15 M(m<sup>3</sup>) per la generazione elettrica e, infine, 11.871 m<sup>3</sup> per le attività di servizio pubblico. Nel mercato libero il consumo medio delle famiglie (592 m<sup>3</sup>) si è mantenuto leggermente più alto di quello riscontrato

nel mercato tutelato (536 m<sup>3</sup>), mentre nel caso dei condomini il consumo medio nel libero, pari a 11.088 m<sup>3</sup>, risulta più che doppio di quello che si riscontra nel servizio di tutela, pari a 5.033 m<sup>3</sup>.

La porzione di volumi acquistati in media sul mercato libero è del 72,1%, quella del mercato tutelato è del 5,9%, mentre il 22,1% è autoconsumata. Se si considerano le vendite in senso stretto e si escludono, quindi, gli autoconsumi, il 92,5% del gas risulta acquistato sul mercato libero e il restante 7,5% nel servizio di tutela. In termini di clienti, invece, il 26,3% si rivolge al mercato tutelato, mentre il 73,7% acquista nel mercato libero.

Considerando solo il **settore domestico**, si può osservare che la quota di volumi acquistati sul mercato libero nel 2023 ha raggiunto il 74,1% per le famiglie e l'89,6% per i condomini (entrambe le quote sono calcolate sul totale delle vendite in senso stretto, cioè al netto degli autoconsumi). Nel 2022 i valori erano, rispettivamente, del 68,1% e dell'86,7%. I volumi acquistati nel servizio a condizioni tutelate erano quindi in aumento per l'ultimo anno dell'esistenza di tale servizio. In termini di punti di prelievo, nel 2023 la quota delle famiglie che hanno acquistato il gas nel servizio di tutela è scesa al 27,9%; nel 2022 era pari al 33,2%.

**Tavola 4.9 Mercato finale del gas naturale nel 2023 per tipologia e dimensione dei clienti**

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m <sup>3</sup> )						TOTALE M(m <sup>3</sup> )
	<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	3.044	169	11	0,0	-	-	3.224
Domestico	3.006	36	0,2	0,0	-	-	3.043
Condominio uso domestico	38	133	10	-	-	-	181
MERCATO LIBERO	9.776	3.837	1.750	4.566	8.293	11.394	39.615
Domestico	8.533	139	12	2	0	-	8.685
Condominio uso domestico	113	1.166	246	41	0	-	1.565
Commercio e servizi	940	1.777	872	1.687	721	105	6.101
Industria	147	541	522	2.375	6.197	4.463	14.246
Generazione elettrica	1	2	10	310	1.324	6.802	8.449
Attività di servizio pubblico	43	211	89	151	50	25	569
<b>TOTALE</b>	<b>12.820</b>	<b>4.007</b>	<b>1.760</b>	<b>4.566</b>	<b>8.293</b>	<b>11.394</b>	<b>42.839</b>

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 4.9) mostra che in media la classe con consumo annuo fino a 5.000 m<sup>3</sup> acquista il 29,9% di tutto il gas venduto nel mercato *retail*, quella con consumo tra 5.000 e 50.000 m<sup>3</sup>/anno ne assorbe il 9,4%, la terza classe (50.000-200.000 m<sup>3</sup>/anno) il 4,1%, la quarta classe (200.000-2.000.000 m<sup>3</sup>/anno) il 10,7%, la penultima (da 2 a 20 milioni) il 19,4% e l'ultima (oltre 20 milioni) il 26,6%. Il 98,4% dei volumi venduti al settore domestico viene acquistato da famiglie con un consumo annuo che non supera i 5.000 m<sup>3</sup>: tale quota, infatti, è pari al 98,8% per le famiglie che acquistano nel tutelato e al 98,2% 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 m<sup>3</sup>: tale classe, infatti, assorbe il 73,4% dei volumi di gas acquistati dai condomini nel tutelato e il 74,5% di quelli acquistati nel libero. Il 58,8% 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 concentrati tra le classi intermedie: il 37,2% è effettuato dai clienti con consumi annui tra 5.000 e 50.000 m<sup>3</sup>, il 15,7% da quelli con consumi tra 50.000 e 200.000 m<sup>3</sup>, il 26,6% è assorbito dai clienti con consumi annui tra 200.000 e 2.000.000 m<sup>3</sup>, un altro 8,8% viene venduto ai clienti che consumano tra 2 e 20 M(m<sup>3</sup>)/anno.

### 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 da Acquirente unico. Sulla base dei dati forniti dagli operatori del trasporto e di quelli provenienti dal SII, la percentuale di *switching*, cioè del numero di clienti<sup>201</sup> che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2023, è risultata complessivamente pari al 15,2%, ovvero al 17,0% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio (Tavola 4.10). Rispetto al 2022 le percentuali sono in aumento per tutti i clienti: tenuto conto che la spinta alla ricerca di condizioni economiche più favorevoli è uno tra i più potenti motivi per il cambiamento di fornitore, parte dell'incremento dei tassi di *switching* è sicuramente da ascrivere all'andamento dei prezzi, i quali, dopo i pesanti effetti della crisi sui mercati internazionali, hanno assunto una tendenza alla diminuzione dalla fine del 2022, ma nell'arco del 2023 la volatilità nei mercati *spot* è rimasta elevata e la discesa si è sostanzialmente interrotta nella seconda parte dell'anno.

**Tavola 4.10 Tassi di *switching* dei clienti finali gas**

CLIENTI PER SETTORE	2022		2023	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	13,2%	15,5%	14,6%	20,9%
Condominio uso domestico	24,2%	15,0%	27,6%	41,1%
Attività di servizio pubblico	37,1 %	20,4%	37,1%	57,2%
Altri usi	19,9%	11,4%	21,2%	14,1%
<b>TOTALE</b>	<b>13,8%</b>	<b>12,5%</b>	<b>15,2%</b>	<b>17,0%</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Lo *switching* dei consumatori domestici nel 2023 si è ampliato di oltre un punto percentuale, mantenendo la già significativa vivacità raggiunta negli anni più recenti. Lo scorso anno risultano avere effettuato almeno un cambio di fornitore poco meno di 2,5 milioni di clienti, equivalenti a una quota del 14,6% (e corrispondente a una porzione di volumi del 20,9%). Molto più ampia e pari al 27,6% è stata la frazione di condomini con uso domestico che si è rivolta a un altro venditore, per volumi corrispondenti al 41,1% del relativo settore di consumo. L'incremento dei tassi di cambio della clientela domestica, in particolare, può essere in parte dovuto anche all'imminenza del superamento del servizio di tutela (che si è concluso con la fine dell'anno), e al conseguente incremento anche degli interventi mediatici su tale tematica. Il 37% (equivalenti al 57% 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

<sup>201</sup> 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.

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, possono aumentare di molto i volumi coinvolti nello *switching*. Infine, gli "altri usi" che hanno modificato il proprio fornitore sono stati complessivamente il 21,2% del totale in termini di clienti, nonché il 14,1% in termini di volumi (corrispondenti a circa 6,2 G(m<sup>3</sup>)).

### Le offerte disponibili e i contratti di vendita nel mercato libero del gas

Come già evidenziato nel Capitolo 3 (cfr. il paragrafo 3.2.2), anche quest'anno l'Indagine annuale sui settori energetici ha sottoposto ai venditori di energia elettrica e di gas naturale alcune domande tese a valutare la quantità di offerte che le imprese mettono a disposizione dei clienti che scelgono di rifornirsi nel mercato libero e, soprattutto, la distribuzione della loro clientela tra le diverse tipologie contrattuali che hanno effettivamente scelto<sup>202</sup>. Anche qui, come si è già detto nel Capitolo 3, si ribadisce che l'obiettivo delle domande sulla quantità e qualità delle offerte commerciali è teso a classificare le numerose offerte presenti sul mercato, seppure non completamente esaustive della realtà. Vale pertanto la consueta avvertenza di accogliere con cautela i risultati presentati in queste pagine.

La **media delle offerte commerciali** che ciascun venditore di gas risulta in grado di proporre ai propri potenziali clienti è pari a 17,1 per la clientela domestica, 7,7 per i condomini con uso domestico e 14,1 per la clientela non domestica, tutti numeri in crescita rispetto al 2022. A differenza del 2022, si osserva tuttavia che la clientela domestica è quella che gode di una maggiore possibilità di scelta rispetto alle altre due categorie di clientela. Il 22% dei venditori, tuttavia, propone ai clienti domestici una sola offerta, il 27% ne mette a disposizione fino a tre e il restante 51% dei venditori propone ai propri clienti un ventaglio di offerte che va da quattro in su.

Delle 17,1 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 13,8 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. L'interesse delle famiglie verso le offerte online nel 2023 è cresciuto, in quanto è risultato che il 13,4% dei clienti ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità (nel 2022 tale quota era pari al 10,1%). Se guardiamo ai condomini, invece, delle 7,7 offerte mediamente proposte a questa clientela, 3,1 sono sottoscrivibili attraverso la rete e, in base ai risultati raccolti, solo il 2% dei punti di riconsegna intestati a condomini risultano avere effettivamente sottoscritto il contratto online (questi numeri sono pressoché stabili rispetto al 2022). Nel caso dei clienti non domestici (altri usi), infine, delle 14,1 offerte mediamente rese loro disponibili, solo 4,9 sono sottoscrivibili online, cosa abbastanza logica, considerando che i clienti non domestici hanno esigenze spesso particolari e, quindi, poco standardizzabili nell'ambito di un'offerta proposta via web; tra questi clienti, tuttavia, il successo delle offerte online è maggiormente significativo, visto che il 20,2% dei clienti risulta avere sottoscritto un'offerta online.

Circa la **tipologia di prezzo** preferita (Tavola 4.11), è risultato che il 44% 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 il 56% ha scelto un contratto a prezzo

---

<sup>202</sup> I dati commentati nel paragrafo sulle tipologie di contratti scelte dai clienti includono anche le Offerte PLACET.

variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso<sup>203</sup>. Le percentuali cambiano nel caso dei condomini, tra i quali i contratti a prezzo variabile sono di gran lunga i più diffusi (86,8%), mentre il 13,2% ha scelto contratti a prezzo fisso. Anche tra i clienti non domestici quelli che preferiscono i contratti a prezzo variabile sono più numerosi (76,7%) di quelli che hanno sottoscritto un contratto a prezzo fisso (23,3%). La percentuale di clienti che hanno scelto un contratto a prezzo variabile è nettamente aumentata rispetto al 2022: le porzioni di clienti che risultavano avere acquistato un contratto a prezzo variabile nel 2022 erano pari al 67,3% per i domestici, 19,7% per i condomini e 37,2% per gli altri usi. Parte di questi incrementi è ascrivibile al fatto che, a seguito dell'incremento del livello e della volatilità dei prezzi all'ingrosso sperimentato nel 2022, molti venditori hanno preferito orientare la propria offerta su formule di prezzo variabile, riducendo il rischio delle più complesse previsioni e coperture necessarie per formulare un'offerta a prezzo fisso.

