



Relazione 352/2023/I

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

31 luglio 2023

INDICE

1	Prefazione	4
2	Principali sviluppi nei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale.....	5
2.1.1	Valutazione dello sviluppo dei mercati e della regolamentazione	5
2.1.2	Attuazione del <i>Clean Energy Package</i>	35
3	Il mercato elettrico.....	37
3.1	Regolamentazione delle infrastrutture.....	37
3.1.1	<i>Unbundling</i>	37
3.1.2	Estensione delle reti e ottimizzazione	37
3.1.3	Investimenti in nuove infrastrutture di trasmissione.....	39
3.1.4	Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti.....	43
3.1.5	Regolazione della sicurezza e affidabilità delle reti.....	48
3.1.6	Norme in materia di qualità e <i>output</i> dei servizi di distribuzione e trasmissione	52
3.1.7	Monitoraggio del bilancio tra domanda e offerta di energia elettrica.....	57
3.1.8	Monitoraggio degli investimenti in capacità di generazione e di stoccaggio sotto il profilo della sicurezza delle forniture.....	57
3.1.9	Implementazione dei Codici di Rete e delle linee guida per l'integrazione dei mercati elettrici europei.....	57
3.1.10	Coordinamento internazionale sui temi dell'energia elettrica e del gas naturale.....	68
3.2	Concorrenza e funzionamento dei mercati	75
3.2.1	Mercati all'ingrosso	75
3.2.1.1	Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso	81
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.....	84
3.2.2	Mercato al dettaglio.....	86
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.....	106
3.2.2.2	Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza	116
4	Il mercato del gas naturale.....	120
4.1	Regolamentazione delle infrastrutture.....	120

4.1.1	Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti e alle infrastrutture di GNL.....	120
4.1.2	Bilanciamento.....	135
4.1.3	Questioni transfrontaliere.....	138
4.1.4	Attuazione dei Codici di rete e delle linee guida.....	140
4.2	Concorrenza e funzionamento dei mercati	142
4.2.1	Mercati all'ingrosso	142
4.2.1.1	Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso	147
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.....	154
4.2.2	Mercato al dettaglio.....	155
4.2.2.1	Monitoraggio del livello dei prezzi del mercato al dettaglio, del livello di trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza.....	165
4.2.2.2	Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza	170
4.3	Sicurezza delle forniture.....	170
5	Protezione dei consumatori e risoluzione delle controversie.....	171
5.1.1	Il sistema di protezione: la trattazione dei reclami dei clienti finali (livello base)	171
5.1.2	Il sistema di protezione: la risoluzione extragiudiziale delle controversie (secondo livello)	172
5.1.3	Protezione dei consumatori domestici vulnerabili e dalla povertà energetica.....	175
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	179
5.1.5	Strumenti a disposizione dei clienti finali.....	180
5.1.6	Accesso ai dati di consumo.....	182
5.1.7	Disponibilità di strumenti comparativi dei prezzi	183

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.

Le estreme sollecitazioni esogene che si sono abbattute sul sistema energetico europeo nel 2022 hanno messo a dura prova tutte le istituzioni, compresi i regolatori.

Di fronte a tali sollecitazioni e a tempi incerti, il maggiore valore è la velocità di una risposta concreta.

Anche la regolazione ha dovuto reagire prontamente, per non essere essa stessa un freno alla capacità di reazione degli operatori e dei consumatori, nella ricerca costante di un equilibrio, non sempre facilmente raggiungibile, tra tutela dei consumatori e stabilità del sistema.

La crisi energetica ha anche implicato per il nostro Paese un cambiamento radicale delle rotte di approvvigionamento da Nord a Sud, con tutti i conseguenti cambiamenti che il sistema infrastrutturale del gas e la sua regolazione stanno affrontando e dovranno affrontare in prospettiva.

Il mondo dei decisori è chiamato a confrontarsi con una complessità sistemica probabilmente mai sperimentata in passato, in cui la velocità dell'innovazione e la numerosità dei soggetti coinvolti impone una visione responsabile, connessa e integrata delle iniziative.

Milano, 3 agosto 2023

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

Il 2022 è stato caratterizzato, come sempre, da un'intensa attività legislativa, dedicata soprattutto all'adozione di misure atte a mitigare i preoccupanti rialzi dei prezzi dell'energia, dovuti anche al persistere del conflitto bellico in Ucraina. I principali provvedimenti dell'anno afferenti ai settori energetici sono sintetizzati nel seguito, secondo – come di consueto – l'ordine cronologico.

- L'art. 11 del decreto legge 30 dicembre 2021, n. 228¹ **proroga sino al 31 dicembre 2026** il periodo di godimento dei **benefici riconosciuti alle imprese energivore per l'impegno a finanziare la realizzazione di alcune linee di interconnessione con l'estero** (*interconnector*) e demanda all'Autorità il compito di aggiornare le delibere contenenti l'elenco dei paesi esteri nei mercati dei quali gli assegnatari possono acquistare l'energia elettrica oggetto del servizio di **importazione virtuale**.
- L'art. 14 del decreto legge 27 gennaio 2022, n. 4², affida all'Autorità il compito di **annullare per il primo trimestre 2022 le aliquote relative agli oneri generali di sistema** applicate alle utenze con potenza disponibile pari o superiore a 16,5 kW, anche connesse in media e alta/altissima tensione, o per usi di illuminazione pubblica o di ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico. Il decreto ha stabilito che la copertura degli oneri derivanti da questa misura, pari a 1.200 milioni di euro per il 2022, avvenga mediante il corrispondente utilizzo di quota parte dei proventi delle aste delle quote di emissione di CO₂ relativi al 2022.
Per sostenere le persone che utilizzano presso la propria abitazione l'energia elettrica per apparecchiature mediche necessarie per il mantenimento in vita, l'art. 14-bis istituisce un fondo presso la Presidenza del Consiglio, con una dotazione di 500.000 euro per il 2022.
L'art. 15-bis prevede l'applicazione, dal 1° febbraio al 31 dicembre 2022, di un **meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell'energia**, in riferimento all'energia elettrica **immessa in rete da**: i) **impianti fotovoltaici** di potenza superiore a 20 kW che beneficiano di premi fissi derivanti dal meccanismo del Conto energia, non dipendenti dai prezzi di mercato; ii) **impianti di potenza superiore a 20 kW alimentati da fonte solare, idroelettrica, geotermoelettrica ed eolica** che non accedono a meccanismi di incentivazione, entrati in esercizio prima del 1° gennaio 2010.
- L'art. 5-bis del decreto legge 25 febbraio 2022, n. 14³, introduce disposizioni per l'adozione di **misure preventive necessarie alla sicurezza del sistema nazionale del gas naturale**. Nel dettaglio, l'articolo prevede che, per fronteggiare l'eccezionale instabilità del sistema nazionale del gas naturale derivante dalla guerra in Ucraina e consentire il riempimento degli stoccaggi di gas per l'anno termico 2022-2023, possano essere adottate misure finalizzate all'aumento della

¹ Convertito dalla legge 25 febbraio 2022, n. 15.

² Convertito dalla legge 28 marzo 2022, n. 25.

³ Convertito in legge 5 aprile 2022, n. 28.

disponibilità di gas e alla riduzione programmata dei consumi di gas, previste dal Piano di emergenza del sistema italiano del gas naturale a prescindere dalla dichiarazione del livello di emergenza. In tal caso, affida a Terna il compito di predisporre un **programma di massimizzazione dell'impiego degli impianti di generazione di energia elettrica** con potenza termica nominale superiore a 300 MW **che utilizzino carbone o olio combustibile** in condizioni di regolare esercizio, **per il periodo di durata dell'emergenza**, fermo restando il contributo degli impianti alimentati a energie rinnovabili.

- L'art. 1 del decreto legge 1° marzo 2022, n. 17⁴, affida all'Autorità il compito di **annullare, anche per il secondo trimestre 2022 (aprile-giugno), le aliquote relative agli oneri generali di sistema** applicate a tutte le utenze elettriche.

L'art. 2-bis, affida inoltre all'Autorità il compito di effettuare la rendicontazione – da trasmettere entro il 16 maggio 2022 al Ministero dell'economia e delle finanze, al Ministero della transizione ecologica e alle competenti Commissioni parlamentari – dell'utilizzo delle risorse destinate al contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nei settori elettrico e del gas naturale. A decorrere dal 1° giugno 2022, all'Autorità, è richiesto, inoltre il compito di individuare ulteriori misure di contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nei settori elettrico e del gas naturale, di effettuare la rendicontazione dell'utilizzo delle risorse destinate a tali misure e di trasmetterla ai già citati Ministeri e alle competenti Commissioni parlamentari. A tali soggetti viene destinata anche una relazione sull'effettivo utilizzo delle risorse destinate al contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nei settori elettrico e del gas naturale per l'anno in corso.

Il successivo art. 3 **rafforza le agevolazioni** relative alle tariffe elettriche già riconosciute ai **clienti domestici** economicamente svantaggiati e ai clienti domestici in gravi condizioni di salute e la compensazione per la fornitura di gas naturale, affidando all'Autorità il compito di rideterminarle per minimizzare gli incrementi della spesa per la fornitura, previsti per il secondo trimestre 2022, fino alla concorrenza dell'importo di 400 milioni di euro.

Sempre prestando attenzione ai clienti vulnerabili e in condizioni di povertà energetica, l'art. 3-bis demanda a un decreto del Ministro della transizione ecologica l'**adozione della Strategia nazionale contro la povertà energetica**, al fine di stabilire gli obiettivi indicativi periodici per l'elaborazione, a livello nazionale, di misure strutturali e di lungo periodo e per l'integrazione delle azioni in corso di esecuzione e di quelle programmate nell'ambito delle politiche pubbliche.

L'art. 9-*quater*, **amplia l'ambito di operatività della proroga di diritto delle concessioni**, ancorché scadute, **per le grandi derivazioni a scopo idroelettrico** accordate nelle province autonome di Trento e di Bolzano e stabilisce che tale proroga opera non solo per le concessioni con termine di scadenza anteriore al 31 dicembre 2023, ma anche per quelle che prevedono un termine di scadenza "a data successiva individuata dallo Stato per analoghe concessioni di grandi derivazioni idroelettriche situate nel territorio nazionale".

L'art. 10-*ter* prevede **misure per lo sviluppo delle fonti rinnovabili e per il contenimento dei prezzi energetici**; mentre l'art. 16, al fine di contribuire al rafforzamento della sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale a prezzi ragionevoli per i clienti finali e, contestualmente, alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti, demanda al GSE, o alle società da esso controllate, **l'avvio di procedure per l'approvvigionamento di lungo termine di gas naturale di produzione nazionale dai titolari di concessioni di coltivazione di gas**.

⁴ Convertito in legge 27 aprile 2022, n. 34.

Infine, l'art. 16-*bis*, allo scopo di garantire la piena integrazione e remunerazione di medio termine degli investimenti in fonti rinnovabili nel mercato elettrico, nonché di trasferire ai consumatori partecipanti al mercato elettrico i benefici conseguenti alla predetta integrazione, prevede che il GSE offra un **servizio di ritiro e di acquisto di energia elettrica da fonti rinnovabili** prodotta da impianti stabiliti nel territorio nazionale, **mediante** la stipulazione di **contratti a lungo termine, di durata di almeno tre anni**.

- L'art. 6 del decreto legge 21 marzo 2022, n. 21⁵, **estende la platea delle famiglie che possono accedere ai bonus sociali (elettricità e gas)**, innalzando, per il periodo 1° aprile-31 dicembre 2022, il valore soglia dell'ISEE⁶ necessario per la fruizione a 12.000 euro (attualmente fissato a 8.265 euro).

L'art. 6-*bis* **proroga dal 30 aprile al 30 giugno 2022** le disposizioni recate dalla legge di bilancio 2022 che permettono il **pagamento rateizzato delle bollette elettriche e del gas per i clienti domestici**.

L'art. 7 pone in capo ai titolari dei **contratti di approvvigionamento di volumi di gas** per il mercato italiano il compito di **trasmettere**, la prima volta entro 15 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto in analisi, al Ministero della transizione ecologica e all'Autorità **i suddetti contratti, i nuovi contratti che verranno sottoscritti e le modifiche** e incrementa di 25 unità la pianta organica del personale dell'Autorità, per ottemperare ai maggiori compiti assegnati dalla normativa vigente, con specifico riferimento al monitoraggio e al controllo dei mercati energetici.

- L'art. 1 del decreto legge 17 maggio 2022, n. 50⁷, affida all'Autorità il compito di **rideterminare per il terzo trimestre del 2022 le agevolazioni** relative alle tariffe per la fornitura di energia elettrica riconosciute ai clienti domestici economicamente svantaggiati e a quelli in gravi condizioni di salute e la compensazione per la fornitura di gas naturale (bonus sociali elettricità e gas), riconosciute sulla base dell'ISEE nel limite delle risorse disponibili nel bilancio della Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) per il 2022, con l'obiettivo di mantenere inalterata rispetto al secondo trimestre del 2022, la spesa dei clienti beneficiari delle agevolazioni corrispondenti ai profili-tipo dei titolari dei suddetti benefici. L'Autorità individua la specifica comunicazione da inserire nelle fatture per i clienti domestici.

L'art. 1-*bis* assegna ad Acquirente unico il compito di svolgere il servizio di approvvigionamento di energia elettrica utilizzando tutti gli strumenti disponibili sui mercati regolamentati dell'energia elettrica e all'Autorità quello di **adottare disposizioni per assicurare l'assegnazione del servizio a tutele graduali per i clienti domestici, mediante procedure competitive da concludersi entro il 1° gennaio 2024**, garantendo la continuità della fornitura di energia elettrica.

Gli artt. 1-*ter* e 1-*quater* attribuiscono poi all'Autorità la funzione di **annullare per il terzo trimestre del 2022 le aliquote relative agli oneri generali di sistema nel settore elettrico** applicate a tutte le utenze, per un onere pari a 1.915 milioni per il 2022; **nonché il compito di**

⁵ Convertito in legge 20 maggio 2022, n. 51.

⁶ 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).

⁷ Convertito in legge 15 luglio 2022, n. 91.

ridurre ulteriormente le aliquote relative agli oneri generali di sistema per il settore del gas fino a concorrenza dell'importo di 240 milioni con particolare riferimento agli scaglioni di consumo fino a 5.000 metri cubi annui.

Da ultimo, l'art. 5-bis pone in capo al GSE il compito di provvedere a **erogare un servizio di riempimento di ultima istanza tramite l'acquisto di gas naturale, ai fini del suo stoccaggio** e della successiva vendita entro il 31 dicembre 2022, nel limite di un controvalore pari a 4.000 milioni.

- L'art. 6 della legge 5 agosto 2022, n. 118, *Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2021*, prevede una dettagliata **disciplina delle concessioni di distribuzione del gas naturale**, al fine di valorizzare adeguatamente le reti di distribuzione del gas di proprietà degli enti locali e di rilanciare gli investimenti nel settore della distribuzione, accelerando al contempo le procedure per le gare per il servizio di distribuzione di gas naturale previste dal regolamento di cui al decreto ministeriale 12 novembre 2011, n. 226.
- Il decreto legge 9 agosto 2022, n. 115⁸, affida ancora all'Autorità il compito di **rideterminare, anche per il quarto trimestre del 2022, le agevolazioni** relative alle tariffe per la fornitura di energia elettrica riconosciute ai clienti domestici economicamente svantaggiati e ai clienti domestici in gravi condizioni di salute e le compensazioni per la fornitura di gas naturale riconosciute sulla base del valore soglia dell'ISEE (12.000 euro), con l'obiettivo di contenere la variazione rispetto al trimestre precedente della spesa dei clienti agevolati corrispondenti ai profili-tipo dei titolari dei suddetti benefici, nel limite di 2.420 milioni complessivi tra elettricità e gas per il 2022.
- L'art. 2 dello stesso decreto **definisce i clienti vulnerabili**, ossia i clienti civili che si trovano in condizioni economicamente svantaggiate; che rientrano tra i soggetti con disabilità; le cui utenze sono ubicate nelle isole minori non interconnesse; le cui utenze sono ubicate in strutture abitative di emergenza a seguito di eventi calamitosi e con un'età superiore ai 75 anni. **A tali clienti, a decorrere dal 1° gennaio 2023, i fornitori e gli esercenti il servizio di fornitura di ultima istanza devono offrire la fornitura di gas naturale a un prezzo** che rifletta il costo effettivo di approvvigionamento nel mercato all'ingrosso, i costi efficienti del servizio di commercializzazione e le condizioni contrattuali e di qualità del servizio, come definiti dall'Autorità che ha il mandato di determinare anche le specifiche misure perequative a favore degli esercenti il servizio di fornitura di ultima istanza.
L'art. 3 **sospende le modifiche unilaterali dei contratti di fornitura di energia elettrica e gas naturale** da parte dell'impresa fornitrice di energia elettrica e gas naturale.
In virtù dell'art. 4, l'Autorità **annulla, per il quarto trimestre 2022, le aliquote relative agli oneri generali del sistema elettrico** applicate a tutte le utenze. In base all'art. 5, l'Autorità **mantiene inalterate le aliquote relative agli oneri generali di sistema per il settore del gas naturale** in vigore nel terzo trimestre 2022.
Con l'art. 11 si **proroga al 30 giugno 2023 l'applicazione del meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell'energia**, previsto dall'art. 15-bis del decreto legge n. 4/2022 (descritto poco sopra).
- L'art. 42 modifica il comma 6 dell'art. 15-bis ("Ulteriori interventi sull'elettricità prodotta da impianti a fonti rinnovabili") del decreto legge n. 4/2022 in materia di attuazione delle disposizioni relative al meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell'energia,

⁸ Convertito in legge 21 settembre 2022, n. 142.

prevedendo che l'Autorità disciplini solo le modalità di attuazione dell'art. 15-bis e non anche le modalità con le quali i proventi sono versati in un apposito fondo istituito presso CSEA e portati a riduzione del fabbisogno a copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico. I proventi derivanti dall'attuazione della norma saranno invece versati dal GSE, entro il 30 novembre 2022, in modo cumulato per il periodo da febbraio ad agosto 2022 e su base mensile per i mesi successivi, all'entrata del bilancio dello Stato e restano acquisiti all'erario fino a concorrenza dell'importo complessivo di 3.739 milioni.

- L'avvio della XIX Legislatura, a seguito delle elezioni politiche del 25 settembre 2022 per il rinnovo della composizione del Parlamento, si apre, per quanto di interesse, con l'approvazione della legge 29 dicembre 2022, n. 197, *Legge di bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2023 e bilancio pluriennale per il triennio 2023-2025*, che consente all'Autorità di **annullare, per il primo trimestre 2023, le aliquote relative agli oneri generali di sistema elettrico** applicate alle utenze domestiche e alle utenze non domestiche in bassa tensione, per altri usi, con potenza disponibile fino a 16,5 kW (commi 11 e 12) e di **fissare una componente negativa degli oneri generali di sistema per il settore del gas naturale** per gli scaglioni di consumo fino a 5.000 metri cubi annui, fino alla concorrenza dell'importo di 3.043 milioni, mantenendo l'azzeramento di tutte le altre aliquote di tali oneri per un valore pari a 500 milioni di euro (comma 15). Con il comma 17 viene **innalzato, per il 2023, a 15.000 euro il valore soglia dell'ISEE dei nuclei familiari dei clienti domestici economicamente svantaggiati ammessi al bonus sociale** per la fornitura di energia elettrica e gas naturale. L'Autorità è tenuta a **rideterminare per il primo trimestre 2023 le agevolazioni per tali clienti**, nel limite di 2.400 milioni complessivi tra elettricità e gas (comma 18).

In attuazione dell'impegno assunto dalla *milestone* M1C2-7 del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) in materia di oneri di sistema, la legge in analisi stabilisce che gli **oneri nucleari inseriti nelle bollette elettriche e le misure di compensazione territoriale non siano più soggetti all'obbligo di riscossione da parte dei fornitori di energia**. Pertanto, sono abrogati l'art. 1, comma 298, della legge finanziaria 2005 e l'art. 1, comma 493, della legge finanziaria 2006 che prevedevano che una parte del gettito derivante dagli oneri nucleari riscossi dai fornitori fosse annualmente versata al bilancio dello Stato a compensazione degli interventi previsti.

Il comma 24 istituisce poi un fondo presso il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, con una dotazione di 220 milioni per il 2023, da destinare al contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore del gas naturale per i clienti finali e prevede che, con provvedimento dell'Autorità, **possano essere sospesi, fino al 31 gennaio 2023, i procedimenti di interruzione della fornitura del gas naturale** per i clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto del gas naturale, nel limite di 50 milioni.

Il comma 26 autorizza la spesa di 350 milioni per il 2023 per la compensazione finanziaria derivante dal riconoscimento dei costi sostenuti da Snam (responsabile del bilanciamento del gas naturale) per il servizio di riempimento di ultima istanza dello stoccaggio. Eventuali risorse residue sono destinate alla riduzione, nel 2023, degli oneri generali di sistema per il settore del gas naturale.

Il comma 30 prevede l'**applicazione, a decorrere dal 1° dicembre 2022 e fino al 30 giugno 2023, di un tetto sui ricavi di mercato ottenuti dalla produzione dell'energia elettrica**, attraverso un meccanismo di compensazione a una via, in riferimento all'energia elettrica immessa in rete da: i) impianti a fonti rinnovabili non rientranti nell'ambito di applicazione dell'art. 15-bis del decreto legge n. 4/2022; ii) impianti alimentati da fonti non rinnovabili di cui all'art. 7, comma 1, del regolamento (UE) 1854/2022.

Si istituisce poi, al comma 41, un **servizio di riduzione dei consumi di energia elettrica fino al**

31 marzo 2023, affidato da Terna con procedure concorsuali aperte a tutti i clienti o gruppi di clienti, per il conseguimento degli obiettivi di riduzione dei consumi di energia elettrica nelle ore di punta, previsti dall'art. 4 del regolamento (UE) 1854/2022 del 6 ottobre 2022.

- L'art. 3 del decreto legge 18 novembre 2022, n. 176⁹, reca **misure di sostegno per fronteggiare gli aumenti delle bollette**. Nel dettaglio, le imprese con utenze intestate con sede in Italia possono chiedere la rateizzazione degli importi dovuti a titolo di corrispettivo per la componente energetica di elettricità e di gas naturale utilizzato per usi diversi dagli usi termoelettrici ed eccedenti l'importo medio contabilizzato a parità di consumo nel periodo di riferimento compreso tra il 1° gennaio e il 31 dicembre 2021, per i consumi effettuati dal 1° ottobre 2022 al 31 marzo 2023 e fatturati entro il 30 settembre 2023.

L'art. 3-ter apporta **modifiche alla disciplina del close-out netting** per aumentare la liquidità dei mercati dell'energia e ridurre i costi delle transazioni, estendendo in via generalizzata, senza una scadenza temporale, tale clausola.

L'art. 4 fissa **misure per l'incremento della produzione di gas naturale**, al fine di contribuire al rafforzamento della sicurezza degli approvvigionamenti e alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti, tra cui il metano, rispettando l'impegno volontario dell'Italia al *Global methane pledge*, rilanciato nella COP27, attraverso l'incremento dell'offerta di gas di produzione nazionale destinabile ai clienti finali industriali a prezzo accessibile.

L'art. 5 che **posticipa di un anno, ossia al 10 gennaio 2024, la fine delle tutele economiche nel settore del gas naturale**.

Inoltre, allo scopo di allineare la tutela dei clienti vulnerabili gas alla data della fine della tutela economica per i clienti domestici elettrici e gas (10 gennaio 2024), il comma 2-ter rinvia dal 1° gennaio 2023 al 10 gennaio 2024 il termine a decorrere dal quale i fornitori e gli esercenti il servizio di fornitura di ultima istanza sono 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 servizio di commercializzazione e le condizioni contrattuali e di qualità del servizio, definiti dal regolatore.

Lo stesso art. 5 proroga: i) dal 31 dicembre 2022 al 10 novembre 2023 il termine finale per la vendita del gas naturale acquistato dal GSE nell'ambito dell'erogazione del servizio di riempimento di ultima istanza; ii) dal 20 dicembre 2022 al 20 novembre 2023 il termine per la restituzione da parte del GSE delle risorse trasferite per il servizio di riempimento di ultima istanza. Permane l'obbligo di restituzione da parte del GSE dell'importo ricevuto a titolo di prestito infruttifero per finanziare gli acquisti per erogare il servizio di riempimento di ultima istanza.

- Infine, l'art. 11 del decreto legge 29 dicembre 2022, n. 198¹⁰, **proroga al 30 giugno 2023 la sospensione dell'efficacia di ogni eventuale clausola contrattuale che consenta all'impresa fornitrice di energia elettrica e di gas naturale di modificare unilateralmente le condizioni generali di contratto** relative alla definizione del prezzo, ancorché sia contrattualmente riconosciuto alla controparte il diritto di recesso. La norma non si applica alle clausole contrattuali che consentono all'impresa fornitrice di energia elettrica e di gas naturale di aggiornare le condizioni economiche contrattuali alla loro scadenza, nel rispetto dei termini di preavviso contrattualmente previsti e fermo restando il diritto di recesso della controparte.

⁹ Convertito dalla legge 13 gennaio 2023, n. 6.

¹⁰ Convertito dalla legge 24 febbraio 2023, n. 14.

La stessa legge prevede che, **fino al 30 settembre 2023**, nel limite delle risorse effettivamente disponibili, l'Autorità **individui il fabbisogno di risorse** da destinare al contenimento delle conseguenze derivanti agli utenti finali dagli aumenti dei prezzi nel settore del gas naturale prioritariamente **per finanziare i meccanismi di reintegrazione di morosità a favore degli esercenti il servizio di default distribuzione e il servizio di fornitura di ultima istanza**, prevedendo al contempo modalità finalizzate a ridurre le tempistiche di versamento di tali importi. Eventuali ulteriori risorse residue sono destinate alla riduzione, nel 2023, degli oneri generali di sistema per il settore del gas naturale.

Il decreto apporta anche **modifiche** sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, stabilendo che i decreti con i quali dovranno essere attuate e coordinate le **modalità di incentivazione del biometano prodotto o immesso nella rete del gas naturale** dovranno essere adottati entro il 31 dicembre 2023 e che potranno estendere l'incentivo tariffario anche alla produzione di combustibili gassosi da fonti rinnovabili, inclusa la produzione di idrogeno originato dalle biomasse.

- Occorre infine menzionare che nel corso del 2022 sono state emanate numerose **disposizioni per la semplificazione dei procedimenti di autorizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili**.

Sviluppi nel mercato elettrico

Principali novità nella regolazione

In Italia, la **trasmissione elettrica** avviene per mezzo di circa 75.250 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 (per mezzo di CDP Reti). Il restante 70,15% del capitale appartiene al mercato. Nel 2022 le imprese titolari di *asset* della Rete di trasmissione nazionale (RTN) sono divenute 7, contro le 8 dell'anno precedente, per effetto dell'incorporazione degli *asset* di alcune imprese in quelli del gruppo Terna. Considerando gli *asset* di tutte le società appartenenti al gruppo societario, nel 2022 il gruppo Terna possiede il 99,9% degli elettrodotti nazionali.

Nel luglio 2022 l'Autorità ha trasmesso al Ministro della transizione ecologica gli **esiti della propria valutazione sullo schema di piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale 2021** (Piano 2021), con un nulla osta agli interventi proposti, salvo alcuni specifici progetti. L'Autorità ha espresso parere favorevole all'intervento di sviluppo HVDC Sicilia-Continente e parere contrario, per la loro insufficiente utilità per il sistema elettrico in termini di rapporto tra benefici e costi attesi e/o per la disponibilità di soluzioni alternative più efficienti, al secondo polo nell'ambito dell'interconnessione Italia-Montenegro, al progetto di interconnessione HVDC tra Italia e Slovenia, ai progetti di interconnessione con l'isola del Giglio e l'isola di Favignana. Inoltre ha posto condizioni sulla realizzazione degli interventi SA.CO.I. 3 Sardegna-Corsica-Italia continentale, interconnessione Italia-Tunisia e nuovo collegamento HVDC Italia-Grecia.

Nel settembre 2022 l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti relativamente all'aggiornamento delle disposizioni e dei requisiti minimi già fissati per la consultazione e la predisposizione del Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale.

Al 31 dicembre 2022 risultavano iscritte all'Anagrafica operatori dell'Autorità 123 imprese della **distribuzione elettrica**, di cui solo 10 servono un numero di clienti superiore a 100.000 e insieme servono il 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). Complessivamente, in Italia, la distribuzione elettrica avviene per mezzo di 1.281.500 km di reti, la maggior parte delle quali (69%) è in bassa tensione. La società e-distribuzione (gruppo Enel) è il primo operatore, con la quota dominante dell'85,3% dell'energia distribuita.

In tema di **qualità della distribuzione**, nel 2022 si registra un lieve peggioramento rispetto al 2021, sia per la durata media delle interruzioni per utente (65 minuti), sia per il numero medio delle interruzioni per utente (4,21). I dati confermano comunque il deciso miglioramento della durata e del numero delle interruzioni rispetto al triennio 2017-2019, anni in cui l'impatto di eventi meteorologici eccezionali ha contribuito in modo consistente all'aumento della durata e del numero delle interruzioni. La durata delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 40 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 3,14 interruzioni per utente in bassa tensione su base nazionale.

In attuazione del Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, nel novembre 2022 si è chiuso il procedimento per la determinazione, per l'anno 2021, dei premi e delle penalità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica. Per la **regolazione della durata e del numero di interruzioni senza preavviso sono stati erogati 30,8 milioni di euro di premi netti** (che si determinano come saldo fra le somme di premio e quelle di penalità). Sulla base dei dati di continuità del servizio elettrico del 2021, l'Autorità ha pubblicato anche la decima graduatoria nazionale delle imprese di distribuzione di energia elettrica relativa al numero e alla durata delle interruzioni.

Relativamente alle **richieste di connessione in alta o altissima tensione**, nell'anno 2022 Terna ha ricevuto complessivamente 2.956 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di 253,6 GW. In relazione alle richieste ricevute ha messo a disposizione 1.645 preventivi (corrispondenti a una potenza complessiva di 111,5 GW), di cui 813 sono stati accettati; per quattro di questi, corrispondenti a una potenza di 113 MW, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della Soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD), una sola delle quali è stata accettata entro il 31 dicembre 2022, per una potenza di 34 MW. Ciò nonostante, non risultano essere state realizzate e attivate le corrispondenti connessioni entro l'anno. Per quanto concerne le richieste di connessione attive alle reti in media e in bassa tensione, nel 2022 le imprese distributrici hanno ricevuto più di 350.000 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di 26,7 GW, in relazione alle quali, nell'anno hanno messo a disposizione poco più di 310.000 preventivi, per una potenza totale di circa 13,6 GW. In relazione alle richieste pervenute nel 2022, sono state realizzate nell'anno più di 150.000 connessioni, corrispondenti a 1,3 GW, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a: 26 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici e 65 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi, mentre i tempi medi per l'attivazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, sono risultati pari a 9 giorni lavorativi. Per quanto riguarda le connessioni degli utenti passivi, i dati raccolti mostrano che nel 2022 sono state effettuate 256.143 connessioni con le reti di distribuzione, quasi tutte in bassa tensione. Per il 70% di esse la fornitura è stata attivata nel corso dell'anno. Il tempo medio per allacciare i clienti è risultato pari a 11,3 giorni lavorativi.

In tema di **resilienza delle reti**, nel gennaio 2022 l'Autorità ha verificato positivamente la

“Metodologia per il calcolo dell’incremento della resilienza della rete di trasmissione nazionale” proposta da Terna, integrando il codice di rete di Terna; ha aggiornato i “Requisiti minimi per la predisposizione del piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale”, eliminando il beneficio (monetizzato) relativo all’incremento della resilienza del sistema a fronte di impatti di eventi estremi, mantenendo solo l’indicatore di impatto (quantificato ma non monetizzato) per le incertezze intrinsecamente collegate alle analisi della resilienza, significativamente maggiori rispetto a quelle degli altri benefici.

Nel primo triennio di applicazione della regolazione incentivante (2019-2021), sono stati implementati 872 interventi di incremento della resilienza delle reti di distribuzione, per un investimento complessivo di circa 505 milioni di euro. Nel giugno 2022 è stato fissato al 30 settembre 2022 il termine entro cui le imprese distributrici inviano all’Autorità gli elenchi relativi a nuovi interventi per l’incremento della resilienza delle reti elettriche di distribuzione, al fine di evitare sovrapposizioni di attività tra l’ammissione al meccanismo incentivante per la resilienza e la possibile ammissione di interventi (finalizzati a migliorare la resilienza della rete elettrica di distribuzione a eventi meteorologici estremi) al finanziamento con contributi pubblici nell’ambito del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR).

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 i propri **orientamenti** sugli aspetti di competenza che attengono al **nuovo sistema di approvvigionamento a termine delle risorse di stoccaggio elettrico**. Il soddisfacimento dei fabbisogni di capacità di stoccaggio richiederà la costruzione e l’opportuna combinazione di uno o più prodotti standard, in grado di riflettere le caratteristiche di diverse risorse di stoccaggio disponibili e di rispettare i requisiti prestazionali richiesti da Terna; la conseguente stipula di contratti standard di approvvigionamento a termine della capacità di stoccaggio con controparti selezionate in procedure competitive dedicate.

L’andamento fortemente rialzista dei prezzi all’ingrosso delle *commodities* energetiche, a livello sia internazionale sia nazionale, con particolare riferimento all’energia elettrica e al gas, che era iniziato nel 2021, è proseguito per tutto l’anno 2022. Tale andamento dei prezzi all’ingrosso ha avuto impatti straordinari sull’aggiornamento delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela dell’energia elettrica e del gas naturale, nonché effetti significativi anche sui prezzi dell’energia elettrica e del gas naturale nel mercato libero. Ciò ha indotto il Governo ad adottare, trimestre dopo trimestre, manovre di sostegno sia degli utenti del settore elettrico che di quelli del settore gas. Per quanto riguarda il settore elettrico, in relazione agli oneri generali di sistema, per tutto l’anno 2022 sono state annullate, per tutti gli utenti elettrici, le componenti tariffarie A_{SOS} e A_{RIM} .

Gli oneri posti in capo al conto A_{SOS} di competenza dell’anno 2022, in relazione all’**incentivazione delle fonti assimilate e rinnovabili**, hanno risentito del *trend* in crescita del PUN registrato per tutto l’anno, risultando drasticamente inferiori a quelli del 2021 (il quale, peraltro, aveva già registrato una diminuzione significativa, rispetto agli anni precedenti, per effetto dell’aumento del PUN nella seconda metà dell’anno). La riduzione del PUN ha infatti un effetto positivo sugli oneri in capo al conto A_{SOS} di competenza del medesimo anno, sia perché si incrementano i ricavi di vendita dell’energia agevolata, sia per il fatto che alcuni tipi di agevolazione diminuiscono all’aumentare del PUN. Ha un impatto positivo, in prospettiva, anche per l’anno successivo, soprattutto in relazione al meccanismo di aggiornamento degli incentivi che hanno sostituito i certificati verdi. Per tutto il 2022 gli oneri del conto A_{SOS} sono stati finanziati dalle risorse stanziati dal Governo nell’ambito delle manovre sopra richiamate. In totale, risultano stanziati, per l’anno 2022, 6.126 milioni di euro per il

conto A_{SOS} a fronte di un fabbisogno di 6.644 milioni di euro. Le risorse stanziare non hanno quindi coperto tutto il fabbisogno economico del conto A_{SOS} nel 2022. Tuttavia, per effetto dello scostamento tra il fabbisogno economico e la sua manifestazione finanziaria, particolarmente significativo per quest'anno, alla fine del 2022 la liquidità del conto A_{SOS} è risultata più che buona.

Nell'agosto 2021 è stato definito il **quadro regolatorio per la commessa nucleare in relazione alle attività di decommissioning**, ossia quelle attività i cui costi rientrano nel perimetro degli oneri nucleari (con l'esclusione delle attività relative al Deposito nazionale – Parco tecnologico, DN-PT) con l'approvazione del Testo integrato del *decommissioning* nucleare (TIDECN). Durante l'anno 2022 è stato completato il quadro regolatorio degli oneri nucleari per il terzo periodo di regolazione (2021-2026). A marzo sono stati aggiornati i criteri di separazione contabile per la società Sogin (che in Italia è l'ente deputato al *decommissioning*), definiti in precedenza nel 2008, sia in relazione all'evoluzione della regolazione dell'Autorità in merito alla separazione contabile in generale, sia in relazione all'evoluzione della normativa riguardante le attività rientranti nel perimetro degli oneri nucleari, con particolare riferimento alle disposizioni del decreto legislativo 15 febbraio 2010, n. 31/2010, che ha affidato a Sogin la realizzazione del **Deposito nazionale – Parco tecnologico (DN-PT)**, nel quale confluiranno sia i rifiuti connessi allo smantellamento delle centrali e impianti elettronucleari, sia altri rifiuti radioattivi, estranei a tali centrali e impianti elettronucleari.

I costi del DN-PT, per la parte di competenza attribuibile ai rifiuti radioattivi connessi allo smantellamento, rientrano nel perimetro degli oneri nucleari, e come tali sono soggetti alle disposizioni che prevedono che l'Autorità determini gli oneri nucleari "tenendo conto di criteri di efficienza economica nello svolgimento delle attività previste". Le attività per la realizzazione del DN-PT, benché i relativi costi rientrino in quota parte nel perimetro degli oneri nucleari, hanno caratteristiche peculiari molto diverse da quelle delle attività di decommissioning della commessa nucleare. Nel definire il TIDECN, l'Autorità ha pertanto previsto che tali attività sarebbero state oggetto di uno specifico provvedimento separato. In tale quadro, nell'ottobre 2022, insieme alla conclusione dell'istruttoria per il riconoscimento ex-post dei costi sostenuti da Sogin per il Deposito Nazionale - Parco Tecnologico nel periodo 2010-2020, l'Autorità ha anche definito i **criteri per il riconoscimento dei costi per le attività di localizzazione e autorizzazione del DN-PT**. Tali criteri non sono stati oggetto di osservazioni da parte dei ministeri competenti.

In proposito occorre segnalare che la legge di bilancio 2023 dispone che, **dal 2023 gli oneri nucleari non sono più a carico delle utenze elettriche, bensì direttamente del bilancio dello Stato**, lasciando invariati i poteri dell'Autorità in termini di determinazione degli oneri nucleari sulla base di criteri di efficienza economica.

A fine 2022 l'**implementazione dei regolamenti *Forward capacity allocation (FCA GL)*, *Demand connection network code (DC NC)* e *High voltage direct current network code (HVDC NC)*** è ormai conclusa; rimangono ancora da completare alcune metodologie *Capacity allocation and congestion management guideline (CACM GL)*, *System operation guideline (SO GL)* ed *Electricity balancing guideline (EB GL)* e da definire a livello nazionale la metodologia con i criteri dell'analisi costi e benefici per il *retrofitting* degli impianti di generazione esistenti ai sensi del codice RfG NC (*Requirements for generators network code*), nonché la metodologia per l'esecuzione dei test con riferimento al codice di rete previsto dal regolamento *Emergency and restoration network code* (per la quale si attende da parte di Terna l'aggiornamento delle disposizioni del Codice di rete). Nel corso del 2022, quindi, l'implementazione dei codici di mercato si è focalizzata sul mantenimento e il miglioramento delle metodologie adottate negli anni precedenti.