Guardando alla componente relativa al costo di approvvigionamento del prezzo di questi contratti, si osserva comunque che i contratti a prezzo fisso sono risultati meno convenienti per tutti i tipi di clienti; il differenziale con un contratto a prezzo variabile appare molto ampio per i clienti non domestici, mentre è relativamente più contenuto per i condomini e per i domestici.

**Tavola 4.11 Contratti per la fornitura di gas naturale nel mercato libero nel 2023 per tipo di prezzo e prezzo medio**

CONTRATTI	CLIENTI DOMESTICI		CONDOMINI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO <sup>(A)</sup> c€/m <sup>3</sup>	QUOTA	PREZZO <sup>(A)</sup> c€/m <sup>3</sup>	QUOTA	PREZZO <sup>(A)</sup> c€/m <sup>3</sup>
Contratti a prezzo fisso	44,0%	104,48	13,2%	83,46	23,3%	85,32
Contratti a prezzo variabile	56,0%	94,03	86,8%	75,32	76,7%	59,23
<b>TOTALE CLIENTI</b>	<b>100%</b>	<b>96,18</b>	<b>100%</b>	<b>81,50</b>	<b>100%</b>	<b>62,94</b>

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Per tutte le tipologie di clienti la **modalità di indicizzazione** dei prezzi più frequente nei contratti a prezzo variabile risulta quella legata all'andamento del prezzo del PSV, che tuttavia non risulta quella con condizioni economiche più vantaggiose. A seguire, la tipologia di prezzo variabile più scelta dai clienti domestici è risultata quella con indicizzazione all'andamento delle quotazioni del TTF, mentre per i condomini e i clienti non domestici è risultata quella con sconto su una delle componenti stabilite dall'Autorità per il servizio di tutela. Analizzando la componente relativa ai costi di approvvigionamento, si riscontra che il contratto più conveniente è quello con indicizzazione limitata che però è scelto da una percentuale di clienti irrisoria. Per tutte le categorie di clienti emerge come particolarmente conveniente anche la tipologia con indicizzazione all'andamento dei mercati gestiti dal GME.

Il 40,2% 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 (per esempio,

<sup>203</sup> Tutte le informazioni richieste ai venditori riguardano i contratti in essere nel 2023 a prescindere dall'anno in cui sono stati sottoscritti: in altri termini, il conteggio dei punti di riconsegna che li hanno sottoscritti, l'energia venduta e il prezzo medio indicati dai venditori sono quelli relativi ai clienti che sono stati serviti nel corso dell'anno anche in base a un contratto sottoscritto negli anni precedenti (ma non scaduto).

sconto per contratti sottoscritti da amici del cliente, sconto per domiciliazione bancaria della bolletta ecc.); in media, lo sconto è applicato al 60% dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo fisso e al 25% dei clienti che hanno scelto il prezzo variabile. Percentuali più basse si riscontrano per gli altri clienti: il 18% dei condomini ha sottoscritto un contratto con sconto (62% a prezzo fisso e 11,5% a prezzo variabile), mentre nel caso dei non domestici i clienti con un contratto che prevede uno sconto in qualunque forma sono il 18% del totale (38% con prezzo fisso e 12% con prezzo variabile).

Nell'*Indagine annuale* è stata indagata anche la presenza di **servizi aggiuntivi** nei contratti e la loro consistenza con le stesse modalità dello scorso anno<sup>204</sup>. Secondo quanto indicato dai venditori, diversamente dal settore elettrico, la frequenza di contratti che prevedono non un solo servizio aggiuntivo, ma una combinazione di servizi aggiuntivi, non è molto elevata; essa riguarda infatti circa il 25% dei clienti domestici, l'1,7% dei condomini e il 6,1% circa dei non domestici. In ogni caso, anche nel questionario gas, come nell'elettrico, era richiesto ai venditori di specificare quale fosse la combinazione di servizi aggiuntivi contenuta nei contratti scelti dai propri clienti. Pertanto, i clienti cui afferivano contratti con una combinazione di servizi aggiuntivi sono stati riattribuiti *pro quota* ai servizi aggiuntivi indicati dai venditori (Tavola 4.12).

I risultati ottenuti per i clienti domestici mostrano che nei contratti sottoscritti dalle famiglie la presenza di servizi aggiuntivi è più diffusa tra quelli a prezzo fisso piuttosto che tra quelli a prezzo variabile: il 76,5% dei clienti che ha scelto un'offerta a prezzo fisso sottoscrive un contratto che prevede anche un servizio aggiuntivo, mentre questa percentuale scende al 41,6% nei contratti a prezzo variabile. Nei contratti a prezzo fisso che prevedono un servizio aggiuntivo emerge una netta preferenza (43,6%) per quelli che permettono la partecipazione a un programma punti e per la garanzia di energia 100% "verde" (10,5%), oltre che un buon gradimento (9,4%) per quelli che offrono servizi energetici accessori. Anche la possibilità di ottenere altri prodotti o servizi insieme con il gas riscuote un certo interesse (8,1%). Circa il costo dei servizi aggiuntivi (misurato con la componente del prezzo che copre i costi di approvvigionamento e di vendita), si può osservare che il contratto per i clienti domestici a prezzo fisso più conveniente è quello con omaggio o gadget, sebbene sia scelto da una percentuale di clienti praticamente nulla. Seguono, per convenienza della componente di approvvigionamento, i contratti con servizi energetici accessori. I contratti con garanzia di energia 100% *green*, come appena visto abbastanza apprezzati, evidenziano il prezzo più alto, dopo quello dei contratti con programma punti. Nei clienti domestici con prezzo variabile, invece, le opzioni più gradite per i contratti con almeno un servizio aggiuntivo risultano essere quelli con garanzia di energia 100% *green* (17,6%), subito dopo i contratti con servizi energetici accessori (8,7%), infine la partecipazione a un programma punti (7,3%). Per questi clienti il contratto privo di servizi aggiuntivi risulta costare di meno rispetto ai contratti più scelti appena menzionati.

Se si guardano i dati dei condomini con uso domestico si nota anche in questo caso, e comprensibilmente, un elevato disinteresse per i servizi aggiuntivi, specie nei contratti a prezzo fisso: la porzione di punti di riconsegna afferenti ai condomini con contratto a prezzo fisso e privo di servizi aggiuntivi è pari al 79,5% e scende al 73,2% tra quelli che hanno scelto il prezzo variabile. Il contratto con servizi aggiuntivi meno costoso per i condomini con contratto a prezzo variabile risulta quello con omaggi e gadget, ma con una percentuale di scelta sostanzialmente nulla.

Per quanto riguarda i clienti non domestici, infine, la scelta di contratti privi di servizi aggiuntivi risulta di gran lunga la più diffusa: in media il 79% circa di tali clienti, siano essi a prezzo fisso o a prezzo variabile, sceglie un contratto senza altre opzioni. Il prezzo di tali contratti risulta leggermente

---

<sup>204</sup> Si veda l'*Annual Report 2022* per la descrizione dettagliata della metodologia.

superiore al prezzo medio in confronto a tutti i servizi aggiuntivi disponibili.

**Tavola 4.12 Contratti per la fornitura di gas naturale nel mercato libero nel 2023 per tipo di servizi aggiuntivi e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)**

CONTRATTI	CLIENTI DOMESTICI		CONDOMINI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO <sup>(A)</sup> c€/m <sup>3</sup>	QUOTA	PREZZO <sup>(A)</sup> c€/m <sup>3</sup>	QUOTA	PREZZO <sup>(A)</sup> c€/m <sup>3</sup>
<b>SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO FISSO</b>						
Nessun servizio aggiuntivo	23,43%	93,44	65,61%	83,96	79,50%	94,37
Garanzia di energia 100% <i>green</i>	10,45%	100,49	6,79%	79,48	7,58%	77,81
Servizi energetici accessori	9,39%	90,24	5,11%	85,03	4,05%	63,85
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	3,58%	97,49	0,24%	69,25	0,45%	81,85
Altri prodotti o servizi offerti insieme con il gas	8,09%	91,51	16,31%	62,35	3,26%	85,60
Programma di raccolta punti	43,62%	118,37	5,26%	91,08	4,69%	160,92
Omaggio o gadget	0,08%	49,75	0,05%	35,84	0,00%	29,38
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	1,36%	82,16	0,62%	112,01	0,48%	46,55
<b>TOTALE CONTRATTI A PREZZO FISSO</b>	<b>100%</b>	<b>104,48</b>	<b>100%</b>	<b>83,46</b>	<b>100%</b>	<b>85,32</b>
<b>SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO VARIABILE</b>						
Nessun servizio aggiuntivo	58,43%	88,51	81,53%	83,64	73,22%	60,08
Garanzia di energia 100% <i>green</i>	17,57%	126,28	1,48%	75,02	9,33%	70,48
Servizi energetici accessori	8,66%	131,02	6,38%	78,31	5,73%	65,07
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	0,47%	110,44	0,01%	88,87	0,05%	67,95
Altri prodotti o servizi offerti insieme con il gas	2,75%	130,03	1,86%	79,62	1,15%	72,29
Programma di raccolta punti	7,35%	106,02	7,68%	76,57	6,03%	134,50
Omaggio o gadget	0,29%	140,07	0,04%	51,56	0,03%	47,40
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	4,48%	59,85	1,02%	56,88	4,46%	55,32
<b>TOTALE CONTRATTI A PREZZO VARIABILE</b>	<b>100%</b>	<b>94,03</b>	<b>100%</b>	<b>75,32</b>	<b>100%</b>	<b>59,23</b>

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

### 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 4.13) e contiene per il 2023 alcune rilevanti novità.

Il gruppo Eni, per la prima volta, non risulta in prima posizione, essendo stato superato, nei quantitativi di vendita complessivi, dai due gruppi storicamente inseguitori, Edison ed Enel, quest'anno passati, rispettivamente, in prima e in seconda posizione. I dati mostrano, però, che i quantitativi di vendita dei primi tre gruppi sono molto vicini: 167 M(m<sup>3</sup>) separano, infatti, i volumi di Edison da quelli di Enel e 92 M(m<sup>3</sup>) separano le vendite di Enel da Eni. Le quote di mercato risultano quindi poco differenziate e in due casi in diminuzione rispetto a quelle del 2022: 14,3% quella del gruppo Edison (era al 15,4%), 13,9% quella del gruppo Enel (era al 13%) e 13,7% quella del gruppo Eni (era al 16%). I mutamenti nella posizione relativa dei tre gruppi sono dovuti a variazioni nelle

vendite negative per tutti e tre, ma differenziate nell'entità: rispetto al 2022 i volumi di Eni, infatti, sono diminuiti del 28%, quelli di Edison del 22% e quelli di Enel del 10%.