Relativamente al regolamento FCA GL nel 2022 si sono rese necessarie modifiche alla metodologia per la *Single Allocation Platform* e la ripartizione delle rendite di congestione. Inoltre, il 2022 ha visto

l'avvio di una discussione in merito alla possibilità di prevedere un'allocazione congiunta dei diritti di trasmissione di lungo termine con un approccio analogo a quello previsto per la capacità giornaliera, al posto delle attuali aste esplicite separate per ciascun confine. Anche per il regolamento CACM GL proseguono a livello europeo le discussioni sull'aggiornamento delle metodologie in essere. Nel corso del 2022, tuttavia, non sono state approvate modifiche in tal senso. Per il regolamento *Balancing EB GL*, nel 2022 sono proseguiti i lavori per lo sviluppo e la futura approvazione delle metodologie mancanti (la metodologia paneuropea per l'armonizzazione dei metodi di allocazione della capacità transfrontaliera per lo scambio di capacità di bilanciamento o la condivisione di riserve e le due metodologie regionali, *Italy North e Greece-Italy*, per il calcolo della capacità nell'orizzonte temporale del bilanciamento). In particolare, nel 2022 sono stati emendati la metodologia per il *pricing* dell'energia di bilanciamento. Per quanto attiene al regolamento SO GL, il processo di implementazione prevede ancora l'approvazione di due metodologie a livello di area sincrona Europa continentale: la quantificazione del valore minimo di inerzia da assicurare nel sistema e la definizione del tempo minimo di consegna della riserva primaria in condizioni di allerta per le risorse a energia limitata (metodologia discussa da parte delle autorità di regolazione nel corso del 2022 con richiesta di emendamenti concordata a dicembre e ratificata da ARERA nel dicembre 2022).

Ai sensi dell'art. 59(1)(e) del regolamento (UE) 943/2019, la Commissione ha avviato un processo finalizzato all'adozione di un nuovo codice di rete per regolamentare con maggiore dettaglio il settore della *demand response*. In una prima fase di indagine, che si è conclusa a inizio 2022, ACER ha definito i contenuti del futuro codice di rete dovrebbe e la stesura delle linee guida non vincolanti (*non-binding framework guideline*), che stabiliscono i principi da seguire nello sviluppo del codice di rete per la definizione di regole armonizzate relative alla *demand response*. Le linee guida sono state adottate da ACER a dicembre 2022, dopo quasi un anno di lavoro congiunto con le autorità di regolazione e i soggetti esperti. Il risultato è un documento di principi e raccomandazioni che spaziano dalla regolamentazione di ruoli e responsabilità, ai modelli di aggregazione, ai principi per la qualifica delle risorse, ai meccanismi per il coordinamento tra mercati *wholesale* e mercati locali, ivi incluso il coordinamento tra TSO e DSO e ai principi per la fornitura e l'approvvigionamento di servizi da risorse diffuse. L'Autorità ha partecipato attivamente ai gruppi di lavoro ACER che hanno coordinato la tematica e al gruppo di lavoro incaricato della stesura delle linee guida stesse.

Mercati all'ingrosso e al dettaglio

Secondo i dati provvisori diffusi da Terna, nel 2022 la **domanda elettrica** (297,9 TWh) è diminuita dell'1%; la flessione ha interessato tutti i settori eccetto il terziario. L'energia disponibile per il consumo è stata soddisfatta per poco più dell'86% dalla produzione nazionale netta (decurtata dall'energia destinata ai pompaggi), mentre per il restante 13,6% dal saldo con l'estero. La produzione nazionale netta risulta diminuita dell'1% rispetto all'anno precedente a fronte di un aumento dell'1,8% delle importazioni e del 16,4% dell'energia destinata alle esportazioni. Il picco di domanda è stato raggiunto il 25 luglio 2022, quando il fabbisogno di potenza alla punta ha toccato 57,4 GW (in aumento del 2,3% rispetto al picco dell'anno precedente). Nonostante il 2022 sia stato un anno molto 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 286,1 TWh, registrando un decremento dell'1% rispetto al 2021. In particolare, la produzione termoelettrica è aumentata del 7,9%, ma la produzione di energia da fonti rinnovabili è diminuita del 13,9%. Nella generazione termoelettrica si sono registrati aumenti molto significativi nella produzione da solidi (+84,9%), da prodotti petroliferi (+91,5%) e da altre

fonti di energia (+38,6%), mentre la generazione da gas naturale è diminuita del 3,7%. Nell'ambito delle fonti rinnovabili, che concorrono per circa il 35% al mix della produzione elettrica nazionale, si sono registrati invece cali nella produzione da tutte le fonti, salvo il fotovoltaico che è cresciuto del 12,3%. In particolare, la generazione idroelettrica risulta diminuita del 37,8%, in considerazione dell'emergenza idrica registrata nel 2022, mentre la generazione da bioenergie è scesa dell'8,5%, quella da eolico dell'1,8% e il geotermico è diminuito dell'1,7% rispetto all'anno precedente. La quota della generazione lorda dei primi tre gruppi societari, Enel, Eni e A2A, è risultata in aumento al 34,3% (era al 33,4% nel 2021). I gruppi con una quota di capacità netta installata superiore al 5% sono quattro: Enel (22,3%), A2A (8,2%), Edison (5,5%) ed Eni (5,0%).

La **quantità di energia elettrica incentivata** è risultata nel 2022 pari a circa 57 TWh (dato preconsuntivo). Complessivamente, per l'anno 2022, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili sono risultati pari a circa 6,4 miliardi di euro, in rilevante calo rispetto agli anni precedenti, per effetto degli elevati prezzi di mercato dell'energia elettrica.

Tenuto conto di un fabbisogno complessivo di elettricità che non è aumentato, anche il **saldo estero** ha registrato una variazione contenuta, sebbene marginalmente in aumento: le importazioni nette, infatti, sono salite a 43 TWh dai 42,8 TWh dell'anno precedente (+0,5%). Conseguentemente, la quota di fabbisogno interno coperta dal saldo estero è leggermente cresciuta dal 13,4% del 2021 al 13,6% del 2022. Il ricorso alle importazioni è lievemente cresciuto per la necessità di soddisfare la domanda a fronte di una minore copertura della produzione nazionale, che ha registrato una flessione leggermente maggiore di quella del fabbisogno.

Nel 2022, la quantità di **energia elettrica scambiata sull'MGP nel Sistema Italia** è risultata pari a 289,2 TWh, un valore in lievissima riduzione rispetto al 2021 (-0,4%). Sono diminuiti i volumi negoziati in borsa (210,9 TWh; -4,7%), a favore di maggiori contrattazioni bilaterali registrate sulla PCE (78,3 TWh; +13,2%), quasi interamente su zone nazionali. Sono aumentati gli scambi con l'estero, trainati da un aumento delle importazioni per un totale di 48,4 TWh (+3,2%), pari al 23% delle vendite totali in borsa (la quota è salita di due punti percentuali rispetto al 2021), come pure sono aumentate le esportazioni, pari a 5,5 TWh (+30,2%) ovvero pari al 3% degli acquisti totali in borsa (un punto in più dello scorso anno). Inoltre, si è ridotta la quota dei volumi contrattati (in vendita e in acquisto) dai soli operatori istituzionali ovvero da Acquirente unico (27,8 TWh; -30,1%) e GSE (29 TWh; -8,0%), che insieme rappresentano il 10% dei volumi scambiati (due punti percentuali in meno dello scorso anno).

Nel 2022, il **prezzo medio di acquisto dell'energia (PUN)** ha registrato il massimo valore storico, pari a 303,95 €/MWh, con un aumento del 142,0% rispetto all'anno precedente; tale aumento risulta maggiormente accentuato nelle ore fuori picco (+148,0%) rispetto alle ore di picco (+139,1%) dei giorni lavorativi e alle ore dei giorni festivi (+141,0%). I volumi complessivamente scambiati nel 2022 sul **Mercato infragiornaliero** (26,0 TWh) sono risultati stabili rispetto all'anno precedente; i prezzi medi registrati sul tale mercato sono fortemente correlati ai corrispondenti valori dell'MGP, incrementandone il differenziale assoluto e la volatilità all'avvicinarsi del tempo reale. Nel corso dell'anno i prezzi medi mensili (MI1) hanno mostrato progressivi rialzi fino a un massimo di 526 €/MWh ad agosto, riflettendo il picco registrato sull'MGP, per ridursi progressivamente fino a un minimo di 210 €/MWh a ottobre. Sul **Mercato a termine** dell'energia elettrica, relativamente ai prodotti standardizzati con consegna fisica, nel 2022 si sono registrati soltanto 6 abbinamenti per un totale di 10 GWh, in netto calo rispetto al 2021 (-55%).

In un contesto globale di perdurante rialzo delle quotazioni dei combustibili, anche nel 2022 le **quotazioni dell'energia elettrica nelle borse elettriche degli altri paesi** europei hanno toccato livelli mai raggiunti in passato, arrivando a valori mediamente pari a otto volte quelli del 2020

precedenti la crisi. I punti di massimo sono stati toccati nei mesi estivi e, in particolare, nel mese di agosto, quando le quotazioni sono salite fino a 450-550 €/MWh. A causa di un parco di generazione alimentato in gran parte a gas, nel 2022 la crescita del prezzo medio italiano, che per la prima volta ha superato i 300 €/MWh, è risultata pari al 142% rispetto al prezzo già elevato registrato nel 2021. Aumenti altrettanto elevati si sono manifestati anche negli altri paesi europei (con l'eccezione della Spagna) nei quali, tuttavia, i prezzi erano su livelli inferiori: per questo il differenziale con le quotazioni del resto d'Europa si è ampliato.

Nel 2022 l'Autorità ha concluso 56 **procedimenti sanzionatori** in materia di strategie di programmazione non diligenti nell'ambito del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica, di cui 12 con irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie per un totale di 1.600.000 euro. In corso d'anno, inoltre, si sono conclusi con l'irrogazione di sanzioni per complessivi 47.000 euro i primi 2 procedimenti sanzionatori per violazioni in materia di integrità e trasparenza dei mercati all'ingrosso, riconducibili alla fattispecie di manipolazione del mercato descritta all'art. 2, n. 2, lett. a), punto i) del regolamento REMIT.

Dopo il significativo rimbalzo del 2021, quando la ripresa economica *post-Covid* ha riportato in crescita i consumi, i risultati dell'Indagine annuale (provvisori) mostrano che nel 2022 **sono stati venduti al mercato retail** poco più di 252 TWh a 37 milioni di clienti. Rispetto al 2021 il consumo totale di energia elettrica è quindi sceso dello 0,3%, mentre i punti di prelievo sono leggermente aumentati. La modesta contrazione dei consumi è dovuta integralmente al settore domestico che ha acquistato circa 2,4 TWh in meno rispetto al 2021, mentre i consumi non domestici sono aumentati di 1,6 TWh. In un anno di forte ripresa economica (+3,7% la variazione del PIL stimata dall'Istat), gli acquisti del settore produttivo non sono diminuiti nonostante i livelli estremamente elevati di prezzo raggiunti nel corso dell'anno abbiano contribuito a frenarne l'aumento. Più in dettaglio, le famiglie italiane hanno acquistato complessivamente 58,3 TWh contro i 60,7 TWh del 2021, registrando quindi un calo del 4%, mentre l'energia acquisita dal settore non domestico è salita da 192,3 a 193,9 TWh, evidenziando quindi un aumento dello 0,9%, ancora insufficiente a recuperare interamente i livelli pre-Covid (198 TWh nel 2019).

Nel 2022 il numero di **punti di prelievo domestici** è risultato pari a 30,1 milioni, di cui 10,6 milioni serviti in maggior tutela e 19,5 milioni serviti nel mercato libero. I punti domestici serviti nel mercato libero sono ormai saliti al 64,8%. Se poi si guarda ai volumi, il mercato libero è ancora più ampio: nel 2022, infatti, l'energia acquistata dal settore domestico in questo mercato è salita al 68,5%, dal 61% dell'anno precedente. Il consumo medio unitario delle famiglie nel mercato tutelato è leggermente più basso di quello delle famiglie che acquistano l'energia nel mercato libero: 1.733 kWh/anno contro 2.046 kWh/anno. Nel 2022 il divario si è lievemente ampliato di 126 kWh rispetto a quello registrato nel 2021.

Per la fornitura di energia elettrica delle piccole imprese¹¹ e delle micro-imprese con potenza impegnata superiore a 15 kW¹², 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 stabilmente nel servizio di maggior tutela dal 1° aprile 2023. Pertanto, i volumi complessivamente venduti in tutela nel 2022 comprendono ancora quelli acquistati dalle micro-imprese con potenza impegnata inferiore a 15

¹¹ Imprese con un numero di dipendenti tra 10 e 50 e/o fatturato annuo tra 2 e 10 milioni di euro, titolari di punti di prelievo in "bassa tensione".

¹² Imprese con meno di 10 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 2 milioni di euro titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW.

kW. Se ai consumi del settore domestico si aggiungono anche questi ultimi, la quota di elettricità venduta nel **servizio di tutela** risulta comunque ormai molto ridotta e pari soltanto all'8,7% dei volumi dell'intero mercato elettrico italiano (corrispondenti al 32,7% dei punti di prelievo totali).

A partire da gennaio 2021 le piccole imprese e le micro-imprese obbligate all'uscita dalla maggior tutela (con potenza impegnata superiore a 15 kW) che non hanno scelto una fornitura nel mercato libero vengono rifornite nell'ambito del **servizio a tutele graduali** da un venditore selezionato con gara. Nel 2022 il servizio ha servito 136.000 punti di prelievo (pari allo 0,4% di tutti i clienti del mercato elettrico), cui ha fornito 2,3 TWh, cioè lo 0,9% dell'energia venduta nel mercato totale. Com'era logico attendersi, il "mercato" delle tutele graduali si è relativamente svuotato nel 2022, tenuto conto che si tratta di un servizio assegnato, in cui restano solo coloro che non operano una scelta verso il mercato libero.

Con 223 TWh venduti, nel 2022 la quota dell'energia elettrica intermediata dal **mercato libero** è salita all'88,5% (66,7% dei punti di prelievo), nonostante la porzione di elettricità acquistata nel **servizio di salvaguardia** sia leggermente risalita all'1,9% (0,2% dei punti di prelievo) dall'1,3% evidenziato nel 2021.

Nel 2022 lo **switching** dei clienti domestici è nuovamente cresciuto, sia che lo si misuri in termini di punti di prelievo, sia che lo si calcoli in termini di volumi. Il 17,9% dei clienti domestici – circa 5,3 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 23% del totale dell'energia acquistata dal settore domestico, mentre i volumi corrispondenti al 15,7% dei clienti domestici che hanno cambiato fornitore nel 2021 corrispondevano al 17,9% dell'energia prelevata. L'esclusione *ex lege* dal servizio di maggior tutela da gennaio 2021 delle piccole imprese e delle micro-imprese ha certamente avuto un impatto sull'attività di *switching* dei clienti non domestici in bassa tensione. Anche nel 2022, tuttavia, il ritmo di cambio di questi clienti si è mantenuto – e anzi leggermente rafforzato – visto che nel 2022 il tasso di spostamento di questi clienti è salito al 20,3% (circa un punto e mezzo percentuale in più di quello registrato nel 2021). Peraltro, anche gli altri clienti non domestici hanno evidenziato un tasso di *switching* elevato e in aumento rispetto all'anno precedente: ha cambiato fornitore, infatti, il 22,2% dei clienti allacciati in media tensione (per un totale di energia pari al 24,1%) e il 33,8% dei clienti in alta o altissima tensione, per un volume all'incirca del 16%. Complessivamente, nel 2022 hanno cambiato fornitore poco meno di 1,4 milioni di punti di prelievo non domestici. In termini di volumi sottesi, circa 48 TWh, che corrispondono al 25,5% dei volumi acquistati dai non domestici.

Lato offerta, anche nel 2022 è cresciuto ancora il **numero dei venditori sul mercato retail**, benché in misura minore rispetto agli ultimi anni: in base alle risposte ottenute dall'Indagine annuale sui settori regolati, sono entrate 23 nuove imprese attive (+4,3%). Poiché nel frattempo il mercato si è ampliato, in misura inferiore (2,9%), il volume medio unitario di vendita delle imprese che operano in questo mercato è leggermente diminuito.

La **media delle offerte commerciali** che ogni impresa di vendita è in grado di proporre ai propri potenziali clienti domestici è risultata pari a 22,5 per la clientela domestica e 31,6 per la clientela non domestica. Delle 22,5,9 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 11,7 sono **acquistabili solo online** (erano 5,8 nel 2021), cioè soltanto attraverso internet. Il successo delle offerte online tra le famiglie resta limitato, ma cresce: nel 2022, il 9,9% dei clienti domestici (corrispondenti al 10,7% dell'elettricità acquistata nel mercato libero) ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità. Se guardiamo ai clienti non domestici, invece, delle 31,6 offerte mediamente proposte ai clienti 24,3 sono sottoscrivibili attraverso la rete e solo il 3,2% dei clienti risulta avere sottoscritto un'offerta online. Circa la **tipologia di prezzo** preferita, è risultato che il 76,7% dei clienti domestici ha sottoscritto nel mercato libero un contratto a prezzo fisso (cioè con il

prezzo che non cambia per almeno un anno dal momento della sottoscrizione), mentre il 23,3% 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 è bassa, ma tende a crescere nel tempo, seppure a un ritmo contenuto; lo scorso anno il contratto a prezzo variabile risultava scelto dal 18,6% dei clienti domestici. I contratti a prezzo variabile sono più diffusi tra i clienti non domestici: il 53,1% tra loro ha scelto appunto il prezzo variabile, mentre il contratto a prezzo fisso è stato scelto dal 46,9% dei punti non domestici. Dai dati raccolti nell'Indagine, peraltro, è risultato che i contratti a prezzo fisso validi nel 2022 hanno ancora parzialmente protetto i clienti dai rilevanti rincari dovuti alla crisi dei prezzi internazionali, tenuto conto che il prezzo pagato per la componente di approvvigionamento nei contratti a prezzo fisso è risultata più conveniente almeno dell'80% rispetto a quella pagata nei contratti a prezzo variabile.

Nei contratti a prezzo variabile l'**indicizzazione** all'andamento del PUN medio è la modalità largamente più frequente, sia nei contratti ai clienti domestici (80,8%), sia in quelli ai clienti non domestici (50,2%). 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 16,7% dei clienti. I clienti domestici che hanno siglato un contratto a prezzo dinamico (che prevedono un'indicizzazione al PUN orario) sono risultati pari al 2,3% dei clienti domestici con prezzo variabile, mentre i contratti con indicizzazione limitata hanno raccolto solo lo 0,03% delle famiglie, cioè una percentuale in forte diminuzione rispetto al 2021, come ci si poteva attendere in un periodo di straordinari rincari. I contratti a prezzo dinamico rappresentano, invece, la seconda modalità più importante di indicizzazione tra i clienti non domestici, che li hanno scelti nel 4,5% dei casi; una piccola quota (1,7%) 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 28% 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 16,3%.

Circa la presenza di **servizi aggiuntivi** nei contratti di acquisto dell'energia elettrica in vigore nel 2022 è emersa, come in passato, per i clienti domestici a prezzo fisso una netta propensione ad acquistare energia con un contratto che include un servizio aggiuntivo (la quota dei clienti che non li sottoscrive, infatti, si è dimezzata rispetto al 2021, ed è pari al 7,3%); tra i servizi aggiuntivi la maggiore preferenza è per i contratti con garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (48,1%) e per la partecipazione a un programma di raccolta punti (33,2%). Per quanto riguarda i clienti domestici che hanno sottoscritto un contratto a prezzo variabile, invece, nel 2022 la quota di coloro che ne ha scelto uno privo di servizi aggiuntivi è ulteriormente diminuita al 44,3% (era al 50,9% nel 2021); anche tra questi clienti l'interesse maggiore è rivolto alla garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (31,4% dei casi) e a seconda preferenza va alla possibilità di ottenere, insieme all'elettricità, servizi energetici accessori (10,7%). I risultati ottenuti per i clienti non domestici mostrano un significativo disinteresse per i servizi aggiuntivi tra coloro che hanno scelto un contratto a prezzo fisso: quasi tre quarti di questi clienti, infatti, ha siglato un contratto che ne è privo; la restante parte di questa clientela mostra apprezzamento per la garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile (21,1%).

Utilizzando le misure di concentrazione calcolate sull'energia venduta, si evince che nel 2022 il livello di **concentrazione del mercato retail** è lievemente cresciuto. Il C3, ossia la quota dei primi tre operatori (gruppi societari), è salito al 48,7% delle vendite complessive, mentre era al 46% nel 2021. L'indice HHI è salito a 1.510 da 1.375 registrato nel 2021, raggiungendo quindi la prima soglia di attenzione di 1.500. 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 con una quota superiore al 5% è rimasto invariato a 4. 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. Utilizzando gli indicatori calcolati sui punti di prelievo, i valori di concentrazione si innalzano rispetto a quelli indicati dai volumi di energia venduta, tranne quelli relativi alla clientela non domestica servita in alta e altissima tensione.

I primi risultati (provvisori) dell'analisi dei dati trasmessi dagli operatori mostrano che nel 2022 il valore medio del **prezzo dell'energia elettrica** al netto delle imposte per i clienti domestici è risultato pari a 336 c€/kWh (281 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 273 €/MWh, riscontrabili per i clienti medio-grandi (consumi tra 5.000 e 15.000 kWh/anno), e i 590 €/MWh, relativi alla classe più piccola (0-1.000 kWh). Per la prima volta dall'avvento della liberalizzazione delle forniture di energia elettrica ai clienti domestici, il mercato libero presenta valori notevolmente inferiori al servizio di maggior tutela, per effetto della predominanza in questo mercato dei contratti a prezzo fisso, che hanno contenuto o ritardato, almeno nell'immediato, gli effetti sui clienti finali degli enormi rialzi delle quotazioni nei mercati all'ingrosso evidenziati in precedenza.

Complessivamente, nel 2022 i casi di mancato rispetto degli standard di **qualità commerciale del servizio di vendita** che hanno determinato il diritto a ottenere un indennizzo, nel settore elettrico sono stati 27.399, il 96,9% dei quali legato al mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti. Il 72,5% è stato maturato dai clienti domestici e non domestici del mercato libero, il 18,1% dai clienti del mercato tutelato e il restante 9,4% da altri clienti. Una situazione del tutto simile a quella relativa agli indennizzi maturati si evidenzia per gli indennizzi effettivamente erogati, più concentrati nel mercato libero: nel 2022, infatti, il 73,8% degli indennizzi totali erogati, pari a circa 1,1 milioni di euro, aveva come destinatari i clienti del mercato libero.

Nell'ambito delle **misure sui prezzi finali di vendita** l'Autorità, in attuazione della legge n. 30 dicembre 2021, n. 234 (legge di bilancio 2022), ha definito le modalità per la rateizzazione degli importi relativi alle fatture emesse nel periodo compreso tra il 1° gennaio 2022 e il 30 aprile 2022 che tutti i venditori (sia dei servizi di tutela sia del mercato libero) sono tenuti a offrire ai clienti domestici di energia elettrica e gas naturale che risultino inadempienti al pagamento delle fatture emesse in tale periodo. Nel maggio 2022, tali disposizioni sono state prorogate fino al 30 giugno 2022. Nel 2022 sono anche stati avviati due **procedimenti sanzionatori** per violazione del divieto di sospensione della fornitura ai clienti finali non morosi.

Sviluppi nel mercato del gas

Principali novità nella regolazione

Nel luglio 2022 l'Autorità ha avviato il procedimento per la definizione dei criteri di **regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione del GNL per il sesto periodo di regolazione (6PR GNL)**, che inizierà il 1° gennaio 2024. Nell'aprile 2022 l'Autorità ha adottato misure urgenti finalizzate a incrementare le disponibilità di gas nel sistema rendendo più flessibili le procedure di allocazione della capacità di rigassificazione, consentendo, in particolare, l'estensione all'anno termico 2023-2024 dei potenziali benefici connessi a progetti di importazione, nonché la possibilità per i gestori dei terminali di rigassificazione di effettuare procedure di conferimento della capacità per prodotti

annuali, anche anticipando il normale termine fissato per il mese di luglio.

Oltre il 70% della capacità di stoccaggio, 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. 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 2022 si sono svolte le aste per l'anno termico 1 aprile 2022 – 31 marzo 2023. Rispetto all'anno precedente, vi è stato un fortissimo calo nella capacità conferita su base d'asta, più che dimezzata (-58%) e un tracollo nei corrispettivi (prezzi medi di assegnazione), passati dai 0,93 €/MWh del 2021 agli 0,15 €/MWh del 2022 (-84%). Tali variazioni indicano una forte riduzione dell'interesse degli operatori per il servizio nel 2022, determinata dall'impennata delle quotazioni nei mercati all'ingrosso del gas in seguito all'insorgere del conflitto Russo-Ucraino, quotazioni peraltro già elevate in precedenza per effetto del forte incremento della domanda di gas verificatosi con la ripresa delle attività economiche dopo il contenimento degli effetti della pandemia. Al riguardo, non sono risultate sufficienti le disposizioni adottate dal Governo e dall'Autorità nei mesi di marzo e aprile 2022 per incentivare gli operatori alla partecipazione alle aste, anche attraverso l'introduzione di nuove tipologie contrattuali ("contratti per differenze a due vie") finalizzate alla copertura del rischio che il prezzo del gas acquistato in fase d'asta fosse superiore a quello di vendita del gas stesso durante il periodo invernale. Per ovviare a tale situazione, in presenza dell'ulteriore aumento della volatilità dei prezzi e della prospettiva del perdurare del conflitto bellico, con il conseguente rischio di non completare il riempimento degli stoccaggi con cui far fronte ai fabbisogni dell'inverno 2022-2023, il Ministro dell'Ambiente e della Transizione Ecologica ha adottato nuove disposizioni in materia di sicurezza del sistema nazionale del gas. In particolare, è stato affidato a Snam Rete Gas e al Gestore dei Servizi Energetici il compito di accelerare il riempimento degli stoccaggi nazionali attraverso il c.d. "**servizio di riempimento degli stoccaggi di ultima istanza**" (STUI). L'attuazione di tale iniziativa, secondo le modalità definite dall'Autorità, ha compensato i quantitativi di gas non acquisiti in precedenza dalle imprese in fase d'asta e **ha quindi consentito di raggiungere alla fine di ottobre un grado di riempimento complessivo dei campi di stoccaggio superiore al 95%**.

Nel maggio 2022 l'Autorità ha posto in consultazione le principali linee di intervento per la **riforma della regolazione tariffaria del trasporto gas per il sesto periodo di regolazione (6PRT, 2024-2027)**, illustrando gli orientamenti in materia di determinazione dei ricavi riconosciuti, in particolare per il primo anno del periodo (2024), nell'ottica della transizione verso l'approccio ROSS (Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio), nonché della determinazione dei prezzi di riferimento del servizio di trasporto del gas naturale. Nell'ottobre 2022 l'Autorità ha poi illustrato gli orientamenti finali in materia di **determinazione dei ricavi e dei prezzi di riferimento del servizio di trasporto e misura** del per il sesto periodo (6PRT).

Parallelamente, tra dicembre 2021 e luglio 2022, l'Autorità ha illustrato gli orientamenti sui **criteri di incentivazione ed efficientamento dell'esercizio e dello sviluppo della rete di trasporto** del gas naturale per il 6PRT, in particolare in materia di incentivi al mantenimento in esercizio delle reti completamente ammortizzate, i criteri di efficienza per lo sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione e gli incentivi al funzionamento delle centrali di compressione *dual fuel*. Nel dicembre 2022, prendendo atto dell'avvenuta elaborazione della **metodologia c.d. asset health** da parte di Snam Rete Gas, l'Autorità ha quindi definito il **meccanismo di incentivazione al mantenimento in esercizio delle reti di trasporto del gas naturale completamente ammortizzate** che, secondo gli esiti di tale metodologia, possono essere ancora esercitate in sicurezza; l'applicazione di tale meccanismo decorre dal 2023.

Nel novembre 2021 l'Autorità aveva esposto alcuni orientamenti sugli aspetti applicativi della **disciplina dei conferimenti di capacità ai city gate** introdotta nell'aprile 2019. Ulteriori approfondimenti in materia sono stati posti in consultazione dall'Autorità nell'aprile 2022, in particolare sulle modalità di trasferimento dei costi della capacità di trasporto nell'ambito delle condizioni economiche di fornitura del servizio di tutela, proponendo l'adozione di un corrispettivo variabile unico, a livello nazionale, a copertura dei costi di trasporto per i punti di riconsegna con minori consumi; sull'estensione ai punti di riconsegna con rilevazione giornaliera dei consumi delle modalità di gestione dei tali che la capacità convenzionale di trasporto sia attribuita sulla base del prelievo giornaliero massimo rilevato nei dodici mesi precedenti anziché sulla base del consumo annuo e del profilo di prelievo attribuito; nonché su specifiche modalità di gestione dei prelievi che avvengono al di fuori del periodo di punta novembre-marzo. Nell'ambito della consultazione è stato anche prospettato il rinvio dell'entrata in vigore della riforma di un anno, alla luce sia di segnalazioni pervenute in tal senso, oltre che in considerazione delle 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 ulteriormente l'avvio della riforma al 1° ottobre 2023.

Nell'aprile 2022 l'Autorità ha **aggiornato le direttive attualmente in vigore per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale**, introducendo migliori specificazioni per garantire la corretta quantificazione del biometano incentivato.

Nel corso del 2022, l'Autorità ha effettuato **l'aggiornamento** infra-periodo della regolazione **delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il triennio 2023-2025**. In particolare, nel mese di agosto l'Autorità ha avviato tale aggiornamento sui seguenti aspetti: la valutazione degli eventuali effetti delle politiche ambientali sulla evoluzione del numero di punti di consumo (punti di riconsegna) e delle modalità di allocazione del rischio tra clienti finali e imprese nel riconoscimento dei costi operativi; l'adozione di misure previste dalla legislazione nazionale per le reti di distribuzione ubicate sul territorio della Sardegna; la valutazione dell'eventuale obiettivo dei recuperi di efficienza nel triennio 2023-2025 nel servizio di misura; la valutazione dell'adeguatezza dei costi standard per l'installazione degli *smart meter* gas, considerando altresì l'introduzione di forme di differenziazione di tale costo in relazione a eventuali funzionalità aggiuntive dei misuratori, rispetto ai requisiti funzionali minimi già previsti dalle direttive per la messa in servizio di gruppi di misura del gas; la definizione del livello del costo standard riconosciuto per le letture di *switch*; la definizione delle modalità di riconoscimento, secondo logiche parametriche, dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori; la definizione delle modalità di riconoscimento del valore residuo degli *smart meter* dismessi anticipatamente nella prima fase del *roll out* dei piani di installazione prevista dalle direttive *smart meter* gas.

Nel settembre 2022 l'Autorità ha deciso anche il riesame delle modalità di riscossione delle componenti aggiuntive alle tariffe di distribuzione (GS, RE, RS, UG₁, UG₂ e UG₃).

Nel dicembre 2022 è stata quindi approvata la nuova versione della Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas che ha introdotto le novità sui temi appena indicati.

Iniziato nel 2021, l'andamento fortemente rialzista dei prezzi all'ingrosso delle *commodities* energetiche, a livello sia internazionale sia nazionale, si è accentuato nel 2022. Esso ha avuto impatti straordinari sull'aggiornamento delle condizioni economiche del servizio di tutela dell'energia elettrica e del gas naturale, nonché effetti significativi anche sui prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale nel mercato libero. Ciò ha indotto il Governo ad adottare, trimestre dopo trimestre, manovre di sostegno sia degli utenti del settore elettrico, sia di quelli del settore gas. **L'Autorità ha, conseguentemente, adottato le delibere di recepimento e attuazione delle suddette manovre,**

per quanto di propria competenza, disponendo, per il settore del gas, l'annullamento per tutto il 2022 delle componenti tariffarie aggiuntive RE, RET, GS, GST, UG3 e UG3T. Inoltre, per il settore del gas l'Autorità ha disposto, a partire dal 1° aprile 2022, di modificare un elemento (UG2c) della tariffa di distribuzione, applicando una **componente di segno negativo** (che rappresenta pertanto uno sconto di prezzo), agli scaglioni di consumo fino a 5.000 sm³/annui. Per il secondo trimestre 2022 tale disposizione è stata adottata autonomamente dall'Autorità. Per i trimestri successivi la misura è stata poi prevista e rafforzata dalle disposizioni dei decreti legge adottati dal Governo per il terzo e il quarto trimestre 2022. Il mancato gettito delle componenti RE, RET, GS, GST, UG3, UG3T e la componente negativa UG2c (per gli ultimi due trimestri) è stato coperto dalle risorse messe a disposizione dalle disposizioni del Governo già ricordate precedentemente.

In tema di **infrastrutture del gas**, in Italia sono nove le imprese che gestiscono la Rete di **trasporto** del gas nazionale (10.490 km) e regionale (24.936 km). L'impresa maggiore di trasporto gas è Snam Rete Gas. Il gruppo Snam possiede il 92,8% delle reti. La Rete italiana di trasporto del gas è connessa con diversi gasdotti internazionali: in Piemonte si connette con il gasdotto TENP per l'importazione del gas dal Nord Europa; in Friuli-Venezia Giulia si connette con il TAG per l'importazione del gas russo; in Sicilia si connette con il Transmed (*Trans-Mediterranean Pipeline*) per l'importazione del gas algerino e con il *Greenstream* per l'importazione del gas libico; in Puglia si connette con il TAP per l'importazione del gas azero. Inoltre, vi sono **infrastrutture dedicate al gas naturale liquefatto**, che viene immesso nella rete nazionale di trasporto italiana attraverso l'interconnessione con i tre terminali in funzione in Liguria, in Veneto e in Toscana. La capacità di rigassificazione massima complessiva dei tre terminali è di poco inferiore a 55 milioni di metri cubi standard/giorno.

Lo **stoccaggio** di gas naturale è svolto in base a 15 concessioni possedute da cinque imprese: Stogit, Edison Stoccaggio, Ital Gas Storage, Geogastock, Blugas Infrastrutture. Tutti i siti di stoccaggio attivi sono realizzati in corrispondenza di giacimenti di gas esausti. Stogit, che appartiene al gruppo Snam, è la principale impresa di stoccaggio che possiede 10 delle 15 concessioni. Il sistema di stoccaggio del gas italiano ha dimensioni importanti: nell'anno termico 2022-2023, che si è concluso il 31 marzo 2023, il sistema ha complessivamente offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio complessivo per riserva attiva (c.d. *working gas*) pari a 17,75 G(m³), di cui 4,6 G(m³) destinati allo stoccaggio strategico. Lo spazio offerto ad asta è stato conferito al 95%. La punta nominale massima di erogazione raggiunta nell'anno è stata di 259,1 milioni di metri cubi standard/giorno.

La **distribuzione** di gas naturale in Italia avviene per mezzo di 269.249 km di rete, il 57% in bassa pressione, il 42% in media pressione e lo 0,7% in alta pressione. Nel 2022 le imprese attive nella distribuzione gas sono risultate 186, di cui 6 molto grandi (con oltre 500.000 clienti), 42 con un numero di clienti compreso tra 50.000 e 500.000 e 138 con meno di 50.000 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 salita all'85%. Complessivamente i 186 operatori attivi nel 2022 hanno distribuito 28,3 G(m³), 5 G(m³) in meno dell'anno precedente, a circa 22 milioni di utenti. Il servizio è stato gestito attraverso 6.512 concessioni in 7.314 comuni.

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. Per il 2022 si registra un lieve aumento delle reti in alta e media pressione ispezionate rispetto al 2021 e comunque una quota di rete ispezionata stabile intorno al 75%. L'ispezione della rete, generalmente, ha l'obiettivo di intercettare il fenomeno delle dispersioni favorendo, di fatto, una maggiore sicurezza dei cittadini. Con riferimento agli obblighi in materia di

pronto intervento, la serie storica del tempo di arrivo sul luogo di chiamata (telefonica), aggiornata al 2022 mostra un valore medio nazionale pari a circa 37 minuti, lievemente aumentato rispetto al 2021. Relativamente al numero di dispersioni localizzate nelle reti a seguito di segnalazioni di terzi per migliaia di clienti (per gli impianti di distribuzione soggetti alla regolazione premi-penalità) si riscontra un leggero calo sia per le dispersioni localizzate su rete interrata, di norma le più pericolose, sia per quelle su rete aerea.

I dati relativi alle connessioni sono distinti a seconda che si tratti di collegamenti a metanodotti di trasporto o a reti di distribuzione. Nel 2022 sono state realizzate 83 **connessioni con le reti di trasporto**, di cui 72 con condotte in alta pressione e 11 con quelle in media pressione. Mediamente, è stata registrata un'attesa di 135,5 giorni lavorativi per le condotte in alta pressione e di 78,3 giorni per quelle in media pressione. Rispetto all'anno precedente, si osserva un netto peggioramento per entrambi i tipi di collegamento. Il 44% delle connessioni complessivamente realizzate ha attivato la fornitura nel corso dell'anno. Nel caso delle **reti di distribuzione locale** si è osservata una **diminuzione nel numero di connessioni realizzate**: nel 2022 è risultato pari a 72.396 rispetto alle 104.960 del 2021. Come sempre, la maggior parte degli allacciamenti ha riguardato condotte in bassa pressione (94,6%) e la restante condotte in media pressione. Si è registrata una riduzione dei tempi di attesa, sia per le connessioni alle reti in media pressione (da 8 a 7,7 giorni lavorativi), sia per le connessioni alle reti in bassa pressione (da 26,1 a 23,3 giorni lavorativi).

Nel corso del 2022 sono state adottate ulteriori modifiche alla **disciplina del settlement** approvata nel 2018 ed entrata in vigore il 1° gennaio 2020; sono state approvate, tra l'altro: modifiche e integrazioni in tema di tempistiche relativamente al calcolo del consumo annuo e alle sessioni di bilanciamento e di aggiustamento; è stato introdotto un nuovo criterio di incoerenza per l'individuazione di prelievi anomali, nonché l'obbligo di una sua successiva sterilizzazione per una migliore efficienza delle fasi di aggregazione e di bontà dei bilanci di trasporto finali; è stato confermato il meccanismo di incentivazione delle imprese di distribuzione (volto a favorire la massima tempestività nel rettificare i dati di prelievo incoerenti in fase di bilanciamento o di aggiustamento), che entrerà in vigore a partire dall'anno 2024.

Nel maggio 2022 l'Autorità ha confermato fino al 31 dicembre 2023 i parametri di incentivazione per il responsabile del bilanciamento già attualmente in vigore.