**Tavola 4.13 Primi venti gruppi per vendite di gas naturale al mercato finale nel 2023**

GRUPPO	VOLUME M(m <sup>3</sup> )	QUOTA	POSIZIONE NEL 2022
Edison	6.119	14,3%	2°
Enel	5.953	13,9%	3°
Eni	5.861	13,7%	1°
A2A	2.934	6,8%	5°
Hera	2.654	6,2%	4°
Royal Dutch Shell Plc	2.309	5,4%	9°
Iren	2.180	5,1%	6°
Axpo Group	1.725	4,0%	8°
Engie	1.104	2,6%	13°
Sorgenia	817	1,9%	10°
Estra	683	1,6%	11°
E.On	632	1,5%	12°
Met Group	586	1,4%	22°
Agsm Aim S.P.A.	563	1,3%	19°
Unoenergy	471	1,1%	14°
Dolomiti Energia	432	1,0%	17°
Solvay Sa	404	0,9%	15°
Duferco	361	0,8%	24°
Alperia	359	0,8%	18°
Erg	348	0,8%	36°
Altri	6.346	14,8%	-
<b>TOTALE</b>	<b>42.839</b>	<b>100,0%</b>	<b>-</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Dato l'accorciamento della distanza tra i primi tre gruppi e la discesa di due delle loro tre quote, il livello medio della concentrazione nel mercato della vendita finale di gas nel 2023, che è sempre stato relativamente basso, è lievemente diminuito, sebbene i livelli risultino differenziati tra le varie tipologie di clienti serviti. La Tavola 4.14 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.

Utilizzando le misure calcolate sui volumi venduti, si osserva che il numero di gruppi con una quota del mercato totale superiore al 5% è salito a 7. Inoltre, nel 2023 i primi tre gruppi controllano il 41,9%, mentre nel 2022 la quota era pari al 44,3%. L'indice di Herfindahl-Hirshman (HHI) calcolato sul mercato della vendita è risultato pari a 769, inferiore quindi a quello del 2022, che era pari a 809. Il livello dell'indice è rimasto comunque molto al di sotto del valore 1.000 soglia sotto la quale la concentrazione viene normalmente giudicata scarsa. La concentrazione più elevata si riscontra nelle vendite alla generazione elettrica, all'industria e ai clienti domestici, dove il C3 è superiore al 50%, la

più bassa si osserva nelle vendite ai condomini e ai clienti del commercio. Rispetto al 2022, aumenti di lieve entità del livello di concentrazione si osservano (tramite gli indicatori C3 e HHI) nel comparto dei domestici e del commercio, mentre in tutti gli altri settori si osserva una discesa. Se misurata sui clienti serviti, la concentrazione, tende a salire quasi in tutti i settori, tranne che nel comparto non domestico nel suo complesso, nel quale – a parte la generazione elettrica – tutti i settori evidenziano una riduzione di concentrazione.

#### Tavola 4.14 Misure di concentrazione nel mercato *retail* del gas naturale

Misure calcolate sui gruppi societari

SETTORE	2022			2023		
	GRUPPI >5%	C3	HHI	GRUPPI >5%	C3	HHI
<b>MISURE CALCOLATE IN BASE ALL'ENERGIA VENDUTA DAI GRUPPI SOCIETARI</b>						
CLIENTI DOMESTICI	4	48,0%	947	4	48,9%	983
Domestici	4	52,6%	1.122	4	53,2%	1.151
Condomini con uso domestico	5	35,2%	645	5	35,1%	650
CLIENTI NON DOMESTICI	4	45,5%	907	7	41,3%	845
Commercio e servizi	6	40,4%	713	5	41,0%	733
Industria	5	57,9%	1.446	5	53,3%	1.326
Generazione elettrica	5	59,3%	1.465	7	58,1%	1.501
Attività di servizio pubblico	4	42,8%	872	8	34,8%	721
MERCATO TOTALE	4	44,3%	809	7	41,9%	769
<b>MISURE CALCOLATE IN BASE AI CLIENTI SERVITI DAI GRUPPI SOCIETARI</b>						
CLIENTI DOMESTICI	4	55,1%	1.217	4	55,2%	1.270
Domestici	4	56,3%	1.273	4	55,4%	1.279
Condomini con uso domestico	5	37,7%	665	6	38,6%	714
CLIENTI NON DOMESTICI	4	40,3%	656	4	36,8%	602
Commercio e servizi	4	41,0%	685	5	37,3%	625
Industria	5	38,4%	789	5	38,4%	811
Generazione elettrica	5	54,9%	1.830	5	66,2%	2.374
Attività di servizio pubblico	6	32,3%	546	7	31,3%	598
MERCATO TOTALE	4	55,1%	1.217	4	54,2%	1.220

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

In generale, comunque, il livello della concentrazione nel mercato del gas naturale italiano resta basso: salvo poche eccezioni, il C3 non supera il 55%, ma soprattutto i valori dell'indice HHI sono in quasi tutti i settori al di sotto della prima soglia di attenzione pari a 1.500<sup>205</sup>.

#### 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

<sup>205</sup> 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).

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 fatturati<sup>206</sup> 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 2023 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 di 77 c€/m<sup>3</sup> (Tavola 4.15).

**Tavola 4.15 Prezzi medi di vendita (al netto delle imposte) nel mercato al dettaglio del gas**

CLASSE DI CONSUMO ANNUO	PREZZI (c€/m <sup>3</sup> )										
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Inferiore a 5.000 m <sup>3</sup>	61,2	58,8	55,7	51,7	52,1	58,3	63,4	58,1	65,9	103,1	100,2
Tra 5.000 e 50.000 m <sup>3</sup>	51,3	46,9	46,0	42,1	43,1	48,4	50,7	43,7	55,0	117,9	88,5
Tra 50.000 e 200.000 m <sup>3</sup>	44,4	41,4	41,0	37,0	36,2	43,7	44,7	37,3	48,8	113,6	85,0
Tra 200.000 e 2.000.000 m <sup>3</sup>	36,6	35,0	32,5	28,3	26,8	31,4	33,8	27,3	38,5	101,4	71,3
Tra 2.000.000 e 20.000.000 m <sup>3</sup>	33,8	34,0	28,0	24,2	23,0	26,5	28,2	21,9	35,1	93,9	65,3
Superiore a 20.000.000 m <sup>3</sup>	32,7	32,2	26,5	21,8	24,3	29,2	22,4	16,9	52,8	130,4	56,7
<b>TOTALE</b>	<b>44,0</b>	<b>42,3</b>	<b>38,9</b>	<b>33,8</b>	<b>34,3</b>	<b>40,0</b>	<b>39,2</b>	<b>33,9</b>	<b>52,3</b>	<b>111,2</b>	<b>77,0</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Tale prezzo risulta inferiore di un terzo (-31%) rispetto all'anno precedente (111,2 c€/m<sup>3</sup>). La diminuzione, che discende dai forti cali nel costo della materia prima avvenuti nei mercati all'ingrosso dopo i picchi registrati nel 2022, ma non coinvolge tutte le categorie di clienti nello stesso modo, risultando correlata alla loro classe dimensionale. Così, se da un lato i grandissimi clienti (oltre 2 milioni di m<sup>3</sup>/anno) presentano un valore più che dimezzato (-56,5%, -73,9 €cent/m<sup>3</sup>), dall'altro i clienti più piccoli (fino a 5 mila m<sup>3</sup>/anno, essenzialmente domestici) hanno avuto una riduzione molto contenuta, sia in termini percentuali (-2,8%) che in termini assoluti (-2,9 €cent/m<sup>3</sup>). Le classi centrali (consumi da 5 mila a 2 milioni di m<sup>3</sup>/anno) presentano un'evoluzione intermedia, caratterizzata da un calo uniforme in valore assoluto (circa 29 €cent/m<sup>3</sup>) che incide in misura compresa tra il 25 e il 30%.

Nella Tavola 4.16 viene mostrato lo spaccato dei prezzi medi del 2023 per dimensione e tipologia di cliente. I comparti produttivi aventi taglie dimensionali più elevate, quali l'industria e la generazione elettrica, presentano i valori mediamente più bassi di quelli delle attività con maggiore presenza di piccole e medie imprese (servizi e commercio), che rimangono comunque inferiori ai livelli di prezzo

<sup>206</sup> 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.

delle utenze domestiche, sia individuali che centralizzate (condomini).

**Tavola 4.16 Prezzi di vendita (al netto delle imposte) nel 2023 nel mercato al dettaglio gas per settore di consumo e dimensione dei clienti**

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m <sup>3</sup> )						TOTALE (c€/m <sup>3</sup> )
	< 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	99,7	85,8	78,1	72,0	-	-	99,5
Condominio uso domestico	91,4	90,9	89,8	86,5	-	-	90,7
Attività di servizio pubblico	99,6	84,2	83,8	76,4	77,3	91,8	82,9
Commercio e servizi	105,7	86,8	83,7	69,0	66,8	68,5	81,6
Industria	110,1	90,6	85,2	72,7	65,3	57,5	66,2
Generazione elettrica	94,8	81,8	79,3	69,4	63,9	55,8	57,6
<b>TOTALE</b>	<b>100,2</b>	<b>88,5</b>	<b>85,0</b>	<b>71,3</b>	<b>65,3</b>	<b>56,7</b>	<b>77,0</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nella Tavola 4.17 viene mostrato lo spaccato dei clienti con usi domestici (famiglie e condomini) tra le due principali condizioni contrattuali alle quali è avvenuta la fornitura agli stessi per i consumi fino a 200.000 m<sup>3</sup>/anno sino al 2023, ovvero il servizio di tutela e il mercato libero, con dettaglio per classe dimensionale e andamento nell'ultimo decennio.