In tema di **accesso e sviluppo del sistema di trasporto** è da segnalare che nel marzo 2022 l'Autorità, congiuntamente con le Autorità di regolazione di Grecia e Albania, ha approvato una modifica del Codice di rete di TAP AG finalizzata a ottimizzare alcuni processi a seguito dell'esperienza acquisita nel corso del primo anno di esercizio del gasdotto. In particolare, sono state introdotte modifiche per l'efficientamento degli adempimenti richiesti per acquisire e mantenere la qualifica di "utente registrato", necessaria per richiedere l'allocazione di capacità di trasporto; l'introduzione di un servizio di trasporto in direzione di Melendugno di volumi di gas immessi a monte (in Grecia) con la definizione di un nuovo punto virtuale di *entry*. Infine, nel novembre 2022 l'Autorità, congiuntamente con i regolatori di Grecia e Albania, ha approvato la c.d. "*Project Proposal*" che disciplina la fase vincolante del *Market test*, descrivendo 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.

A marzo 2022 l'Autorità ha avviato la consultazione pubblica sui **Piani di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale per l'anno 2022**. A fine anno l'Autorità ha quindi espresso le proprie valutazioni sui Piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale 2022, congiuntamente alle valutazioni sui Piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale 2021.

La disciplina dell'accesso e dell'erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale, prevede che le imprese eroganti tali servizi definiscano i propri codici di servizio in conformità ai criteri stabiliti dall'Autorità, che li approva una volta verificata la coerenza con i criteri medesimi. Nel corso del 2022, sono stati **approvati e/o aggiornati diversi codici dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione**, al fine di recepire nuove previsioni normative, disposizioni dell'Autorità o modalità gestionali funzionali al miglioramento dell'erogazione del servizio.

Mercati all'ingrosso e al dettaglio

In base ai dati provvisori diffusi dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (MASE), nel 2022 è diminuito di 7,7 G(m³), registrando un calo del 10,1%. La discesa è avvenuta nonostante la robusta crescita del PIL (3,7%), principalmente a causa degli eccezionali rincari dei prezzi internazionali della materia prima che hanno ridotto la domanda industriale e dell'andamento climatico che ha favorito il calo della richiesta di gas per l'uso di riscaldamento. Tenuto conto delle difficoltà di importazione di gas russo scaturite dal conflitto ucraino, nel corso dell'anno il Governo ha messo a punto delle misure tese, tra l'altro, al contenimento dei consumi di gas, oltre che alla diversificazione delle fonti di importazione e alla massimizzazione del riempimento degli stoccaggi per ragioni di sicurezza energetica. Le misure governative, più precisamente, hanno agito sul lato dell'offerta con gli obiettivi di favorire il riempimento degli stoccaggi, diversificare rapidamente la provenienza del gas importato per sostituire quello russo e accrescere la sicurezza delle forniture, massimizzando l'utilizzo delle infrastrutture. Sul lato della domanda, invece, è stato implementato un Piano nazionale di contenimento dei consumi, in linea con le indicazioni della Commissione europea.

Il calo della **produzione nazionale** è risultato più contenuto (-2,5%), sebbene anche nel 2022 si sia toccato un nuovo minimo storico (3,1 G(m³)). Le importazioni nette hanno evidenziato un decremento del 4,9% sfiorando i 68 G(m³), un valore di quasi 3,5 G(m³) inferiore a quello del 2021. Le importazioni nette sono diminuite non tanto per la riduzione delle **importazioni lorde**, che sono diminuite di circa 400 M(m³), quanto per il notevole incremento delle **esportazioni** che sono passate da 1,5 a 4,6 G(m³). Grazie alle misure governative intraprese per assicurare un elevato livello di riempimento degli stoccaggi, i volumi immagazzinati a fine anno sono risultati di circa 2,6 G(m³) 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 tornato a crescere; il 99% del gas disponibile in Italia proviene dall'estero. Tenendo conto anche dei consumi di sistema e delle perdite di rete i **consumi netti** di gas nel 2022 sono valutabili in 68,2 G(m³), 10,3 punti percentuali al di sotto di quelli del 2021.

Nei dati preconsuntivi diffusi dal MASE, dunque, nel 2022 l'Italia ha importato 0,4 G(m³) di gas naturale in meno rispetto al 2021 (-0,6%). La principale novità del 2022 è data dal **dimezzamento delle importazioni dalla Russia**, dovuto alle sanzioni imposte dall'Unione europea sulle esportazioni russe in risposta alla guerra nei confronti dell'Ucraina. L'attuazione delle sanzioni europee, tenuto conto dell'importante ruolo svolto dal gas russo nella copertura del fabbisogno nazionale di gas naturale (circa il 40% nel 2021, con 29 sui 73 G(m³) di gas complessivamente importati lo scorso anno), ha posto al Governo italiano la necessità di adottare misure d'urgenza per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti nazionali; misure che hanno interessato sia il lato dell'offerta di gas, sia quello della domanda. Relativamente all'obiettivo di diversificare le fonti di approvvigionamento del gas naturale, è stato siglato un accordo per aumentare gradualmente, già a partire dal 2022, le forniture provenienti dall'Algeria. Nel breve termine sono state anche incrementate le importazioni dall'Azerbaijan; il Governo, in coordinamento con Eni e Snam, si è mosso anche per negoziare forniture di GNL da nuove rotte (Congo, Angola, Nigeria, Mozambico, Indonesia). Secondo il Piano nazionale di contenimento dei consumi di gas naturale, pubblicato dal

Ministero della transizione ecologica¹³ il 6 settembre 2022, l'insieme delle iniziative messe in campo sul fronte delle importazioni consentirà di **sostituire entro il 2025 i circa 30 G(m³) di gas russo con circa 25 G(m³) di gas di diversa provenienza**, colmando la differenza con fonti rinnovabili e con politiche di efficienza energetica. Le quote di provenienza del gas nel 2022 sono molto cambiate rispetto a quelle del 2021: il peso della Russia tra i paesi che esportano in Italia è sceso al 19,5% (era al 40%), mentre la quota dell'Algeria è salita dal 30,8% al 35,8%. Al terzo posto per importanza si trova l'Azerbaijan con una quota del 14,2% (era al 9,9%). Dal Qatar è arrivato il 10% del gas complessivamente importato in Italia (9,9% nel 2021) e l'incidenza della Norvegia è risalita all'8,6%, dal 2,7% del 2021. Con il 4% gli Stati Uniti hanno quasi raggiunto la quota della Libia (4,3%), che invece è rimasta invariata rispetto al 2021.

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, Royal Dutch Shell ed Enel (gli stessi del 2021): insieme incidono per il 69,9% 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), con una quota complessiva (70,8%) di poco inferiore a quella del gas approvvigionato. L'analisi dei contratti di importazione (annuali e pluriennali) attivi nel 2022 sotto il profilo della **vita residua** mostra che il 31,4% dei contratti scadrà entro i prossimi cinque anni (la stessa quota era al 24,5% nel 2021) e il 52,2% giungerà al termine entro i prossimi dieci anni. Il 15% dei contratti oggi in vigore possiede una vita residua superiore a 15 anni. Tale quota è nettamente diminuita: era al 39,3% nel 2021, e riguarda un quantitativo complessivo di circa 13 G(m³).

Nel 2022 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 (-22%), essendo scesa a 281,3 dai 361,6 G(m³) toccati nel 2021. Complessivamente, il gas commercializzato nel mercato totale della vendita (mercato all'ingrosso e mercato finale) è sceso a 267,2 G(m³), con una riduzione del 22% rispetto allo stesso dato del 2021. Il **mercato all'ingrosso** ha movimentato 216,3 G(m³) in diminuzione del 24,3% rispetto al 2021, 50,9 G(m³) ne ha movimentati il mercato al dettaglio, registrando un calo dell'11,4% rispetto al 2021, mentre gli autoconsumi sono ammontati a 14,1 G(m³), anche questi ultimi in netta discesa (-23,6%). I gruppi industriali che nel 2022 risultano servire una quota della domanda totale superiore al 5% sono 5 come nel 2021. Più precisamente i gruppi industriali e le rispettive quote, indicate tra parentesi, sono: Eni (16,8%), Engie (13,3%), Edison (8,9%), Enel (7,0%) e Royal Dutch Shell (5,8%). I primi tre gruppi coprono insieme il 39,1% della domanda totale, una quota identica a quella dello scorso anno, ma che lo scorso anno vedeva una diversa composizione dei gruppi. Nel 2022 il numero di imprese che ha operato nel mercato all'ingrosso è cresciuto di 64 unità (256 contro le 192 del 2021, 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 69,5 G(m³), con il risultato che il volume medio unitario di vendita è calato del 43%, da 1.488 a 845 M(m³). Si tratta della seconda diminuzione dal 2012, che segue quella già rilevante registrata nel 2021. Il livello di concentrazione di tale mercato è ulteriormente diminuito: la quota delle prime tre società (Eni, Engie Global Markets e Shell Energy Europe), infatti, è risultata del 25,3%, al di sotto del già esiguo 27,9% calcolato nel 2021.

La principale piattaforma di scambio nel mercato all'ingrosso in Italia è il **Punto di scambio virtuale**

¹³ Divenuto poi Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

(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 2022 il numero dei sottoscrittori del PSV è salito a 347 soggetti. Il numero degli operatori, tra i sottoscrittori, che hanno effettuato transazioni è notevolmente aumentato, essendo passato da 199 del 2021 a 251 (+26%), mentre il numero dei *trader* puri (cioè sottoscrittori non utenti del sistema di trasporto) è sceso da 49 a 39 unità. I volumi *over-the-counter* scambiati presso il PSV sono cresciuti del 3,6%, da 107 a poco meno di 111 G(m³). I volumi derivanti dagli scambi nei mercati hanno, invece, registrato come sempre un incremento di gran lunga più elevato, pari al 35%. I volumi scambiati in borsa hanno infatti raggiunto i 35,4 G(m³), dai 26,3 dell'anno precedente, grazie a un elevato aumento dei volumi gestiti nei mercati centralizzati (+35%) a cui si è accompagnata una marcata crescita anche dell'energia scambiata come *clearing house* (+31%). In aumento del 5% anche il numero medio di transazioni giornaliere. Il *churn rate* è salito a 3,4 (era 3,2 nel 2021).

Nell'ambito dei **mercati organizzati e gestiti dal GME** nel 2022 sono stati scambiati volumi complessivi per 177,2 TWh in aumento rispetto al 2021 (+35%). È aumentata significativamente la liquidità nel **Mercato del giorno prima** (75,6 TWh; +67%) e, in particolare, nella sessione relativa al giorno precedente alla consegna. L'andamento mensile evidenzia, inoltre, livelli più alti nell'ultimo mese dell'anno. Al terzo anno di operatività, il **comparto AGS di MGP** ha registrato scambi per un totale di 51,1 TWh (+51% rispetto al 2021). Si è osservato, invece, un calo dei volumi scambiati nel **Mercato infragiornaliero** (40,5 TWh; -8%), da ricondurre soprattutto alle minori movimentazioni del Responsabile del bilanciamento (Snam Rete Gas) (10,2 TWh, -22%), mentre sono rimasti sostanzialmente stabili i volumi scambiati da altri operatori (30,3 TWh, -2%), pari al 75% del totale scambiato nel comparto. Al terzo anno di operatività, il **comparto AGS di MI** ha registrato scambi per un totale di 2,6 TWh (+62%). Le negoziazioni nel **Mercato del gas in stoccaggio** (MGS) sono ammontate a 5,1 TWh per la sola impresa Stogit, riconducibili sia a movimentazioni di Snam Rete Gas per tutte le finalità (3,1 TWh) sia a operatori terzi (2,0 TWh). Nel 2022, Snam Rete Gas non ha attivato sessioni nel **Mercato dei prodotti locational**. Analogamente non sono state registrate transazioni per i **prodotti a termine** (MT-GAS). Si osserva, invece, una ripresa delle negoziazioni nel **comparto "royalties" della P-GAS** con 2,2 TWh di volumi consegnati nel 2022 e precedentemente negoziati.

I **prezzi registrati sulle diverse piattaforme** si possono approssimare tutti a una media annuale di circa 124 €/MWh, in linea con la quotazione media annua del PSV (124 €/MWh; +165%). In particolare, i prezzi medi dei due comparti dell'M-GAS, pari rispettivamente a 123,5 €/MWh per MGP-GAS e a 122,2 €/MWh per MI-GAS, hanno mostrato un andamento infrannuale che riflette quello del PSV.

Dai risultati provvisori dell'Indagine annuale è emerso che nel 2022 sono stati **venduti nel mercato al dettaglio poco meno di 51 G(m³)**, ai quali vanno aggiunti 675 M(m³) forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*. Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali è risultato di 51,6 G(m³), con una riduzione di 6,1 G(m³) rispetto al 2021. 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, 14 G(m³), che portano il valore dei consumi complessivi risultanti dall'Indagine annuale a 65,7 G(m³), cioè a un valore paragonabile ai 67,3 G(m³) di fonte ministeriale. Come di consueto vi sono differenze tra le due fonti che classificano i volumi di gas movimentati nell'anno in maniera diversa. Nei dati dell'Indagine annuale, il **livello dei consumi complessivi nel 2022 è quindi diminuito del 13,7%** rispetto a quello del 2021.

Nel 2022 il numero di venditori attivi nel mercato al dettaglio è salito ancora una volta di 23 unità,

portandosi a 512. Poiché il gas venduto è diminuito dell'11,4%, e il numero dei venditori è aumentato in misura minore (4,7%), il volume medio unitario di vendita è diminuito del 15,3%, da 117 a 99 M(m³). Il 5,9% delle imprese attive nel mercato finale, cioè 30 su 512, ha venduto nel 2022 oltre 300 M(m³); complessivamente, tali società coprono l'85,3% 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**. Nessuna variazione è emersa nelle prime quattro posizioni della classifica dei 20 gruppi con le vendite maggiori, nelle quali restano saldi Eni (15,9%), Edison (15,4%), Enel (13%) ed Hera (6,1%). La distanza tra Eni ed Edison si è notevolmente assottigliata, anzi si è quasi annullata: nel 2021 era ancora pari al 3,2%, mentre nel 2022 risulta solo di mezzo punto percentuale. Al contrario, la distanza tra Edison ed Enel, ora del 2,4%, si è leggermente ampliata rispetto al 2021, quando risultava pari all'1,5%.

Il livello medio della concentrazione nel mercato della vendita finale è lievemente salito, ma gli andamenti sono differenziati tra i settori di consumo. 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. Utilizzando le misure calcolate sui volumi venduti, si osserva che il numero di gruppi con una quota del mercato totale superiore al 5% è rimasto invariato a 4. Inoltre, nel 2022 i primi tre gruppi controllano il 44,3%, mentre nel 2021 la quota era pari al 43,1%. L'indice di Herfindahl-Hirshman (HHI) calcolato sul mercato della vendita è risultato pari a 807, un poco superiore quindi a quello del 2021, che era pari a 773. La concentrazione più elevata si riscontra nelle vendite alla generazione elettrica, all'industria e ai clienti domestici; la più bassa si osserva nelle vendite ai condomini e ai clienti del commercio.

Come detto, al netto delle forniture di ultima istanza e di *default*, nel 2022 sono stati venduti circa 65 G(m³) – di cui 14 destinati all'autoconsumo e 51 alla vendita – a 22 milioni di punti di riconsegna. Complessivamente, rispetto al 2021 le vendite di gas sono diminuite del 14,3%, ma la discesa risulta meno intensa se si escludono gli autoconsumi, che hanno evidenziato una riduzione più ampia. Questi ultimi, che perlopiù afferiscono al settore industriale e a quello della generazione elettrica, hanno registrato infatti una riduzione del 23,6%; i quantitativi di gas venduti nel mercato libero, pari a 46,4 G(m³), hanno evidenziato un calo del 10%, mentre le vendite del mercato tutelato, pari a 4,5 G(m³), sono diminuite del 23,5%. Grazie al manifestarsi di un anno climaticamente piuttosto caldo, dei programmi di contenimento dei consumi avviati e della presenza di prezzi particolarmente elevati, i consumi del settore domestico sono diminuiti del 14% e quelli dei condomini del 16,4%. I consumi dei settori produttivi (industria e generazione termoelettrica) sono scesi da 50,2 a 42,2 G(m³), registrando quindi un calo del 16%. I consumi del terziario (commercio e servizi insieme con attività di servizio pubblico) sono diminuiti del 3,8%, passando da 7,8 a 7,5 G(m³).

Se si considerano le vendite in senso stretto e si escludono, quindi, gli autoconsumi, il 91,2% del gas risulta acquistato sul mercato libero e il restante 8,8% nel servizio di tutela. In termini di clienti, invece, il 31,3% si rivolge al mercato tutelato, mentre il 68,7% acquista nel mercato libero.

Considerando solo il **settore domestico** si può osservare che la quota di volumi acquistati sul mercato libero nel 2022 ha raggiunto il 68,1% per le famiglie e l'86,6% per i condomini (entrambe le quote sono calcolate al netto degli autoconsumi). Nel 2021 i valori erano, rispettivamente, del 64,1% e dell'85,6%. In termini di punti di prelievo, nel 2022 la quota delle famiglie che hanno acquistato il gas nel servizio di tutela è scesa al 33,2%; nel 2021 era al 36,6%.

Lo spaccato delle vendite al mercato finale (al netto degli autoconsumi) per settore di consumo e dimensione dei clienti mostra che il 98,7% dei volumi venduti al settore domestico viene acquistato da famiglie con un consumo annuo che non supera i 5.000 m³. 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 2022, è risultata complessivamente pari all'13,7%, ovvero al 12,5% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio. Le percentuali sono in aumento per tutti i clienti, con l'eccezione degli altri usi. Gli **switching** dei consumatori domestici nel 2022 si sono ampliati di oltre due punti percentuali: risultano avere effettuato almeno un cambio di fornitore quasi 3 milioni di clienti, equivalenti a una quota del 13,2% (e corrispondente a una porzione di volumi del 15,4%). Molto più ampia e pari al 24,1% è stata la frazione di condomini con uso domestico che si è rivolta a un nuovo venditore, per volumi corrispondenti al 14,9% del relativo settore di consumo. Gli usi non domestici (escluse le attività di servizio pubblico) che hanno modificato il proprio fornitore nel 2022 sono stati complessivamente il 19,9% del totale in termini di punti di riconsegna, nonché l'11,4% in termini di volumi, manifestando una vivacità inferiore rispetto agli anni precedenti.

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 15,1 per la clientela domestica, a 6,6 per i condomini con uso domestico e a 13,7 per la clientela non domestica. Delle 15,1 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 4 sono **acquistabili solo online**; l'interesse delle famiglie verso tali le offerte nel 2022 è cresciuto, in quanto è risultato che il 10,1% dei clienti ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità (nel 2021 tale quota era pari al 7,2%).

Se guardiamo ai condomini, invece, delle 6,6 offerte mediamente proposte a questa clientela, 1,5 sono sottoscrivibili attraverso la rete, ma solo l'1,8% dei punti di riconsegna intestati a condomini risulta avere effettivamente sottoscritto il contratto online. Nel caso dei clienti non domestici (altri usi), infine, delle 13,7 offerte mediamente rese loro disponibili, 5,1 sono sottoscrivibili online; tra questi clienti, tuttavia, il successo delle offerte online è maggiormente significativo, visto che il 15,1% dei clienti risulta avere sottoscritto un'offerta attraverso internet.

Circa la **tipologia di prezzo** preferita, è risultato che il 67,3% 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 32,7% 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, mentre poco meno di un quinto dei clienti ha scelto contratti a prezzo fisso. I clienti non domestici, invece, si dividono tra quelli che preferiscono i contratti a prezzo variabile, leggermente più numerosi (62,8%), e quelli che, invece, hanno sottoscritto un contratto a prezzo fisso (37,2%). Guardando alla componente relativa al costo di approvvigionamento del prezzo di questi contratti, si osserva che i contratti a prezzo variabile sono meno convenienti per tutti i tipi di clienti, ma il differenziale con un contratto a prezzo fisso è più ampio per i domestici e per i condomini, mentre è più piccolo per i non domestici. Questi risultati indicano che nel 2022 erano ancora presenti nel mercato numerosi contratti a prezzo fisso siglati in periodi in cui il prezzo della materia prima era basso, contratti che hanno meno risentito dei notevoli rincari registrati nel corso dell'anno.

Per tutte le tipologie di clienti la **modalità di indicizzazione** dei prezzi più frequente nei contratti a prezzo variabile risulta quella legata a una delle componenti stabilite dall'Autorità per le condizioni

economiche di fornitura del servizio di tutela, scelta dal 44,9% dei clienti domestici, dal 59,5% dei punti di riconsegna intestati ai condomini con uso domestico e dal 42,4% dei punti di riconsegna per altri usi; altre modalità di indicizzazione più usate sono quelle legate all'andamento del prezzo del gas al TTF (scelta dal 25,9% dei clienti domestici, dal 13,7% dei condomini e dal 26,1% dei non domestici) o al PSV (scelta dal 20,4% dei clienti domestici, dal 23,6% dei condomini e dal 24,2% dei non domestici). La prima modalità si è rivelata più conveniente rispetto alle altre due nel caso dei domestici, mentre per i condomini e per i clienti non domestici il legame con le componenti fissate dall'Autorità produce un prezzo intermedio tra le altre due forme di indicizzazione.

Il 3,5% dei clienti domestici serviti nel mercato libero ha sottoscritto un contratto che prevede una **clausola di durata minima contrattuale**, nel senso che per l'applicazione del prezzo stabilito è previsto che il cliente non cambi fornitore per un minimo di tempo indicato dal contratto stesso; percentuali molto inferiori si registrano tra le altre tipologie di clienti. Il 35,7% dei clienti domestici ha sottoscritto un contratto che prevede un **abbuono o uno sconto**; percentuali più basse si riscontrano per gli altri clienti (14% 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 (65%) piuttosto che tra quelli a prezzo variabile (40%). Nei contratti a prezzo fisso che prevedono un servizio aggiuntivo emerge una netta preferenza (38,3%) per quelli che permettono la partecipazione a un programma punti. 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 e privo di servizi aggiuntivi è più conveniente rispetto a quello che include la partecipazione a un programma di raccolta punti, che tra i clienti riscuote quasi lo stesso successo. Nei clienti domestici con prezzo variabile, invece, l'opzione più gradita risulta essere la garanzia di offerta verde al 100% (11,9%); anche per questi clienti il contratto privo di servizi aggiuntivi mostra un prezzo più conveniente rispetto a quello appena menzionato. I condomini con uso domestico mostrano, 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 all'84% e scende al 73% tra quelli che hanno scelto il prezzo variabile. Il contratto senza servizi aggiuntivi è il meno costoso per i clienti a prezzo variabile, mentre risulta tra i più cari per quelli a prezzo fisso. 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 l'82% circa di tali clienti, siano essi a prezzo fisso o a prezzo variabile, sceglie un contratto senza altre opzioni. Il prezzo di tale contratto risulta tendenzialmente conveniente, ma non 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** (ponderato con le quantità vendute), al netto delle imposte, praticato dalle imprese di vendita ai clienti finali, è stato pari a 111,2 c€/m³, un livello mai registrato in passato. Tale prezzo risulta più che raddoppiato (+112%) rispetto all'anno precedente (52,3 c€/m³). L'incremento coinvolge tutte le classi di consumo e in misura maggiore quelle più grandi, nelle quali è più elevata l'incidenza della stessa materia prima e la rapidità di aggiornamento alle quotazioni all'ingrosso.

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, mostra per la prima volta una minore economicità del mercato tutelato per i clienti più piccoli (fino a 5.000 m³/anno, in prevalenza singole famiglie): nel 2022, infatti, il mercato libero presenta un prezzo (95,3 c€/m³) nettamente più basso del servizio di tutela (115,7 c€/m³). Ciò per l'ampia diffusione nel mercato libero di formule contrattuali a prezzo fisso che hanno contenuto o ritardato, almeno nell'immediato, il trasferimento sui clienti finali della forte crescita

delle quotazioni della materia prima gas avvenuta nei mercati all'ingrosso. Così, nell'ultimo anno, il prezzo nel servizio di tutela presenta un incremento dell'85,6%, contro il 40,4% del mercato libero. La minore crescita del prezzo nel mercato libero nell'ultimo anno si riscontra anche nelle classi dimensionali più elevate (oltre 5.000 m³/anno), ma non arriva al punto da spostare la convenienza tra i due mercati.

Dall'analisi basata sui dati comunicati da 370 venditori per il settore del gas, i **tempi medi effettivi per le risposte a reclami e rettifiche di fatturazione** eseguite si attestano rispettivamente a 20,38 e 21,04 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 9,45 giorni solari. Per quanto riguarda le **rettifiche di doppia fatturazione** i tempi medi di rettifica effettivi risultano essere nel complesso di 19,08 giorni solari, molto prossimi allo standard di 20 giorni fissato dall'Autorità.

Nel 2022 le imprese di vendita che servono il mercato tutelato e libero del gas naturale hanno ricevuto complessivamente 156.407 reclami scritti, 133.063 richieste di informazione, 11.400 rettifiche di fatturazione e 607 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 16.271 (-9% rispetto al 2021); nel 95,4% 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 698.000 euro (-11% rispetto al 2021).

Nel 2021 i **clienti con contratti dual fuel** hanno inviato 35.362 reclami scritti, in aumento del 27,6% rispetto all'anno precedente, e 51.315 richieste di informazione scritte, anch'esse in aumento dell'86,5%. Le rettifiche di fatturazione e le rettifiche di doppia fatturazione sono state, rispettivamente, 2.548 (+52,8% sul 2021) e 28 (-59,4% sul 2021). 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 2.172. Nel complesso, al segmento di clienti *dual fuel* sono stati erogati indennizzi per un ammontare di 82.475 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). Le attività relative allo **Sportello per il consumatore energia e ambiente** (Sportello) e il **Servizio conciliazione**, sono gestiti per conto dell'Autorità, in avalimento, da Acquirente unico. 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 2022, lo Sportello e il Servizio hanno fatto registrare un deciso aumento di volumi in ingresso: le chiamate pervenute al *call center* dello Sportello in orario di servizio sono raddoppiate (+99%), raggiungendo il considerevole numero di 1.254.318; di queste, 1.014.308 (+80%) sono state gestite mentre 240.101 sono state abbandonate dai clienti senza attendere la risposta dell'operatore. Sostanzialmente invariato rispetto al 2021, il tempo medio di conversazione (238 secondi contro 241). La quasi totalità delle chiamate gestite dal *call center* ha riguardato i settori dell'energia elettrica

e del gas (1.203.877, corrispondenti al 96% del totale). Il tema di gran lunga più trattato nelle telefonate pervenute allo Sportello è il bonus sociale (65%), in ragione della centralità dello stesso nel contesto di crisi dei prezzi dell'energia e sulla scia del progressivo consolidamento del meccanismo di riconoscimento automatico.

Relativamente alle **richieste di informazioni scritte**, ha ricevuto 55.422 domande per i settori energetici, praticamente il triplo (+194%) dell'anno precedente. Anche la maggioranza assoluta delle richieste di informazioni riguarda il bonus sociale (58%); seguono, molto distanziati, gli argomenti: "fatturazione" (11%), "mercato" (10%), "contratti" (10%) e "morosità e sospensione" (5%).

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 2022 le richieste di attivazione di procedure speciali informative sono lievemente diminuite (-4%), per un totale di 41.958 casi, così ripartiti: il 64% per il settore elettrico, il 23% per quello del gas e il 13% per entrambi i settori. Infine, lo Sportello ha ricevuto anche 2.234 **reclami di secondo livello** (cioè quelli per i quali la controversia non si è risolta con il primo reclamo), per i quali lo Sportello informa il cliente in merito alle procedure di conciliazione utilizzabili per risolvere la controversia, che possono essere attivate ricorrendo al Servizio conciliazione dell'Autorità o ad altri organismi di conciliazione. Anche questa tipologia riguarda prevalentemente (2.278 casi, 89% del totale) i clienti dei settori energetici.

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.

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 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 2022 sono pervenute allo Sportello 22.583 richieste di attivazione di procedure risolutive, esattamente raddoppiate rispetto al 2021 (+100%). Ancora più che nell'anno precedente la quota preponderante concerne la procedura speciale in tema di "bonus" (94%). Il settore più interessato dalle procedure speciali risolutive è stato l'elettrico, con oltre la metà delle richieste (53%), seguito dal gas con il 25%, mentre la quota restante (22%) riguarda le richieste delle forniture *dual fuel*. Il 98% delle procedure speciali risolutive ha interessato la clientela domestica, mentre il 90% delle richieste è stato presentato da clienti finali senza l'ausilio di delegati. La modalità di accesso più utilizzata è il canale e-mail (63,5% dei casi), seguito dal Portale Unico dello Sportello (29%).

Il **Servizio conciliazione dell'Autorità** è una procedura di risoluzione delle controversie, attivabile dai clienti finali di energia elettrica e gas naturale per le problematiche insorte con gli operatori energetici (venditori e distributori), in caso di mancata o insoddisfacente risposta al reclamo. La procedura si svolge interamente online e alla presenza di un conciliatore terzo, imparziale, esperto in mediazione. L'eventuale accordo finale ha efficacia transattiva fra le parti ai sensi dell'art. 1965 del Codice civile. Inoltre, con l'approvazione dell'art. 141, comma 6, lettera c) del Codice del consumo, il tentativo di conciliazione è diventato condizione di procedibilità dell'azione innanzi alla magistratura per le controversie insorte nei settori regolati dall'Autorità (a eccezione dei profili tributari o fiscali), a meno di provvedimenti giudiziali urgenti e cautelari. Nel 2022 i clienti e gli utenti finali dei settori

energetici hanno presentato al Servizio conciliazione 21.102 domande, circa 4.300 in più dell'anno precedente (+26%). L'incremento è dovuto principalmente al settore elettrico (12.831 domande, oltre 3 mila in più dell'anno precedente, 61% del totale) e ai clienti *dual fuel* (2.744 domande, circa un migliaio in più del 2021, 13% del totale); anche per i *prosumer* si riscontra un aumento (144 richieste, 31 in più) ma la loro incidenza rimane limitata (1%), mentre il settore gas, sostanzialmente stabile (5.383 domande, solo 173 in più del 2021) vede ridotta la sua incidenza (26% del totale, oltre cinque punti in meno). In merito all'esito delle domande pervenute al Servizio, nell'81% dei casi vi è stata l'ammissione alla procedura, mentre le procedure concluse con un accordo tra le parti sono il 69%; tali percentuali sono quasi identiche all'anno precedente. Per giungere all'accordo, le parti hanno impiegato in media 54 giorni solari, 4 in meno del 2021, verosimilmente per una ulteriore riduzione dell'impatto delle ondate pandemiche.

In alternativa al Servizio dell'Autorità il cliente finale può esperire il tentativo obbligatorio di conciliazione ai fini giudiziali anche ricorrendo ad altri soggetti. L'Autorità, in attuazione delle norme, ha istituito nel dicembre 2015 l'**Elenco degli organismi deputati a gestire procedure ADR (Alternative Dispute Resolution)**. Al 31 dicembre 2022, risultavano iscritti nell'Elenco dell'Autorità, 29 organismi ADR. Le informazioni trasmesse dagli organismi ADR fanno emergere una lieve diminuzione delle domande di conciliazione relative ai settori energetici, che sono scese¹⁴ dalle 1.478 del 2021 alle 1.327 del 2022. Quasi la metà delle domande (44%) è stata presentata dal cliente attraverso una associazione di consumatori. Anche con il canale ADR l'argomento prevalente delle controversie è la fatturazione (57%).

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 ISEE¹⁵ 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. La nuova regolazione produce effetti, in termini di riconoscimento delle agevolazioni agli aventi diritto, a partire dal 1° gennaio 2021, coerentemente con quando disposto dal decreto-legge 124/19. Tenuto conto dei tempi richiesti per lo sviluppo dei correlati sistemi informatici, il meccanismo è entrato in operatività dal 1° giugno 2021, perciò sono state definite le modalità per il riconoscimento agli aventi diritto di eventuali quote di bonus 2021 maturate prima di tale data.

Nel contesto dei forti incrementi dei prezzi delle materie prime energetiche manifestatisi già dal 2021, come si è visto nelle pagine precedenti, **dal 1° ottobre 2021, una serie di norme ha disposto il rafforzamento del bonus sociale elettrico e gas e il suo aggiornamento trimestrale**. Il

¹⁴ Tale dato potrebbe anche risentire anche degli approfondimenti in corso su 3 organismi.

¹⁵ 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).

rafforzamento è stato finanziato con fondi del bilancio dello Stato trasferiti alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA). L'Autorità ha dato attuazione a tali norme introducendo¹⁶ una componente compensativa integrativa (CCI), aggiuntiva al bonus "ordinario" e aggiornata ogni trimestre in occasione dell'aggiornamento periodico degli oneri generali di sistema.

Nel marzo 2022 il Governo poi ha adottato ulteriori misure urgenti per contrastare gli effetti della crisi ucraina, **innalzando per il periodo 1° aprile-31 dicembre 2022 la soglia ISEE per poter accedere al bonus sociale elettrico e gas a 12.000 euro** (dai precedenti 8.265 euro).

Al fine di garantire l'effettiva e tempestiva applicazione delle norme, l'Autorità ha adottato numerosi provvedimenti. Da ultimo, a fine novembre 2022, l'Autorità ha posto in consultazione le proprie proposte in merito **alle modalità e alla frequenza di calcolo dei bonus sociali a partire da gennaio 2023**, illustrando i seguenti orientamenti:

- la modifica della frequenza di aggiornamento dei bonus sociali gas, in relazione alle nuove modalità di determinazione del prezzo del gas;
- l'aggiornamento dei consumi standard dei "profili" utilizzati per il calcolo dei bonus sociali, in relazione ai dati sui consumi medi effettivi dei titolari di tali bonus;
- la revisione delle modalità di determinazione del bonus "base"¹⁷.

Nel **dicembre 2022 è stato quindi parzialmente adeguato il meccanismo ordinario di erogazione dei bonus sociali**, con applicazione nel primo trimestre 2023. Nel dettaglio, sono stati rideterminati i consumi standard utilizzati per la determinazione degli importi "pro die", al fine di utilizzare nel miglior modo le risorse messe a disposizione dal bilancio dello Stato, adottando una gradualità in tale rideterminazione, per tenere conto delle osservazioni delle associazioni dei consumatori.

Nel 2022 il numero di consumatori che hanno ottenuto il **bonus sociale per le forniture elettriche** è aumentato di oltre il 50% rispetto all'anno precedente, passando da 2.529.566 a 3.818.281, di cui 3.766.105 (+51,4%) per disagio economico e 52.176 (+24,3%) 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, oltre il doppio dell'anno precedente. L'ampliamento della platea di beneficiari è dovuto in parte al meccanismo automatico di riconoscimento dei bonus (al suo secondo 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 33,4% al Nord, per il 16,4% al Centro e per il 50,2% nel Sud e nelle Isole. Il 42,9% dei beneficiari è costituito da nuclei familiari fino a 2 componenti, il 44,3% con 3 o 4 componenti, il 12,8% con più di 4 componenti.

Le famiglie con bonus per l'utilizzo di apparecchiature elettriche per il mantenimento in vita (bonus per disagio fisico), al 31 dicembre 2022, erano 52.176, con un incremento di ben 10.209 unità 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. Le tre fasce sono poi ulteriormente differenziate a seconda della potenza impegnata. In funzione di tali elementi, il valore del bonus nel 2022 è risultato compreso

¹⁶ Delibere 30 dicembre 2021, 635/2021/R/com, 30 marzo 2022, 141/2022/R/com, 30 giugno 2022, 295/2022/R/com, 29 settembre 2022, 462/2022/R/com, e 29 dicembre 2022, 735/2022/R/com.

¹⁷ Le modalità di definizione del bonus base sono state stabilite dall'allegato A alla delibera 63/2021/R/com e successivamente sospese a seguito del rafforzamento del bonus sociale disposto a partire dal quarto trimestre 2021.

nell'intervallo tra 376 e 1.155 euro per beneficiario.

Nel 2022, anche le famiglie beneficiarie del **bonus sociale per le forniture gas** per disagio economico sono aumentate notevolmente, passando da 1.537.884 a 2.441.158 (+58,7%). L'ammontare dei bonus erogati per il settore gas nel 2022 è stato pari a circa 849 milioni di euro, quattro volte l'anno precedente, anche per effetto dei forti incrementi nel livello dei prezzi; tale importo non comprende gli le spettanze delle famiglie servite da forniture condominiali, il cui processo automatico di individuazione è in corso di perfezionamento. Relativamente alle famiglie beneficiarie (titolari di forniture dirette), la loro distribuzione per numero di componenti appare simile al settore elettrico, mentre risulta invece diversa la distribuzione territoriale, che vede la prevalenza del Nord (44%), anche per effetto del maggiore grado di metanizzazione, seguito da Sud e Isole (36%) e dal Centro (20%).

Anche nel 2022 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 Offerte al 31 dicembre 2022 sono risultate pari a 4.160, di cui 2.074 di mercato libero, 1.844 offerte PLACET e 242 offerte senza il calcolo della stima della spesa annua. Per il settore elettrico sono disponibili complessivamente 2.028 offerte: per il gas naturale sono 1.876, mentre le offerte *dual fuel* sono 14. Il 24% delle offerte rivolte ai clienti domestici per il settore elettrico è a prezzo fisso, mentre per i clienti non domestici tale percentuale si attesta al 20%; quindi, le offerte disponibili per entrambe le tipologie di clienti sono prevalentemente a prezzo variabile. Per il settore del gas naturale si è registrata un'analogia situazione: il 74% delle offerte domestiche è a prezzo variabile.

Nel giugno 2022 l'Autorità ha approvato alcune **modifiche al Codice di condotta commerciale** relativamente agli obblighi informativi in materia di modalità e termini di pagamento delle bollette e di obblighi di servizio pubblico universale dei venditori. Nel maggio 2022 l'Autorità ha anche concluso il primo gruppo di interventi di aggiornamento e revisione della regolazione della **Bolletta 2.0**, finalizzati a integrare il contenuto informativo della bolletta sintetica con elementi funzionali alla maggiore consapevolezza e alla confrontabilità, operando al contempo in sinergia con gli interventi già disciplinati in vista del superamento delle tutele di prezzo. Nel corso del 2022 sono state ulteriormente sviluppate e **perfezionate alcune funzionalità del Portale Consumi** relative alla reportistica personalizzabile dal cliente, alla tipologia di clienti che possono accedervi e alla esportabilità dei dati

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 2022 strettamente collegati al *Clean Energy Package* hanno riguardato la messa a disposizione del livello minimo del 70% fra le varie zone di mercato e la realizzazione del processo di cambio del fornitore entro 24 ore nel settore elettrico.

3 IL MERCATO ELETTRICO

3.1 Regolamentazione delle infrastrutture

3.1.1 *Unbundling*

L'Autorità ha rinnovato¹⁸ nel 2015 le disposizioni in materia di obblighi di separazione funzionale (*unbundling*) per i settori dell'energia elettrica e del gas, approvando il *Testo integrato di unbundling funzionale* (TIUF), in conformità con le disposizioni del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, e delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE. Tra le novità introdotte dal TIUF, in vigore dall'1 gennaio 2016, vi è l'introduzione di nuovi obblighi di separazione, in relazione alle politiche di comunicazione e di marchio per la generalità dei distributori di energia elettrica e di gas naturale, indipendentemente dalla loro dimensione o dalla loro forma societaria, imponendo una completa separazione, senza alcun rischio di confusione, tra l'attività di vendita e quella di distribuzione di energia elettrica e di gas naturale.