**Tavola 4.17 Prezzi di vendita (al netto delle imposte) nel mercato al dettaglio gas ai clienti con usi domestici, per classe di consumo e tipo di mercato**

CLASSE DI CONSUMO ANNUO E MERCATO	PREZZI (c€/m <sup>3</sup> )											
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Inferiore a 5.000 m<sup>3</sup></b>												
Servizio di tutela	60,1	60,2	56,8	52,8	47,7	48,2	55,8	60,4	51,0	62,3	115,7	82,6
Mercato libero	61,3	63,7	62,4	60,1	56,8	56,1	60,3	65,5	62,0	67,9	95,3	105,7
Differenza	2,1%	5,8%	10,0%	13,9%	19,2%	16,5%	8,1%	8,3%	21,8%	8,9%	-17,6%	28,0%
<b>Tra 5.000 e 50.000 m<sup>3</sup></b>												
Servizio di tutela	48,2	52,2	44,1	44,7	37,8	39,2	46,4	48,9	39,6	49,3	115,8	75,9
Mercato libero	51,5	50,9	47,6	46,1	42,8	43,5	48,6	50,9	44,1	58,0	124,7	89,0
Differenza	6,7%	-2,4%	8,0%	3,1%	13,1%	11,1%	4,9%	4,1%	11,1%	17,7%	7,7%	17,3%
<b>Tra 50.000 e 200.000 m<sup>3</sup></b>												
Servizio di tutela	48,1	50,5	41,9	40,9	36,1	36,1	45,2	44,9	36,7	43,9	117,2	84,5
Mercato libero	48,4	43,9	41,4	41,0	37,0	36,3	43,7	44,7	37,3	56,5	122,2	85,0
Differenza	0,6%	-13,0%	-1,1%	0,2%	2,6%	0,5%	-3,4%	-0,5%	1,6%	28,7%	4,3%	0,6%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il servizio di tutela presenta valori più bassi in tutti gli anni e per tutte le classi dimensionali, salvo che per i clienti più piccoli (fino a 5.000 m<sup>3</sup>/anno, in prevalenza singole famiglie) e limitatamente al 2022, anno in cui il mercato libero presenta un prezzo più basso del servizio di tutela (-17,6%), per la forte diffusione in tale mercato di formule contrattuali a prezzo bloccato che hanno ritardato, nell'immediato, il trasferimento sui clienti finali della forte crescita delle quotazioni della materia

prima gas avvenuta nei mesi successivi all'avvio del conflitto. Tale trasferimento è avvenuto, almeno in parte, nell'anno 2023, nel corso del quale il prezzo sul mercato libero è salito di oltre il 10% mentre nel servizio di tutela è calato di quasi il 30%; conseguentemente, in quest'ultimo anno il rapporto di convenienza risulta completamente riassorbito e ribaltato, in quanto il mercato libero è diventato nuovamente e sensibilmente più oneroso (+28%).

Nelle due classi più grandi (consumi oltre 5.000 m<sup>3</sup>/anno) si registra invece un calo in entrambi i mercati, ma ciò non è sufficiente a modificare il rapporto di convenienza, che rimane favorevole al servizio di tutela, in particolare per la classe intermedia (tra 5.000 e 50.000 m<sup>3</sup>/anno), costituita quasi interamente da utenze condominiali. Tale tipologia di utenza caratterizza anche l'ultima classe (tra 50.000 e 200.000 m<sup>3</sup>/anno), nella quale nell'ultimo anno i due mercati presentano un livello di prezzo sostanzialmente identico. Si tratta comunque di una classe con volumi complessivi molto marginali.

Ovviamente le diversità di prezzo riscontrate tra i due mercati possono dipendere anche da ulteriori fattori. In particolare, occorre considerare quanto indicato nel paragrafo relativo al mercato libero, in merito alla presenza di offerte commerciali caratterizzate dall'acquisto congiunto della fornitura energetica e di altri beni o servizi di varia natura (servizi di assistenza, manutenzioni, polizze assicurative, servizi telefonici, sconti in supermercati o sul carburante, ecc.).

#### **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 è comune tra i mercati dell'energia elettrica e del gas naturale. Perciò si rimanda al paragrafo 3.2.2.1 nel quale sono illustrati il Rapporto annuale che illustra i principali esiti dell'attività di monitoraggio del mercato al dettaglio con riferimento all'anno 2022<sup>207</sup> descrivendone, ove possibile, l'evoluzione dei fenomeni rilevanti in tutti gli anni di svolgimento (dal 2012) e i rapporti semestrali di monitoraggio dei mercati di vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas redatti per il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica<sup>208</sup>.

#### **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, come nel settore elettrico, 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 rispetto allo standard e triplica se l'esecuzione della prestazione avviene oltre un tempo triplo rispetto allo standard o oltre.

---

<sup>207</sup> Rapporto 3 25 luglio 2023, 42/2023/I/com (Rapporto 2022).

<sup>208</sup> Per il l'analisi dei dati 2023 si vedano, in particolare: Rapporto 25 luglio, 343/2023/I/com e Rapporto 27 febbraio 2024, 59/2024/I/com.

Per il 2023 hanno comunicato i dati relativi alla qualità commerciale dei servizi di vendita nel settore gas 401 venditori, che hanno dichiarato di servire, nel complesso, 19,1 milioni di clienti finali alimentati in bassa pressione gas.

Analizzando i dati dei tempi medi effettivi delle prestazioni richieste dai clienti nel 2023, per le risposte a reclami e rettifiche di fatturazione i tempi si attestano, rispettivamente, a 21,65 e a 27,03 giorni solari, al di sotto degli standard minimi fissati dall'Autorità. Per quanto riguarda le rettifiche di doppia fatturazione, a fronte dello standard fissato a 20 giorni solari, i tempi medi effettivi risultano essere pari a 18,02 giorni solari. Anche i tempi medi effettivi di risposta riferiti alle richieste di informazioni, con una media di 8,87 giorni solari, risultano essere largamente inferiori allo standard generale (Tavola 4.18).

**Tavola 4.18 Standard per il servizio di vendita e tempi medi effettivi nel settore del gas naturale nel 2023**

PRESTAZIONI	STANDARD SPECIFICI (giorni solari)	STANDARD GENERALI %	TEMPI MEDI EFFETTIVI
Tempo massimo di risposta motivata ai reclami scritti	30	–	21,65
Tempo massimo di rettifiche di fatturazione	60 o 90 <sup>(A)</sup>	–	27,03
Tempo massimo di rettifiche di doppia fatturazione	20	–	18,02
Percentuale minima di risposte a richieste scritte di informazione inviate entro il tempo massimo di 30 giorni solari	–	95%	8,87

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

Fonte: ARERA su dati dichiarati dagli operatori.

Le imprese di vendita che servono il mercato tutelato e libero del gas naturale hanno ricevuto complessivamente 169.739 reclami scritti, in aumento rispetto all'anno precedente (+1,2%) (Tavola 4.19).

**Tavola 4.19 Reclami, richieste di informazione e rettifiche di fatturazione nel settore gas**

	2019	2020	2021	2022	2023
Numero di reclami	197.928	172.004	156.407	167.675	169.739
Numero di richieste di informazione	107.937	121.054	133.063	142.153	159.044
Numero di rettifiche di fatturazione	19.325	16.487	11.400	12.498	9.341
Numero di rettifiche di doppia fatturazione	2.256	849	607	406	269

(A) Dati parziali riferiti al 64% dei clienti gas.

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

La maggioranza dei reclami scritti (71,1%) proviene dai clienti domestici. I reclami scritti riferiti ai clienti del mercato libero rappresentano l'80,5% dei reclami complessivi, mentre il 13,4% riguarda i clienti del mercato tutelato. Una quota residuale, pari al 6%, è riconducibile ai clienti multisito gas. Le richieste di informazione dei clienti gas nel 2023 ammontano complessivamente a 159.044, in aumento dell'11,9% rispetto all'anno precedente; l'82,6% delle richieste ha interessato i clienti del mercato libero. In particolare, il 74,4% ha riguardato i clienti domestici del mercato libero; a seguire, a larga distanza, i clienti domestici del mercato tutelato con l'8,7%, i clienti gas usi diversi con il 7% e i clienti multisito con l'8,6%. Le rettifiche di fatturazione scritte sono state 9.341, in diminuzione

rispetto all'anno precedente (-25,3%); significativo risulta essere il numero delle rettifiche richieste dai clienti del mercato libero (66,9% del totale); a seguire, le rettifiche richieste dai clienti domestici del mercato tutelato (13,7%). Come negli anni precedenti, anche nel 2023 il fenomeno delle rettifiche di doppia fatturazione ha interessato un numero estremamente contenuto di casi (269), in ulteriore diminuzione rispetto al 2022 (-33,7%), soprattutto se si considerano i milioni di bollette annue complessivamente emesse dai venditori; significative nell'anno, sul totale delle rettifiche di doppia fatturazione, le richieste pervenute dai clienti domestici del mercato libero (66,9%). I casi di mancato rispetto degli standard fissati per le prestazioni relative alla qualità commerciale della vendita nel settore gas che nel 2023 hanno determinato il diritto per i clienti a ottenere un indennizzo sono stati complessivamente 22.165, in aumento del 36,2% rispetto all'anno precedente; come per il settore elettrico, anche per il settore gas il maggiore numero di indennizzi è attribuibile al mancato rispetto degli standard per le risposte ai reclami dei clienti domestici (96,6%). Il segmento di mercato che, nel complesso, registra il più alto numero di indennizzi è quello relativo ai clienti domestici del mercato libero, che incide per il 66,9%.

Nell'anno sono stati erogati indennizzi per i clienti gas per un ammontare complessivo di oltre 977.000 euro, in aumento rispetto all'anno precedente (39,9%). Analogamente al settore elettrico (si veda il paragrafo 3.2.2.1), anche per quanto riguarda gli indennizzi automatici erogati direttamente in bolletta nel mercato del gas naturale, il 96,6% degli indennizzi è stato erogato per il mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti. I clienti del mercato libero (clienti domestici, condomini ad uso domestico, attività di servizio pubblico e usi diversi) risultano essere i destinatari del 74% del totale degli indennizzi.

Nel 2023 i **clienti con contratti dual fuel** hanno inviato 31.203 reclami scritti, in diminuzione dell'11,8% rispetto all'anno precedente, e 48.397 richieste di informazioni scritte, anch'esse in calo del 5,7%. Le rettifiche di fatturazione e le rettifiche di doppia fatturazione sono state, rispettivamente, 2.121 (-16,8%) e 37 (+32,1%). Complessivamente, i casi di mancato rispetto degli standard che hanno determinato il diritto a ottenere un indennizzo automatico in bolletta per prestazioni relative alla qualità commerciale della vendita sono stati 3.384. Il 92,1% dei casi di mancato rispetto è attribuibile alle risposte ai reclami dei clienti oltre gli standard in vigore.

Anche per quanto riguarda gli importi riconosciuti ai clienti per indennizzi automatici, la prevalenza dei casi è connessa al mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami (96,5%); in misura minore pesano le rettifiche di fatturazione (5,9%) e le rettifiche di doppia fatturazione (0,6%). Nel complesso, al segmento di clienti *dual fuel* sono stati erogati indennizzi per un ammontare di 140.980 euro.