Nel novembre 2022 l'Autorità ha intimato¹⁹ a una serie di imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas, l'invio delle comunicazioni obbligatorie previste dal TIUF, al fine di verificare il corretto adempimento degli obblighi a loro carico in materia di separazione funzionale.

3.1.2 Estensione delle reti e ottimizzazione

In Italia, la **trasmissione elettrica** avviene per mezzo di circa 75.250 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 29,85%, è detenuta da CDP Reti, società controllata dalla Cassa depositi e prestiti²⁰. Il restante 70,15% del capitale appartiene al mercato.

Nel 2022 le imprese titolari di *asset* della Rete di trasmissione nazionale (RTN) sono divenute 7, contro le 8 dell'anno precedente, per effetto dell'incorporazione degli *asset* di alcune imprese in quelli del gruppo Terna. Oltre a Terna – Rete elettrica nazionale e Rete, la società del gruppo Terna nella quale sono confluite le infrastrutture acquistate da Ferrovie dello stato italiano, sono presenti nella trasmissione elettrica: Seasm del gruppo A2A, Eneco Valcanale²¹, 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 e la nuova Piemonte Savoia (Pi.Sa.), costituite da Terna per la realizzazione e la gestione di infrastrutture di interconnessione. La società Monita Interconnector è stata costituita per la realizzazione dell'elettrodotto Italia-Montenegro, entrato in esercizio nel dicembre 2019, di cui ora

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

¹⁹ Delibera 22 novembre 2022, 602/2022/E/com.

²⁰ 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.

²¹ Eneco Valcanale, che possiede 6,6 km delle linee ≤ 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 16 dicembre 2010, n. 290/ML/3/2010.

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 nuovo collegamento HVDC Piossasco-Grand-Île, che collega l'Italia alla Francia, entrato in servizio lo scorso 4 novembre 2022. Entrambe le società sono state cedute dal gruppo Terna a 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. Tra le società titolari di *asset* di trasmissione presenti nel 2021 non ci sono più Nord Energia ed Edyna Transmission (del gruppo Alperia), le cui infrastrutture sono state acquisite da Terna alla fine del 2022 (rispettivamente, il 28 ottobre e il 29 dicembre).

Considerando quindi gli *asset* di tutte le società appartenenti al gruppo societario, nel 2021 il gruppo Terna possiede 75.165 km di cavi, cioè il 99,9% degli elettrodotti nazionali, come pure il 99,7% delle 910 stazioni elettriche che fanno parte della RTN.

Al 31 dicembre 2022 risultavano iscritte all'Anagrafica operatori dell'Autorità 123 imprese della **distribuzione elettrica** (una in meno del 2021), di cui solo 10 servono un numero di clienti superiore a 100.000 e insieme servono il 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 ha obbligato le imprese di distribuzione appartenenti a un gruppo societario verticalmente integrato, impegnato anche in attività di commercializzazione, a distinguersi dalle altre società del gruppo in termini di identità, di marchio e di politiche di comunicazione.

Complessivamente, in Italia, la distribuzione elettrica avviene per mezzo di 1.281.500 km di reti, la maggior parte delle quali (69%) è in bassa tensione. Nel 2022 la lunghezza delle reti di distribuzione elettrica è cresciuta di quasi 1.700 km, di cui circa 200 in bassa tensione e circa 1.500 in media tensione, mentre le reti in alta o altissima tensione sono sostanzialmente rimaste invariate (-58 km). La società e-distribuzione (gruppo Enel) è il primo operatore, con la quota dominante dell'85,3% dell'energia distribuita. Seguono, nello stesso ordine del 2021: Unareti (gruppo A2A) con il 4,1%, Areti (gruppo Acea) con il 3,5%, Ireti (gruppo Iren) con l'1,2% e V-Reti (gruppo Agsm Aim) con l'1,1%. Tutti gli altri distributori detengono una quota di volumi distribuiti inferiore all'1%.

Disposizioni sulla modernizzazione dei sistemi di misura

Per le imprese con oltre 100.000 punti di prelievo è proseguito il riconoscimento dei costi legati alla messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G, che per il periodo 2020-2022 è stato regolato²² nel luglio 2019. In particolare, sono state valutate le richieste di ammissione al regime incentivante e al Piano di messa in servizio dello *smart metering* 2G (PMS2) presentati dalle imprese distributrici Set Distribuzione, Inrete Distribuzione Energia e AcegasApsAmga.

²² Delibera 16 luglio 2019, 306/2019/R/eel.

Nel novembre 2022, dopo specifica consultazione²³, l'Autorità ha introdotto²⁴ alcune modifiche transitorie alle disposizioni per i sistemi di *smart metering* 2G in conseguenza della carenza di semiconduttori, disattivando le penalità di mancato avanzamento dei piani di messa in servizio nell'anno 2022. Inoltre, sono state introdotte deroghe per le imprese distributrici fino a 100.000 punti di prelievo riguardo alle tempistiche comunicazioni sull'avvio e la fine della fase massiva di *roll-out* 2G.

Nel dicembre 2022 l'Autorità ha aggiornato²⁵ le direttive per il riconoscimento dei costi dei sistemi di *smart metering* 2G nel triennio 2023-2025 per le imprese distributrici che servono oltre 100.000 punti di prelievo, con particolare riferimento alla previsione di rendicontazione annuale sull'avanzamento fisico delle installazioni dei misuratori 2G, all'estensione a quattro anni del periodo di monitoraggio delle performance dei sistemi di *smart metering* 2G, e attivando pertanto le penalizzazioni solo a partire dal 1° gennaio del quinto anno di PMS2, alla luce delle criticità occorse in ordine all'emergenza sanitaria da Covid-19 e alle significative limitazioni delle disponibilità di componenti 2G. Inoltre, è stato introdotto un meccanismo premiante l'accelerazione delle installazioni di misuratori 2G in sostituzione di misuratori 1G o elettromeccanici, qualora finanziata mediante contributi pubblici.

Infine, in attuazione dell'art. 9, comma 4, del decreto legislativo n. 210/2021, è stato pubblicato sul sito internet dell'Autorità (nella sezione dedicata allo *smart metering* per il settore energia elettrica) il calendario degli interventi di realizzazione dei sistemi di *smart metering* 2G delle principali imprese distributrici il cui Piano di messa in servizio dei misuratori 2G è stato approvato dall'Autorità.

3.1.3 Investimenti in nuove infrastrutture di trasmissione

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

Nel luglio 2022 l'Autorità ha trasmesso²⁶ al Ministro della transizione ecologica gli esiti della valutazione dell'Autorità sullo schema di piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale 2021 (Piano 2021), con un nulla osta agli interventi proposti, salvo alcuni specifici progetti. In dettaglio:

- parere favorevole all'intervento di sviluppo HVDC Sicilia-Continente, parte del progetto codice 723-P, per il quale erano stati previsti approfondimenti nel dicembre 2020²⁷;
- parere contrario ai seguenti interventi, da porre in "valutazione", ossia senza attività realizzative nell'orizzonte decennale del Piano, per la loro insufficiente utilità per il sistema elettrico in termini di rapporto tra benefici e costi attesi e/o per la disponibilità di soluzioni alternative più efficienti:
 - l'intervento di sviluppo relativo al secondo polo nell'ambito dell'interconnessione Italia-Montenegro (codice 401-P);
 - il progetto di interconnessione HVDC tra Italia e Slovenia (parte dell'intervento codice 200-I);

²³ Documento per la consultazione 28 giugno 2022, 284/2022/R/eel.

²⁴ Delibera 22 novembre 2022, 601/2022/R/eel.

²⁵ Delibera 27 dicembre 2022, 724/2022/R/eel.

²⁶ Parere 19 luglio 2022, 335/2022/I/eel.

²⁷ Parere 22 dicembre 2020, 574/2020/I/eel.

- il progetto di interconnessione Isola del Giglio (354-N);
- il progetto di interconnessione Isola di Favignana (630-N);
- ulteriori condizioni per alcuni progetti:
 - per l'intervento SA.CO.I. 3 Sardegna-Corsica-Italia continentale (codice 301-P) siano adeguatamente valorizzati, a riduzione degli oneri per il sistema elettrico nazionale, il contributo da parte francese, come prefigurato da Terna, nonché gli eventuali contributi europei che paiono auspicabili in relazione alle esternalità positive dell'intervento in materia di sicurezza di approvvigionamento per i sistemi elettrici insulari di Corsica e Sardegna e di innovazione per il sistema europeo;
 - che la realizzazione dell'intervento di interconnessione Italia-Tunisia (codice 601-I) sia condizionata a un significativo finanziamento da parte della Commissione europea o di altri sistemi nazionali, da quantificarsi, come specificato da Terna²⁸, in almeno il 50% dei costi di investimento;
 - che il progetto di nuovo HVDC Italia-Grecia (GRITA2, codice 554-N), sia oggetto di ulteriori approfondimenti e venga valutato in sede di parere sullo schema di Piano di sviluppo 2023.

Inoltre, nel luglio 2022 l'Autorità ha espresso²⁹:

- la raccomandazione a Terna, ai sensi dell'art. 43 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, di analizzare separatamente, nei futuri Piani di sviluppo, l'intervento relativo al secondo polo dell'interconnessione Italia-Montenegro, per conformità alle caratteristiche del progetto codice 28 del TYNDP 2020, e di non includere tale intervento nelle "reti base" ai fini delle analisi costi-benefici;
- la richiesta a Terna, ai sensi dell'art. 36 del decreto legislativo n. 93/2011, di includere nei futuri Piani di sviluppo una scheda intervento relativa alla seconda interconnessione Italia-Malta, qualora essa venga inserita nei prossimi TYNDP europei;
- la raccomandazione circa l'elevata priorità agli interventi di sviluppo SA.CO.I. 3, HVDC Centro-Sud-Centro-Nord e HVDC Sicilia-Sardegna.

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

Nel settembre 2022 l'Autorità ha illustrato³⁰ i propri orientamenti relativamente all'aggiornamento delle disposizioni e dei requisiti minimi fissati dall'Autorità³¹ per la consultazione e la predisposizione del Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale. Gli orientamenti hanno riguardato principalmente:

- un possibile nuovo approccio alla valutazione dei principali progetti di trasmissione e al loro

²⁸ Richiesta di Terna di allocazione transfrontaliera dei costi.

²⁹ Parere 335/2022/I/eel.

³⁰ Documento per la consultazione 13 settembre 2022, 422/2022/R/eel.

³¹ Delibera 4 novembre 2016, 627/2016/R/eel, e successive modifiche e integrazioni.

trattamento ai fini dei riconoscimenti tariffari, e in particolare:

- una prima valutazione dell’Autorità sulla “linea di sviluppo dell’intervento”, ossia su una proposta che identifica l’obiettivo principale da perseguire, la zona di rete su cui dovrebbe insistere l’intervento e una stima di massima dei costi e dei benefici;
 - l’autorizzazione, per il gestore del sistema di trasmissione, a sostenere le spese (efficienti) necessarie per la definizione del progetto; a titolo esemplificativo: studi di prefattibilità, spese di *project management*, attività di concertazione pre-autorizzativa, studi di fattibilità, *survey* marine, se applicabili, attività funzionali all’autorizzazione;
 - una seconda valutazione dell’Autorità, quando la procedura autorizzativa è vicina al completamento o è già completata, finalizzata a dare il parere favorevole al successivo riconoscimento delle spese (efficienti) di realizzazione dell’intervento;
- l’aggiornamento dei requisiti minimi per i piani di sviluppo e, in particolare, delle disposizioni in materia di analisi costi-benefici, e in particolare:
 - l’evoluzione dei contenuti del Piano di sviluppo al fine di ricomprendere, in appositi allegati informativi, il complesso delle attività di investimento previste da Terna;
 - l’introduzione di formati di riferimento per la pubblicazione della programmazione degli investimenti per gli interventi del Piano di sviluppo;
 - la pubblicazione, entro il 28 febbraio degli anni in cui non è predisposto il Piano di sviluppo, di un rapporto sintetico di avanzamento degli interventi;
 - l’innalzamento della soglia di investimento per l’applicazione dell’analisi costi-benefici (ACB), al fine di focalizzare maggiormente le analisi costi-benefici sui principali interventi;
 - la conferma del trattamento dei costi compensativi esogeni alle infrastrutture di trasmissione come voce di costo nell’ambito dell’ACB;
 - la conferma dell’attualizzazione dei benefici e dei costi all’anno di predisposizione del Piano di sviluppo;
 - le modifiche ad alcune categorie di benefici e alla loro valorizzazione (B1, B7, B8, B18 e B19) e l’eventuale definizione di una nuova categoria di beneficio per la riduzione di *overgeneration* di sistema in esito al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), una volta chiarito che non vi siano effetti di *double counting*.

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”³² relativo al semiperiodo di regolazione 2020-2023, prevede un meccanismo incentivante per la realizzazione di capacità di trasporto addizionale fino a valori di capacità di trasporto obiettivo che sono stati determinati³³ 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 ai costi di riferimento definiti dall’Autorità.

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

³³ Delibera 26 ottobre 2021, 446/2021/R/eel.

A decorrere dal 1° gennaio 2021, Terna ha reso disponibili i seguenti incrementi di capacità tra sezioni della rete:

- Nord – Centro-Nord: 400 MW in entrambe le direzioni;
- Centro-Nord – Centro-Sud: 400 MW in entrambe le direzioni;
- da Sud a Centro-Sud: 250 MW;
- da Calabria a Sicilia: 400 MW.

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 telecontrollo, l’installazione di nuove unità periferiche di monitoraggio e/o l’adeguamento delle unità esistenti e il ricorso a nuove logiche per il controllo della stabilità;
- installazione di sistemi Dynamic Thermal Rating su rete 400/220/150 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 l’Autorità ha introdotto, a partire dal 2020, un meccanismo incentivante la promozione dell’unificazione della rete di trasmissione nazionale. Gli effetti del meccanismo incentivante, introdotto dall’Autorità per promuovere la completa unificazione della rete di trasmissione nazionale (RTN) prevista dalla legge, sono terminati il 31 dicembre 2022.

Nel periodo di incentivazione 2020-2022, 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
TOTALE			3.238.043

Fonte: ARERA

Rimane un titolare RTN diverso dalle società del gruppo Terna. È 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.

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 approvato³⁴ 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 2022 sono state determinate³⁵ le tariffe per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura applicate ai clienti finali ("tariffe obbligatorie") per l'anno 2023. La Tavola 3.2 riporta, per le diverse tipologie contrattuali, l'allocatione dei gettiti dei corrispettivi di rete, distinti per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura nell'anno 2022.

Tavola 3.2 Gettiti dei corrispettivi di rete nel 2022 e ripartizione fissa/variabile

TIPOLOGIE DI CLIENTI	TRASMISSIONE		DISTRIBUZIONE		MISURA		UC ₃ +UC ₆		SERVIZI DI RETE					
	M€	%	M€	%	M€	%	M€	%	M€	%	% PER PdP	% PER KW	% PER kWh	TOT
Domestici	451	24%	2.076	47%	490	62%	55	29%	3.072	42%	19%	65%	17%	100%
Illuminazione pubblica (BT e MT)	32	2%	49	1%	43	5%	29	15%	153	2%	0%	0%	100%	100%
Non domestici BT (esclusa illuminazione pubblica)	508	27%	1.540	35%	130	16%	62	32%	2.240	31%	7%	66%	27%	100%
Non domestici MT (esclusa illuminazione pubblica)	661	35%	737	17%	16	2%	9	5%	1.423	20%	4%	46%	50%	100%
Non domestici AT e AAT (incluso consumi trazione ferroviaria)	217	12%	23	1%	117	15%	37	19%	394	5%	34%	49%	17%	100%
Totale non domestici	1.418	76%	2.349	53%	306	38%	136	71%	4.209	58%	8%	55%	37%	100%
TOTALE	1.870	100%	4.425	100%	795	100%	192	100%	7.282	100%	13%	59%	29%	100%

Fonte: ARERA.

³⁴ Delibera 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel.

³⁵ Delibere 27 dicembre 2022, 719/2022/R/eel, 720/2022/R/eel e 721/2022/R/eel.

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

L'andamento fortemente rialzista dei prezzi all'ingrosso delle *commodities* energetiche, a livello sia internazionale sia nazionale, con particolare riferimento all'energia elettrica e al gas, che era iniziato nel 2021, è proseguito per tutto l'anno 2022.

Tale andamento dei prezzi all'ingrosso ha avuto impatti straordinari sull'aggiornamento delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela dell'energia elettrica e del gas naturale, nonché effetti significativi anche sui prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale nel mercato libero.

Ciò ha indotto il Governo ad adottare, trimestre dopo trimestre, manovre di sostegno sia degli utenti del settore elettrico che di quelli del settore gas.

L'Autorità ha, conseguentemente, adottato le delibere di recepimento e attuazione delle suddette manovre, per quanto di propria competenza, sia per il settore elettrico che per il settore del gas (per quest'ultimo, si veda al Capitolo 4 il paragrafo "Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti").

Per quanto riguarda il settore elettrico, in relazione agli oneri generali di sistema, per tutto l'anno 2022 sono state annullate³⁶, per tutti gli utenti elettrici, le componenti tariffarie A_{SOS} e A_{RIM} .

Il mancato gettito delle componenti tariffarie relative agli oneri di sistema (A_{SOS} e A_{RIM}) è stato coperto dalle risorse messe a disposizione dal Governo sopra riportate. In particolare:

- per l'annullamento delle componenti A_{SOS} e A_{RIM} nel I trimestre 2022, la legge di bilancio 2022 e il decreto Sostegni-*ter* hanno messo a disposizione, rispettivamente, 1.800 e 1.200 milioni di euro, per un totale di 3.000 milioni di euro;
- per l'annullamento delle componenti A_{SOS} e A_{RIM} nel II trimestre 2022, il decreto legge n. 17/2022 ha messo a disposizione ulteriori 3.000 milioni di euro;
- per l'annullamento delle componenti A_{SOS} e A_{RIM} nel III trimestre 2022, il decreto legge n. 80/2022 ha messo a disposizione ulteriori 1.915 milioni di euro;
- per l'annullamento delle componenti A_{SOS} e A_{RIM} nel IV trimestre 2022, il decreto legge n. 115/2022 ha messo a disposizione ulteriori 1.100 milioni di euro.

Le risorse sopra indicate sono state destinate ai conti di gestione relativi alle componenti A_{SOS} e A_{RIM} a seconda del fabbisogno economico per l'anno 2022 di ciascun conto.

Fa eccezione il conto relativo all'elemento A_{UC7RIM} della componente A_{RIM} , che era già stato annullato

³⁶ Di seguito sono elencate le delibere che hanno disposto tale annullamento, trimestre per trimestre, nonché le disposizioni del Governo cui fanno riferimento:

- per il I trimestre 2022, la delibera 30 dicembre 2021, 635/2021/R/com, poi integrata dalla delibera 31 gennaio 2022, 35/2022/R/eel, in attuazione di quanto previsto dalla legge di bilancio 2022 (legge 30 dicembre 2021, n. 234) e dal successivo "decreto Sostegni-*ter*" (decreto legge 27 gennaio 2022, n. 4);
- per il II trimestre 2022, la delibera 30 marzo 2022, 141/2022/R/com, in attuazione di quanto previsto dal decreto legge 1° marzo 2022, n. 17;
- per il III trimestre 2022, la delibera 30 giugno 2022, 295/2022/R/com, in attuazione di quanto previsto dal decreto legge 30 giugno 2022, n. 80 (le cui disposizioni sono poi confluite nell'iter di conversione del decreto legge 17 maggio 2022, n. 50);
- per il IV trimestre 2022, la delibera 29 settembre 2022, 462/2022/R/com, in attuazione di quanto previsto dal decreto legge 9 agosto 2022, n. 115.

con decisione autonoma dall’Autorità a partire dal III trimestre 2021, in quanto si stimava³⁷ che detto conto disponesse, entro la fine del 2021, di un significativo avanzo di cassa e di competenza. Detto avanzo è risultato più che sufficiente a sostenere l’annullamento dell’elemento A_{uc7RIM} per tutto il 2022, senza necessità di risorse da parte dello Stato.

Come si può notare, le risorse messe a disposizione dagli interventi statali sono variate significativamente nel corso dell’anno 2022. Ciò deriva dal fatto che sono state definite sulla base delle migliori stime disponibili, trimestre per trimestre, del fabbisogno economico 2022 dei vari conti di gestione. Per alcuni conti, il fabbisogno economico risulta molto influenzato dall’andamento dei prezzi all’ingrosso dell’energia elettrica, che nell’anno 2022 hanno registrato un eccezionale *trend* in salita. Ciò ha comportato, ad esempio, che gli oneri previsti in capo al conto A_{SOS} registrassero progressivamente, nel corso del 2022, una riduzione drastica e repentina rispetto ai valori su cui i medesimi oneri si attestavano negli anni precedenti. Un comportamento opposto hanno avuto invece alcuni conti alimentati dai vari elementi della componente tariffaria A_{RIM} , ad esempio quello relativo ai bonus sociali o al regime tariffario speciale di RFI, il cui fabbisogno economico previsto nel corso del 2022 ha registrato un notevole incremento in relazione all’aumento del PUN.

La verifica sulla rispondenza delle risorse messe a disposizione dal Governo nel corso del 2022 rispetto al fabbisogno effettivo può essere fatta solo a consuntivo. Tale verifica, nel corso del 2022, è stata compiuta in relazione all’anno 2021, caratterizzato anch’esso, in parte, dalle problematiche relative all’aumento delle *commodities* energetiche e da vari interventi del Governo a sostegno degli utenti finali.

In relazione al settore elettrico, nel corso dell’anno 2022, le manovre del Governo hanno riguardato anche il rafforzamento del bonus sociale al fine di compensare le variazioni di spesa trimestrali dei clienti domestici beneficiari, disponendo, tra l’altro, un ampliamento della platea dei beneficiari medesimi. Per tale aspetto, si rimanda al Capitolo 5.

Oneri di sistema nucleari: completamento del quadro regolatorio per le attività di *decommissioning*

Nell’agosto 2021 è stato definito il nuovo quadro regolatorio per la commessa nucleare in relazione alle attività di *decommissioning*, ossia quelle attività i cui costi rientrano nel perimetro degli oneri nucleari (con l’esclusione delle attività relative al Deposito nazionale – Parco tecnologico, DN-PT) con l’approvazione³⁸ del Testo integrato del *decommissioning* nucleare (TIDECN) e la definizione dei parametri quantitativi per l’applicazione del TIDECN nel primo semi-periodo di regolazione (2021-2023).

Durante l’anno 2022 è stato completato il quadro regolatorio degli oneri nucleari per il terzo periodo di regolazione (2021-2026). A marzo sono stati aggiornati³⁹ i criteri di separazione contabile per la società Sogin, definiti in precedenza⁴⁰ nel 2008, sia in relazione all’evoluzione della regolazione dell’Autorità in merito alla separazione contabile in generale (TIUC), sia in relazione all’evoluzione

³⁷ Delibera 30 giugno 2021, 278/2021/R/com.

³⁸ Delibera 3 agosto 2021, 348/2021/R/eel.

³⁹ Delibera 29 marzo 2022, 126/2022/R/eel.

⁴⁰ Delibera 30 luglio 2008, ARG/elt 103/08.

della normativa riguardante le attività rientranti nel perimetro degli oneri nucleari, con particolare riferimento alle disposizioni del decreto legislativo 15 febbraio 2010, n. 31/2010, che ha affidato a Sogin la realizzazione del Deposito nazionale – Parco tecnologico (DN-PT).

Le linee di intervento seguite dall'Autorità in relazione a tale aggiornamento hanno riguardato:

- la definizione delle tre attività principali di Sogin (*decommissioning*, DN-PT e altre);
- la definizione dei comparti di ciascuna attività in modo coerente con la classificazione dei costi prevista dal TIDECN e dalla relativa delibera di approvazione⁴¹;
- l'introduzione dell'obbligo di separazione contabile per comparti anche per le poste patrimoniali;
- l'obbligo di contabilizzare gli utili delle società controllate e collegate secondo il criterio del patrimonio netto;
- il rafforzamento del concetto che tutte le poste patrimoniali ed economiche che consentano un'attribuzione completa ed esclusiva a un'unica attività e comparto devono essere a essi direttamente attribuiti, senza passare per settori contabili intermedi;
- la definizione della sequenza corretta di attribuzione dei costi in caso di uso dei *driver*;
- la previsione che l'obbligo di redazione dei conti annuali separati sulla base dei valori riportati nel bilancio consolidato da parte di Sogin può essere assolto tramite la predisposizione e l'invio dei conti annuali separati da parte delle società controllate;
- il miglioramento del calcolo del Capitale investito netto (CIN), da utilizzarsi ai fini di cui al comma 8.7 del TIDECN, prevedendo che tale calcolo debba tenere conto di tutte le voci patrimoniali attive e passive attribuite alle attività di *decommissioning*.

L'Autorità ha altresì ritenuto che la determinazione a consuntivo degli oneri nucleari per le attività di *decommissioning* sia compiuta sulla base di dati di costo di tali attività già definitivamente perimetrati come previsto dalla disciplina di separazione contabile. Nel febbraio 2022 l'Autorità ha pertanto modificato⁴² il TIDECN, prevedendo che, ogni anno:

- Sogin trametta all'Autorità un consuntivo preliminare, limitatamente ai dati di dettaglio relativi all'avanzamento fisico delle attività di *decommissioning* delle centrali e degli impianti, alle attività afferenti alla sicurezza nucleare e alla radioprotezione e alle attività di comunicazione istituzionale, entro il 28 febbraio (in anticipo, pertanto, rispetto alla redazione del bilancio civilistico e dei conti annuali separati);
- Sogin trasmetta all'Autorità i dati di consuntivo definitivi, al fine del riconoscimento dei costi, unitamente all'invio dei conti annuali separati; sulla base di tali dati di consuntivo l'Autorità determina gli oneri nucleari per le attività di *decommissioning*.

Occorre evidenziare che l'art. 1, commi 20, 21 e 22, della legge di bilancio 2023 dispone che, a partire dal 2023, gli oneri nucleari non siano più a carico delle utenze elettriche, bensì direttamente del bilancio dello Stato, lasciando invariati i poteri dell'Autorità in termini di determinazione degli oneri nucleari sulla base di criteri di efficienza economica.

Oneri di sistema nucleari: Deposito nazionale – Parco tecnologico

Il decreto legislativo n. 31/2010 ha previsto, tra l'altro, che Sogin sia anche il soggetto responsabile

⁴¹ Delibera 348/2021/R/eel.

⁴² Delibera 22 febbraio 2022, 64/2022/R/eel.

della realizzazione e dell'esercizio del Deposito nazionale e del Parco tecnologico (DN-PT), nel quale confluiranno sia i rifiuti connessi allo smantellamento delle centrali e impianti elettronucleari, sia altri rifiuti radioattivi, estranei a tali centrali e impianti elettronucleari.

I costi del DN-PT, quindi, per la parte di competenza attribuibile ai rifiuti radioattivi connessi allo smantellamento, rientrano nel perimetro degli oneri nucleari, e come tali sono soggetti alle disposizioni⁴³ che prevedono che l'Autorità determini gli oneri nucleari "tenendo conto di criteri di efficienza economica nello svolgimento delle attività previste".

Le attività per la realizzazione del DN-PT, benché i relativi costi rientrino in quota parte nel perimetro degli oneri nucleari, hanno caratteristiche peculiari molto diverse da quelle delle attività di *decommissioning* della commessa nucleare.

La delibera⁴⁴ che ha definito il TIDECN, ha, pertanto, previsto che tali attività sarebbero state oggetto di uno specifico provvedimento separato.

In tale quadro, nell'ottobre 2022, insieme alla conclusione dell'istruttoria per il riconoscimento *ex post* dei costi sostenuti da Sogin per il Deposito Nazionale - Parco Tecnologico nel periodo 2010-2020, l'Autorità ha anche definito⁴⁵ i criteri per il riconoscimento dei costi per le attività di localizzazione e autorizzazione del DN-PT fino all'approvazione dell'autorizzazione unica prevista dal decreto legislativo n. 31/2010 (articolo 27, comma 16). Tali criteri non sono stati oggetto di osservazioni da parte dei ministeri competenti.

Occorre ribadire che la legge di bilancio 2023 dispone che, dal 2023, gli oneri nucleari non sono più a carico delle utenze elettriche, bensì direttamente del bilancio dello Stato, lasciando invariati i poteri dell'Autorità in termini di determinazione degli oneri nucleari sulla base di criteri di efficienza economica.

Oneri di sistema relativi al sostegno delle energie rinnovabili (conto A_{SOS})

Gli oneri relativi alla componente A_{SOS} di competenza dell'anno 2022 hanno risentito del *trend* in crescita del PUN registrato per tutto l'anno, risultando drasticamente inferiori a quelli del 2021 (il quale, peraltro, aveva già registrato una diminuzione significativa, rispetto agli anni precedenti, per effetto dell'aumento del PUN nella seconda metà dell'anno), come evidenziato nella Tavola 3.3.

La riduzione del PUN ha infatti un effetto positivo sugli oneri in capo al conto A_{SOS} di competenza del medesimo anno, sia perché si incrementano i ricavi di vendita dell'energia agevolata, sia per il fatto che alcuni tipi di agevolazione diminuiscono all'aumentare del PUN. Ha un impatto positivo, in prospettiva, anche per l'anno successivo, soprattutto in relazione al meccanismo di aggiornamento degli incentivi che hanno sostituito i certificati verdi.

Per tutto il 2022 gli oneri del conto A_{SOS} sono stati finanziati dalle risorse stanziato dal Governo nell'ambito delle manovre sopra richiamate. In totale, risultano stanziati, per l'anno 2022, 6.126 milioni di euro per il conto A_{SOS} .

Come si può notare dai dati della Tavola 3.3, tali risorse non hanno coperto tutto il fabbisogno

⁴³ Decreto interministeriale 26 gennaio 2000.

⁴⁴ Delibera 348/2021/R/eel.

⁴⁵ Allegato B alla delibera 25 ottobre 2022, 529/2022/R/eel

economico del conto A_{SOS} nel 2022. Tuttavia, per effetto dello scostamento tra il fabbisogno economico e la sua manifestazione finanziaria, particolarmente significativo per quest'anno, alla fine del 2022 la liquidità del conto A_{SOS} è risultata più che buona.

I valori negativi riportati nella Tavola 3.3, che illustra il dettaglio degli oneri per tipologia di agevolazione, corrispondono a incentivi di tipo *feed in tariff* o *feed in premium* variabili a due vie che si sono determinati perché i prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica sono risultati superiori rispetto agli incentivi (tali strumenti incentivanti, infatti, prevedono un ricavo costante per i produttori, indipendentemente dai prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica).

Tavola 3.3 Dettaglio degli oneri in capo al conto A_{SOS}

ONERI DI COMPETENZA (Milioni di euro)	2021		2022	
	VALORE	QUOTA	VALORE	QUOTA
Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP6	-	-	-	-
Ritiro certificati verdi	4	0,0%	15	0,2%
Conversione CV in incentivi	3.073	28,8%	1.060	16,0%
Fotovoltaico	5.865	54,9%	5.839	87,9%
Ritiro dedicato	11	0,1%	83	1,3%
Tariffa omnicomprensiva	1.225	11,5%	-234	-3,5%
Scambio sul posto	90	0,8%	145	2,2%
Incentivi amministrati FER	306	2,9%	-319	-4,8%
Autoconsumo e comunità energetiche	1	0,0%	1	0,0%
Altro	0	0,0%	0	0,0%
TOTALE RINNOVABILI	10.575	99,0%	6.592	99,2%
Compravendita energia elettrica assimilata CIP6	37	0,3%	-	-
Oneri CO ₂ assimilate	74	0,7%	53	0,8%
Copertura certificati verdi assimilate	0	0,0%	-	-
Risoluzione CIP6	0	0,0%	-	-
TOTALE ASSIMILATE	111	1,0%	53	0,8%
TOTALE ONERI A_3	10.686	100,0%	6.644	100,0%

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati GSE.

3.1.5 Regolazione della sicurezza e affidabilità delle reti

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.

Il contenuto di tale articolo è sintetizzato nei punti seguenti.

- Terna, in coordinamento con i gestori delle reti di distribuzione, sottopone all'approvazione del Ministro della transizione ecologica (ora Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica), sentita l'Autorità, una proposta di progressione temporale del fabbisogno della capacità di stoccaggio, articolato su base geografica e sotto il profilo del tipo di accumulo in relazione al tipo di funzione cui si riferisce il fabbisogno. La proposta dovrà avere le finalità di ottimizzare l'utilizzo dell'energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile, di favorirne l'integrazione nei mercati e di assicurare la maggiore flessibilità del sistema, nonché (tenendo conto dei fabbisogni già individuati nel Piano nazionale integrato per l'energia e il clima) della presumibile

concentrazione geografica delle richieste di connessione alla rete elettrica di impianti di produzione alimentati da fonte rinnovabile non programmabile, degli sviluppi di rete e delle esigenze di servizio.

- L'Autorità definisce i criteri e le condizioni sulla base dei quali Terna elabora e presenta al Ministro, per la relativa approvazione, una proposta di disciplina del sistema di approvvigionamento a lungo termine della capacità di stoccaggio (Disciplina), basato su aste (svolte da Terna) concorrenziali, trasparenti e non discriminatorie e fondato sui seguenti principi generali:
 - minimizzazione degli oneri per i clienti finali;
 - approvvigionamento di capacità di stoccaggio di nuova realizzazione, secondo aste periodiche e contingenti di capacità;
 - acquisizione effettuata secondo criteri di neutralità tecnologica nel rispetto di requisiti tecnici definiti da Terna, in funzione delle esigenze di sicurezza del sistema elettrico;
 - riconoscimento ai titolari della capacità di stoccaggio aggiudicata del diritto a ricevere una remunerazione annua per l'intero orizzonte di consegna, a fronte dell'obbligo di rendere disponibile detta capacità a soggetti terzi per la partecipazione ai mercati dell'energia e dei servizi connessi;
 - rilascio di apposite garanzie prima dell'aggiudicazione in esito alle aste.
- L'Autorità, con uno o più atti regolatori, individua:
 - i criteri di aggiudicazione della capacità di stoccaggio, tenendo conto dei costi di investimento, dei costi operativi delle diverse tecnologie, nonché di un'equa remunerazione del capitale investito;
 - le condizioni in base alle quali la capacità di stoccaggio aggiudicata è resa disponibile al mercato attraverso la piattaforma centralizzata gestita dal GME, nonché i criteri e le condizioni per l'organizzazione della piattaforma medesima e le modalità di utilizzo della capacità di stoccaggio da parte degli operatori di mercato, anche attraverso aggregatori;
 - le condizioni e le modalità per lo sviluppo della capacità di stoccaggio direttamente da parte di Terna, nel caso in cui i soggetti terzi non abbiano manifestato interesse a sviluppare in tutto o in parte la capacità di stoccaggio necessaria, fermo restando che Terna non potrà gestire la capacità realizzata;
 - le forme di copertura dei costi di approvvigionamento della capacità di stoccaggio, attraverso meccanismi tariffari idonei a minimizzare gli oneri per i clienti finali e le modalità per il monitoraggio degli effetti del meccanismo di approvvigionamento sul sistema elettrico e sui mercati, anche in relazione agli obiettivi della misura.

Nell'agosto 2022 l'Autorità ha illustrato⁴⁶ i propri orientamenti sugli aspetti di competenza che attengono al nuovo sistema di approvvigionamento a termine delle risorse di stoccaggio elettrico. I principali temi affrontati nella consultazione sono di seguito descritti.

Criteri e condizioni per l'approvvigionamento a termine della capacità di stoccaggio elettrico

Il soddisfacimento dei fabbisogni di capacità di stoccaggio richiederà:

- la costruzione e l'opportuna combinazione di uno o più prodotti standard, in grado di riflettere le caratteristiche di diverse risorse di stoccaggio disponibili e di rispettare i requisiti prestazionali

⁴⁶ Documento per la consultazione 2 agosto 2022, 393/2022/R/eel.

richiesti da Terna;

- la conseguente stipula di contratti standard di approvvigionamento a termine della capacità di stoccaggio con controparti selezionate in procedure competitive dedicate.

Con anticipo rispetto alle procedure concorsuali, Terna definirà, come parte integrante della Disciplina, uno o più schemi di contratto standard, ciascuno con distinte caratteristiche, rispondenti alle diverse esigenze di fabbisogno e alle differenti tipologie di risorse di stoccaggio disponibili. Tali schemi di contratto standard si potranno differenziare tra loro in relazione a uno o più parametri (orizzonte di pianificazione, periodo e luogo di consegna, durata e ciclicità dello stoccaggio e altri requisiti tecnici minimi indicati da Terna).

All'assegnatario di ciascun contratto standard sarà riconosciuto il diritto di ricevere, per l'intero periodo di consegna, un premio annuo definito in esito all'asta. A fronte del premio, gli assegnatari dei contratti standard dovranno rendere disponibile, in tutte le ore del periodo di consegna:

- a soggetti terzi, per il tramite di Terna, prodotti di *time shifting* utilizzabili nei mercati dell'energia (mercato del giorno prima e mercato infragiornaliero), per consentire lo spostamento di energia da ore caratterizzate da prezzi contenuti a ore a prezzo più elevato;
- a Terna, sul Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD), la capacità contrattualizzata, rispettando le prestazioni tecniche minime stabilite dal contratto e i vincoli economici definiti dall'Autorità.

Il titolare dello stoccaggio – o un suo delegato – sarà utente del dispacciamento per l'unità di stoccaggio cui sarà associato un punto di dispacciamento dedicato (saranno escluse forme di aggregazione degli stoccaggi). Nella Disciplina, Terna descriverà le modalità con cui saranno definiti e modificati i programmi dell'unità di stoccaggio. L'utente del dispacciamento sarà responsabile della corretta esecuzione dei programmi e allo stesso si applicheranno i corrispettivi di sbilanciamento, oltre ai corrispettivi di mancato rispetto degli ordini. Le offerte sull'MSD saranno presentate a prezzi calcolati secondo una metodologia, stabilita dall'Autorità, volta a contenere il rischio di sovra-remunerazione della capacità contrattualizzata, evitando, al contempo, di distorcere il corretto funzionamento del mercato elettrico. I margini sull'MSD saranno trattenuti da Terna e destinati alla riduzione del corrispettivo per il finanziamento del meccanismo.

Saranno ammessi a partecipare alle procedure competitive i titolari di capacità di stoccaggio che presenteranno progetti di nuova capacità con le necessarie autorizzazioni e rinunceranno a qualsiasi incentivazione.

Per ogni contratto standard, Terna organizzerà una procedura concorsuale dedicata, in cui il fabbisogno:

- potrà essere declinato in termini energetici (MWh) o di potenza (MW) e associato a un livello obiettivo di durata (h);
- potrà essere espresso da Terna mediante una domanda perfettamente anelastica, con premio di riserva definito dall'Autorità in base ai costi delle tecnologie di riferimento;
- presenterà una declinazione per aree della rete rilevante.

Per quanto attiene alla formazione del prezzo nelle aste, potrà essere adottato il metodo *pay as bid* o il metodo del premio marginale e non si esclude a priori che in aste diverse possano essere applicati metodi di formazione del prezzo diversi.

Criteri e condizioni per l'utilizzo della capacità di stoccaggio nei mercati dell'energia

I prodotti di *time shifting* avranno a oggetto unità virtuali che rifletteranno le caratteristiche della

capacità fisica di stoccaggio approvigionata a termine da Terna e consentiranno a chi li acquista, a fronte del pagamento di un premio fisso, di ricevere un compenso proporzionale ai differenziali di prezzo sui mercati dell'energia tra i periodi cui i medesimi prodotti si riferiscono. Terna assocerà a ciascun prodotto di *time shifting* una quota della potenza e dell'energia dell'insieme degli stoccaggi fisici – con medesime caratteristiche tecniche – contrattualizzati nella medesima zona in esito all'asta per l'approvvigionamento a termine. Detti prodotti potranno essere di durata pluriennale, annuale, mensile, settimanale e giornaliera.

Una volta costruiti i differenti prodotti di *time shifting* e definiti i relativi quantitativi, Terna ne darà comunicazione al GME, che, attraverso apposite procedure competitive organizzate nell'ambito di una piattaforma centralizzata, li renderà disponibili agli operatori di mercato con cadenze predefinite, coerenti con gli orizzonti temporali dei prodotti medesimi.

Il GME organizzerà un mercato primario per la negoziazione di diverse categorie di prodotti di *time shifting*, che si differenzieranno sotto il profilo della prestazione, del periodo di validità e della zona di riferimento. Nel citato mercato, per ciascuna categoria di prodotti, l'offerta sarà rappresentata dai volumi indicati da Terna e la domanda sarà liberamente espressa dagli operatori di mercato in possesso dei requisiti per la partecipazione allo stesso.

I prodotti di *time shifting* potranno essere ceduti per il tramite di un mercato secondario gestito dal GME, assicurando che la cessione rispetti le condizioni stabilite dal regolamento per l'organizzazione e il funzionamento della piattaforma di cui all'art. 18, proposto dal GME e approvato dal Ministro, sentita l'Autorità (regolamento).

Il GME prevederà la suddivisione a cascata dei prodotti di *time shifting*, per preservarne la liquidità.

Potrebbero essere previsti vincoli alle quantità di prodotti di *time shifting* assegnabili a ciascun operatore di mercato, al fine di evitare la nascita di posizioni dominanti con fenomeni di accaparramento, che potrebbero distorcere il mercato, penalizzando soprattutto gli operatori particolarmente esposti a fenomeni di volatilità dei prezzi.

I prodotti di *time shifting* saranno contratti che, a fronte del pagamento dei premi definiti in esito alle procedure di assegnazione, attribuiranno agli assegnatari i seguenti diritti e doveri:

- per il tramite di unità virtuali dedicate e nel rispetto del vincolo di energia del prodotto considerato, il diritto di offrire sui mercati dell'energia la potenza aggiudicata e di registrare contratti a termine bilaterali sulla PCE aventi a oggetto la medesima potenza;
- il diritto/dovere di regolare il controvalore derivante dalle accettazioni sui mercati dell'energia e il controvalore associato ai programmi bilaterali registrati sulla PCE, rispettivamente con il GME e con la controparte del contratto bilaterale.

Al fine di consentire il raccordo tra i programmi commerciali conseguenti all'esercizio dei prodotti di *time shifting* con i programmi fisici che Terna assegnerà a ciascun titolare delle risorse di stoccaggio, il GME istituirà e gestirà una piattaforma per la registrazione, in appositi conti, delle transazioni effettuate dalle unità virtuali in esito all'esercizio dei citati prodotti.

Criteri e condizioni per lo sviluppo da parte di Terna della capacità di stoccaggio elettrico

La realizzazione di capacità di stoccaggio da parte di Terna sarà limitata allo stretto necessario, così da sfruttare il contributo della concorrenza rispetto all'obiettivo di minimizzare gli oneri per i clienti finali. Per quanto concerne l'utilizzo degli stoccaggi realizzati direttamente da Terna, quest'ultima, una volta completata la fase di costruzione, porrà all'asta la gestione degli stessi, che sarà dunque svolta da un soggetto terzo. In generale, agli stoccaggi realizzati da Terna si applicheranno le

disposizioni sopra descritte in tema di utilizzo sui mercati dell'energia e sull'MSD.

L'Autorità introdurrà un apposito corrispettivo per la remunerazione degli stoccaggi realizzati direttamente da Terna. I premi derivanti dalla vendita, agli operatori di mercato, dei prodotti di *time shifting* relativi agli stoccaggi realizzati direttamente da Terna saranno destinati alla riduzione dell'onere netto del meccanismo.

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

Resilienza del sistema di trasmissione dell'energia elettrica

Nel gennaio 2022 l'Autorità⁴⁷:

- ha verificato positivamente la "Metodologia per il calcolo dell'incremento della resilienza della rete di trasmissione nazionale" proposta da Terna, a seguito di attività svolte in collaborazione con Ricerca sul sistema energetico (RSE), integrando il codice di rete di Terna⁴⁸;
- ha aggiornato i "Requisiti minimi per la predisposizione del piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale"⁴⁹, eliminando il beneficio monetizzato relativo all'incremento della resilienza del sistema a fronte di impatti di eventi estremi (B13), mantenendo solo l'indicatore di impatto I13, quantificato ma non monetizzato, per le incertezze intrinsecamente collegate alle analisi della resilienza, significativamente maggiori rispetto a quelle degli altri benefici;
- ha ritenuto vincolanti gli impegni espressi da Terna, a seguito della consultazione della metodologia, in relazione all'estensione della metodologia ai fenomeni di dissesto idrogeologico, al coordinamento e alla condivisione dei dati e dei risultati a supporto delle analisi della resilienza e della definizione dei rispettivi piani da parte delle imprese distributrici e alla presentazione dell'efficacia dell'azione mitigativa dei dispositivi antirotazionali.

Regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

A novembre 2022 si è concluso⁵⁰ il procedimento per la determinazione, per l'anno 2021, dei premi e delle penalità relativi alla regolazione *output-based* del servizio di distribuzione dell'energia elettrica. In materia di regolazione della durata e del numero di interruzioni senza preavviso, a fronte dei risultati di continuità del servizio, sono stati erogati 30,8 milioni di euro di premi netti, così ripartiti:

- premi netti pari a 11,1 milioni di euro per la durata delle interruzioni senza preavviso lunghe (durata superiore a 3 minuti), come saldo fra 15,8 milioni di euro di premi e 4,7 milioni di euro di penalità;
- premi netti pari a 19,7 milioni di euro per il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (durata compresa tra 1 secondo e 3 minuti), come saldo fra 36,9 milioni di euro di premi e 17,2 milioni di euro di penalità.

⁴⁷ Delibera 18 gennaio 2022, 9/2022/R/eel.

⁴⁸ Nuovo Allegato A.76 del Codice di rete di Terna.

⁴⁹ Precedentemente definiti con la delibera 627/2016/R/eel.

⁵⁰ Delibera 29 novembre 2022, 622/2022/R/eel.

Con il medesimo provvedimento, l’Autorità ha pubblicato anche la decima graduatoria delle imprese di distribuzione di energia elettrica relativa al numero e alla durata delle interruzioni, con riferimento ai dati di continuità del servizio elettrico del 2021⁵¹. Ai fini di una migliore confrontabilità fra le imprese, è stato introdotto un “Indice sintetico di durata e numero delle interruzioni” 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 indica una prestazione peggiore; oltre a tale indice sono stati pubblicati la durata annua media di interruzioni per le interruzioni senza preavviso lunghe e il numero medio delle interruzioni per le interruzioni senza preavviso lunghe e brevi.

Qualità della tensione sulle reti in media tensione

A fine 2022 l’Autorità ha pubblicato⁵², per la seconda volta, le informazioni relative alla qualità della tensione sulle reti in media tensione, con particolare riferimento alla numerosità dei buchi di tensione severi con origine sulle reti in media tensione (MT), per qualsiasi causa. Un buco di tensione è un abbassamento repentino della tensione di esercizio, seguito dal rapido ripristino della tensione. I buchi di tensione sono caratterizzati dalla tensione residua (solitamente espressa in % della tensione di esercizio) e dalla durata (normalmente espressa in millisecondi). I dati si riferiscono a tutte le imprese distributrici connesse in alta tensione e proprietarie di almeno una semisbarra MT di distribuzione in cabina primaria, tenute a monitorare la qualità della tensione sulla propria rete in media tensione secondo la classificazione di cui alla norma CEI EN 50160. L’indicatore del livello di qualità della tensione è il numero medio di buchi di tensione “severi” per utente MT, intesi come i buchi di tensione con origine sulle reti in media tensione più significativi in termini di impatto sugli utenti (con durata superiore e tensione residua inferiore ai limiti individuati dall’Autorità).

Resilienza del sistema di distribuzione dell’energia elettrica

Nel corso del 2021, nove imprese distributrici (Areti, Azienda Elettrica Reti, e-distribuzione, Edyna, Ireti, Megareti, Set Distribuzione, Unareti e V-Reti) hanno completato 400 interventi di incremento della resilienza delle reti di distribuzione, con un investimento complessivo pari a circa 288 milioni di euro. Nel primo triennio di applicazione della regolazione incentivante (2019-2021), sono stati implementati 872 interventi totali, per un investimento complessivo di circa 505 milioni di euro.

Nel giugno⁵³ 2022 è stato fissato al 30 settembre 2022 il termine entro cui le imprese distributrici inviano all’Autorità gli elenchi relativi a nuovi interventi per l’incremento della resilienza delle reti elettriche di distribuzione, al fine di evitare sovrapposizioni di attività tra l’ammissione al meccanismo incentivante per la resilienza e la possibile ammissione di interventi (finalizzati a migliorare la resilienza della rete elettrica di distribuzione a eventi meteorologici estremi) al finanziamento con contributi pubblici nell’ambito del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR).

⁵¹ Disponibile sul sito dell’Autorità (https://www.arera.it/it/dati/inter_continuita.htm).

⁵² Contestualmente alla delibera 29 novembre 2022, 622/2022/R/eel.

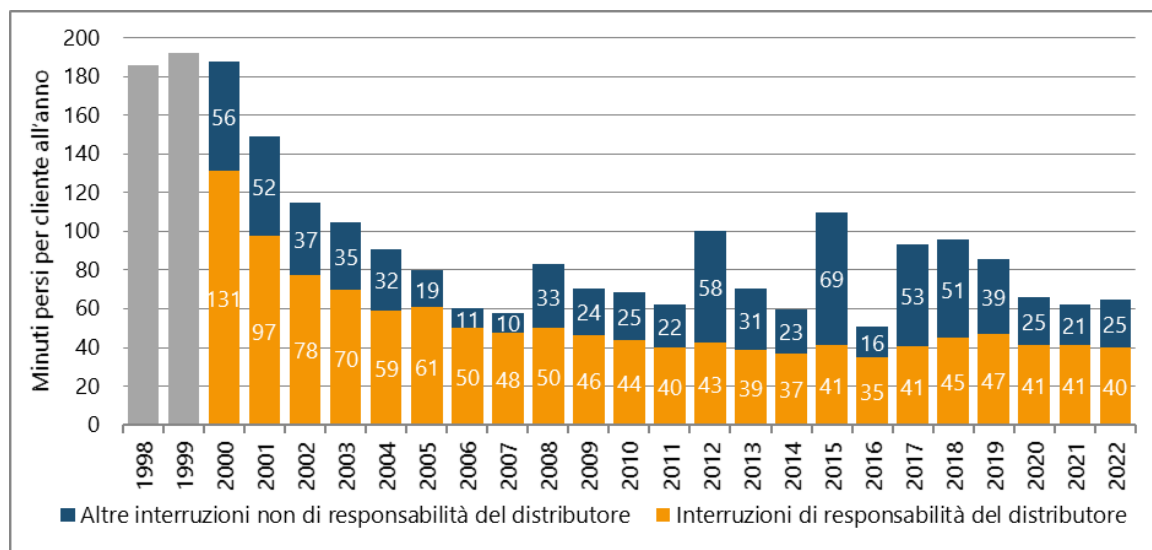
⁵³ Delibera 28 giugno 2022, 283/2022/R/eel.

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

Nel 2022 si registra un lieve peggioramento rispetto al 2021, sia per la durata media delle interruzioni per utente (65 minuti), sia per il numero medio delle interruzioni per utente (4,21).

I dati confermano comunque il deciso miglioramento della durata e del numero delle interruzioni rispetto al triennio 2017-2019, anni in cui l'impatto di eventi meteorologici eccezionali ha contribuito in modo consistente all'aumento della durata e del numero delle interruzioni. Per il numero delle interruzioni il dato 2022 è in lieve miglioramento rispetto alla media del periodo 2017-2019.

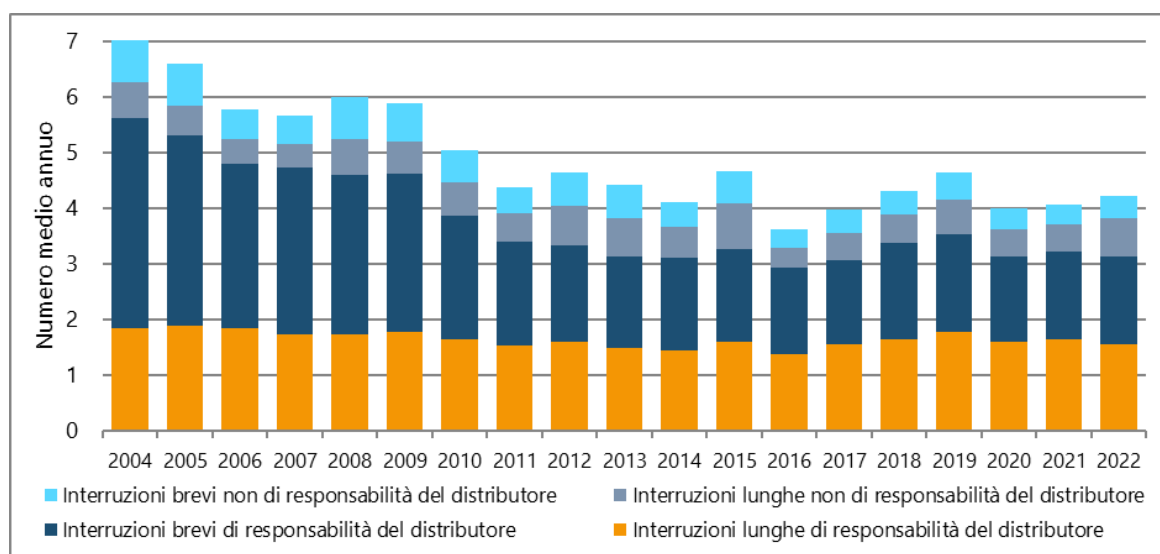
Figura 3.1 Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione^(A)



(A) Riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN, gli interventi dei sistemi di difesa e le interruzioni dovute a furti).

Fonte ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

Figura 3.2 Numero di interruzioni senza preavviso per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici^(A)



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

Fonte: ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

Analizzando in dettaglio gli indicatori relativi al 2022, ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità, la durata delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 40 minuti a livello nazionale (Figura 3.1) 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 3,14 interruzioni per utente in bassa tensione su base nazionale (Figura 3.2). Nel calcolo di tali valori sono dedotte: le interruzioni con origine sull'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.

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 clienti⁵⁴. 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, nel 2022 Terna ha ricevuto 2.956 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di 253,6 GW, per le quali, nello stesso anno, ha messo a disposizione 1.645 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 111,5 GW. I tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, sono risultati pari a 83 giorni lavorativi. Nell'arco dell'anno sono stati accettati 813 preventivi, cioè circa la metà di quelli messi a disposizione, corrispondenti a una potenza totale di 42,7 GW. Solo per quattro di questi preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 113 MW, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della Soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD), una sola delle quali è stata accettata entro il 31 dicembre 2022, per una potenza di 34 MW. Ciò nonostante, non risultano essere state realizzate e attivate le corrispondenti connessioni entro l'anno.

Nel 2022 le imprese distributrici⁵⁵ hanno ricevuto più di 350.000 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da allacciare alle reti in bassa e media tensione, corrispondenti a una potenza totale di 26,7 GW, per le quali, nello stesso anno, hanno messo a disposizione poco più

⁵⁴ Le elaborazioni effettuate sono basate sui dati messi a disposizione dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti in ottemperanza a quanto previsto dalla regolazione. In particolare, con riferimento all'anno 2021, sono stati utilizzati i dati forniti da Areti, Deval, e-distribuzione, Edyna, Inrete, Ireti e V-Reti, che hanno trasmesso all'Autorità, in tempo utile per la predisposizione del presente *Annual Report*, le informazioni relative alle connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica; non sono stati considerati, invece, i dati non comunicati in tempo utile.

⁵⁵ Con riferimento alla connessione degli impianti di produzione di energia elettrica alle reti di distribuzione, si ricorda che i dati riportati si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte nell'anno 2022 dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti e che hanno trasmesso all'Autorità le relative informazioni in tempo utile per la predisposizione della presente *Relazione Annuale*.

di 310.000 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 13,6 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 19 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
- 40 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
- 53 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Più di 280.000 preventivi rispetto al totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2022, per una potenza totale di 6,6 GW. In relazione alle richieste pervenute nel 2022, sono state realizzate più di 150.000 connessioni, corrispondenti a 1,3 GW, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 26 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici;
- 65 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi;

mentre i tempi medi per l'attivazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, sono pari a 9 giorni lavorativi.

Nel 2022 e-distribuzione è stato l'unico distributore che ha ricevuto 567 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti in alta tensione, corrispondenti a una potenza totale di 8,4 GW; nello stesso anno ha messo a disposizione 177 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 2,6 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 57 giorni lavorativi.

Dei 177 preventivi messi a disposizione, 77 (corrispondenti a una potenza totale di 1,2 GW), sono stati accettati nell'arco dell'anno; per uno solo di essi, alla data del 31 dicembre 2022, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della Soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD) e, pertanto, anche nel 2022 non è stata effettuata alcuna connessione (richiesta nell'anno) di impianti di produzione alle reti in alta tensione delle imprese distributrici.

Per quanto riguarda le connessioni degli utenti passivi (Tavola 3.4), nel 2022 sono state effettuate 256.143 connessioni con le reti di distribuzione, quasi tutte in bassa tensione. Per il 70% di esse, la fornitura è stata attivata nel corso dell'anno. Il tempo medio per allacciare i clienti è risultato pari a 11,3 giorni lavorativi. In particolare, il tempo medio per la realizzazione delle connessioni in bassa tensione è risultato pari a 8,4 giorni lavorativi. Un po' più lungo e pari a 20 giorni lavorativi è il tempo mediamente impiegato per ottenere una connessione in media tensione.

Tavola 3.4 Connessioni degli utenti passivi con le reti di distribuzione

LIVELLO DI TENSIONE	NUMERO CONNESSIONI		TEMPO MEDIO (GIORNI LAVORATIVI) ^(A)	
	2021	2022	2021	2022
Bassa tensione	225.322	254.841	6,2	8,4
Media tensione	1.503	1.302	14,3	20,0
TOTALE	226.825	256.143	7,8	11,3

(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

I dati evidenziano un numero di richieste in aumento (+13%) rispetto al 2021, ma anche un peggioramento complessivo dei tempi di allacciamento: da 7,8 a 11,3 giorni, sia nella media tensione, dove per ottenere una connessione erano necessari mediamente 14,3 giorni lavorativi nel 2021 mentre nel 2022 ne sono serviti 20, sia nella bassa tensione, dove l'allacciamento ha richiesto nel

2022 mediamente due giorni in più del 2021. 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 2022 ciascun distributore ha effettuato in media 2.100 connessioni nel corso dell'anno. Se escludiamo dal calcolo gli operatori che non hanno effettuato nemmeno una connessione (66 soggetti su 122), risulta che il numero di connessioni mediamente effettuate da ciascun distributore nell'anno è pari a 4.574.

Nel 2022, infine, Terna ha effettuato una connessione in alta e altissima tensione per una potenza pari a 7 MW, senza attivazione della fornitura. La richiesta di tale connessione risale al 2013, ma ha subito nel tempo diverse istanze di modifica. Se si considera l'ultima richiesta di modifica della potenza, presentata nel 2019, il tempo complessivamente intercorso tra la richiesta di connessione e l'attivazione della stessa è stato a pari a 655 giorni lavorativi (388 giorni lavorativi escludendo i tempi autorizzativi e quelli necessari per gli adempimenti a carico del cliente).

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 Implementazione dei Codici di Rete e delle linee guida per l'integrazione dei mercati elettrici europei

Codici di rete e linee guida per il mercato elettrico

I regolamenti europei relativi al mercato elettrico sono provvedimenti normativi di carattere tecnico funzionali al completamento del mercato interno dell'energia. Informalmente, i regolamenti possono essere raggruppati in tre grandi famiglie: di mercato, di connessione e di gestione della rete. L'elenco completo è riportato nella Tavola 3.5.

I regolamenti si distinguono in Codici di Rete (NC) e Linee guida o Orientamenti (GL): i primi identificano primariamente regole direttamente implementabili a livello nazionale, mentre le seconde si focalizzano su indicazioni di massima in base alle quali devono essere elaborate disposizioni attuative, denominate *Terms and Conditions* o *Methodologies* (o metodologie). Ne

discende che la pubblicazione dei regolamenti non esaurisce l'attività di sviluppo e pubblicazione di normativa secondaria; al contrario, ogni regolamento nella forma di linea guida (o orientamento) prevede, al suo interno, l'elaborazione di regole specifiche (le metodologie, appunto) a cura dei gestori di rete (*Transmission System Operator* - TSO) e/o dei gestori di mercato designati (*Nominated Electricity Market Operator* - NEMO) che le autorità di regolazione di ciascuno stato membro dell'Unione europea sono chiamate a valutare e approvare; lo sviluppo di metodologie è altresì previsto nell'ambito dei codici di rete, seppur in misura minore e limitatamente ad aspetti di dettaglio o per la specificazione a livello nazionale di determinati parametri.

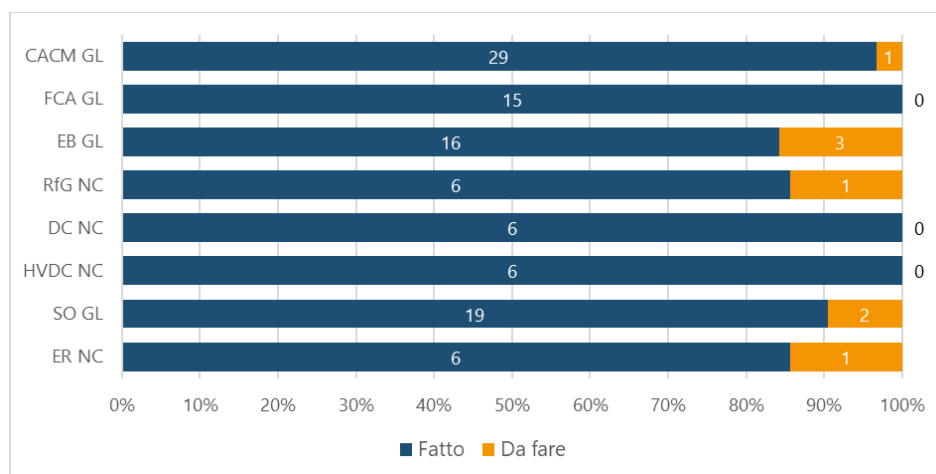
Tavola 3.5 Codici di rete e linee guida previsti dal Regolamento (CE) 714/2019

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

Fonte: ARERA.

Il processo di elaborazione delle metodologie è stato avviato nel 2015 in riferimento al regolamento CACM GL, per poi essere esteso fra il 2016 e il 2017 a tutte le altre linee guida (o orientamenti) e codici di rete. La Figura 3.3 riassume lo stato di implementazione a fine 2022. L'implementazione dei regolamenti FCA GL, DC NC e HVDC NC è ormai conclusa, mentre rimangono ancora da completare alcune metodologie CACM GL, SO GL e EB GL (per le quali si vedano i paragrafi specifici nel seguito) e da definire a livello nazionale la metodologia con i criteri dell'analisi costi e benefici per il *retrofitting* degli impianti di generazione esistenti ai sensi del codice RfG NC (che verrà sviluppata solamente nel momento in cui l'Autorità intenderà effettivamente valutare misure in tal senso) e la metodologia per l'esecuzione dei test con riferimento al codice di rete previsto dal regolamento ER NC (per la quale si attende da parte di Terna l'aggiornamento delle disposizioni del Codice di rete).

Figura 3.3 Stato di implementazione dei regolamenti europei al 31 dicembre 2022



Fonte: ARERA.

Integrazione dei mercati elettrici all'ingrosso: codici di mercato

Nel corso del 2022 l'implementazione dei codici di mercato si è focalizzata sul mantenimento e il miglioramento delle metodologie adottate negli anni precedenti.

Regolamento *Forward capacity allocation (FCA GL)*

Il regolamento FCA GL descrive i requisiti e i criteri per l'emissione e l'allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine (con orizzonte temporale al più annuale) fra le zone di mercato interne all'Unione europea. Per l'Italia il regolamento in questione trova applicazione sulle frontiere con la Francia, l'Austria, la Slovenia e la Grecia; disposizioni analoghe a quelle previste dal regolamento FCA GL sono altresì in vigore sulla frontiera con la Svizzera in esito ad accordi bilaterali. Per le zone interne al territorio nazionale, invece, l'Autorità continua a basarsi sui prodotti di copertura ad oggi in vigore (CCC), in coerenza con la decisione assunta nel 2017 ai sensi dell'articolo 30 del regolamento FCA GL e confermata nel corso del 2021.

Il processo di implementazione del regolamento FCA GL si è concluso sia a livello nazionale, sia a livello regionale e paneuropeo; tuttavia, proseguono le attività di manutenzione e miglioramento delle relative metodologie per rendere i testi più adeguati a soddisfare eventuali nuove esigenze da parte del sistema. In particolare, nel 2022 si sono rese necessarie modifiche alla metodologia per la *Single Allocation Platform*⁵⁶ e la ripartizione delle rendite di congestione⁵⁷ per includere fra i destinatari del provvedimento anche il TSO finlandese che inizierà ad allocare diritti di trasmissione di lungo termine sui propri confini in coerenza con quanto richiesto dalla propria autorità di regolazione nazionale.

Inoltre, il 2022 ha visto l'avvio di una discussione prospettica in merito alla possibilità, esplorata dai TSO della CCR *Core*, di prevedere un'allocazione congiunta dei diritti di trasmissione di lungo termine con un approccio *flow based* concettualmente analogo a quello previsto per la capacità giornaliera, al posto delle attuali aste esplicite separate per ciascun confine. L'adozione di un approccio *flow based* richiede tuttavia alcune modifiche alle metodologie relative al funzionamento della *Single Allocation Platform*, alla ripartizione delle rendite di congestione e alla ripartizione dei costi per la remunerazione dei diritti di trasmissione: i TSO hanno inviato tali modifiche ad ACER nel secondo semestre del 2022.

Infine, nel corso del 2022, ACER, in cooperazione con le autorità di regolazione nazionali, ha contribuito al dibattito, relativo allo sviluppo prospettico dei mercati elettrici a termine, nell'ambito di un'ampia riflessione lanciata dalla Commissione europea nel 2021 con la *Toolbox communication*⁵⁸, pubblicata a seguito della crescita dei prezzi dell'energia.

In tale ottica, ACER ha pubblicato, ad aprile 2022, le proprie valutazioni in merito al disegno del mercato elettrico in Europa⁵⁹, evidenziando l'opportunità di approfondire le problematiche emerse nell'ambito dei mercati a termine, con particolare attenzione agli strumenti di copertura. A tale analisi ha fatto seguito una consultazione pubblica (congiunta ACER e CEER) nell'ottica di approfondire la riflessione in merito all'opportunità di apportare degli emendamenti al regolamento FCA GL. La

⁵⁶ Decisione ACER n. 9/2022.

⁵⁷ Decisione ACER n. 10/2022.

⁵⁸ *Tackling rising energy prices: a toolbox for action and support*, Commissione europea, 13 ottobre 2021.

⁵⁹ *ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design*, aprile 2022.

consultazione si è conclusa con la pubblicazione di un *policy paper*⁶⁰ a cura di ACER nel quale sono identificate una serie di problematiche del mercato elettrico a termine, inteso quale l'insieme dell'allocatione dei diritti di trasmissione (*Long Term Transmission Rights – LTTR*) e della compravendita di energia, che attualmente impedirebbero la realizzazione di un mercato integrato, efficace ed efficiente, e nel quale sono proposti una serie di possibili miglioramenti per promuovere lo sviluppo di un mercato a termine che offra strumenti di copertura nelle varie zone d'offerta, sui vari orizzonti temporali e a prezzi competitivi, pur riconoscendo che alcune problematiche generali – come ad esempio le piattaforme di negoziazione di prodotti finanziari – non ricadono necessariamente nell'ambito di intervento dell'Agenzia e/o delle autorità di regolazione nazionali.

Regolamento *Capacity allocation and congestion management (CACM GL)*

Il regolamento CACM GL definisce le modalità di attuazione del *market coupling* a livello europeo sugli orizzonti temporali giornaliero (con allocatione della capacità tramite aste implicite nell'ambito del cosiddetto *Single Day Ahead Coupling – SDAC*) e infragiornaliero (con allocatione della capacità tramite negoziazione continua nel cosiddetto *Single Intra Day Coupling – SIDC*, corredata da specifici meccanismi di valorizzazione della capacità e aste implicite a livello regionale a carattere volontario).

L'Italia partecipa allo SDAC da febbraio 2015, nell'ambito di un progetto di implementazione anticipata del *market coupling* sulle frontiere con la Francia, l'Austria e la Slovenia (in quest'ultimo caso il *coupling* volontario è attivo dal 2011). Da dicembre 2020 è attivo anche il *coupling* con la Grecia, ultimo passo per la completa integrazione del sistema elettrico nazionale nel *day ahead* europeo, mentre nel corso del 2021 sono stati completati gli ultimi due tasselli mancanti a livello europeo, ossia l'attuazione del *coupling* sulla frontiera Grecia-Bulgaria (nel maggio 2021) e l'accoppiamento fra i progetti 4M MC, comprendenti le frontiere Romania, Ungheria, Repubblica Ceca e Slovacchia, e MRC, comprendente le altre frontiere europee e a cui partecipa l'Italia (nel giugno 2021).

A partire dal 21 settembre 2021, l'Italia si è unita al SIDC nella cosiddetta *third wave* con l'introduzione dell'allocatione continua infragiornaliera sulle frontiere con Francia, Austria e Slovenia e fra le zone interne al territorio nazionale, integrata da aste implicite attive anche sul confine con la Grecia, mentre da dicembre 2022 il SIDC è attivo anche sulla frontiera con la Grecia.

Dal punto di vista delle metodologie previste dal regolamento CACM GL, il processo di implementazione può dirsi concluso, fatta salva la metodologia per l'armonizzazione del calcolo della capacità, inizialmente prevista per fine 2020, ma posticipata per monitorare l'implementazione delle metodologie regionali, alcune delle quali non ancora pienamente attive.

Come già per il regolamento FCA GL, anche per il regolamento CACM GL proseguono a livello europeo le discussioni sull'aggiornamento delle metodologie in essere. Nel corso del 2022, tuttavia, non sono state approvate modifiche in tal senso. Il 2022, infatti, avrebbe dovuto vedere l'avvio, da parte della Commissione europea della metodologia di comitologia, della revisione del regolamento CACM a partire dalla raccomandazione effettuata da ACER a fine 2021. A causa della crisi energetica e della revisione delle priorità in capo alla Commissione europea i lavori sono sospesi e rinviati a data da destinarsi.

A livello regionale, invece, il 2022 ha visto il consolidarsi dell'utilizzo delle metodologie per il calcolo della capacità sugli orizzonti temporali giornaliero e infragiornaliero per le CCR *Italy North* e GRIT,

⁶⁰ ACER *policy paper on the further development of the eu electricity forward market*, febbraio 2023.

nella versione approvata per entrambe le regioni nel corso del 2020 e implementata nel secondo semestre del 2021.

Balancing (BAL GL)

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

A partire da gennaio 2021, l'Italia partecipa attivamente e con successo alla piattaforma europea di scambio di energia di bilanciamento da *Replacement Reserve*, sviluppata nell'ambito del progetto TERRE, congiuntamente a tutti gli altri TSO europei che fanno uso di questa tipologia di riserva, mentre risultava già operativa dal 2020 la partecipazione alla piattaforma di *Imbalance Netting*, per la compensazione degli sbilanciamenti tra sistemi adiacenti.

Il processo di implementazione del regolamento *Balancing* è pressoché concluso, come mostrato nella Figura 3.3, ma nel 2022 sono proseguiti i lavori per lo sviluppo e la futura approvazione delle metodologie mancanti (la metodologia paneuropea per l'armonizzazione dei metodi di allocazione della capacità transfrontaliera per lo scambio di capacità di bilanciamento o la condivisione di riserve e le due metodologie regionali, *Italy North e Greece-Italy*, per il calcolo della capacità nell'orizzonte temporale del bilanciamento), nonché per l'aggiornamento e il miglioramento di metodologie già approvate negli anni passati. In particolare, nel 2022 sono stati emendati la metodologia per il *pricing* dell'energia di bilanciamento⁶¹, modificando temporaneamente il limite tecnico massimo, e i quadri di implementazione per le piattaforme mFRR, aFRR e IN⁶², per definire i soggetti responsabili dell'esercizio della piattaforma e adeguare il contesto a una soluzione con entità multiple. Nel 2022 sono inoltre proseguiti i lavori nel gruppo regionale afferente ai sistemi che utilizzano la *Replacement Reserve* per emendare il quadro di implementazione della piattaforma RR, per adeguarlo alle evoluzioni algoritmiche e favorire una maggiore trasparenza verso gli *stakeholder*.

Codici di gestione delle reti

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

Per quanto attiene al regolamento SO GL, il processo di implementazione prevede ancora l'approvazione di due metodologie a livello di area sincrona Europa continentale: si tratta della quantificazione del valore minimo di inerzia da assicurare nel sistema (metodologia obbligatoria solamente qualora le valutazioni sulle prestazioni dinamiche del sistema elettrico evidenzino problemi in tal senso) e della definizione del tempo minimo di consegna della riserva primaria in condizioni di allerta per le risorse a energia limitata (metodologia inviata a ottobre 2021, discussa da parte delle autorità di regolazione nel corso del 2022 con richiesta di emendamenti concordata a

⁶¹ Decisione ACER n. 3/2022.

⁶² Decisioni ACER n. 14/2022, n. 15/2022, n. 16/2022.

dicembre e ratificata⁶³ da ARERA nel dicembre 2022).

Il regolamento ER NC, in quanto codice di rete, fa, invece, limitato ricorso a termini e condizioni e metodologie sottoposte al vaglio delle autorità di regolazione. L'intervento del regolatore è, quindi, limitato all'implementazione nazionale, attuata in Italia tramite modifiche al codice di rete di Terna che l'Autorità ha approvato a fine 2019 con riferimento ai piani di difesa e riaccensione del sistema elettrico e tramite ulteriori provvedimenti attuativi su *settlement* in condizioni di emergenza adottati nel corso del 2020. In particolare, i piani di difesa e riaccensione del sistema elettrico impongono obblighi di pubblico servizio in capo a una pluralità di impianti di produzione: per venire incontro ai costi sostenuti da questi impianti e in ottica di preservarne la concorrenzialità rispetto ad altri impianti non inclusi nei suddetti piani, l'Autorità ha previsto appositi meccanismi premiali adottati nel 2020 con riferimento al piano di riaccensione e nel 2021 con riferimento al piano di difesa. Entrambi questi meccanismi hanno cessato i loro effetti nel corso del 2022: sono attualmente in corso da parte di Terna le verifiche sull'effettivo completamento degli adeguamenti richiesti, i cui esiti saranno condivisi con l'Autorità nel corso del 2023.

Codici di connessione

I codici di connessione definiscono i requisiti che devono soddisfare i vari utenti connessi al sistema elettrico, dai generatori (RFG NC), ai fornitori di servizi di *demand response* (DCC NC), agli operatori che esercitano collegamenti in corrente continua (HVDC NC). L'implementazione di tali codici avviene a livello nazionale senza richiedere alcuna forma di coordinamento a livello europeo: per maggiori dettagli in merito si rinvia al paragrafo "Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti". Si segnala, tuttavia, che a fine 2021 ACER ha avviato il processo di revisione dei codici RFG e DCC con l'intento di risolvere criticità che sono emerse durante l'implementazione e di tenere conto delle evoluzioni tecnologiche (mobilità elettrica, accumuli) e regolatorie (comunità energetiche) occorse nel frattempo: nel corso del 2022 è stato oggetto di consultazione un *policy paper* finalizzato a identificare le tematiche che necessitassero una revisione e successivamente sono state raccolte le proposte puntuali di modifica da parte dei gestori di rete, delle associazioni e dei costruttori di dispositivi.

Regolamento 943/2019

Il regolamento 943/2019, facente parte del più globale *Clean Energy Package*, ha rivisto significativamente i principi cardine del mercato elettrico, prevedendo, in particolare:

- un livello minimo di capacità del 70% fra le zone di mercato da offrire sui mercati;
- nuovi criteri per la revisione delle zone di mercato con il lancio di una revisione paneuropea;
- specifiche regole per l'adeguatezza del sistema con la redazione di specifiche metodologie a cura dei TSO;
- il rafforzamento della cooperazione fra i TSO con la creazione dei *Regional Coordination Centre* (RCC) al posto dei *Regional Security Coordinator* (RSC) introdotti con il regolamento SO GL;

⁶³ Delibera 20 dicembre 2022, 707/2022/R/eel.

- nuovi criteri per l'utilizzo da parte dei TSO delle rendite di congestione raccolte sui confini fra le zone di mercato
- un mandato alla Commissione per la definizione di nuovi codici di rete in riferimento a varie aree, tra cui la regolamentazione della *demand response*, ivi inclusa l'aggregazione, l'accumulo e il taglio della domanda.

L'Autorità è coinvolta direttamente nell'implementazione degli aspetti sopra elencati, sia attraverso la partecipazione ai gruppi di lavoro in seno ad ACER nei quali sono discusse le varie tematiche, sia attraverso l'adozione di specifici provvedimenti a livello nazionale.

Livello minimo del 70%

La messa a disposizione del livello minimo del 70% fra le varie zone di mercato è obbligatoria per tutti i TSO dal 1° gennaio 2020. Fanno eccezione i periodi orari in cui non vi siano adeguate risorse correttive a disposizione per garantire la capacità associata al 70%: in tal caso, i TSO sono autorizzati a ridurre la capacità offerta.