#### **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 2022 si veda anche in questo caso il paragrafo 3.2.2.2.

### **4.3 Sicurezza delle forniture**

Le funzioni e le competenze riferite a questo argomento (i.e. monitorare il bilancio fra domanda e offerta di energia, prevedere la domanda future e l'offerta disponibile, la capacità addizionale e le misure per coprire la domanda di picco o i cali di fornitura) sono attribuite in esclusiva al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

## 5 PROTEZIONE DEI CONSUMATORI E RISOLUZIONE DELLE CONTROVERSIE

### 5.1.1 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.

Nel 2023, lo Sportello per il consumatore energia e ambiente (Sportello) e il Servizio conciliazione, gestiti per conto dell'Autorità, in avalimento, da Acquirente unico, hanno fatto registrare un aumento di volumi in ingresso (Tavola 5.1); tendenza, già registrata nel 2022, per crescita dei volumi di richieste – scritte e telefoniche.

**Tavola 5.1 Sistema di protezione: volumi in ingresso allo Sportello e attività di secondo livello<sup>(A)</sup>**

ATTIVITÀ	ANNO 2022		ANNO 2023	
	SETTORI ENERGETICI	TUTTI I SETTORI	SETTORI ENERGETICI	TUTTI I SETTORI
<b>Livello base</b> (informazione e assistenza)				
Chiamate al <i>call center</i> pervenute in orario di servizio)	1.203.877	1.254.318	31.638	31.638
Richieste scritte di informazioni <sup>(B)</sup>	55.422	57.710	28.693	32.677
Richieste di attivazione di procedure speciali informative	41.958	41.958	1.351	1.676
<b>Secondo livello</b> (risoluzione di controversie)			31.638	31.638
Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive	22.583	22.583	28.693	32.677
Domande al Servizio conciliazione Autorità (conciliazione obbligatoria)	21.102	24.339	1.351	1.676
Domande di conciliazione a organismi ADR iscritti nell'Elenco dell'Autorità (conciliazione obbligatoria)	940	1.327	31.638	31.638

(A) Lo Sportello è attivo anche per i settori ambientali regolati dall'Autorità.

(B) Include le istanze scritte che lo Sportello ha riscontrato fornendo informazioni sugli strumenti di risoluzione extragiudiziale delle controversie (c.d. reclami reindirizzati in conciliazione).

Fonte: Elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Infatti, nel 2023 il *call center* dello Sportello ha ricevuto 1.546.809 chiamate in orario di servizio (+ 23% rispetto al 2022). Le chiamate effettivamente gestite (al netto, cioè, di quelle abbandonate dai clienti o utenti finali senza attendere la risposta dell'operatore) ammontano a 1.209.482 (circa 195.000 in più rispetto al 2022). La durata media delle conversazioni nell'anno è stata di 252 secondi, in aumento rispetto ai 238 secondi del 2022.

I settori dell'energia elettrica e del gas hanno interessato il 97% delle chiamate complessive gestite dal *call center* (96% nel 2022). Come nel 2022, il tema di gran lunga più trattato nelle telefonate pervenute allo Sportello è il bonus sociale (67%); gli altri temi trattati, con un'incidenza molto inferiore, sono le modalità di risoluzione delle controversie (13%) e le informazioni sullo stato della gestione delle pratiche presso lo Sportello (6,5%); nel residuale 10% dei casi le chiamate hanno riguardato altri aspetti (Portale offerte, Portale consumi, Gruppi di acquisto, Servizio a tutele gradual). Ammontano, infine, a 64.473 le chiamate nelle quali sono state fornite informazioni sul

superamento delle tutele di prezzo nei settori energetici, sia su richiesta specifica che nel corso di una conversazione su tematiche connesse (circa 52.000 in più rispetto al medesimo dato del 2022).

Relativamente alle **richieste di informazioni scritte**, lo Sportello ha ricevuto 54.750, di cui 49.930 relative ai settori energetici in calo del 10% rispetto all'anno precedente. I primi cinque argomenti delle richieste relative ai settori energetici, al netto dei reclami reindirizzati in conciliazione (circa 3.500), sono gli stessi del 2022: il bonus sociale, con il 45%, si mantiene al primo posto, seppur in diminuzione di 13 punti percentuali rispetto al 2022; a seguire, fatturazione (14%), mercato (12%), contratti (11%), morosità e sospensione (7%), tutti in lieve aumento rispetto al 2022 in termini di peso percentuale sul totale considerato.

Relativamente al tema più trattato, ossia il bonus sociale, i quesiti hanno riguardato nel 78% dei casi, il meccanismo di riconoscimento automatico, mentre il 10% concerneva l'erogazione del beneficio in bolletta. Relativamente al secondo argomento, ossia la fatturazione, i principali sub-argomenti sono stati i consumi stimati (49%) e il cambio venditore (61%), mentre i sub-argomenti dei contratti sono stati in particolare le modifiche unilaterali (36%). Riguardo agli argomenti, si segnala, infine, che, nell'ultimo trimestre del 2023, circa 490 richieste scritte hanno interessato il tema della tutela della vulnerabilità.

Le **procedure speciali informative** permettono di fornire indicazioni senza la necessità di un'interlocuzione con il personale dello Sportello (il consumatore compila un modulo di richiesta online). 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 gli elementi informativi richiesti. Nel 2023, lo Sportello ha ricevuto 44.929 richieste di attivazione di procedure speciali informative, per un incremento pari al 7% rispetto al totale delle richieste del 2022, la ripartizione per settori delle suddette richieste, invece, è identica a quella del 2022: il 64% ha riguardato l'elettrico, il 23% il gas, il 13% entrambi i settori.

Oltre la metà delle richieste (52,5%) concerne la data di cambio fornitore (*switching*) e il nome del venditore stesso, poco meno di un terzo (29,5%) riguarda l'identificazione del "venditore ignoto" in caso di voltura (-4,5% rispetto al 2022); una quota pari al 18%, infine, è ascrivibile alla procedura speciale sul corrispettivo relativo a morosità pregresse nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale ( $C^{MOR}$ ), tale ultima tipologia di procedura ha fatto registrare l'incremento maggiore in valori percentuali rispetto al 2022 (+28%), mentre la procedura in tema di attuale controparte commerciale/data di switching ha fatto registrare l'incremento maggiore di richieste in valori assoluti (+2.129 richieste).

### 5.1.2 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

Le procedure speciali risolutive trovano applicazione per specifiche tipologie di problematiche dei settori energetici. 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 2023 sono pervenute allo Sportello 31.638 richieste di attivazione di procedure risolutive, in aumento del 40% rispetto al 2022. Si conferma, quale procedura maggiormente utilizzata, quella in tema di bonus sociale (93,5%, -0,5% rispetto al 2022), seguono la procedura speciale relativa al C<sup>MOR</sup> (verifica dei presupposti per il suo annullamento), che si attesta al 6% (+0,5% rispetto al 2022), mentre risultano marginali quelle sulla "doppia fatturazione" (0,5%).

La gran parte (43%) delle richieste in materia di bonus concerne la mancata erogazione dell'agevolazione; le restanti riguardano, per lo più, problematiche connesse all'importo del bonus ritenuto errato o al riconoscimento del bonus medesimo in caso di nucleo familiare con più punti di riconsegna/punti di prelievo. Se l'istanza del cliente è ritenuta fondata sulla base dei documenti inviati dal cliente e delle verifiche nel Sistema Informativo Integrato, lo Sportello trasmette una comunicazione all' esercente interessato, chiedendo di corrispondere l'agevolazione in fattura e informare il cliente finale. Solo quando l'erogazione risulta effettuata nei termini previsti dalla regolazione, il caso sottoposto allo Sportello viene chiuso. Se, invece, l'istanza risulta infondata lo Sportello invia una comunicazione al cliente finale, fornendo gli opportuni chiarimenti e spiegando i motivi per cui l'agevolazione non può essere corrisposta.

Il tempo medio di gestione della procedura speciale sul bonus si attesta a 28 giorni lavorativi (in calo rispetto ai 29 giorni del 2022), mentre sono 13 i giorni lavorativi impiegati in media per la chiusura dei casi in tema C<sup>MOR</sup> (a fronte dei 15 giorni del 2022).

Il settore più interessato dalle procedure speciali risolutive è stato l'elettrico, con quasi la metà delle richieste (49%, -4 punti percentuali rispetto al 2022), seguito dal gas con il 29% (+4% rispetto al 2022). Le altre procedure hanno interessato entrambi i settori energetici e, in 40 casi, i clienti *dual fuel*. L'87% delle procedure speciali sopra menzionate ha interessato il comparto domestico (-11% rispetto al 2022), mentre nell'89% dei casi tali procedure sono state attivate da clienti finali senza l'ausilio di delegati (90% nel 2022). Il canale principale per azionare tali procedure è stato l'e-mail (66%), mentre il portale online è stato utilizzato nel 30% dei casi.

## Servizio conciliazione dell'Autorità

Il Servizio conciliazione dell'Autorità è uno strumento per la 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<sup>209</sup>, 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.

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 2023 i clienti e gli utenti finali dei settori energetici hanno presentato al Servizio conciliazione 28.693 domande, circa 7.600 in più dell'anno precedente (+36%). L'incremento è dovuto principalmente al settore elettrico (16.216 domande, oltre 3 mila in più dell'anno precedente, 49% del totale) seppur in diminuzione di 4 punti percentuali rispetto al 2022. In aumento anche le domande relative al settore gas, che si attestano al 26% del totale (8.420 domande, + 4% rispetto al 2022) mentre quelle presentate dai clienti *dual fuel* sono aumentate di 1 punto rispetto al 2022 (12%, pari a 3.817 domande).

Le principali modalità di presentazione della richiesta sono il ricorso a delegati diversi dalle associazioni dei consumatori (38%) e la presentazione diretta da parte dei clienti (37%), seguite dal ricorso alle associazioni dei consumatori iscritte al CNCU<sup>210</sup> (27%). Il 76% delle domande ricevute dal Servizio ha riguardato un cliente finale domestico, come nei due anni precedenti. Relativamente all'argomento delle controversie, viene confermata la prevalenza della fatturazione (46%); seguono, a distanza, i contratti (23%) e, con una quota pari al 6% ciascuno, danni, morosità e sospensione e mercato. Le 240 domande presentate dai *prosumer*, infine, hanno riguardato, nel 30% dei casi, l'argomento specifico dello scambio sul posto e nel 25% l'argomento connessioni, lavori e qualità tecnica. Anche nel 2023 il tasso di ammissibilità delle domande di conciliazione presentate al Servizio si è confermato pari all'81%; le domande non completate dagli attivanti sono risultate pari al 10%, mentre quelle non ammesse sono pari al 9% del totale.