A tal proposito Terna – in collaborazione con i gestori di rete confinanti – si è adoperata per inserire all'interno del calcolo della capacità fra le zone di mercato dei meccanismi di monitoraggio del livello di capacità offerto e di aggiustamento automatico per il rispetto del vincolo del 70%. Tali meccanismi sono entrati in operatività il 2 agosto 2021 per le zone interne al territorio nazionale (CCR GRIT) e il 29 ottobre 2021 per i confini settentrionali (CCR *Italy North*), limitatamente alla capacità in importazione verso l'Italia. Ulteriori affinamenti sono invece ancora in corso per la capacità di esportazione dall'Italia per la quale l'introduzione del calcolo coordinato (cosiddetto *export corner*) con monitoraggio del livello del 70% e relativo aggiustamento automatico è prevista per l'ultimo trimestre 2023.

Nel caso in cui sia impossibile rispettare il livello minimo del 70% per esigenze di sicurezza operativa del sistema, ciascun TSO può richiedere alla competente autorità di regolazione nazionale una deroga dall'obbligo del livello minimo del 70%. Terna si è avvalsa di questa facoltà:

- per il 2020, sia per la CCR *Italy North* sia per la CCR GRIT, in tutte le ore dell'anno;
- per il 2021, per la sola CCR *Italy North*, lato esportazione per tutte le ore dell'anno e lato importazione per tutte le ore dell'anno fino all'avvenuta implementazione del monitoraggio automatico del livello di capacità offerto su ciascun confine e, successivamente, per le sole ore dell'anno in cui la capacità è ridotta per basso carico ed elevata produzione rinnovabile (cosiddetti *low consumption days*);
- per il 2022, per la sola CCR *Italy North*, lato esportazione per tutte le ore dell'anno e lato importazione esclusivamente per i *low consumption days*;
- per il 2023, per la sola CCR *Italy North*, lato esportazione per tutte le ore dell'anno fino all'avvenuta implementazione del calcolo coordinato della capacità (cosiddetto *export corner*) e lato importazione esclusivamente per i *low consumption days*.

L'Autorità ha sempre accolto la richiesta di deroga: in particolare per il 2023 la decisione è stata assunta⁶⁴ nel dicembre 2022.

Oltre alla concessione delle deroghe, l'Autorità è altresì chiamata a valutare ogni anno se Terna abbia

⁶⁴ Delibera 20 dicembre 2022, 706/2022/R/eel.

o meno effettivamente rispettato l'obbligo del livello minimo del 70%. Nel novembre 2022 è stato pubblicato⁶⁵ il rapporto relativo all'anno 2021 nel quale si è data evidenza della situazione sui vari confini ed è stata valutata la prestazione di Terna: ottimale lo *status* dell'interconnessione con la Grecia (100% della capacità offerta in tutte le ore in cui il collegamento è risultato disponibile), molto buona la situazione delle zone interne, soprattutto dopo il 2 agosto, a seguito dell'introduzione dei meccanismi automatici di monitoraggio e aggiustamento, e positiva la situazione della frontiera Nord – con l'eccezione dei periodi che afferiscono ai *low consumption days* –, anche in questo caso con ulteriore miglioramento dopo l'introduzione dei meccanismi automatici di monitoraggio e aggiustamento. I risultati confermano, quindi, la bontà delle prestazioni di Terna e l'efficacia dei meccanismi automatici di monitoraggio e aggiustamento introdotti per i vari confini.

Revisione delle zone di mercato

Oltre a introdurre nuovi principi per la revisione delle zone di mercato che confluiranno nella revisione del regolamento CACM GL, il regolamento 943/2019 ha avviato una specifica revisione delle zone a livello europeo. Il processo, avviato nel secondo semestre del 2019, ha visto nel 2020 l'approvazione da parte di ACER dei criteri per la valutazione delle varie configurazioni zonali e nel 2022 delle configurazioni zonali alternative da analizzare⁶⁶. In particolare, è allo studio l'ipotesi di suddividere la zona Nord in due porzioni, Nord-Ovest (coincidente con Valle d'Aosta, Piemonte occidentale e Liguria, eccetto La Spezia) e zona Nord-Est (coincidente con Emilia-Romagna, Lombardia, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia, La Spezia e Piemonte orientale).

Adeguatezza

A seguito delle previsioni del regolamento 943/2019, ENTSO-E ha sviluppato una metodologia per la determinazione del valore dell'energia non fornita (VoLL), del costo del nuovo entrante (CoNE) e dello standard di adeguatezza (RS) e una metodologia per la valutazione europea di adeguatezza (ERAA), approvate da ACER nel corso del 2020.

L'ERAA – attraverso un modello di simulazione basato sui dati forniti dai TSO per la domanda, la generazione, lo *storage* e la rete elettrica – permette di valutare annualmente il livello di adeguatezza atteso del sistema elettrico europeo su un orizzonte di dieci anni. Tramite l'ERAA è quindi possibile identificare potenziali problemi attesi di adeguatezza così da fornire una base solida e obiettiva per le decisioni degli Stati a supporto dell'eventuale introduzione di misure complementari al mercato dell'energia (ad esempio, mercati della capacità). L'analisi può essere completata da valutazioni di adeguatezza a livello nazionale (NRAA).

La metodologia ERAA, approvata da ACER nel 2020, dovrebbe essere pienamente attuata da ENTSO-E nell'ambito dell'ERAA 2024. Nel frattempo, ENTSO-E ha implementato una versione semplificata della metodologia nel 2021 (ERAA 2021) e nel 2022 (ERAA 2022). In entrambi i casi, ACER, chiamata a esprimersi ai sensi del regolamento (UE) 943/2019, pur riconoscendo dei miglioramenti apportati da ENTSO-E tra la prima e la seconda analisi, ha deciso di non approvare gli esiti delle valutazioni, in considerazione del fatto che le semplificazioni introdotte ne avrebbero potenzialmente compromesso l'affidabilità (sovrastimando, secondo l'Agenzia, il rischio di inadeguatezza). ACER ha inoltre fornito delle raccomandazioni a ENTSO-E affinché l'ERAA 2023

⁶⁵ Delibera 2 novembre 2022, 543/2022/R/eel.

⁶⁶ Decisione ACER n. 11/2022.

rifletta maggiormente alcuni aspetti ritenuti importanti per l'attendibilità dei risultati.

Secondo ACER, in primo luogo ENTSO-E dovrebbe garantire che gli scenari di riferimento dell'ERAA 2023 riflettano gli obiettivi politici fissati a livello europeo (c.d. pacchetto *fit-for-55*) e, per estensione, nazionale. In secondo luogo, un'area sui cui ENTSO-E dovrebbe incrementare gli sforzi è il modulo *Economic Viability Assessment* – EVA, che definisce le dismissioni e gli ingressi di nuova capacità nel mercato, e, in particolare, la sua coerenza con il modello di rischio (*Economic Dispatch* per il calcolo degli indicatori di energia non fornita, ENS e perdita di carico attesa, LOLE). Un terzo problema ricorrente nell'ERAA 2021 e 2022 riguarda i valori delle capacità interzonalizzate utilizzati nella valutazione. ACER si attende che nell'ERAA 2023 ENTSO-E prenda in considerazione eventuali nuovi sviluppi di rete pianificati durante il periodo oggetto di valutazione. Inoltre, in linea con le raccomandazioni di ACER per l'ERAA 2022, l'Agenzia si aspetta che l'ERAA 2023 rispecchi l'impatto dell'obiettivo minimo del 70% sulle capacità interzonalizzate e implementi l'approccio *flow-based* per il calcolo della capacità in tutti gli anni obiettivo e per le CCR *Core* e *Nordic*. Infine, ACER ritiene che esista un ampio margine per migliorare la trasparenza della valutazione, in termini di metodologia, ipotesi e interpretazione dei risultati. Ciò è supportato dalle osservazioni ricevute, in cui le parti interessate hanno evidenziato all'Agenzia come la mancanza di informazioni e trasparenza siano potenzialmente dannose per la loro comprensione dell'ERAA 2022.

Regional Coordination Centres (RCC)

Il regolamento 943/2019 ha introdotto la figura degli RCC con l'intento di rafforzare la cooperazione fra i TSO già prevista con il terzo pacchetto energia. In particolare, gli RCC sono chiamati, a partire dal 1° luglio 2022, a rimpiazzare gli RSC introdotti dal regolamento SO GL, con estensione dei compiti loro assegnati.

Il perimetro di attività degli RCC coincide con le *System Operation Regions* – SOR, la cui configurazione è proposta da ENTSO-E e sottoposta all'approvazione di ACER. Il processo di definizione delle SOR è stato, tuttavia, piuttosto travagliato: la prima decisione ACER in materia, adottata nel 2020, è stata annullata per difetto di motivazione da parte del *Board of Appeal* in risposta a un appello presentato da ENTSO-E che contestava l'inclusione della CCR SWE nella SOR *Central Europe* e richiedeva, invece, la costituzione di una SOR SWE, come da loro inizialmente proposto. ACER ha quindi adottato una nuova decisione nel corso del 2021 che ha confermato l'inclusione della CCR SWE nella SOR *Central Europe*; la decisione è stata nuovamente impugnata per carenza di motivazione e difetto di procedura da parte di ENTSO-E e successivamente ritirata da ACER che ha riavviato il procedimento decisionale con adozione della configurazione finale ad aprile 2022, con la decisione n. 5/2022, che ha accolto le istanze di ENTSO-E con la costituzione della SOR SWE separata dalla SOR *Central Europe*. La revisione delle SOR ha comportato un'evoluzione anche per l'Italia: Terna, infatti, era stata inizialmente inserita nella sola SOR *Central Europe* con i confini settentrionali e la sola zona Nord, mentre il confine con la Grecia e le altre zone interne al territorio nazionale avrebbero costituito un'interfaccia con la regione SEE. Terna, quindi, avrebbe potuto delegare i processi relativi a tali confini e zone all'RCC Selene, ma non avrebbe potuto partecipare alla *governance* di questo RCC. Con la revisione è stata riconosciuta da ACER la peculiarità dell'area di controllo di Terna, estesa su due differenti aree sincrone (Europa continentale e Sardegna): Terna ha potuto, pertanto, essere inclusa sia nella SOR *Central Europe* sia nella SOR SEE, con piena partecipazione di Terna agli RCC di entrambe le regioni.

Una volta definite le SOR, i relativi TSO devono proporre la costituzione dei relativi RCC alle competenti autorità di regolazione nazionale, che devono adottare una decisione congiunta in merito. Dato che la prima versione della proposta era dovuta entro il 1° luglio 2020, i TSO hanno

iniziato a definire l'assetto degli RCC di ciascuna regione sulla base della prima configurazione delle SOR. ARERA ha quindi partecipato attivamente alla valutazione della proposta per la SOR *Central Europe*, mentre è stata solamente consultata come parte in causa per la SOR SEE. A seguito dell'adozione della configurazione definitiva delle SOR, entrambe le proposte di costituzione degli RCC sono state significativamente riviste: per la SOR *Central Europe* sono stati espunti i TSO di Spagna e Portogallo (confluiti nella SOR SWE) e sono stati inseriti degli appositi strumenti di coordinamento per Coreso, che è costituito RCC sia per la SOR *Central Europe* sia per la SOR SWE; per la SOR SEE, invece, è stata riconosciuta la piena partecipazione di Terna. Le decisioni sono state entrambe approvate a livello coordinato dalle competenti autorità di regolazione a giugno 2022, in tempo per produrre effetti con la costituzione degli RCC il 1° luglio 2022: l'Autorità ha poi provveduto a ratificarle⁶⁷ nel luglio 2022.

Entrando nel merito dei compiti assegnati agli RCC, il regolamento (UE) 943/2019 prevede l'adozione di specifiche metodologie per tutti i compiti non coperti dai codici di rete. La decisione spetta ad ACER su proposta di ENTSO-E. Nel corso del 2022 sono state approvate le metodologie per le analisi dei disturbi occorsi al sistema elettrico⁶⁸, per la formazione degli operatori degli RCC⁶⁹ e per il supporto da parte degli RCC alla ripartizione dei costi per l'attivazione delle azioni di ridispacciamento⁷⁰.

Rendite di congestione

L'articolo 19 del regolamento 943/2019 ha previsto che le rendite di congestione siano primariamente utilizzate per la garanzia della disponibilità della capacità per gli scambi fra le zone di mercato o per mantenere e incrementare detta capacità (obiettivi prioritari); solamente qualora entrambi detti obiettivi siano soddisfatti è possibile prevedere l'utilizzo delle rendite di congestione per la riduzione delle tariffe di rete.

La verifica del rispetto degli obiettivi citati spetta alle autorità di regolazione sulla base di una metodologia sviluppata dai TSO e approvata da ACER⁷¹ la cui piena applicazione è prevista dal 2022 in riferimento al 2021.

Nell'aprile 2022 l'Autorità ha pubblicato⁷² i dati relativi al saldo con dettaglio mensile dei proventi e oneri derivanti dalle procedure di assegnazione della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione con l'estero e, per la prima volta, sui confini tra zone di mercato interne al territorio italiano per il periodo gennaio 2021-dicembre 2021 (una sintesi è riportata nella Tavola 3.6).

Le rendite di congestione derivanti dall'allocazione della capacità interzonale (quota parte Terna, quindi spettanti al sistema italiano) per il periodo gennaio-dicembre 2021 ammontano a circa 321 milioni di euro, 249 dei quali relativi all'allocazione della capacità alle frontiere con l'estero e i restanti 72 relativi alle zone interne (valore dato dalla somma delle rendite nazionali pari a 221 milioni di euro

⁶⁷ Delibera 19 luglio 2022, 344/2022/R/eel.

⁶⁸ Decisione ACER n. 4/2022.

⁶⁹ Decisione ACER n. 7/2022.

⁷⁰ Decisione ACER n. 13/2022.

⁷¹ Decisione n. 38-2020.

⁷² Delibera 5 aprile 2022, 159/2022/I/eel.

e il saldo CCC pari a -149 milioni di euro).

Tavola 3.6 Rendite di congestione alle frontiere relative all'anno 2021

CONFINE	IMPORTO (euro)	Di cui quota parte di Terna
Austria	26.390.536,16	13.195.268,08
Francia	266.727.960,48	133.363.980,24
Grecia	25.660.604,98	12.830.302,49
Montenegro	11.894.394,24	5.947.197,12
Slovenia	35.111.170,77	17.555.585,39
Svizzera	132.428.961,86	66.180.775,15
TOTALE	498.213.628,49	249.073.108,47

Fonte: Terna.

Contestualmente l'Autorità ha inoltre confermato⁷³ che tali proventi sono stati utilizzati da Terna in conformità agli scopi previsti dall'art. 19, comma 2, del regolamento (UE) 943/2019 e che nessun provento è stato utilizzato al fine di ridurre le tariffe di rete.

Demand response

Ai sensi dell'art. 59(1)(e) del regolamento (UE) 943/2019, la Commissione ha avviato un processo finalizzato all'adozione di un nuovo codice di rete per regolamentare con maggiore dettaglio il settore della *demand response*. Tale processo ha previsto una prima fase di indagine, conclusa a inizio 2022, da parte di ACER circa i contenuti che il futuro codice di rete dovrebbe includere e la successiva stesura delle linee guida non vincolanti (*non-binding framework guideline*), che stabiliscono i principi da seguire nello sviluppo del codice di rete per la definizione di regole armonizzate relative alla *demand response*.

Le linee guida sono state adottate da ACER a dicembre 2022, dopo quasi un anno di lavoro congiunto con le autorità di regolazione e i soggetti esperti. Il risultato è un documento di principi e raccomandazioni che spaziano dalla regolamentazione di ruoli e responsabilità, ai modelli di aggregazione, ai principi per la qualifica delle risorse, ai meccanismi per il coordinamento tra mercati *wholesale* e mercati locali, ivi incluso il coordinamento tra TSO e DSO e ai principi per la fornitura e l'approvvigionamento di servizi da risorse diffuse. I principi e le raccomandazioni formulate tengono conto del quadro regolatorio esistente definito dai codici di rete già in vigore e ambiscono a specificare ulteriormente le regole per promuovere lo sviluppo della flessibilità lato domanda, per la partecipazione ai mercati e la fornitura di servizi a TSO e DSO.

L'Autorità ha partecipato attivamente ai gruppi di lavoro ACER che hanno coordinato la tematica e al gruppo di lavoro incaricato della stesura delle linee guida stesse.

Altri aspetti rilevanti

L'efficienza del mercato integrato non può prescindere dalla disponibilità di adeguata capacità di trasporto fra le varie zone di mercato. In Italia, la situazione più critica riguarda l'interconnessione con la Grecia che dal 2012 è stata affetta da significative indisponibilità sia per manutenzione

⁷³ Delibera 5 aprile 2022, 159/2022/I/eel

programmata (anche di carattere straordinario) sia per guasti dovuti a problematiche intrinseche all'infrastruttura o ad azioni meccaniche esterne. A tal proposito, nel 2018, in cooperazione con l'autorità di regolazione greca, è stata avviata un'apposita istruttoria conoscitiva che si è conclusa nel 2021 con la pubblicazione del rapporto definitivo nel quale sono state analizzate le cause dei vari disservizi e con l'invio ai TSO di alcune raccomandazioni finalizzate, fra l'altro, alla valutazione, tramite l'analisi dei costi e dei benefici, dell'efficacia di alcune misure che possano mitigare il rischio di guasto o contenere i tempi di ripristino del collegamento. Questi ultimi, in particolare, si sono rivelati essere anche piuttosto lunghi a causa della necessità di reperire sul mercato la disponibilità di mezzi idonei per gli interventi sui cavi sottomarini. Terna ha iniziato a valutare soluzioni alternative nel corso del 2022: gli esiti delle valutazioni saranno condivisi formalmente con l'Autorità nel corso del 2023.

Infine, l'Autorità ha un ruolo attivo nella gestione delle esenzioni inerenti a iniziative private di sviluppo della capacità di interconnessione per il sistema elettrico. In particolare, storicamente, l'Autorità verificava, in cooperazione con le autorità di regolazione dei paesi coinvolti, la domanda di esenzione e analizzava le condizioni per il rilascio della stessa, emanando un parere (*Joint Opinion*) al competente Ministero che era titolato al rilascio della stessa, a seguito della decisione favorevole da parte della Commissione europea. Più recentemente, a partire dall'entrata in vigore⁷⁴ del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210 di recepimento della direttiva (UE) 944/2019 e di attuazione delle disposizioni del regolamento (UE) 943/2019, l'Autorità è diventata direttamente responsabile del rilascio delle esenzioni e delle decisioni in merito a esenzioni già concesse.

In tale ambito, nel febbraio 2022 l'Autorità ha approvato⁷⁵ la proroga, richiesta dalla società Piemonte Savoia, del termine ultimo per l'entrata in esercizio dell'interconnector Piemonte-Savoia previsto dall'esenzione di cui al decreto direttoriale 290/ML/6/2016 conformemente alla decisione della Commissione europea del 19 gennaio 2022. Inoltre, nel luglio 2022 l'Autorità ha approvato⁷⁶ lo schema aggiornato del contratto predisposto da Terna e da Piemonte Savoia per la gestione commerciale dell'interconnector reso necessario dall'entrata in esercizio differita nel tempo, originariamente non prevista, del modulo interconnector (entrato in esercizio il 7 novembre 2022) e del modulo RTN, così da consentire al mercato italiano di beneficiare della nuova capacità di interconnessione, non appena disponibile.

3.1.10 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 2022, 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

⁷⁴ 26 dicembre 2021.

⁷⁵ Delibera 8 febbraio 2022, 47/2022/R/eel.

⁷⁶ , con la delibera 12 luglio 2022, 326/2022/R/eel.

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 6 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. Nel corso del 2021 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 2021, per quanto riguarda il settore elettrico, ARERA ha visto i propri rappresentanti attivi in qualità di responsabili di specifiche *task force* (mercati, *system operation*, *balancing* e infrastrutture), mentre, con riferimento a tutti i settori di competenza dell'Agenzia, partecipa 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. Inoltre, nel corso del 2022, il CEER, in collaborazione con ACER, ha partecipato al dibattito sulla proposta legislativa della Commissione riguardo alla riforma della direttiva gas (EC) 2009/73 e del regolamento gas (EC) 715/2009 (*Gas Decarbonization Package*). I regolatori europei hanno contribuito al dibattito portando la loro esperienza e competenza sui diversi temi oggetto

della proposta di riforma, in particolare su quelli inerenti alla regolazione del settore idrogeno e alla difesa dei consumatori.

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.

Coordinamento con la Svizzera

Come è noto, la Svizzera non fa parte dell'Unione europea, tuttavia, stante la posizione centrale a livello geografico nel continente, essa riveste un ruolo importante sia per le transazioni di mercato sia per quanto riguarda la sicurezza dell'esercizio. Per tale motivo il regolatore svizzero ha da tempo attivo un coordinamento con le autorità di regolazione dei paesi confinanti per la definizione delle modalità di interazione del proprio sistema elettrico con quelli dei paesi dell'UE. Per quanto attiene, in particolare, al rapporto con ARERA, nel corso del 2022 sono proseguiti gli studi finalizzati a sostituire le aste esplicite per l'allocatione infragiornaliera della capacità di trasporto sul confine Italia-Svizzera con una allocatione continua del tipo *first come first served*, in coerenza con quanto già attuata sugli altri confini della Svizzera. Le aste esplicite continueranno, invece, a essere l'unica forma di allocatione per i diritti di trasmissione di lungo termine (con regole che ricalcano quelle in uso per tutti gli altri confini europei ai sensi del regolamento 1719/2016 – FCA) e per l'orizzonte giornaliero (in quanto il passaggio alla modalità di allocatione implicita nell'ambito del *market coupling* dipende dalla sottoscrizione di un apposito accordo governativo in materia di energia fra la Commissione europea e la Confederazione elvetica, la cui finalizzazione appare ancora piuttosto lontana).

Rapporti e iniziative con paesi non appartenenti all'Unione europea

Nel 2022 l'Autorità ha proseguito la sua attività a livello internazionale extra UE, consolidando la cooperazione e la collaborazione di tipo tecnico-istituzionale sia a livello bilaterale sia a livello multilaterale. Nell'ambito del settore energetico ha promosso, come di consueto, lo scambio di conoscenze tecniche e le *best practices*, al fine di favorire lo sviluppo e l'integrazione dei mercati. L'Autorità si adopera per lo sviluppo della regolazione dei mercati dei Balcani e del Mediterraneo, aree che – tenuto conto degli effetti della crisi energetica dovuti, in particolare, agli scenari geopolitici determinatisi a seguito del conflitto bellico russo-ucraino – presentano un rilevante interesse strategico per il sistema energetico nazionale.

Mercato dell'energia nei paesi del sud-est Europa

Nell'ottica di fornire un fattivo supporto al processo di integrazione dei mercati euro-balcanici, nel 2022 ARERA ha continuato le attività intraprese negli anni precedenti.

In particolare, ha partecipato ai lavori dell'*Energy community regulatory board* (ERCB), proseguendo la propria azione di coordinamento e di supporto all'implementazione dell'*acquis communautaire* a favore delle parti contraenti del Trattato dell'*Energy community*.

Il 2022 è stato un anno cruciale per il processo di evoluzione dei mercati energetici dei Paesi balcanici; infatti, lo scorso 15 dicembre, nel corso della riunione dei Ministri dell'energia (*Ministerial council*), è stato adottato un nuovo pacchetto di misure, c.d. "*New electricity package*", che consentirà la piena integrazione dei mercati delle parti contraenti del Trattato che istituisce l'*Energy community*. Le misure adottate – che dovranno essere implementate entro la fine del 2023 – si basano sul principio

di reciprocità tra gli Stati membri e le parti contraenti e prevedono l'inclusione su larga scala delle energie rinnovabili e l'eliminazione graduale del carbone.

Il nuovo quadro giuridico prevede la trasposizione dei provvedimenti dell'Unione europea in materia di energia e, in particolare, l'adozione della direttiva 2019/994/CE, "*On common rules for the internal market for electricity and amending directive 2012/27/EU*", il regolamento 2019/943/CE, "*On the internal market for electricity*", il regolamento (UE) 942/2019, "*Establishing an European Union agency for the cooperation of energy regulators*", il regolamento (UE) 941/2019, "*Risk preparedness regulation*", i *Network codes/guidelines on markets and system operation* e, nello specifico, i regolamenti sul *Capacity allocation and congestion management* – CACM 1222/2015, sul *Forward capacity allocation* – FCA 1719/2016, sul *Balancing* – BAL 2195/2017, il regolamento sul *System Operation* – SO 2226/2017 e il regolamento *Emergency and Restoration* – E&R 2196/2017. A completamento delle misure descritte, è stata adottata anche una decisione specifica, "*procedural act*", sulla promozione dell'integrazione del mercato regionale dell'energia 2022/PA/01/MC – ENC.

Durante la riunione, i Ministri hanno anche discusso ulteriori misure di coordinamento per garantire l'approvvigionamento energetico e per fare fronte agli impatti dell'aumento dei prezzi nei Balcani dovuti all'attuale situazione energetica globale.

Nel corso del *forum* elettrico dell'*Energy community* (1-2 giugno 2022), le parti contraenti sono state incoraggiate ad adottare le misure necessarie per favorire l'integrazione dei mercati dell'elettricità euro-balcanici, in vista della riunione de Ministri dell'energia di dicembre.

Durante il *forum* gas dell'*Energy community* (4-5 ottobre 2022), i partecipanti hanno discusso in merito alla sicurezza dell'approvvigionamento di gas e alla preparazione necessaria per affrontare potenziali situazioni di emergenza nel corso della stagione invernale. Il *forum* ha inoltre elogiato la resilienza delle parti contraenti nel fare fronte alla crisi e ha ricordato la necessità di un tempestivo recepimento delle misure europee riguardanti la sicurezza degli approvvigionamenti energetici.

Infine, l'Italia gioca un ruolo chiave nell'integrazione tra il mercato europeo e i Paesi dell'area dei Balcani occidentali. Come è noto, infatti, da diversi anni è operativo il collegamento in cavo sottomarino fra l'Italia e il Montenegro attraverso il mare Adriatico. Per il momento l'allocazione della capacità sul cavo avviene tramite aste esplicite, con approcci simili a quelli in essere sui confini con la Svizzera; tuttavia, sono in corso studi finalizzati all'integrazione del Montenegro (e in generale dei paesi dell'area) nell'ambito del *market coupling* europeo. In tale ottica a fine 2022 è stato aggiornato il trattato dell'*Energy Community* (che regola i rapporti fra questi paesi e l'UE) con l'inserimento del quadro regolatorio europeo in materia di regolazione del settore elettrico di cui alla direttiva 944/2019/UE, al regolamento (UE) 943/2019 e ai Codici di rete: le versioni di questi provvedimenti adattate al mondo dell'*Energy Community* dovranno essere trasposte dai vari Stati nei prossimi anni. Ciò consentirà, quindi, di finalizzare il *market coupling* dell'Italia con il Montenegro.

Costituzione della Balkan Energy School – BES

A seguito della positiva esperienza di implementazione – dal 2018 al 2021 – del progetto *Know exchange programme* (KEP) – *Central european initiative* (CEI) *support for strengthening energy regulatory authorities in the Western Balkans*, co-finanziato dal *forum* intergovernativo, "Iniziativa Centro europea", l'Autorità si è fatta promotrice di una nuova iniziativa nell'area dei Balcani, costituendo la *Balkan energy school* – BES.

Istituita come associazione di diritto italiano *no profit*, con sede a Milano, presso ARERA, la BES include tra i suoi membri fondatori i regolatori di Albania (ERE), Bosnia ed Erzegovina (SERC), Montenegro (REGAGEN) e Nord Macedonia (ERC). Presidente dell'associazione per il biennio 2022-

2024 è il Componente del Collegio di ARERA, Stefano Saglia.

L'area geografica di riferimento per l'attività della BES comprende i paesi firmatari del Trattato dell'*Energy community*, quelli dell'Unione europea cui si applica il titolo III dello stesso Trattato (ovvero gli Stati membri 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 dei nuovi parametri di sostenibilità.

L'attività dell'associazione sarà implementata attraverso la creazione di una scuola di formazione volta a favorire 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 intende svolgere un'azione istituzionale e di *capacity building* inclusiva, stabile e continuativa, a beneficio della regione balcanica e a supporto del processo di sviluppo e di integrazione dei mercati euro-balcanici, anche attraverso attività di supporto tecnico, regolatorio e istituzionale in ambito energetico.

Mercato dell'energia nei paesi dell'area del mediterraneo

L'Autorità, anche nel 2022, ha proseguito la propria azione nell'ambito dell'associazione MEDREG (*Mediterranean Energy Regulators*), di cui è Vicepresidente permanente, ospitando anche lo staff del Segretariato a Milano.

Il 22 giugno si è svolta la 33^a Assemblea generale, ospitata dal regolatore marocchino (ANRE) a Marrakech. Durante l'incontro sono state approfondite le attività svolte dai vari gruppi di lavoro tecnici incluse nell'*Action plan*.

Il 23 giugno, sempre a Marrakech, al *workshop* dei Presidenti MEDREG, sono state svolte quattro *roundtable*:

- *Moroccan energy strategy*;
- *Energy transition in the Mediterranean region*;
- *Security of supply in the Mediterranean region*;
- *The reasons of energy soaring and the role of regulators*.

Quest'ultima, moderata dall'Autorità, si è focalizzata sull'analisi delle principali ragioni che hanno determinato il vertiginoso aumento dei prezzi dell'energia nell'area del Mediterraneo e sul confronto delle misure adottate dai diversi paesi unitamente alle proposte per affrontare i nuovi possibili scenari futuri.

In ottobre e novembre si sono svolti due *workshop*, cui l'Autorità ha fornito il proprio contributo:

- *"Market access for demand-response measures"*, nel corso del *training "Infrastructure investments, network remuneration, and tariffs"*;
- *"Role of regional organisations in promoting a coherent regulation to accelerate the energy transition under the security of supply concerns"*, organizzato a Il Cairo, presso il Regolatore egiziano (GasReg).

Il 1° dicembre si è svolta la 34^a Assemblea Generale MEDREG ospitata a Il Cairo dal Regolatore gas (GasReg).

Nel corso dell'incontro è stata rinnovata la *governance* dell'associazione con la nomina a Presidente di Abdellatif Bardach, Presidente del Regolatore marocchino (ANRE), e a Vicepresidenti il Prof. Konstantinos Tsimaras, Componente del Collegio del Regolatore greco (RAE), e Branislav Prelevic, Presidente del Regolatore montenegrino (REGAGEN), mentre ARERA è stata confermata nel ruolo di Vicepresidente permanente.

Per quanto riguarda l'attività svolta nei diversi settori di interesse, si evidenzia quanto segue.

Per il settore elettrico, l'apposito gruppo di lavoro ha aggiornato la banca dati sul sistema elettrico mediterraneo "MEMO", arricchendola di dati e di informazioni rilevanti per l'evoluzione della transizione energetica (ruolo e peso delle rinnovabili) e per l'integrazione dei mercati (interconnessioni e criteri di adeguatezza).

Per le rinnovabili e l'efficienza energetica, il gruppo di lavoro ha presentato un report su ruolo e sviluppo dei "gas rinnovabili" nella regione mediterranea, con uno specifico *focus* sulle prospettive di produzione dell'idrogeno, anche in relazione ai piani europei di importazione e di utilizzo di questo vettore e sull'evoluzione del contributo alla sicurezza energetica dei biogas, anche con riferimento ai piani di sostituzione del gas fossile avanzati nel programma "REPowerEU".

Una *task force* temporanea, promossa da ARERA e guidata dal regolatore francese CRE, ha svolto una relazione sull'evoluzione dei prezzi di energia elettrica e gas e sull'impatto della crisi dei prezzi sulle economie e sui sistemi energetici nei paesi membri. Un rapporto conclusivo è stato presentato in occasione dell'Assemblea generale dell'associazione il 22 giugno 2022 in Marocco, dedicata all'analisi e alla discussione degli interventi di regolazione destinati ad alleviare o a contrastare gli effetti dell'aumento dei prezzi.

La successiva Assemblea generale del 1° dicembre 2022 al Cairo ha approvato la decisione di rendere permanente la *task force* sui prezzi.

Nell'ambito delle attività a carattere istituzionale, è stato promosso il c.d. "*MEDREG Award*", un'iniziativa di sostegno a giovani ricercatori che si impegnano in lavori di ricerca su temi rilevanti. Il primo premio, intitolato alla scomparsa Cristina Portugal, già Presidente del regolatore portoghese ERSE, è stato assegnato nel corso della 34ª Assemblea generale. Il gruppo si è concentrato sul report "*Model rules against conflicts of interest*", che intende fornire alcuni spunti chiave e analizzare casi studio regolatori, che potrebbero contribuire a fare fronte a eventuali situazioni di conflitto. È stato aggiornato il "*Regulatory outlook*", la cui ultima versione risale al 2020, che si focalizza su un'analisi comparata dei poteri e delle competenze dei regolatori nel Mediterraneo e si fonda su una serie di criteri, tra cui lo *status* giuridico, l'indipendenza, le competenze di tali istituzioni.

Per il settore del gas è stato approvato il report "*Cross-border coordination for interconnection capacity development*", il cui obiettivo è costituito dall'analisi del ruolo del gas nella transizione energetica, attraverso la capacità di offrire flessibilità al mercato elettrico, dall'esame della strategia dei diversi paesi membri MEDREG in merito alle interconnessioni transfrontaliere e dallo studio delle sfide per sviluppare le nuove infrastrutture per l'idrogeno e il biogas. Sono stati organizzati due *workshop*, il primo per approfondire le soluzioni proposte nel report richiamato in precedenza, il secondo dal titolo "*Renewable gases: commercial and regulatory aspects and the effects of COP26 decisions*". Attività di supporto sono state fornite ai regolatori egiziano e algerino, in merito al tema "*Optimization of the natural gas transportation network and determination of natural gas wholesale price*". Infine, si sono intensificate le attività di collaborazione con OME – Osservatorio mediterraneo dell'energia e CEER – Council of european energy regulators, e si è preso parte al *governing body members* per la valutazione dei *paper* pervenuti in relazione alla fiera internazionale GASTECH 2022 a Milano.

Riguardo ai consumatori, il gruppo di lavoro si è dedicato alla preparazione di un rapporto sul tema delle perdite nelle reti elettriche, *"Benchmarking report on technical and non-technical losses"*, in aggiornamento di un analogo rapporto pubblicato nel 2019. Il rapporto analizza i livelli delle perdite di rete nei diversi paesi, le loro cause e le misure adottate per ridurle, ed esplora gli effetti della pandemia sulle perdite, anche in relazione alla questione della povertà energetica e dei consumatori vulnerabili.

Il Forum euromediterraneo per il gas (EASTMED Gas Forum) e il Regulatory authority advisory committee (RAAC)

Istituito nel 2019 e diventato nel 2020 organizzazione internazionale, con sede in Egitto, il *forum* euromediterraneo per il gas (EMGF) riunisce Cipro, Egitto, Francia, Giordania, Grecia, Israele, Italia e Autorità palestinese, con l'obiettivo di promuovere un mercato regionale del gas naturale e la cooperazione tra i partecipanti nella realizzazione delle infrastrutture. A Banca mondiale, Stati Uniti e Unione europea è riconosciuto lo *status* di osservatori. Oltre all'organo decisionale, la Conferenza interministeriale, EMGF, si avvale di un Segretariato permanente con sede a Il Cairo, di un comitato esecutivo a presidenza rotante e di due comitati consultivi, formati da rappresentanti delle imprese attive nell'area (GIAC – *Gas industry advisory committee*) e dalle autorità di regolazione dei paesi membri (RAAC – *Regulatory authorities advisory committee*).

L'Autorità di regolazione italiana è un membro attivo del RAAC. La prima riunione di *"Kick-off"* si è svolta in modalità virtuale; sono seguiti gli incontri del 4 luglio ad Atene e del 6 ottobre a Roma.

Un *position paper*, promosso da ARERA e condiviso dagli altri membri del RAAC, individua i principali elementi che i regolatori intendono mettere a disposizione per l'iniziativa EMGF, anche in relazione ai vantaggi prospettabili in termini di maggiore diversificazione e di sicurezza degli approvvigionamenti in Europa e nel Mediterraneo:

- tariffazione delle infrastrutture come incentivo agli investimenti in regime di certezza, di equità e di efficienza;
- trasparenza delle condizioni d'accesso alle infrastrutture, quale strumento di promozione di un mercato regionale integrato e competitivo;
- analisi costi/benefici come contributo all'individuazione delle migliori alternative in termini di organizzazione del mercato e di adeguatezza delle infrastrutture.

Le azioni specifiche e le iniziative saranno elaborate dal RAAC in funzione degli obiettivi dichiarati nella *Long term strategy* di EMGF.

Relazioni bilaterali con paesi UE ed extra-UE

Il 24 e il 25 ottobre 2022 l'Autorità ha coordinato la visita in Italia di ANRE, l'Autorità marocchina di regolazione dell'energia elettrica. Nel corso della prima giornata, l'Autorità italiana ha presentato la struttura della regolazione del sistema di rete elettrica in Italia, con particolare riferimento alla qualità dei servizi e alle relazioni tra i livelli di distribuzione e di trasporto. Durante la seconda giornata, la delegazione ANRE ha visitato le strutture di distribuzione e di telecontrollo di A2A/Unareti (Milano) e la sede di RSE, in seguito è stato illustrato un progetto sperimentale sulla valutazione delle cadute di tensione.

3.2 Concorrenza e funzionamento dei mercati

3.2.1 Mercati all'ingrosso

La Tavola 3.7 mostra il bilancio dell'energia elettrica in Italia nel 2022 a confronto con quello dell'anno precedente; i dati sono di fonte Terna e per il 2022 sono provvisori.

Tavola 3.7 Bilancio di Terna dell'energia elettrica in Italia

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI (GWh)	2021	2022 ^(A)	VARIAZIONE
Produzione lorda	289.070	286.096	-1,0%
Servizi ausiliari	9.024	9.601	6,4%
Produzione netta	280.045	276.495	-1,3%
Ricevuta da fornitori esteri	46.572	47.391	1,8%
Ceduta a clienti esteri	3.782	4.404	16,4%
Destinata ai pompaggi	2.916	2.533	-13,1%
Disponibilità per il consumo	319.919	316.949	-0,9%
Perdite di rete	19.032	19.051	0,1%
Consumi al netto delle perdite	300.887	297.898	-1,0%

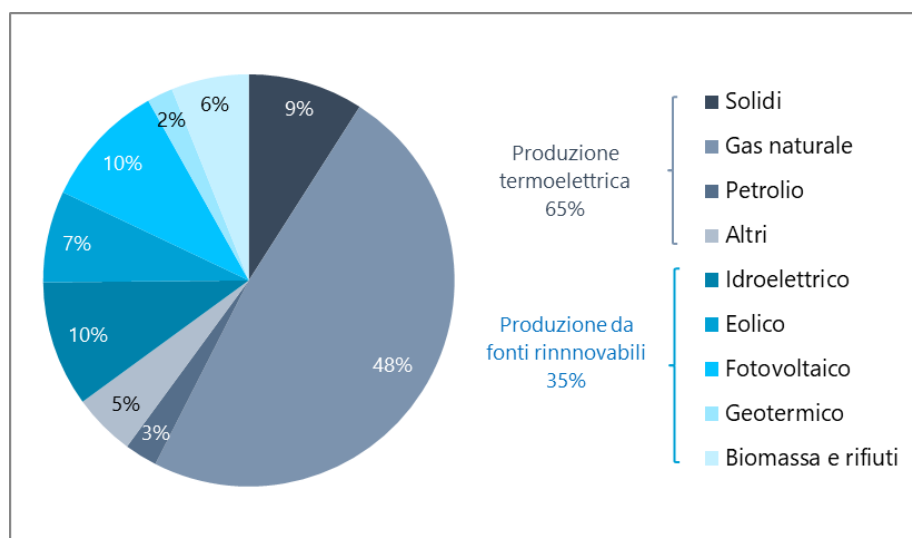
(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione ARERA su dati Terna.