In merito all'esito<sup>211</sup> delle domande pervenute al Servizio, il tasso di accordo su procedure concluse nel 2023 è risultato pari al 70% (69% nel 2022); i venditori dei settori energetici fanno registrare il 73% di accordi su procedure concluse (+2% rispetto al 2022), mentre i distributori non superano il 38% (come nel 2022). Per giungere all'accordo, le parti hanno impiegato in media 56 giorni solari, 2 in più del 2022. Con riferimento alle procedure avviate nel 2023 e concluse con accordo, è possibile ricavare un valore di *compensation* pari a circa 23,5 milioni di euro, ossia 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 complessivamente dai clienti o utenti che hanno sottoscritto i medesimi accordi, anche per mezzo di un delegato.

Tenuto conto di 11.668 questionari compilati a chiusura delle procedure, il 95% degli attivanti ha espresso un giudizio complessivamente positivo (-1% rispetto al 2022), con percentuali variabili fra

---

<sup>209</sup> 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).

<sup>210</sup> 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 dell'ambiente e della sicurezza energetica 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).

<sup>211</sup> I dati esposti nella parte rimanente del paragrafo riguardano anche il settore idrico.

il massimo livello di soddisfazione (52%, +1% rispetto al 2022) e il valore "abbastanza soddisfatto" (28%, -2% rispetto al 2022). Più nel dettaglio, l'operato del conciliatore è stato valutato molto positivamente dal 66% degli attivanti (-2% rispetto al 2022).

### Altri servizi di conciliazione

In alternativa al Servizio dell'Autorità il cliente finale può esperire il tentativo di conciliazione obbligatorio 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<sup>212</sup> 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 marzo 2024, risultavano iscritti nell'Elenco dell'Autorità, 30 organismi ADR. Di questi, 7 sono organismi di conciliazione paritetica settoriali, basati su appositi protocolli di intesa stipulati tra associazioni di consumatori e imprese, 1 organismo opera in una sola regione e limitatamente al settore idrico, mentre i 22 restanti sono organismi trasversali, che operano anche in settori diversi da quelli di competenza dell'Autorità; tra questi ultimi, 21 sono organismi di mediazione e, come tali, iscritti anche nel Registro degli organismi di mediazione tenuto dal Ministero della giustizia<sup>213</sup>. Due organismi, tra cui quello di livello regionale, sono competenti per il solo settore idrico, mentre tutti i 28 restanti sono competenti per i settori energetici.

Le informazioni trasmesse dagli organismi ADR fanno emergere un sensibile aumento del numero delle domande di conciliazione relative ai settori energetici ricevute, rispetto all'anno precedente (+26%). In particolare, 1.351 domande hanno riguardato controversie insorte nei settori elettrico, gas e per clienti *dual fuel* (a fronte delle 940 del 2022). Il 68% delle domande presentate, per tutti i settori, è riconducibile agli organismi ADR di conciliazione paritetica. Anche attraverso il canale ADR l'argomento prevalente delle controversie è la fatturazione (44,5%), seguita a grande distanza da contratti (17,5%), mercato (14%), morosità e sospensione della fornitura (10,5%).

La percentuale delle domande accolte (88%) si conferma, come per l'anno precedente, elevata (84% nel 2022, a fronte di 1.327 domande ricevute); le relative procedure si sono concluse nel corso del 2023 nell'82% dei casi; nel 58% delle procedure concluse le parti hanno raggiunto un accordo (70% nel 2022). Infine, per quanto riguarda i tempi medi di conclusione delle procedure, nel 2023, come negli anni precedenti, si evidenzia una differenza a seconda che la procedura si sia conclusa con o senza accordo tra le parti. In media, le procedure si sono concluse in circa 60 giorni in caso di accordo (59 giorni nel 2022), mentre, in caso di mancato accordo, le stesse si sono chiuse in 54 giorni (rispetto ai 50 giorni del 2022). In tutti i casi esaminati, i termini previsti dal Codice del consumo (90 giorni prorogabili per un massimo di altri 90 giorni) appaiono comunque rispettati.

---

<sup>212</sup> Delibere 17 dicembre 2015, 620/2015/E/com e 14 luglio 2020, 267/2020/E/com.

<sup>213</sup> Decreto legislativo 4 marzo 2010, n. 28 e del decreto ministeriale 18 ottobre 2010, n. 180.

### 5.1.3 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 è attivo un meccanismo di protezione per le forniture di energia elettrica e di gas naturale 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.

Al fine di colmare il divario tra i potenziali beneficiari e i percettori effettivi dei bonus, che in passato si è sempre mantenuto su livelli considerevoli<sup>214</sup>, il decreto-legge 26 ottobre 2019, n. 124<sup>215</sup> ha previsto, tra l'altro, che dal 1° gennaio 2021 i bonus siano riconosciuti automaticamente agli aventi diritto, senza necessità che questi ultimi presentino apposita domanda ai Comuni e/o ai centri di assistenza fiscale.

Nel gennaio 2020 l'Autorità ha avviato<sup>216</sup> il procedimento per l'attuazione di quanto previsto dal decreto 124/19 e nel giugno 2020, ha posto in consultazione<sup>217</sup> i propri orientamenti in materia. Nel novembre 2020 è stato trasmesso al Garante per la protezione dei dati personali lo schema di implementazione del sistema automatico, che ha rilasciato il suo parere in data 17 dicembre 2020.

Nel febbraio 2021 sono quindi state approvate<sup>218</sup> le modalità applicative del regime di riconoscimento automatico agli aventi diritto dei bonus sociali elettrico, gas e idrico per disagio economico, interamente sostitutive della regolazione precedente "a domanda". Non rientra, invece, nell'ambito di applicazione del nuovo regime il bonus sociale elettrico per disagio fisico, che rimane su richiesta dell'interessato e che continua a essere gestito attraverso il sistema SGate nell'ambito della specifica Convenzione<sup>219</sup>.

Il 2023 è stato, quindi, il terzo anno di attuazione del regime di riconoscimento automatico dei bonus sociali elettrico, gas e idrico per disagio economico. In considerazione del rilevante incremento dei prezzi dell'elettricità e del gas, anche nel 2023, sono stati numerosi gli interventi del Governo che hanno introdotto importanti novità volte a fornire una crescente tutela e salvaguardia per le famiglie economicamente disagiate al fine di contenere la spesa energetica per i consumatori, considerato il permanere di tensioni di prezzo sui mercati all'ingrosso.

Le modifiche previste, infatti, da un lato hanno incrementato la quantificazione del bonus da erogare, dall'altro hanno esteso la platea dei percettori, innalzando le soglie dell'Indicatore della situazione

---

<sup>214</sup> La proposta di prevedere il passaggio da un sistema "a domanda" a un sistema di attribuzione automatica dei bonus agli aventi diritto, basato sullo scambio telematico delle informazioni necessarie contenute nelle banche dati dell'INPS e del Gestore del SII e rispettoso della normativa in materia di protezione di dati personali, era stata avanzata dall'Autorità, da ultimo, con la Segnalazione 25 giugno 2019, 280/2019/I/com.

<sup>215</sup> Convertito con modificazioni dalla legge 19 dicembre 2019, n. 157.

<sup>216</sup> Delibera 28 gennaio 2020, 14/2020/R/com.

<sup>217</sup> Documento per la consultazione 9 giugno 2020, 204/2020/R/com.

<sup>218</sup> Con la delibera 23 febbraio 2021, 63/2021/R/com.

<sup>219</sup> Delibera 28 gennaio 2020, 13/2020/R/com.

economica equivalente (ISEE)<sup>220</sup> utili per l'accesso alla compensazione<sup>221</sup>.

L'Autorità ha dato attuazione a tali norme prevedendo<sup>222</sup>:

- che i bonus sociali elettrico e gas fossero riconosciuti a tutti i nuclei che, nel corso del 2023, avessero ottenuto un'attestazione ISEE non superiore a 15.000 euro;
- che tutti gli aventi diritto potessero beneficiare della componente compensativa integrativa a carico del bilancio dello Stato (CCI) per il 1° trimestre 2023;
- l'inserimento, anche per il II trimestre dell'anno 2023, di una componente integrativa, anch'essa a carico del bilancio dello Stato;
- che dal 1° gennaio 2023 il valore dell'ISEE ordinario per l'accesso ai bonus sociali per disagio economico, fosse aggiornato a 9.530 euro, in attuazione di quanto disposto dal DM 29 dicembre 2016, che prevede che l'Autorità aggiorni tale valore con cadenza triennale sulla base del valore medio dell'indice nazionale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati in ciascun triennio di riferimento;
- che il valore dei bonus venisse differenziato in base al valore dell'ISEE, introducendo una nuova classe di agevolazione, denominata "classe d)", per le attestazioni ISEE il cui valore fosse maggiore di 9.530 euro e non superiore a 15.000 euro, alle quali attribuire un bonus elettrico e gas pari all'80% della compensazione economica stabilita per i nuclei familiari con ISEE ordinario (entro 9.530 euro);
- un'ulteriore nuova classe di aventi diritto al bonus con riferimento alle famiglie numerose (con almeno 4 a carico), fissando il limite di accesso all'agevolazione della soglia ISEE a 30.000 euro.

## I bonus in cifre

Nel 2023 il numero di consumatori che hanno ottenuto il **bonus sociale per le forniture elettriche** è aumentato del 22% rispetto all'anno precedente, passando da 3.818.281 a 4.641.449, di cui 4.576.621 (+21,5%) per disagio economico e 64.828 (+24,2%) per disagio fisico. L'ammontare complessivo dei bonus erogati per il settore elettrico per disagio economico è stato pari a circa 1.313 milioni di euro, stabile rispetto all'anno precedente. L'ampliamento della platea di beneficiari è dovuto in parte al meccanismo automatico di riconoscimento dei bonus (al suo terzo anno di applicazione), ma soprattutto agli interventi governativi (di cui si è detto poco sopra) di innalzamento della soglia di reddito che consente di accedere all'agevolazione.

I beneficiari del bonus sociale elettrico sono localizzati per il 20,5% al Nord-Ovest, 13,4% Nord-est per il 16,4% al Centro e per il 16,5% nel Sud 32,67% e nelle Isole 19,9%. Il 44,5% dei beneficiari è costituito da nuclei familiari fino a 2 componenti, il 43,7% con 3 o 4 componenti, l'11,8% con più di 4 componenti.

Le famiglie con bonus per l'utilizzo di apparecchiature elettriche per il mantenimento in vita (bonus

---

<sup>220</sup> L'Indicatore della Situazione Economica Equivalente (ISEE) 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).