Nel 2022 la domanda elettrica è diminuita dell'1%; la flessione ha interessato tutti i settori eccetto il terziario (vedi oltre). L'energia disponibile per il consumo è stata soddisfatta per poco più dell'86% dalla produzione nazionale netta (decurtata dall'energia destinata ai pompaggi), mentre per il restante 13,6% dal saldo con l'estero. La produzione nazionale risulta diminuita dell'1% rispetto all'anno precedente a fronte di un aumento dell'1,8% delle importazioni e del 16,4% dell'energia destinata alle esportazioni.

Anche la produzione nazionale lorda di energia elettrica è diminuita dell'1%, essendo scesa a 286,1 TWh rispetto ai 289,1 TWh del 2021. In particolare, la produzione termoelettrica è aumentata del 7,9%, mentre la produzione di energia da fonti rinnovabili è diminuita del 13,9%.

Figura 3.4 Produzione lorda per fonte nel 2022



Fonte: Terna, dati provvisori.

Nella generazione termoelettrica si sono registrati aumenti molto significativi nella produzione da solidi (+84,9%), da prodotti petroliferi (+91,5%) e da altre fonti di energia (+38,6%), mentre la generazione da gas naturale è diminuita del 3,7%. Nell'ambito delle fonti rinnovabili, che concorrono per circa il 35% al mix della produzione elettrica nazionale (Figura 3.4), si sono registrati invece cali nella produzione da tutte le fonti, salvo il fotovoltaico che è cresciuto del 12,3%. In particolare, la generazione idroelettrica risulta diminuita del 37,8%, in considerazione dell'emergenza idrica registrata nel 2022, mentre la generazione da bioenergie è scesa dell'8,5%, quella da eolico dell'1,8% e il geotermico è diminuito dell'1,7% rispetto all'anno precedente.

La Tavola 3.8 riporta per le fonti termoelettrica, rinnovabile e mista il numero dei produttori, la potenza disponibile e la relativa produzione nel 2022, utilizzando i dati raccolti dall'Indagine annuale sui settori regolati svolta dall'Autorità, che quest'anno copre il 93% della generazione 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 47.699 MW (il 45% di tutta la potenza), e rappresentano come di consueto il 3% circa dei produttori di energia (sono 447 su 14.905); il loro apporto percentuale alla generazione complessiva è leggermente diminuito rispetto all'anno precedente, passando dal 44% al 41%.

Tavola 3.8 Produttori, impianti e generazione di energia elettrica nel 2022

PRODUTTORI, IMPIANTI E GENERAZIONE PER FONTE	TERMOELETRICO	RINNOVABILI	MISTO	TOTALE
Numero produttori	481	13.977	447	14.905
Potenza lorda (MW)	21.884	36.772	47.699	106.355
Generazione lorda (TWh)	81,1	75,5	108,5	265,0

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La quota della generazione lorda dei primi tre gruppi societari, Enel, Eni e A2A, è risultata in aumento al 34,3% (era al 33,4% nel 2021), perché è cresciuta la quota di Enel (da 17,3% a 17,9%) e di A2A (da 6,8% a 7,5%), mentre quella del gruppo Eni è leggermente diminuita (da 9,3% a 8,9%). La quota del gruppo Edison (in quarta posizione) è salita dal 6,1% al 6,9%, mentre quella di EPH, che è il quinto gruppo per importanza nella generazione elettrica italiana, ha registrato un lieve calo (dal 5,8% al 5,4%). Gli indici di concentrazione nella generazione elettrica lorda risultano tutti in crescita: il C5 passa da 45,3% a 46,6%, così come l'indice di Herfindahl-Hirschman (HHI) nel 2022 è salito a 576 dal valore 552 evidenziato nel 2021.

Nel 2022 la potenza netta complessiva si è attestata sui 117,9 GW (Tavola 3.9; dato provvisorio), che si ripartisce tra un 51% di rinnovabile e un 49% di termoelettrica. Il picco di domanda è stato raggiunto il 25 luglio 2022, quando il fabbisogno di potenza alla punta ha toccato 57,4 GW (in aumento del 2,3% rispetto al picco dell'anno precedente, pari a 56,1 GW registrato l'8 luglio 2021). Nonostante il 2022 sia stato un anno molto 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).

I gruppi con una quota di capacità netta installata superiore al 5% sono quattro: Enel (22,3%), A2A (8,2%), Edison (5,5%) ed Eni (5,0%); nel 2021 erano gli stessi quattro. La percentuale di capacità detenuta dai primi tre gruppi è del 35,9%, inferiore al 36,2% del 2021. L'indice HHI relativo alla capacità netta installata evidenzia anch'esso una riduzione della concentrazione del mercato; infatti, il valore relativo al 2022 è pari a 663, mentre era uguale a 676 nell'anno precedente.

Tavola 3.9 Sviluppo del mercato all'ingrosso

ANNO	RICHIESTA ^(A) (TWh)	DOMANDA DI PUNTA (GW)	CAPACITÀ NETTA INSTALLATA (GW)	GRUPPI SOCIETARI CON QUOTA >5% NELLA GENERAZIONE NETTA	QUOTA % DEI PRIMI 3 GRUPPI NELLA GENERAZIONE NETTA
2001	304,8	52,0	76,2	4	70,7
2002	310,7	52,6	76,6	3	66,7
2003	320,7	53,4	78,2	4	65,9
2004	325,4	53,6	81,5	5	64,4
2005	330,4	55,0	85,5	5	59,4
2006	337,5	55,6	89,8	5	57,1
2007	339,9	56,8	93,6	5	54,7
2008	339,5	55,3	98,6	5	52,0
2009	320,3	51,9	101,4	5	50,6
2010	326,2	56,4	106,9	5	48,2
2011	332,3	56,5	118,4	4	43,6
2012	325,5	54,1	124,2	3	41,2
2013	316,0	53,9	124,7	3	39,1
2014	308,2	51,6	121,8	3	41,2
2015	315,0	60,5	118,3	3	40,1
2016	311,8	56,1	114,2	4	43,9
2017	318,1	56,4	114,2	5	35,6
2018	319,1	57,6	115,2	4	35,4
2019	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 ^(B)	314,4	57,4	117,9	5	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*⁷⁷) agli strumenti incentivanti di tipo *feed in premium*⁷⁸. Il costo annuale per la collettività dei più recenti strumenti incentivanti dipende, oltre che dalla quantità di energia elettrica incentivata, anche dai prezzi medi di mercato dell'anno in cui avviene il sostegno: gli elevati prezzi di mercato registrati nel 2022, in particolare, hanno comportato una riduzione di tale costo nel 2022 (fino a renderlo complessivamente negativo).

Gli strumenti incentivanti hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica che attualmente si attesta a circa 57 TWh: il 37% di questa è stata prodotta da impianti fotovoltaici, il 27% da impianti eolici, il 24% dalle biomasse, il 10% attraverso impianti idrici e, infine, il 2% dalla

⁷⁷ *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.

⁷⁸ *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.

fonte geotermica. Rispetto al 2021, tutte le fonti hanno registrato un calo, tranne quella solare, la cui produzione incentivata è aumentata di quasi 1 TWh (+3,4%).

Complessivamente, per l'anno 2022, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili sono risultati pari a circa 6,4 miliardi di euro, in rilevante calo rispetto agli anni precedenti, per effetto degli elevati prezzi di mercato dell'energia elettrica. Con il venire meno del meccanismo dei certificati verdi, tali costi sono in generale posti a valere sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A_{SOS} . Anche i costi relativi ai regimi commerciali speciali (prezzi minimi garantiti e scambio sul posto) sono posti a valere sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate. Nel periodo compreso tra il 1° ottobre 2021 e il 31 marzo 2023 tali costi sono stati posti a carico della fiscalità generale.

Tenuto conto di un fabbisogno complessivo di elettricità che non è aumentato, anche il saldo estero ha registrato una variazione contenuta, sebbene marginalmente in aumento: le importazioni nette, infatti, sono salite a 43 TWh dai 42,8 TWh dell'anno precedente (+0,5%). Conseguentemente, la quota di fabbisogno interno coperta dal saldo estero è leggermente cresciuta dal 13,4% del 2021 al 13,6% del 2022. Il ricorso alle importazioni è lievemente cresciuto per la necessità di soddisfare la domanda a fronte di una minore copertura della produzione nazionale, che ha registrato una flessione leggermente maggiore di quella del fabbisogno. Rispetto all'anno precedente, nel 2022 abbiamo importato circa 800 GWh in più dalla Svizzera, circa 750 GWh in più dalla Slovenia e circa 250 GWh in più dall'Austria. Ciò per compensare il calo dei volumi provenienti dalla Francia (dalla quale, a causa della ridotta disponibilità di produzione nucleare, sono giunti circa 750 GWh in meno) e di quelli provenienti dalla Grecia e dal Montenegro (da ciascuno dei quali abbiamo acquistato circa 100 GWh in meno). Risultano comunque abbastanza stabili le quote di importazione: anche nel 2022 la Svizzera è rimasto il paese da cui proviene la maggior parte (il 44,8%) del nostro saldo estero, sebbene la quota sia diminuita di 2 punti percentuali rispetto al 2021. Un altro 30,7% dell'elettricità netta importata viene dalla Francia (32,6% nel 2021), il 14,4% dalla Slovenia (12,6% nel 2021), il 6,6% proviene dal Montenegro (7,4% nel 2021), il 3,5% dall'Austria (2,9% nel 2021) e l'1,6% dalla Grecia (3,1% nel 2021).

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 Terna⁷⁹.

Nel corso del 2022, 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)

⁷⁹ 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*.

erano ancora 26⁸⁰. Con riferimento ai confini nazionali, permane l'allocazione 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*). Entro il 24 luglio 2023 anche Terna, il TSO italiano, dovrà utilizzare la piattaforma PICASSO, mentre per l'accesso alla piattaforma MARI ha una deroga fino al 24 luglio 2024.

A oggi gli operatori ammessi al mercato elettrico sono 340.

Contrattazione in Borsa e contrattazione bilaterale

Nel 2022, la quantità di energia elettrica scambiata sull'MGP nel Sistema Italia è risultata pari a 289,2 TWh, un valore in lievissima riduzione rispetto al 2021 (-0,4%).

Sono diminuiti i volumi negoziati in borsa (210,9 TWh; -4,7%), a favore di maggiori contrattazioni bilaterali registrate sulla PCE (78,3 TWh; +13,2%), quasi interamente su zone nazionali (Tavola 3.10).

Tavola 3.10 Mercato 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

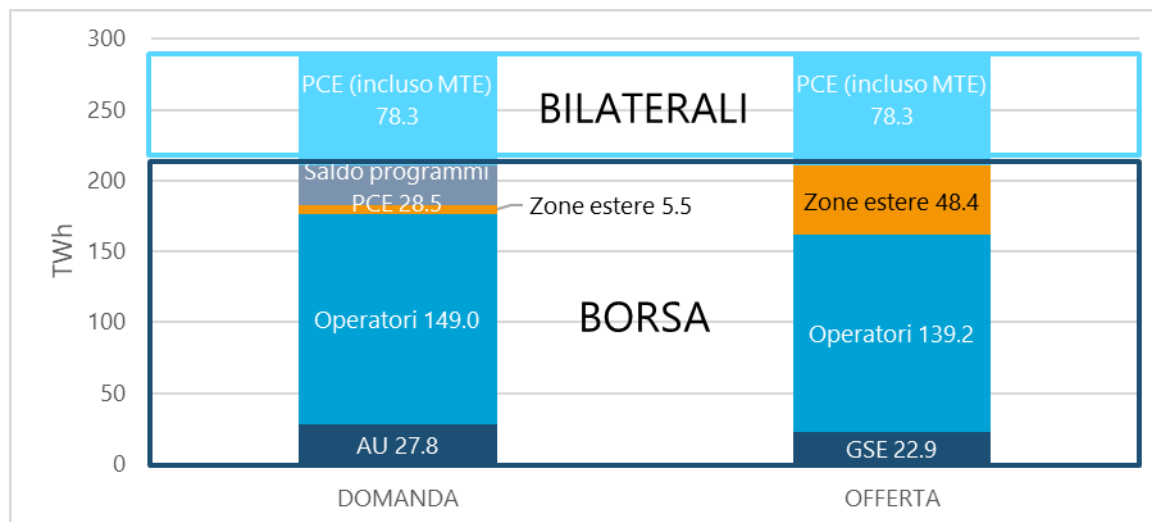
Fonte: Elaborazione ARERA su dati GME.

Sono aumentati gli scambi con l'estero, trainati da un aumento delle importazioni per un totale di 48,4 TWh (+3,2%), pari al 23% delle vendite totali in borsa (la quota è salita di due punti percentuali

⁸⁰ 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.

rispetto al 2021), come pure sono aumentate le esportazioni, pari a 5,5 TWh (+30,2%) ovvero pari al 3% degli acquisti totali in borsa (un punto in più dello scorso anno). Inoltre, si è ridotta la quota dei volumi contrattati (in vendita e in acquisto) dai soli operatori istituzionali ovvero da Acquirente unico (27,8 TWh; -30,1%) e GSE (29 TWh; -8,0%), che insieme rappresentano il 10% dei volumi scambiati (due punti percentuali in meno dello scorso anno) (Figura 3.5).

Figura 3.5 Composizione della domanda e dell'offerta di energia elettrica nel 2022



Fonte: Elaborazione ARERA su dati GME.

Tavola 3.11 Contratti bilaterali acquistati

CONTRATTI (GWh)	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Nazionali	125.750	136.867	129.368	114.745	11.531	106.736
di cui Acquirente unico	3.714	2.459	-	-	0,02	-
di cui altri operatori	122.037	134.408	129.368	114.745	112.531	106.736
Esteri	69	0	-	4	34	19
Saldo programmi PCE	-44.540	-54.233	-46.804	-44.403	-43.445	-24.490
Contratti bilaterali	81.279	82.635	82.564	70.346	69.121	78.265

Fonte: Elaborazione ARERA su dati GME.

I volumi complessivamente venduti sulle zone nazionali ammontano a 240,8 TWh (-0,8%) e rappresentano l'83% delle vendite sull'intero sistema. Sono diminuiti rispetto al 2021 i volumi approvvigionati nella zona Nord (116 TWh; -9,7%) e nella zona Centro-Nord (15 TW; -7,2%) mentre sono aumentati in tutte le altre zone, in particolare nella zona Sicilia (16 TWh; +56%).

Le vendite relative agli impianti termoelettrici sono ammontate a 156 TWh (+8,3% sul 2021), ovvero il 65% delle vendite sulle zone nazionali (cinque punti in più del 2021), registrando aumenti per tutte le fonti di combustibile: il carbone (13,5 TWh; +53%) è aumentato particolarmente al Nord (+200%) mentre il gas naturale (119 TWh; +1,8%) è aumentato soprattutto in Sicilia (+95%), come pure l'olio combustibile (9,6 TWh; +150%; +226% in Sicilia).

Si sono ridotte, invece, le vendite relative a impianti rinnovabili (83 TWh; -13%) corrispondenti al 35% delle vendite totali (cinque punti in meno dello scorso anno): in particolare, si è ridotta di cinque punti percentuali la quota dell'idroelettrico esclusi i pompaggi (33,6 TWh; -28%), in particolare al Nord (-35,2%), mentre hanno guadagnato un punto percentuale le vendite dell'eolico (20 TWh;

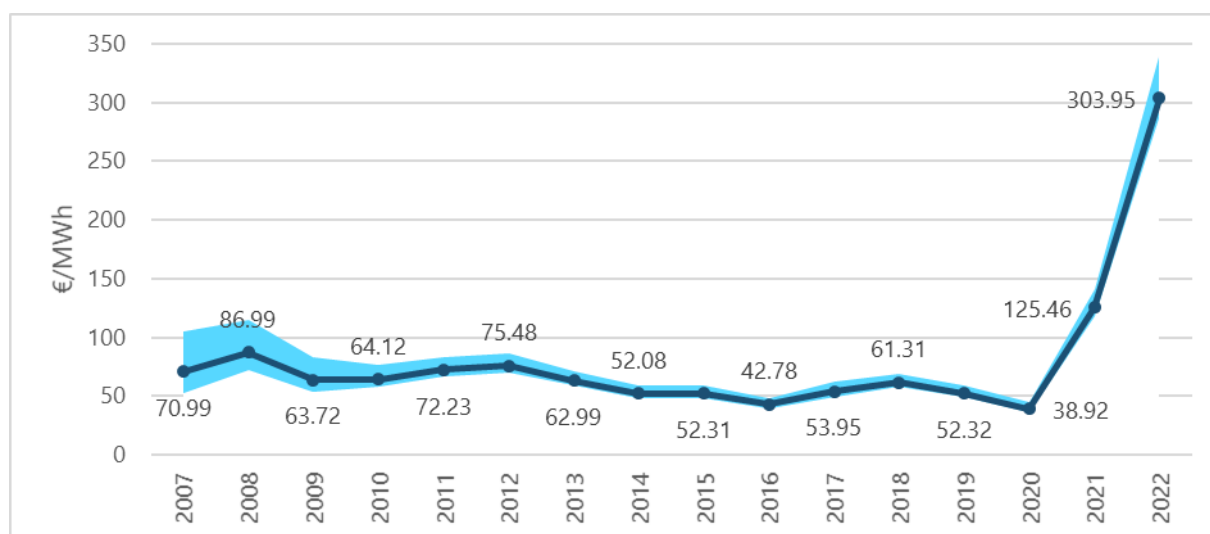
+7,5%), aumentando particolarmente al Nord (+57%). La quota relativa all'energia solare (2,1 TWh; +23%) è rimasta, invece, sostanzialmente stabile.

3.2.1.1 Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso

Il mercato del giorno prima

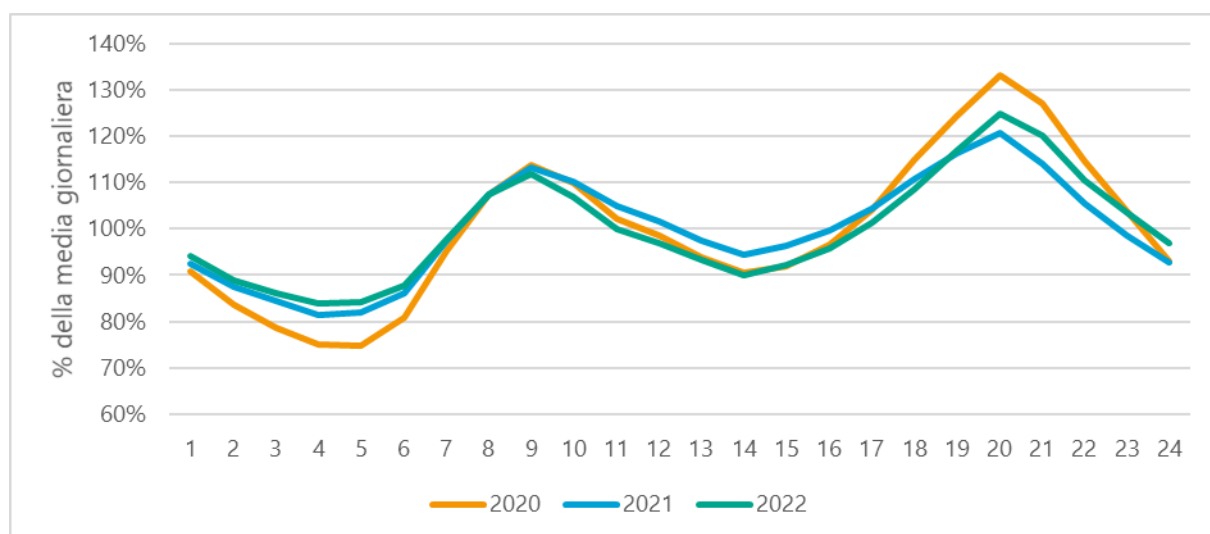
Nel 2022, il prezzo medio di acquisto dell'energia (PUN) ha registrato il massimo valore storico, pari a 303,95 €/MWh (Figura 3.6), con un aumento del 142,0% rispetto all'anno precedente; tale aumento risulta maggiormente accentuato nelle ore fuori picco (+148,0%) rispetto alle ore di picco (+139,1%) dei giorni lavorativi e alle ore dei giorni festivi (+141,0%).

Figura 3.6 Andamento annuale del PUN e del differenziale picco/fuori picco



Fonte: GME.

Figura 3.7 Andamento medio orario del PUN nelle 24 ore rispetto alla media giornaliera



Fonte: GME.

Osservando invece il profilo delle 24 ore nel 2022 rispetto al 2021 (Figura 3.7), si osserva una crescita

del rapporto delle ore serali (20-24), mediamente pari al 109,8% (+3,8 punti percentuali) della media giornaliera, una diminuzione di quello delle ore di picco (9-19), pari al 100,0% (-4,3 punti percentuali) della media giornaliera, mentre rimane sostanzialmente costante il rapporto delle ore del primo mattino (1-8), pari al 90,2% della media giornaliera (+0,5 punti percentuali).

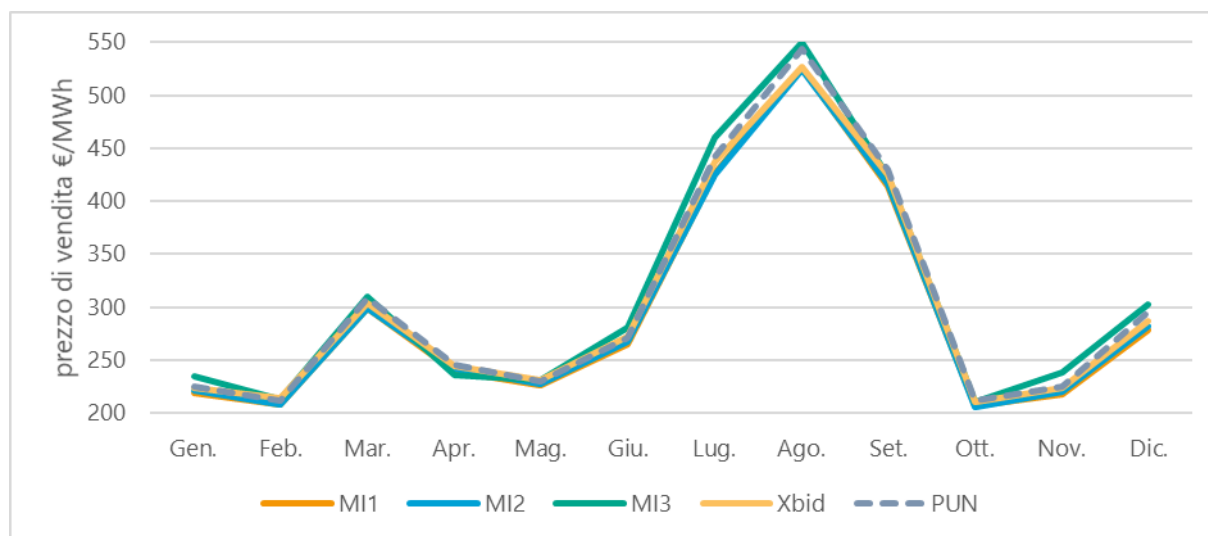
Mercato infragiornaliero

I volumi complessivamente scambiati nel 2022 sul Mercato infragiornaliero (26,0 TWh) sono risultati stabili rispetto all'anno precedente. La maggior parte di questi volumi (54%) sono stati scambiati nella prima sessione ad asta MI1 (13,9 TWh), mentre le rimanenti sessioni ad asta hanno registrato quote inferiori, rispettivamente pari al 21% in MI2 (5,4 TWh) e al 10% in MI3 (2,6 TWh). I rimanenti volumi (16%) sono stati scambiati nella sessione in negoziazione continua XBID (4,0 TWh), prevalentemente su zone estere (68%).

I prezzi medi registrati sul MI (Figura 3.9) sono fortemente correlati ai corrispondenti valori dell'MGP, incrementandone il differenziale assoluto e la volatilità all'avvicinarsi del tempo reale; in particolare, si osserva che i prezzi medi delle prime 2 sessioni (MI1 e MI2) risultano, in tutte le zone, inferiori (di non oltre l'1,3%) ai relativi prezzi di MGP, mentre i prezzi medi della terza sessione (MI3, che ricordiamo si riferisce alle sole ore 13-24) risultano in ciascuna zona superiori ai relativi prezzi di MGP, con apprezzamenti compresi tra +3,1% al Nord e +3,9% in Sardegna.

Nel corso dell'anno i prezzi medi mensili (MI1) hanno mostrato progressivi rialzi fino a un massimo di 526 €/MWh ad agosto, riflettendo il picco registrato sull'MGP, per ridursi progressivamente fino a un minimo di 210 €/MWh a ottobre.

Figura 3.8 Andamento mensile dei prezzi nel MI nel 2022



Fonte: GME.

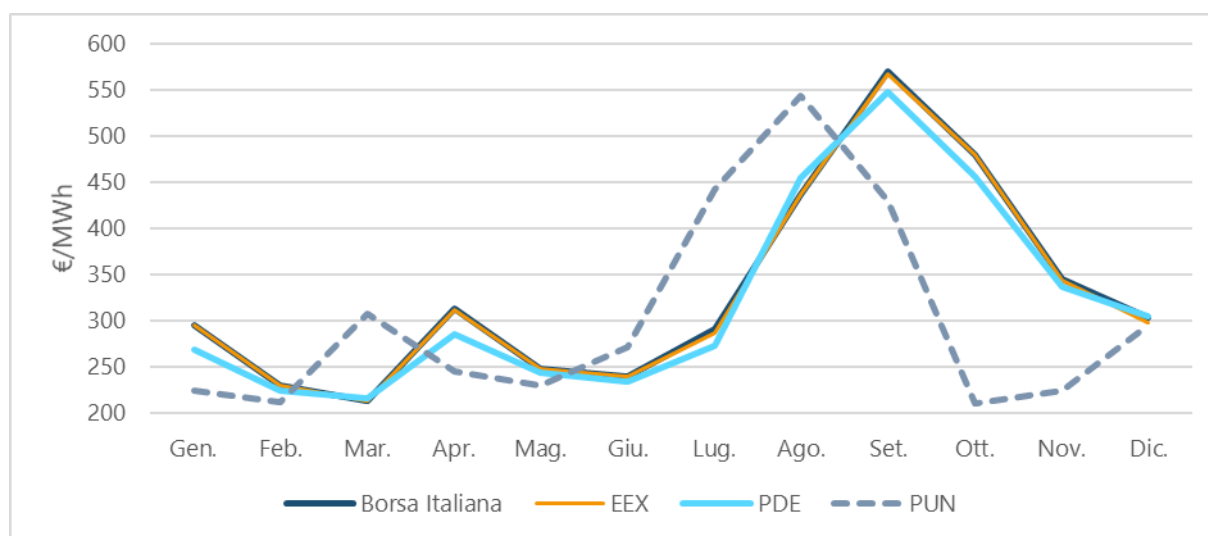
Mercato a termine dell'energia

Sul mercato a termine dell'energia elettrica, relativamente ai prodotti standardizzati con consegna fisica, nel 2022 si sono registrati soltanto 6 abbinamenti per un totale di 10 GWh, in netto calo rispetto

al 2021 (-55%); le transazioni riguardano prodotti mensili (6 MWh) e trimestrali (4 MWh), entrambi di profilo *baseload*. Per l'ottavo anno consecutivo non si è registrata alcuna transazione bilaterale ai soli fini di *clearing*.

Osservando l'andamento delle quotazioni del prodotto a termine generalmente più liquido, ovvero il *baseload* mensile con scadenza nel mese immediatamente successivo (M+1), gli operatori hanno indicato per il 2022 prezzi compresi tra 211 €/MWh (ottobre) e 570 €/MWh (settembre). Tale andamento risulta in linea con il *trend* registrato nel corso dell'anno dal sottostante PUN, il cui maggiore distacco si presenta a seguito dei picchi estivi, registrando un differenziale pari a 244 €/MWh nel mese di ottobre (Figura 3.9).

Figura 3.9 Quotazioni a termine del prodotto M+1 nel 2022, per mese di consegna



Fonte: Elaborazione ARERA su dati di diverse fonti.

Il mercato italiano nel contesto europeo

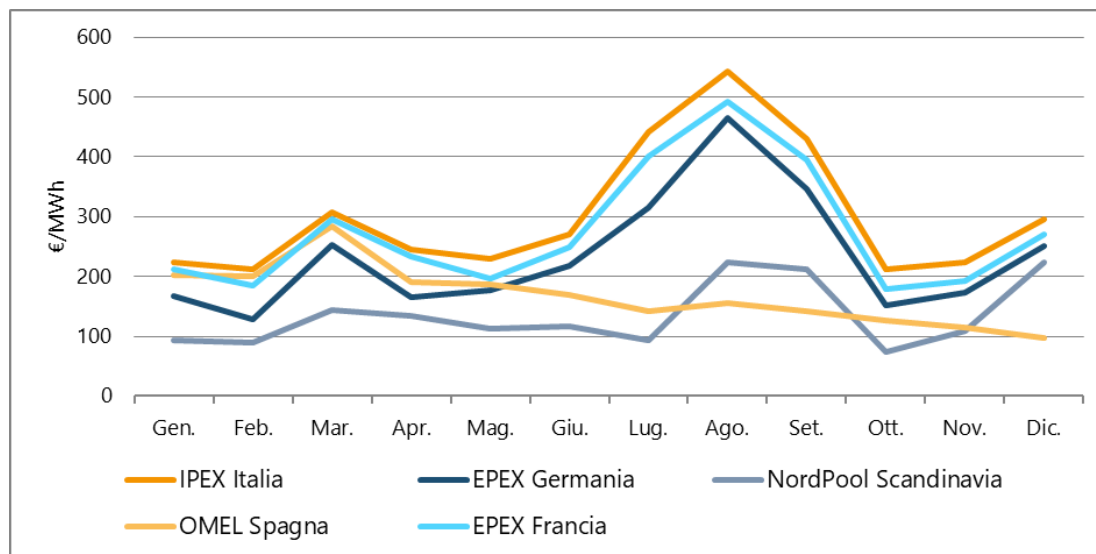
In un contesto globale di perdurante rialzo delle quotazioni dei combustibili, anche nel 2022 le quotazioni dell'energia elettrica nelle borse elettriche degli altri paesi europei hanno toccato livelli mai raggiunti in passato, arrivando a valori mediamente pari a otto volte quelli del 2020 precedenti la crisi. I punti di massimo sono stati toccati nei mesi estivi e, in particolare, nel mese di agosto, quando le quotazioni sono salite fino a 450-550 €/MWh (Figura 3.10).

A causa di un parco di generazione alimentato in gran parte a gas, nel 2022 la crescita del prezzo medio italiano, che per la prima volta ha superato i 300 €/MWh, è risultata pari al 142% rispetto al prezzo già elevato registrato nel 2021. Aumenti altrettanto elevati si sono manifestati anche negli altri paesi europei (con l'eccezione della Spagna) nei quali, tuttavia, i prezzi erano su livelli inferiori: per questo il differenziale con le quotazioni del resto d'Europa si è ampliato.

Tassi di crescita analoghi a quello italiano si sono riscontrati, infatti, nelle quotazioni francesi, svizzere e austriache, salite intorno a 261/282 €/MWh (145-153%), così come in quelle tedesche, in media pari a 235 €/MWh (143%). Il prezzo *spot* della Spagna (168 €/MWh) ha registrato, invece, un incremento molto più contenuto rispetto al 2021, pari al 50%, grazie al *cap* che è stato imposto al prezzo offerto dalle unità di produzione a gas. Come sempre, la quotazione dell'area scandinava è rimasta la più bassa (136 €/MWh), nonostante anch'essa abbia evidenziato un aumento molto

elevato (116%).

Figura 3.10 Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2022



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 dotata⁸¹, fin dal 2008, del Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento (TIMM), al fine di rafforzare la propria funzione di monitoraggio nel settore.

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

⁸¹ Con la delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08 e s.m.i..

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 2022 sono state condotte le attività preistruttorie derivanti da segnalazioni esterne oppure *ex officio* di ordini e/o transazioni sospette nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale, potenzialmente abusive ai sensi del regolamento REMIT.

L'Autorità ha, inoltre, confermato il proprio contributo propositivo ai gruppi di lavoro sia in ambito ACER sia in ambito CEER, al fine di promuovere un approccio coordinato nell'implementazione del regolamento REMIT, contribuendo a:

- l'inquadramento delle tematiche di monitoraggio delle piattaforme europee di bilanciamento dell'energia elettrica;
- la condivisione di strumenti, metodologie e mezzi per la sorveglianza dei mercati all'ingrosso, nonché delle problematiche relative al coordinamento dei casi di potenziale abuso di mercato di dimensione transfrontaliera;
- il monitoraggio dell'evoluzione della normativa finanziaria e il contributo alla formazione delle posizioni CEER-ACER negli ambiti rilevanti per il corretto funzionamento dei mercati dell'energia.

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

Nel 2022 l'Autorità ha concluso 56 procedimenti sanzionatori in materia di strategie di programmazione non diligenti nell'ambito del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica, di cui 46 con provvedimenti di archiviazione e 12 (di cui 4 con riedizione del potere sanzionatorio) con irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie per un totale di 1.600.000 euro.

Nel corso del 2022, inoltre, si sono conclusi con l'irrogazione di sanzioni per complessivi 47.000 euro i primi 2 procedimenti sanzionatori per violazioni in materia di integrità e trasparenza dei mercati

all'ingrosso, riconducibili alla fattispecie di manipolazione del mercato descritta all'art. 2, n. 2, lett. a), punto i) del regolamento REMIT. All'esito delle istruttorie condotte dagli Uffici dell'Autorità, è emerso che le transazioni in questione erano idonee a fornire al mercato un segnale di prezzo fuorviante, sia in termini di livello di prezzo (prezzo non allineato ai prezzi correnti) sia in termini di volatilità del prezzo (transazioni con inversione della posizione e scarto di prezzo significativo), e quindi in grado di alterare domanda e offerta. Nella specie, nella quantificazione delle sanzioni l'Autorità ha tenuto conto di una serie di specifiche circostanze soggettive e oggettive che hanno limitato la gravità della violazione.

3.2.2 Mercato al dettaglio

Nel 2022, in base ai dati provvisori pubblicati da Terna, i consumi totali (al netto delle perdite) sono risultati pari a circa 298 TWh, in calo dell'1% rispetto a quelli del 2021. La flessione ha interessato tutti i settori, eccetto i servizi, che invece hanno registrato consumi in aumento del 4% (Tavola 3.12).

Tavola 3.12 Ripartizione dei consumi elettrici nazionali per settore finale

SETTORE PRODUTTIVO (TWh)	2017	2018	2019	2020	2021	2022 ^(A)	Variazione 2022/21
Domestico	65,5	65,1	65,6	66,2	67,1	65,2	-2,8%
Agricoltura	6,0	5,8	6,1	6,3	6,7	6,6	-1,7%
Industria	125,5	126,4	128,9	125,4	135,7	131,1	-3,4%
Terziario	104,9	106,0	101,2	85,9	91,4	95,0	4,0%
TOTALE	301,9	303,4	301,8	283,8	300,9	297,9	-1,0%

(A) Dati provvisori.

Fonte: Terna.

Nell'ambito dell'Anagrafica operatori dell'Autorità, hanno dichiarato di aver svolto nel 2022 (anche per un periodo limitato dell'anno) l'attività di vendita di energia elettrica 109 soggetti nel mercato di maggior tutela, 4 nel servizio a tutele graduali, 3 nella salvaguardia e 758 nel mercato libero.

Le imprese del mercato libero che hanno risposto all'Indagine sono 560 (cioè il 74% di quelle presenti nel mercato), 50 delle quali hanno comunicato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Tenendo conto del fatto che 47 soggetti vendono energia sia nel mercato libero, sia in quello tutelato, nonché del fatto che le imprese che svolgono i servizi di salvaguardia e a tutele graduali vendono anche nel mercato libero e/o nel servizio di maggior tutela (e sono quindi già conteggiate in quei segmenti), il totale delle imprese attive e operanti nel mercato finale della vendita elettrica è pari a 622 (cioè 672 rispondenti a cui vanno sottratte le 50 imprese inattive).