<sup>221</sup> Legge 29 dicembre 2022, n. 197 (legge di bilancio 2023), decreto-legge 30 marzo 2023, n. 34, convertito con modificazioni dalla legge 26 maggio 2023, n. 56

<sup>222</sup> Delibere 24 gennaio 2023, 13/2023/R/com, 31 gennaio 2023, 23/2023/R/com, 30 marzo 2023, 134/2023/R/com,

per disagio fisico), al 31 dicembre 2023, erano 64.828, in aumento del 24,2% rispetto all'anno precedente. 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 tipologia di apparecchiatura e delle ore medie di utilizzo giornaliero. Sulla base di questi elementi, certificati dalla Azienda Sanitaria Locale, il cliente viene assegnato a una delle tre fasce di compensazione previste. Le tre fasce sono poi ulteriormente differenziate a seconda della potenza impegnata<sup>223</sup>.

L'Autorità ha definito l'ammontare dei valori del bonus da applicare ai clienti in condizioni di disagio fisico per i quattro trimestri del 2023<sup>224</sup>, il valore del bonus nel 2023 è risultato compreso nell'intervallo tra 373 e 1.273 euro per beneficiario.

Gli oneri connessi all'erogazione del bonus elettrico per disagio economico e fisico fanno parte degli oneri generali afferenti al sistema elettrico e trovano copertura tramite l'elemento  $A_{SRIM}$  della componente  $A_{RIM}$ <sup>225</sup>, che i clienti finali pagano in bolletta e che è applicata a tutti i clienti che non godono del bonus elettrico.

Nel 2022, anche le famiglie beneficiarie del **bonus sociale per le forniture gas** per disagio economico sono aumentate notevolmente, passando da 2.441.158 a 3.005.197 (+23,1%). L'ammontare dei bonus erogati per il settore gas nel 2023 è stato pari a circa 849 milioni di euro.

Relativamente alla ripartizione percentuale per numero di componenti dei nuclei familiari beneficiari di bonus gas per disagio economico, l'87,6% riguarda i nuclei fino a 4 componenti, il 15,2% oltre 4 componenti; per quanto concerne la distribuzione territoriale, il 27% del bonus gas è stato assegnato nel Nord-Ovest, il 17,4% nel Nord-Est, il 19,5% nel Centro, il 28,8% nel Sud e il rimanente 7,3% nelle Isole.

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  $GS_T$ , poste a carico, rispettivamente, dei clienti domestici e non domestici. Ai fondi raccolti dai clienti si aggiungono i fondi a carico del bilancio dello Stato. Come per il settore elettrico, gli importi dei bonus sono stati definiti trimestralmente, contestualmente all'aggiornamento tariffario.

#### 5.1.4 Garanzie per la tutela effettiva del consumatore gas: conformità con l'art. 41, comma 1, lettera o) della Direttiva 2009/73/CE

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.

---

<sup>223</sup> Per il dettaglio del funzionamento dei *bonus* si veda anche il *Rapporto Annuale* 2013.

<sup>224</sup> Delibere 29 dicembre 2022, 735/2022/R/com, 134/2023/R/com, 28 giugno 2023, 297/2023/R/com e 429/2023/R/com

<sup>225</sup> 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 dalla regolazione. Dal gennaio 2019 questa componente (ex componente  $A_S$ ) rappresenta il 2,61% della spesa media dell'utente tipo.

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 commerciale<sup>226</sup>;
- il Testo integrato sulla qualità dei servizi di vendita (TIQV)<sup>227</sup>;
- il Testo integrato fatturazione (TIF)<sup>228</sup>;
- Il Testo integrato bonus elettrico e gas (TIBEG)<sup>229</sup>;
- il Testo integrato su conferma del contratto di fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale e procedura ripristinatoria volontaria (TIRV)<sup>230</sup>;
- il Testo Integrato Conciliazione (TICO)<sup>231</sup>.

### 5.1.5 Strumenti a disposizione dei clienti finali

#### Iniziative di informazione per il superamento delle tutele di prezzo

Fin dal 2017 l'Autorità ha stabilito<sup>232</sup> che gli esercenti la maggior tutela e i fornitori nell'ambito del servizio di tutela del gas, a partire dal 1° gennaio 2018 e fino al superamento delle tutele di prezzo come stabilito dalla specifica normativa, devono inviare ai loro clienti, all'interno della fattura, un'apposita informativa, con contenuto definito dall'Autorità, in merito al superamento delle tutele di prezzo.

Per il 2023, l'Autorità ha stabilito il contenuto delle informative:

- per pubblicizzare il Portale Consumi, che permette ai consumatori di conoscere meglio le abitudini di consumo, i consumi storici e per confrontare il consumo nello stesso periodo degli anni precedenti (obbligo in capo ai venditori di mercato libero sia gli esercenti i servizi di tutela per le forniture di energia elettrica e gas naturale);
- per pubblicizzare gli esiti delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio a tutele gradualmente per le microimprese del settore dell'energia elettrica, l'attivazione di detto servizio e per le procedure necessarie per il cambio venditore (obbligo in capo agli esercenti la maggior tutela uscenti);
- per fornire informazioni ai clienti domestici del settore elettrico circa l'erogazione del servizio a tutele gradualmente predisposto per i clienti non vulnerabili, sul superamento del servizio di maggior tutela, sui diritti dei clienti vulnerabili e sugli strumenti dell'Autorità per effettuare una scelta nel mercato libero, nonché le informazioni per il cambio venditore (obbligo in capo agli esercenti la

---

<sup>226</sup> L'ultima versione è stata approvata con la delibera 366/2018/R/com.

<sup>227</sup> L'ultima versione è stata approvata con la delibera 413/2016/R/com.

<sup>228</sup> L'ultima versione è stata approvata con la delibera 463/2016/R/com.

<sup>229</sup> L'ultima versione è quella risultante dalla delibera 165/2019/R/com.

<sup>230</sup> L'ultima versione è stata approvata con la delibera 28/2017/R/com.

<sup>231</sup> L'ultima versione è stata approvata con la delibera 355/2018/R/com.

<sup>232</sup> Con la delibera 10 novembre 2017, 746/2017/R/com, come modificata dalla delibera 21 maggio 2019, 197/2019/R/com.

maggior tutela uscenti);

- per informare i clienti finali domestici titolari di un contratto di energia elettrica a condizioni di mercato libero relativamente ai diritti dei clienti vulnerabili e sulle condizioni loro destinate (obbligo in capo ai venditori di libero mercato);
- per il superamento del servizio di tutela gas sulla rimozione del servizio medesimo, sugli strumenti dell'Autorità per effettuare una scelta consapevole (Portale Offerte e Portale Consumi) e per ottenere informazioni sui propri diritti (Sportello per il consumatore Energia e Ambiente e pagina internet ARERA per il consumatore) sui diritti dei clienti vulnerabili e sulle opzioni di scelta con il medesimo o altro venditore nonché sul servizio di tutela della vulnerabilità (obbligo in capo ai venditori con clienti finali serviti in tutela gas);
- sui diritti dei clienti vulnerabili gas nonché sul servizio di tutela della vulnerabilità (obbligo in capo ai venditori di libero mercato).

### Rafforzamento del Codice di condotta commerciale

Il Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti finali definisce, in accordo con le previsioni del Codice del consumo<sup>233</sup> e delle direttive comunitarie in materia energetica, le regole di comportamento che i venditori di energia elettrica e/o di gas naturale (compresi i loro incaricati a qualunque titolo) devono osservare nei rapporti commerciali con i clienti finali (clienti domestici e clienti non domestici di piccole dimensioni).

Nell'ottica di rafforzare ulteriormente l'informazione e l'*empowerment* dei clienti finali, nel 2023 l'Autorità ha approvato<sup>234</sup> interventi di aggiornamento ed efficientamento del Codice di condotta commerciale relativi:

- all'adeguamento alle nuove disposizioni in materia di oneri di recesso anticipato dei clienti finali di energia elettrica introdotte dal decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210 che ha dato attuazione alla direttiva (UE) 2019/944;
- agli obblighi informativi dei venditori in caso di rinnovo delle condizioni economiche con modifica delle medesime condizioni nei contratti di fornitura di energia elettrica e gas naturale.

In particolare, relativamente alle forniture di energia elettrica per i clienti domestici e le piccole imprese, l'Autorità ha stabilito la facoltà per il venditore di prevedere eventuali oneri di recesso esclusivamente nei contratti di energia elettrica di durata determinata e a prezzo fisso; la possibilità di applicare eventuali oneri di recesso anche ai contratti a tempo indeterminato con condizioni economiche a prezzo fisso di durata determinata, nonché ai contratti a prezzo fisso che, allo scadere di tale prezzo, prevedono un passaggio a un prezzo variabile; in entrambi i casi, tali oneri potranno comunque essere applicati solo limitatamente al periodo di validità delle condizioni economiche a prezzo fisso. I venditori, inoltre, hanno l'obbligo di comunicare al cliente finale la somma massima di denaro complessivamente dovuta in caso di recesso anticipato.

Il Codice di condotta commerciale è stato, inoltre, modificato prevedendo l'introduzione, in fase precontrattuale, dell'obbligo in capo al venditore di informare il cliente della possibilità di essere servito nel servizio di tutela della vulnerabilità e, nel caso di cliente identificato come vulnerabile, di

---

<sup>233</sup> Decreto legislativo n. 6 settembre 2005, n. 206.

<sup>234</sup> Delibera 6 giugno 2023, 250/2023/R/com

consegnare la Scheda sintetica di tale servizio<sup>235</sup>. Per la generalità dei clienti domestici, è prevista la rimozione della Scheda di confrontabilità dell'energia elettrica a partire dal 1° luglio 2024<sup>236</sup> e della Scheda di confrontabilità del gas naturale a partire dal 1° gennaio 2024.

## Aggiornamento della Bolletta 2.0

Alla fine del 2023 l'Autorità ha avviato<sup>237</sup> un procedimento di revisione organica della Bolletta 2.0, finalizzato a migliorarla dal punto di vista della semplicità, della sua comprensibilità e dell'uniformità; in considerazione dell'importanza di tale procedimento e della necessità di garantire la più ampia partecipazione degli *stakeholder*, il procedimento in parola è sottoposto all'applicazione dell'analisi di impatto della regolazione (AIR). Questa nuova revisione, che segue altri aggiornamenti già adottati, si è resa necessaria alla luce del nuovo assetto di mercato, con la prospettiva della graduale rimozione dei regimi di tutela e dell'attivazione del servizio di tutela della vulnerabilità, nonché dell'esigenza di fornire al cliente finale una bolletta in grado di orientarlo più efficacemente sul mercato libero.

Pertanto, contemporaneamente all'avvio del procedimento di revisione, l'Autorità ha illustrato i primi orientamenti finalizzati a perseguire gli obiettivi sopra richiamati, ponendo in consultazione<sup>238</sup> una nuova struttura della Bolletta 2.0 così articolata:

- una prima pagina obbligatoria, chiamata "Frontespizio unificato", con una struttura uguale per tutti i clienti finali;
- gli elementi essenziali, che unitamente al "Frontespizio unificato" sostituiscono l'attuale "bolletta sintetica";
- gli elementi di dettaglio, che sono invariati e continuano a svolgere la funzione di riportare le informazioni analitiche di dettaglio relative agli importi fatturati.

In particolare, l'Autorità ha proposto che il Frontespizio unificato riporti obbligatoriamente e unicamente alcuni elementi minimi, tra cui, per esempio, i dati identificati del cliente e del punto di prelievo e gli importi economici relativi al periodo oggetto di fatturazione. Ciò per fare in modo che la prima pagina abbia caratteristiche comuni e ricomprenda un insieme circoscritto di informazioni-chiave, indicate con modalità comuni al fine di mantenere la massima uniformità (e confrontabilità) tra bollette di venditori differenti. Sono inoltre proposti ulteriori elementi di trasparenza e semplificazione (riferiti, per esempio, a indicatori sintetici di prezzo). Il documento, inoltre, pone in consultazione anche le tempistiche per l'implementazione delle disposizioni proposte.

Secondo quanto proposto in consultazione, la seconda parte della Bolletta 2.0, che assieme al Frontespizio unificato sostituisce la bolletta sintetica ed è denominata "Elementi essenziali", riporta i restanti elementi minimi già presenti nella regolazione e non ricompresi nella nuova pagina del Frontespizio unificato.

Nel corso della consultazione, l'Autorità ha organizzato diversi incontri informativi, strutturati in *focus group*, con le associazioni rappresentative dei consumatori domestici e dei consumatori non

---

<sup>235</sup> Determina 26 luglio 2023, 1/2023 – DIME

<sup>236</sup> Delibera 28 novembre 2023, 549/2023/R/eel,

<sup>237</sup> Delibera 7 novembre 2023, 516/2023/R/com.

<sup>238</sup> Documento per la consultazione 7 novembre 2023, 517/2023/R/com.

domestici e un incontro, strutturato come un tavolo tecnico, con la partecipazione delle associazioni rappresentative degli operatori, finalizzati a illustrare e condividere le proposte ricomprese nel primo documento per la consultazione. Inoltre, è stata svolta un'apposita indagine demoscopica rivolta alle famiglie per comprendere e valutare meglio l'utilizzo e grado di comprensione della bolletta, nonché testare le nuove proposte per la bolletta revisionata.

Anche a seguito di tali incontri e approfondimenti, l'Autorità ha considerato opportuno prevedere un'ulteriore fase di consultazione, che avrà luogo nel corso del 2024.

### 5.1.6 Accesso ai dati di consumo

Una prima garanzia per i consumatori di accesso ai dati di consumo è fornita dalla regolazione in materia di fatturazione. In particolare, la Bolletta 2.0 deve contenere dati sul consumo annuo e sulla sua ripartizione per fasce orarie. Ulteriori elementi sono reperibili nella bolletta di dettaglio, che i venditori devono rendere consultabile attraverso 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 il 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.

Nel dicembre 2017, l'Autorità ha previsto<sup>239</sup> che i dati di consumo, intesi come dati storici di fatturazione e dati storici del profilo temporale di prelievo, siano resi accessibili attraverso il Sistema informativo integrato (SII), che è già depositario di tali informazioni ai sensi della legge 24 marzo 2012, n. 27. 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 2018<sup>240</sup> che hanno precisato termini e scadenze entro le quali ultimare il processo.

Nel giugno 2019 l'Autorità ha quindi definito<sup>241</sup> le modalità con cui i clienti finali dal 1° luglio 2019 possono accedere ai loro dati di consumo attraverso l'apposito **Portale dei consumi**<sup>242</sup>. Il Portale dei consumi è oggetto di continue evoluzioni, finalizzate sia a verificarne e migliorarne le performance sia a implementarne le specifiche; come negli anni precedenti, quindi, anche nel corso del 2023 sono state ulteriormente rese disponibili nuove funzionalità, tra cui l'indicazione della potenza massima assorbita nel periodo, e sono continuati gli approfondimenti in merito alle evoluzioni del quadro normativo italiano e comunitario al fine di consentire l'accesso dei dati a parti terze autorizzate dai clienti finali.

---

<sup>239</sup> Documento per la consultazione 14 dicembre 2017, 865/2017/R/efr.

<sup>240</sup> 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".

<sup>241</sup> Delibera 25 giugno 2019 270/2019/R/com.

<sup>242</sup> <https://www.consumienergia.it/portaleConsumi/>.

### 5.1.7 Disponibilità di strumenti comparativi dei prezzi

#### Portale Offerte luce e gas

Nel febbraio 2018 l'Autorità ha adottato<sup>243</sup> il Regolamento per la realizzazione e la gestione, da parte dell'Acquirente unico, che è il gestore del Sistema informativo integrato, di un sito web nel quale le imprese di vendita possono esporre le offerte rivolte ai clienti finali domestici e alle piccole imprese di energia elettrica e gas naturale, denominato **Portale offerte**<sup>244</sup>. Esso contiene offerte fisse e offerte variabili di mercato libero, offerte PLACET, nonché la spesa dei regimi di tutela sia per l'energia elettrica sia per il gas naturale. Più in dettaglio, le offerte relative alla fornitura di energia elettrica sono rivolte ai clienti domestici e a quelli non domestici alimentati in bassa tensione; le offerte relative alla fornitura di gas ai sono rivolte ai clienti domestici, ai condomini con uso domestico e ai clienti non domestici con consumi di gas non superiori a 200.000 S(m<sup>3</sup>)/anno.

La progettazione e l'implementazione del Portale offerte sono mirati a garantire la facilità di consultazione da parte dell'utente finale; per questo, trimestralmente, viene svolta un'analisi di fruibilità e semplicità di consultazione del Portale, valutandone l'utilizzo sia mediante PC-*desktop*, sia attraverso dispositivi mobili.

Fin dal suo avvio, avvenuto il 1° luglio 2018, il Portale è oggetto di monitoraggio, nonché di azioni di consolidamento e di nuove funzionalità.

Complessivamente dal 1° luglio 2018 al 31 ottobre 2023, il Portale offerte ha avuto un totale di 7.328.039 visite. Le pagine complessivamente visualizzate sono state 59.266.433. Dal monitoraggio degli accessi risulta che, nel 2023, il sito ha avuto un totale di 2.504.504 visitatori unici (+35,6% rispetto al 2022 e +190% rispetto al 2021). Il numero di utenti che utilizzano il Portale offerte è pertanto aumentato sia in termini assoluti che in termini percentuali rispetto al totale delle visite. In media hanno visitato mensilmente il Portale nel 2023 oltre 208 mila visitatori unici, con un picco nel mese di dicembre 2023 (ultimo mese prima del termine del servizio di tutela per i consumatori domestici nel settore del gas) di oltre 583 mila utenti.

Le offerte presenti nel *database* del Portale e disponibili al 31 dicembre 2023, erano pari a 8.505, di cui 5.854 relative alla fornitura nel mercato libero, 2.170 offerte PLACET e 481 offerte senza il calcolo della stima della spesa annua. Per il settore elettrico erano disponibili complessivamente 4.100 offerte, per il gas naturale 3.873; le offerte *dual fuel* erano 44. Per il settore elettrico, il 42,4% delle offerte rivolte ai clienti domestici erano a prezzo fisso, mentre per i clienti non domestici tale percentuale scende al 25,9%. Complessivamente, per entrambe le tipologie di clienti del settore elettrico, le offerte disponibili sono quindi prevalentemente a prezzo variabile. Analogamente per il settore del gas naturale, le offerte disponibili sono prevalentemente a prezzo variabile. Per i domestici rappresentano il 76,4% delle offerte disponibili, per i condomini il 72,2% e per i clienti non domestici il 71,5%.

Nel corso del 2023 sono state apportate consistenti modifiche alla fruibilità ed al *layout* del Portale offerte. In particolare, sono state concluse le seguenti implementazioni:

- è stata realizzata una nuova funzionalità di confronto tra un'offerta personalizzata che il cliente riceve da un venditore e le altre offerte presenti sul Portale, usufruibile tramite l'inserimento del

---

<sup>243</sup> Delibera 1 febbraio 2018, 51/2018/R/com, come modificata dalla delibera 5 marzo 2019, 85/2019/R/com.

<sup>244</sup> <https://www.ilportaleofferte.it/portaleOfferte/>.

codice offerta che il cliente ha ricevuto dal venditore (solo per confronti tra offerte c.d. simulabili per cui vige l'obbligo di trasmissione al SII);

- sono stati effettuati degli adeguamenti dei contenuti informativi e del layout per la gestione della fine del Servizio di maggior tutela e l'inizio del Servizio a tutele graduali per le microimprese;
- è stato aggiunto un filtro, sia per il settore del gas naturale (a dicembre 2023), sia per quello dell'energia elettrica (nel primo trimestre 2024), dedicato alla gestione della caratteristica di vulnerabilità dei clienti finali;
- sono state introdotte le informazioni relative all'eventuale presenza di oneri di recesso anticipato (da dicembre 2023);
- è stata sviluppata una versione *light* del Portale, per renderlo incorporabile in altri siti web (per esempio a beneficio di testate giornalistiche).

## Offerte PLACET

L'aumento della comprensione delle offerte commerciali da parte dei clienti finali è un presupposto per la loro partecipazione attiva al mercato. 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 introdotto<sup>245</sup>, la disciplina delle offerte a Prezzo Libero A Condizioni Equiparate di Tutela (c.d. offerte PLACET), che individua strutture di offerta facilmente 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 e, per il settore del gas naturale, con i clienti finali (domestici, condomini a uso domestico e altri usi) titolari di punti con consumi annui inferiori a 200.000 S(m<sup>3</sup>).

Alla data del 31 dicembre 2023 risultano presenti nel Portale Offerte 2.170 offerte PLACET (Tavola 5.2).

**Tavola 5.2 Numero di offerte PLACET presenti nel Portale Offerte al 31 dicembre 2023, distinte per tipologia di cliente finale**

SETTORE	A PREZZO	A PREZZO	TOTALE
	FISSO	VARIABILE	
Cliente domestico	201	241	442
Cliente non domestico	201	234	435
<b>TOTALE SETTORE ELETTRICO</b>	-	-	<b>877</b>
Cliente domestico	176	340	516
Cliente non domestico	169	222	391
Condominio con uso domestico con consumi inferiori a 200.000 m <sup>3</sup>	137	249	386
<b>TOTALE SETTORE GAS</b>	-	-	<b>1.293</b>
<b>TOTALE OFFERTE PLACET</b>	-	-	<b>2.170</b>

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Acquirente Unico.

<sup>245</sup> Delibera 27 luglio 2017, 555/2017/R/com.