La Tavola 3.13 presenta la ripartizione delle vendite finali di energia elettrica (al netto degli autoconsumi e delle perdite di rete) insieme al numero totale dei clienti⁸² 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 dati di vendita raccolti dall'Autorità (considerati unitamente agli autoconsumi)

⁸² 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).

raggiungono una copertura del 93%⁸³ dei consumi finali stimati da Terna, il gestore della rete elettrica, 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 3.13 Mercato finale della vendita di energia elettrica (al netto degli autoconsumi e delle perdite)

	VOLUMI (GWh)			PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)		
	2021	2022	VARIAZIONE	2021	2022	VARIAZIONE
Servizio di maggior tutela	28.258	21.858	-22,6%	14.199	12.161	-14,4%
Domestico	23.860	18.374	-23,0%	12.397	10.602	-14,5%
Non domestico	4.398	3.485	-20,8%	1.802	1.559	-13,5%
Servizio a tutele graduali	4.599	2.303	-49,9%	226	136	-39,8%
Servizio di salvaguardia	3.293	4.843	47,1%	77	89	15,9%
Mercato libero	216.493	223.239	2,9%	22.431	24.841	10,7%
Domestico	36.864	39.939	8,3%	17.460	19.522	11,8%
Non domestico	180.002	183.300	1,8%	4.970	5.319	7,0%
MERCATO FINALE	253.016	252.244	-0,3%	36.932	37.227	0,8%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

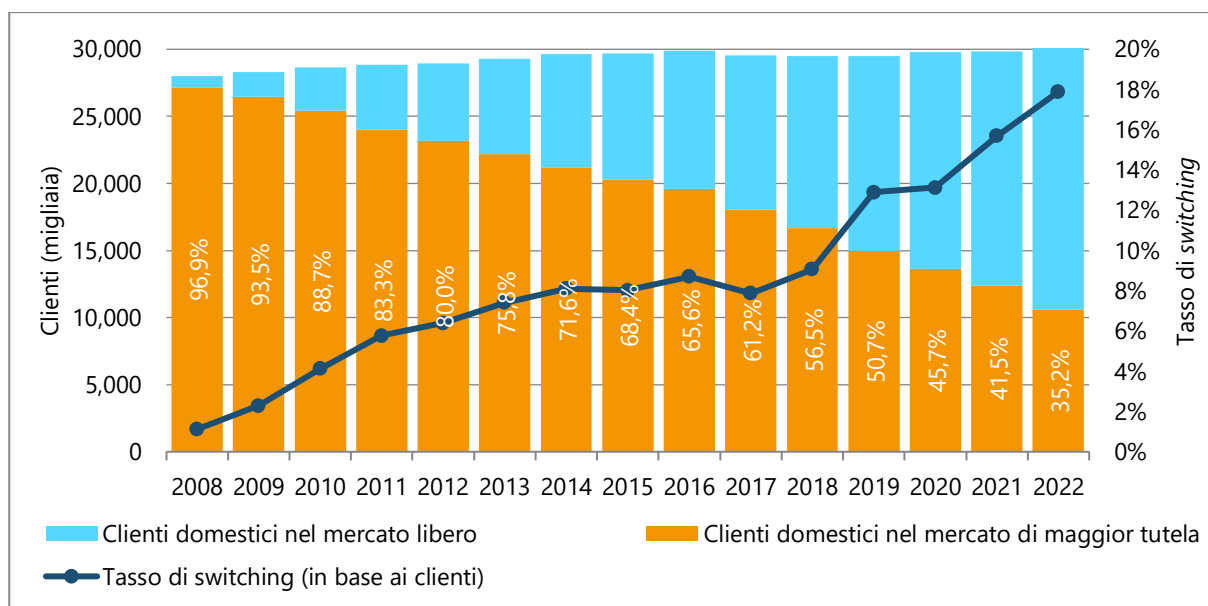
Dopo il significativo rimbalzo del 2021, quando la ripresa economica *post-Covid* ha riportato in crescita i consumi, nel 2022 la domanda di energia elettrica si è sostanzialmente assestata, tornando a registrare una lieve riduzione: secondo i dati raccolti, lo scorso anno sono stati venduti al mercato finale poco più di 252 TWh a 37 milioni di clienti. Rispetto al 2021 il consumo totale di energia elettrica è quindi sceso dello 0,3%, mentre i punti di prelievo sono leggermente aumentati.

La modesta contrazione dei consumi è dovuta integralmente al settore domestico che ha acquistato circa 2,4 TWh in meno rispetto al 2021, mentre i consumi non domestici sono aumentati di 1,6 TWh. In un anno di forte ripresa economica (+3,7% la variazione del PIL stimata dall'Istat), gli acquisti del settore produttivo non sono diminuiti nonostante i livelli estremamente elevati di prezzo raggiunti nel corso dell'anno abbiano contribuito a frenarne l'aumento. I forti rincari dei prezzi, invece, insieme alla campagna di sensibilizzazione per il contenimento dei consumi energetici adottata dal Governo, spiegano la riduzione degli acquisti del settore domestico.

Più in dettaglio, le famiglie italiane hanno acquistato complessivamente 58,3 TWh contro i 60,7 TWh del 2021, registrando quindi un calo del 4%, mentre l'energia acquisita dal settore non domestico è salita da 192,3 a 193,9 TWh, evidenziando quindi un aumento dello 0,9%, ancora insufficiente a recuperare interamente i livelli pre-Covid (198 TWh nel 2019).

Nel 2022 il numero di punti di prelievo domestici è risultato pari a 30,1 milioni, di cui 10,6 milioni serviti in maggior tutela e 19,5 milioni serviti nel mercato libero. I punti domestici serviti nel mercato libero sono ormai saliti al 64,8% (Figura 3.13). Se poi si guarda ai volumi, il mercato libero è ancora più ampio: nel 2022, infatti, l'energia acquistata dal settore domestico in questo mercato è salita al 68,5%, dal 61% dell'anno precedente. 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.

⁸³ Per ottenere la percentuale indicata occorre sommare ai consumi finali dell'Indagine esposti nella Tavola 3.13 i dati raccolti nell'Indagine a titolo di autoconsumi e le perdite di rete.

Figura 3.11 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 tutelato è leggermente più basso di quello delle famiglie che acquistano l'energia nel mercato libero: 1.733 kWh/anno contro 2.046 kWh/anno. Nel 2022 il divario si è lievemente ampliato di 126 kWh rispetto a quello registrato nel 2021.

Per la fornitura di energia elettrica delle piccole imprese⁸⁴ e delle micro-imprese con potenza impegnata superiore a 15 kW⁸⁵, 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 stabilmente nel servizio di maggior tutela dal 1° aprile 2023. Pertanto, i volumi complessivamente venduti in tutela negli anni 2021 e 2022 comprendono ancora quelli acquistati dalle micro-imprese con potenza impegnata inferiore a 15 kW. Se ai consumi del settore domestico si aggiungono anche questi ultimi, la quota di elettricità venduta nel **servizio di tutela** risulta comunque ormai molto ridotta e pari soltanto all'8,7% dei volumi dell'intero mercato elettrico italiano (corrispondenti al 32,7% dei punti di prelievo totali).

A partire da gennaio 2021 le piccole imprese e le micro-imprese obbligate all'uscita dalla maggior tutela (con potenza impegnata superiore a 15 kW) che non hanno scelto una fornitura nel mercato libero vengono rifornite nell'ambito del **servizio a tutele gradual** da un venditore selezionato con gara. Nel 2022 il servizio ha servito 136.000 punti di prelievo (pari allo 0,4% di tutti i clienti del mercato elettrico), cui ha fornito 2,3 TWh, cioè lo 0,9% dell'energia venduta nel mercato totale. Com'era logico attendersi, il "mercato" delle tutele gradual si è relativamente svuotato nel 2022, tenuto conto che si tratta di un servizio assegnato, in cui restano solo coloro che non operano una scelta verso il mercato libero.

Con 223 TWh venduti, nel 2022 la quota dell'energia elettrica intermediata dal **mercato libero** è salita all'88,5% (66,7% dei punti di prelievo), nonostante la porzione di elettricità acquistata nel

⁸⁴ Imprese con un numero di dipendenti tra 10 e 50 e/o fatturato annuo tra 2 e 10 milioni di euro, titolari di punti di prelievo in "bassa tensione".

⁸⁵ Imprese con meno di 10 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 2 milioni di euro titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW.

servizio di salvaguardia sia leggermente risalita all'1,9% (0,2% dei punti di prelievo) dall'1,3% evidenziato nel 2021. In un mercato finale che complessivamente è diminuito di 0,8 TWh rispetto al 2021, i volumi di vendita del mercato tutelato si sono ridotti di 6,4 TWh (-23%), quelli forniti nel servizio a tutele gradualsi si sono dimezzati (-2,3 TWh), il mercato libero ha guadagnato 6,4 TWh rispetto all'anno precedente (+2,9%), mentre nel regime di salvaguardia le vendite sono cresciute di 1,5 TWh (+47%).

Il numero dei consumatori complessivo è aumentato nel 2022 di 294.000 unità portandosi a 37,2 milioni: la maggior tutela ha perso circa 2 milioni di punti, i clienti del servizio di salvaguardia sono aumentati di circa 12.000 unità, mentre nel mercato libero i clienti sono cresciuti di 2,4 milioni rispetto al 2021.

Switching

Sulla base dei dati forniti dai distributori nell'ambito dell'Indagine annuale e dei dati provenienti dal SII⁸⁶, anche nel 2022 l'attività di *switching* è risultata molto elevata tra i consumatori, com'era logico attendersi in un periodo di prezzi in fortissima ascesa, che ha certamente stimolato i clienti del settore elettrico a spostarsi alla ricerca di condizioni economiche più favorevoli.

Lo *switching* delle famiglie è nuovamente cresciuto, sia che lo si misuri in termini di punti di prelievo, sia che lo si calcoli in termini di volumi (Tavola 3.14), avvicinandosi a quello delle utenze non domestiche. Il 17,9% dei clienti domestici – circa 5,3 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 23% del totale dell'energia acquistata dal settore domestico, mentre i volumi corrispondenti al 15,7% dei clienti domestici che hanno cambiato fornitore nel 2021 corrispondevano al 17,9% dell'energia prelevata.

Tavola 3.14 Tassi di *switching* dei clienti dell'energia elettrica

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2021		2022	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Domestico	17,9%	15,7%	23,0%	17,9%
Non domestico	22,4%	18,7%	25,5%	20,3%
<i>di cui:</i>			<i>di cui:</i>	
- bassa tensione	29,4%	18,7%	31,7%	20,3%
- media tensione	20,5%	19,4%	24,1%	22,2%
- alta e altissima tensione	13,8%	26,1%	16,1%	33,8%
TOTALE	21,3%	16,2%	24,9%	18,3%

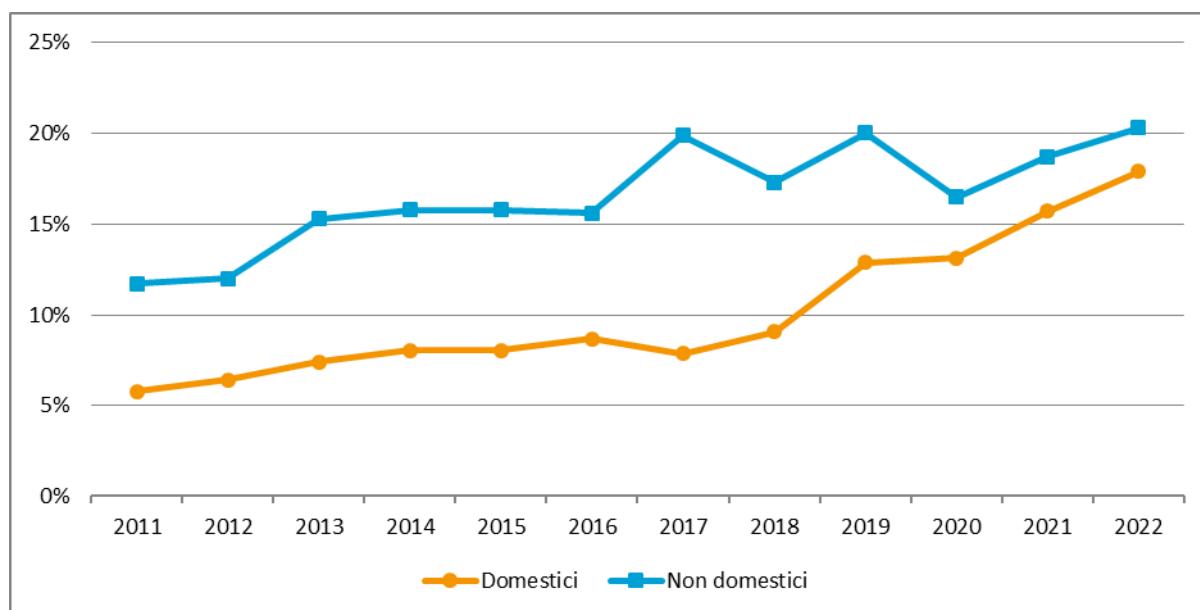
Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Negli ultimi anni, l'attività di *switching* delle famiglie ha evidenziato una certa accelerazione rispetto a una tendenza più modesta evidenziata sino al 2018 (Figura 3.12). Come appena osservato, il recente contesto di prezzi in ripidissima ascesa costituisce senza dubbio un forte stimolo ai cambi di fornitore,

⁸⁶ 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 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.

ma anche l'avvicinarsi della rimozione della tutela di prezzo, attesa per gennaio 2024⁸⁷, ha probabilmente creato un clima favorevole per i passaggi verso il mercato libero.

Figura 3.12 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.

L'esclusione *ex lege* dal servizio di maggior tutela, avvenuta dal 1° gennaio 2021, per le piccole imprese e le micro-imprese (con potenza impegnata superiore a 15 kW) ha certamente avuto impatto sull'attività di *switching* dei clienti non domestici in bassa tensione, che ha evidenziato nel 2021 un ritmo piuttosto elevato. Tale ritmo, però, si è mantenuto – e anzi leggermente rafforzato – visto che nel 2022 il tasso di spostamento di questi clienti è salito al 20,3% (circa un punto e mezzo percentuale in più di quello registrato nel 2021).

Anche gli altri clienti non domestici hanno evidenziato un tasso di *switching* elevato e in aumento rispetto all'anno precedente: ha cambiato fornitore, infatti, il 22,2% dei clienti allacciati in media tensione (per un totale di energia pari al 24,1%) e il 33,8% dei clienti in alta o altissima tensione, per un volume all'incirca del 16%. Complessivamente, nel 2022 hanno cambiato fornitore poco meno di 1,4 milioni di punti di prelievo non domestici. In termini di volumi sottesi, circa 48 TWh, che corrispondono al 25,5% dei volumi acquistati dai non domestici.

Servizio di maggior tutela

Nel 2022 i consumatori domestici e le micro-imprese⁸⁸ servite in bassa tensione e con potenza impegnata inferiore a 15 kW che non avevano ancora stipulato un contratto di compravendita nel

⁸⁷ La legge 29 dicembre 2021 ha fissato nel 10 gennaio 2024 la data entro la quale dovrà essere svolta la procedura competitiva tra i venditori per assegnare il servizio a tutele graduali per i clienti domestici. Pertanto, come indica la stessa legge, "in via transitoria e nelle more dello svolgimento delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio di vendita a tutele graduali, i clienti domestici continuano a essere riforniti di energia elettrica dal servizio di tutela".

⁸⁸ Ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con modificazioni dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, sono micro-imprese i soggetti produttivi con meno di 10 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 2 milioni di euro.

mercato libero hanno potuto usufruire del **mercato a condizioni standard** o **servizio di maggior tutela**.

La normativa nazionale ha previsto il progressivo passaggio al mercato libero, prevedendo le date a partire dalle quali il servizio di tutela di prezzo non è più disponibile: dal 1° gennaio 2021 per le piccole imprese⁸⁹ e le micro-imprese con potenza impegnata superiore a 15 kW⁹⁰; dal 1° gennaio 2023 per le micro-imprese con potenza inferiore a 15 kW e dal 10 gennaio 2024 per i clienti domestici.

I clienti che perdono il diritto al servizio di maggior tutela senza aver scelto un fornitore del mercato libero vengono assegnati al servizio a tutele gradualmente che garantisce loro la continuità della fornitura di elettricità (vedi oltre).

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 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 2022 sono stati venduti, nel servizio di maggior tutela, 21,9 TWh a circa 12,2 milioni di punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*). Rispetto al 2021, i consumi sono scesi di 6,4 TWh (-22,6%), mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti di 2 milioni di unità (-14,4%).

Nel corso dell'anno sono usciti dal servizio di maggior tutela 1,8 milioni di clienti domestici (-14,5%) e 0,2 milioni di clienti non domestici (-13,5%). Nell'ambito dei domestici, la diminuzione dei residenti (1,5 milioni, -15,2%) è proporzionalmente superiore a quella dei non residenti (0,3 milioni, -11,8%). Ancora più consistenti le diminuzioni nelle quantità vendute (-23,7% i residenti e -17,4% i non residenti), che indicano un rilevante calo nei consumi unitari.

Anche in forza delle disposizioni normative di cui si è appena detto, i clienti non domestici presentano una evoluzione analoga ai domestici, con una diminuzione del 13,5% nel numero di punti serviti e del 20,8% nelle quantità vendute. In controtendenza i punti serviti dell'illuminazione pubblica, ma si tratta ormai di una categoria veramente residuale (meno dello 0,1% sia in termini di punti che di volumi). Per quanto sopra illustrato, non sono cambiate sensibilmente, rispetto al 2021, le quote delle varie categorie sul consumo totale. L'84,1% dei volumi (18,4 TWh) è stato acquistato dalla clientela domestica (era l'84,4% nel 2021), la quale, in termini di numerosità (10,6 milioni di punti di prelievo),

⁸⁹ 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.

⁹⁰ Più precisamente, per le micro-imprese titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW.

rappresenta l'87,2% del totale (Fig. 2.18), quota sostanzialmente identica all'anno precedente. Nell'ambito dei clienti domestici, i residenti rappresentano il 77,5% dei punti di prelievo e l'88% dei consumi.

Nell'ambito dei **clienti domestici** (Tavola 3.15), i residenti rappresentano il 77,5% dei punti di prelievo e l'88% dei consumi. A quasi tutti i clienti domestici (99,3%) viene applicata la tariffa bioraria, vale a dire la condizione economica per la quale il prezzo varia a seconda della fascia oraria nella quale avviene il consumo; al restante 0,7% dei punti di prelievo domestici è ancora applicata la vecchia tariffa monoraria. Nel 2022 il consumo medio unitario del cliente domestico è stato pari a 1.733 kWh/anno, nettamente inferiore ai 1.925 kWh registrati nel 2021 (-10%). Nell'ambito dei clienti domestici, i residenti registrano un consumo unitario di 1.968 kWh, in calo (-10%) rispetto ai 2.187 kWh dell'anno precedente; nettamente inferiore, come di consueto, il livello di consumo unitario dei non residenti, pari a 924 kWh e anch'esso in diminuzione, in misura meno marcata (-6,3%), rispetto all'anno precedente (987 kWh). Tre quarti della clientela domestica (74,3%) servita a condizioni standard, comunque, consuma meno di 3.500 kWh all'anno.

Tavola 3.15 Clienti domestici nel servizio a condizioni standard per tipologia e per classe di consumo nel 2022

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	1.553	7,5%	3.644	28,1%	426
1.000-1.800 kWh	3.782	18,4%	2.698	20,8%	1.402
1.800-2.500 kWh	4.008	19,5%	1.879	14,5%	2.133
2.500-3.500 kWh	4.181	20,3%	1.425	11,0%	2.934
3.500-5.000 kWh	2.744	13,3%	672	5,2%	4.083
5.000-15.000 kWh	1.838	8,9%	274	2,1%	6.708
> 15.000 kWh	267	1,3%	10	0,1%	26.700
TOTALE DOMESTICI	20.582	100,0%	12.991	100,0%	1.584
DI CUI:					
Domestici residenti	16.166	88,0%	8.213	77,5%	1.968
Domestici non residenti	2.208	12,0%	2.389	22,5%	924

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La Tavola 3.16 evidenzia la consistenza per classe di consumo dei punti di prelievo (1,6 milioni) e dei volumi (3,5 TWh) relativi agli **usi non domestici** serviti a condizioni standard, per classe di consumo. Nel 2022 il 42% dell'energia è stato venduto ai clienti della prima classe di consumo (0-5 MWh/anno), che costituiscono l'89% dell'intera platea di consumatori non domestici. La seconda classe, quella dei clienti con consumi annui tra 5 MWh e 10 MWh, comprende il 7% dei punti di prelievo e assorbe circa il 22% dell'elettricità venduta. Pertanto, il 95,5% dei clienti non domestici che acquistano energia elettrica nel servizio di maggior tutela ha consumi annui che non superano i 10 MWh. Come detto, i punti di prelievo con uso di illuminazione pubblica rappresentano solo lo 0,2% dei clienti non domestici e consumano 11 GWh, lo 0,3% dell'elettricità acquistata dai non domestici a condizioni standard. I punti di prelievo per altri usi costituiscono la quasi totalità (99,8%) dei consumatori non domestici serviti in maggior tutela e hanno un consumo medio che si è ridotto a 2.235 kWh dai 2.428 kWh del 2021.

Tra i consumatori non domestici (altri usi) la condizione economica assolutamente prevalente è la multioraria: essa è, infatti, applicata al 98,5% dei punti di prelievo e al 97,9% dei volumi venduti.

L'alternativa è la condizione monoraria, che riguarda l'1,3% dei punti di prelievo e l'1,8% dell'energia. Ancora più marginali sono le quote della tariffa bioraria, con cui viene fatturato lo 0,2% dei clienti e dell'energia acquistata.

Tavola 3.16 Clienti non domestici nel servizio a condizioni standard per tipologia e per classe di consumo nel 2022

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	1.470	42,2%	1.380	88,6%	1.065
5 - 10 MWh	757	21,7%	108	7,0%	6.980
10 - 15 MWh	425	12,2%	35	2,2%	12.202
15 - 20 MWh	281	8,1%	16	1,0%	17.315
20 - 50 MWh	500	14,3%	18	1,2%	27.515
50 - 100 MWh	41	1,2%	1	0,0%	61.266
100 - 500 MWh	7	0,2%	0	0,0%	160.013
500 - 2.000 MWh	4	0,1%	0	0,0%	766.066
2.000 - 20.000 MWh	0	0,0%	0	0,0%	2.146.300
TOTALE NON DOMESTICI	3.485	100,0%	1.559	100,0%	2.235
DI CUI:					
Illuminazione pubblica	11	0,3%	3	0,2%	3.514
Non domestici altri usi	3.473	99,7%	1.556	99,8%	2.233

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La quota del principale esercente il servizio di maggior tutela appartiene alla società Servizio Elettrico Nazionale del gruppo Enel, ed è pari all'85,2% (1,4 punti in meno del 2021). Con una quota del 6,1% il secondo operatore è Acea Energia (la cui quota è aumentata dello 0,8% rispetto al 2021), seguito da A2A Energia (2,9%, +0,2% rispetto al 2021), Iren Mercato (1,3%, +0,2% rispetto al 2021) e Dolomiti Energia (0,9%, +0,1% rispetto al 2021). Gli operatori che seguono detengono quote inferiori all'1%, come nel 2021.

Servizio a tutele graduali

Come già anticipato dal 1° gennaio 2021 le micro-imprese⁹¹ titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW e le piccole imprese⁹² devono rifornirsi nel mercato libero dell'energia elettrica. Per garantire la continuità della fornitura a quelle tra loro che non hanno scelto un'offerta nel mercato libero e lasciare a questi clienti il tempo necessario per scegliere quella più adatta alle proprie esigenze, l'Autorità ha introdotto il servizio a tutele graduali. Fino al 30 giugno 2021, il servizio a tutele graduali è stato erogato dall'esercente la maggior tutela. Dal 1° luglio 2021 e per tre anni il servizio viene erogato da venditori selezionati attraverso specifiche procedure concorsuali per ciascuna delle 4 aree territoriali appositamente definite, come indicato nella Tavola 3.17.

⁹¹ Soggetti con meno di 10 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 2 milioni di euro.

⁹² 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.

Tavola 3.17 Esercenti selezionati per l'erogazione del servizio a tutele graduali per il periodo 1° luglio 2021-30 giugno 2024 in ciascuna area territoriale

AREA TERRITORIALE	FORNITORE DEL SERVIZIO A TUTELE GRADUALI
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'Autorità⁹³. 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 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.

Secondo i risultati (provvisori) dell'Indagine annuale, nel 2022 sono stati venduti nel servizio a tutele graduali 2,3 TWh a 136.000 punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*; Tavola 3.18). Rispetto al 2021, i consumi sono dimezzati (-2,3 TWh, -50%), mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti di 90.000 unità (-40%), passate al mercato libero.

Tavola 3.18 Clienti non domestici nel servizio a tutele graduali per tipologia e per classe di consumo nel 2022

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	106	4,6%	66	48,2%	1.608
5 - 10 MWh	139	6,1%	18	13,5%	7.570
10 - 15 MWh	144	6,3%	11	8,4%	12.654
15 - 20 MWh	143	6,2%	8	5,9%	17.721
20 - 50 MWh	695	30,2%	22	15,9%	32.038
50 - 100 MWh	530	23,0%	8	5,7%	68.622
100 - 500 MWh	516	22,4%	3	2,3%	162.463
500 - 2.000 MWh	28	1,2%	0	0,0%	644.269
2.000 - 20.000 MWh	2	0,1%	0	0,0%	2.961.484
TOTALE NON DOMESTICI	2.303	100,0%	136	100,0%	16.913
DI CUI:					
Illuminazione pubblica	182	5,2%	14	0,9%	12.672
Non domestici altri usi	2.121	60,9%	122	7,8%	17.414

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 (cioè i clienti altri usi), che hanno consumato circa 2,1

⁹³ 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.

TWh e annoverano 122.000 punti di prelievo, per un consumo unitario di 17.414 kWh, in calo del 15,7% rispetto a quello dell'anno precedente (20.665 kWh).

Il 76% dei punti di prelievo per altri usi ricade nelle quattro classi dimensionali più piccole (fino a 20 MWh/anno), ma nel loro insieme tali classi assorbono solo il 23% dei consumi della categoria. La maggior parte dei consumi (75,6%) è concentrata nelle tre classi medio-grandi (da 20 a 500 MWh/anno), mentre le classi successive hanno un'incidenza quasi irrilevante (Tavola 3.18).

Il consumo *pro capite* medio nazionale è pari a 16.913 kWh, con un valore inferiore per l'illuminazione pubblica (12.672 kWh).

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 gradualità. 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 2021-2022 si è conclusa a novembre 2020 con l'aggiudicazione del servizio agli stessi tre venditori che avevano gestito il servizio nel biennio precedente: A2A Energia, Enel Energia ed Hera Comm. L'aggiudicazione della gara per il biennio 2021-2022 ha però cambiato la ripartizione del servizio tra i tre venditori, con un ridimensionamento dei territori coperti da Hera Comm (che si è aggiudicata solo 3 regioni contro le 15 che aveva nel biennio precedente) e un incremento dei territori serviti sia per A2A (una regione in più rispetto al biennio precedente), ma soprattutto per Enel Energia (14 regioni contro le 2 del biennio precedente).

Secondo i dati ricevuti dai tre esercenti, il servizio si è ampliato anche nel 2022, dopo la crescita registrata nell'anno precedente seguita a un lungo periodo di riduzione. Più precisamente, lo scorso anno sono stati serviti in regime di salvaguardia 88.900 punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die* e cioè conteggiati per le frazioni di anno per le quali sono stati serviti), contro i 76.700 punti del 2021. In termini di punti serviti, il regime di salvaguardia è quindi oggi 1,3 volte più ampio di quello del 2020, che con 69.900 clienti serviti rappresenta la dimensione minima registrata da questo mercato a partire dal suo avvio nel 2007.

Complessivamente, sono stati prelevati 4.843 GWh contro i 3.293 del 2021. Nel 2022, in sostanza, il mercato della salvaguardia è cresciuto del 16% in termini di punti di prelievo e del 47% in termini di energia consumata rispetto al 2021 (Tavola 3.19).

Tavola 3.19 Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)			PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)		
	2021	2022	VARIAZIONE	2021	2022	VARIAZIONE
Illuminazione pubblica	372	423	13,6%	15,9	19,7	24,0%
Altri usi	2.920	4.420	51,4%	60,8	69,2	13,8%
TOTALE SALVAGUARDIA	3.293	4.843	47,1%	76,7	88,9	15,9%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Complessivamente, i punti di prelievo con uso di illuminazione pubblica serviti in salvaguardia sono aumentati di 3.826 unità, mentre quelli relativi agli altri usi sono cresciuti di 8.393 unità. I consumi

dell'illuminazione pubblica si sono ampliati di 51 GWh, mentre quelli degli altri usi sono aumentati di circa 1,5 TWh.

Il peso dell'illuminazione pubblica nel servizio di salvaguardia è leggermente aumentato in termini di clienti (nel 2022 sono il 22,2% di tutti i clienti serviti in questo mercato, mentre nel 2021 contavano per il 20,8%), ma è diminuito in termini di energia acquistata, passata dall'11,3% all'8,7% del totale. Gli usi industriali e commerciali hanno di conseguenza ridotto, seppure di poco, la loro importanza in termini di clienti serviti (ora sono il 77,8% contro il 79,2% del 2021), mentre l'hanno accresciuta in termini di volumi: nel 2022 hanno prelevato il 91,3% di tutta l'energia venduta in salvaguardia contro l'88,7% dell'anno precedente.

Dati i territori assegnati ai tre esercenti, l'incremento nazionale dei volumi di elettricità venduta nel servizio di salvaguardia, pari al 47%, si è manifestato in misura molto differente tra le tre imprese che svolgono il servizio: rispetto al 2021 i volumi venduti da A2A Energia e Hera Comm sono cresciuti in media dell'8%, mentre quelli di Enel Energia sono cresciuti del 51% (da 2 a 3 TWh). Per effetto di questi andamenti, la quota di Enel Energia nel mercato della salvaguardia è passata dal 61,7% al 69,2%, quella di Hera Comm è passata dal 20,4% al 16,3%, così come quella di A2A Energia è scesa dal 18% al 14,6%.

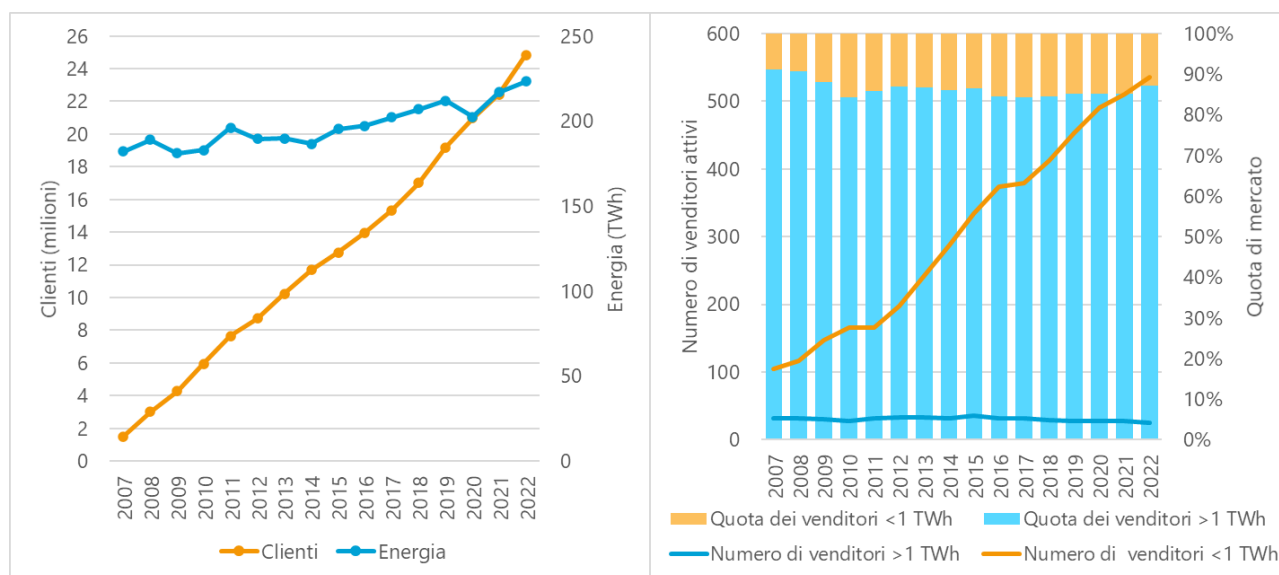
Mercato libero

Come si è visto nelle pagine precedenti, secondo i dati (provvisori) raccolti nell'Indagine annuale sui settori regolati, nel 2022 sono stati venduti nel mercato libero dell'energia elettrica 223,2 TWh, 6,4 TWh in più del 2021, a quasi 25 milioni di clienti, cresciuti del 10,7% rispetto al 2021.

Dalla sua apertura, nel 2007, i clienti del mercato libero sono in costante e marcato aumento, così come l'energia che ha intermediato e il numero di venditori che vi operano. In termini di energia venduta, il mercato libero è cresciuto del 23%, dai 182 TWh iniziali fino agli attuali 223,2 TWh, benché tale espansione sia avvenuta a un ritmo non sempre sostenuto e, anzi, nell'arco dei quindici anni abbia sperimentato anche qualche battuta d'arresto. Il 2022 è stato un altro anno di espansione significativa relativamente al numero dei clienti serviti, ma più modesta relativamente alle vendite di energia elettrica.

A prescindere dall'andamento delle quantità vendute, comunque, il numero di venditori attivi su tale mercato cresce ininterrottamente dal 2007 o, per meglio dire, ogni anno si registra un incremento nel numero di imprese con vendite inferiori a 1 TWh, nonostante la loro quota di mercato sia pressoché stabile intorno al 14% (Figura 3.13).

Anche nel 2022, il numero di operatori è salito, benché in misura minore rispetto agli ultimi anni: in base alle risposte ottenute dall'Indagine annuale sui settori regolati, sono entrate 23 nuove imprese attive (+4,3%). Poiché nel frattempo il mercato si è ampliato, in misura inferiore (2,9%), il volume medio unitario di vendita delle imprese che operano in questo mercato è leggermente diminuito. Nel 2022, infatti, il volume medio unitario di vendita delle imprese che operano sul mercato libero è risultato pari a 399 GWh, cioè dell'1,3% inferiore ai 404 GWh del 2021. Rispetto a quello osservato nel 2007 (pari a 1.349 GWh), cioè nell'anno di completa apertura del mercato, il valore attuale è infatti 3,4 volte inferiore.

Figura 3.13 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 2022, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello⁹⁴, mostra una significativa importanza delle persone fisiche, che risultano possedere il 35,7% del capitale delle società di vendita; quote rilevanti appartengono anche alle imprese energetiche nazionali (11,3%) e alle imprese energetiche locali (6%). 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 0,6%), mentre la categoria di soci più rilevante è quella delle società diverse, la quale risulta possedere il 41,5% 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 sostanzialmente italiana, con il 4,6% che è detenuto da soggetti di origine straniera.

Il 26,7% dei 537 venditori attivi nel mercato libero che hanno risposto all'Indagine annuale vende energia in un numero di regioni compreso tra 1 e 5; 106 imprese, pari al 37%, hanno venduto energia elettrica in quasi tutto il territorio nazionale, cioè in almeno 18 regioni; le restanti 106 società (37%) hanno operato in un numero di regioni compreso tra 6 e 17.

Il dettaglio dei clienti per tipologia e per tensione (Tavola 3.20) mostra un aumento di oltre 2,4 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 2.062.000 unità, ovvero dell'11,8% rispetto al 2021; 344.000 nuovi punti di prelievo hanno acquistato l'elettricità nel mercato libero per altri usi in bassa tensione (+7,4%), mentre i punti in media tensione sono aumentati di circa 2.000 unità (+1,9%). Anche i punti di prelievo in alta/altissima tensione hanno evidenziato un incremento (1,9%) che li ha portati a raggiungere circa 1.100 unità. Di fatto, gli unici clienti che risultano lievemente diminuiti sono quelli per l'illuminazione pubblica in media tensione (-53 punti di prelievo), ma sono cresciuti di 2.000 unità quelli in bassa tensione.

⁹⁴ Le quote sono calcolate senza alcuna ponderazione.

Tavola 3.20 Mercato libero per tipologia di cliente

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)			PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)		
	2021	2022	VARIAZIONE	2021	2022	VARIAZIONE
Bassa tensione	94.930	103.065	8,6%	22.331	24.739	10,8%
Domestico	36.864	39.939	8,3%	17.460	19.522	11,8%
Illuminazione pubblica	3.476	3.227	-7,2%	231	233	1,0%
Altri usi	54.591	59.899	9,7%	4.639	4.984	7,4%
Media tensione	94.330	95.632	1,4%	99	101	1,9%
Illuminazione pubblica	247	229	-7,5%	0,82	0,76	-6,5%
Altri usi	94.082	95.403	1,4%	99	100	1,1%
Alta e altissima tensione	27.606	24.542	-11,1%	1,07	1,09	1,9%
Altri usi	27.606	24.542	-11,1%	1,07	1,09	1,9%
TOTALE	216.866	223.239	2,9%	22.431	24.841	10,7%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

In termini di energia venduta, invece, non tutti gli usi e i livelli di tensione hanno registrato un dato in aumento. Infatti, le vendite ai clienti in bassa tensione sono aumentate dell'8,6% rispetto al 2021, i clienti in media tensione hanno acquistato quasi 1,3 TWh in più dell'anno precedente (+1,4%), mentre le vendite ai clienti in alta tensione sono diminuite di poco più di 3 TWh, registrando un calo dell'11,1%. Nell'ambito della bassa tensione, gli acquisti dei clienti domestici sono saliti dell'8,3% rispetto al 2021, per lo più grazie all'arrivo dei clienti dalla maggior tutela. Nel segmento, l'espansione dei consumi domestici è stata accompagnata anche da una crescita ancora più significativa degli acquisti di elettricità per altri usi (+5 TWh, +9,7%), dove si collocano le realtà commerciali e le piccole imprese. Una netta contrazione dei consumi si è registrata, invece, ancora una volta, nei consumi per illuminazione pubblica, i cui acquisti sono scesi del 7,2% in bassa tensione e del 7,5% in media tensione; complessivamente, le vendite ai punti di illuminazione pubblica hanno registrato un calo del 7,2%, pari a 267 GWh in meno rispetto al 2021, nonostante i punti di prelievo siano aumentati complessivamente dell'1%.

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 1.000 kWh e compresi tra 1.000 e 1.800 kWh, che raccolgono entrambe poco più di un quarto dei clienti. Tuttavia, anche le classi immediatamente superiori possiedono un peso non troppo dissimile. Di fatto, l'87% dei punti di prelievo possiede un livello di consumo che non supera i 3.500 kWh/anno (Tavola 3.21).

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 3.15). Principalmente a causa delle differenze nelle classi estreme (la prima e l'ultima), il consumo medio complessivo delle famiglie nel mercato libero (2.046 kWh) risulta del 18% più elevato di quello delle famiglie in maggior tutela (1.733 kWh).

Nel 2022 più di 1,2 milioni di punti domestici risulta aver sottoscritto un contratto *dual fuel*⁹⁵. Il numero di clienti con questo tipo di contratto è rimasto invariato rispetto al 2021; la loro quota sul totale dei clienti serviti nel mercato libero è quindi diminuita al 6,4% dal 7,2% dello scorso anno, perché il numero totale dei clienti serviti nel mercato libero è cresciuto. Il consumo di energia elettrica

⁹⁵ 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.

complessivo dei clienti con un contratto di fornitura congiunto per elettricità e gas è pari a poco meno di 2,7 TWh, il 6,7% di tutta l'energia venduta ai clienti domestici sul mercato libero. I consumi medi dei clienti *dual fuel* nelle varie classi sono leggermente più elevati (in media del 4,4%) di quelli evidenziati dai clienti che sottoscrivono contratti per la sola energia elettrica.

Tavola 3.21 Mercato libero domestico nel 2022 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	2.495	6,2%	5.084	26,0%	491
1.000-1.800 kWh	7.032	17,6%	5.010	25,7%	1.404
1.800-2.500 kWh	7.957	19,9%	3.728	19,1%	2.134
2.500-3.500 kWh	9.287	23,3%	3.160	16,2%	2.939
3.500-5.000 kWh	6.969	17,4%	1.703	8,7%	4.093
5.000-15.000 kWh	5.442	13,6%	810	4,2%	6.717
> 15.000 kWh	756	1,9%	26	0,1%	28.787
TOTALE DOMESTICI	39.939	100,0%	19.522	100,0%	2.046
<i>di cui con contratto dual fuel</i>					
< 1.000 kWh	140	5,2%	234	18,6%	597
1.000-1.800 kWh	510	19,0%	358	28,5%	1.422
1.800-2.500 kWh	606	22,5%	282	22,4%	2.150
2.500-3.500 kWh	687	25,5%	232	18,5%	2.955
3.500-5.000 kWh	454	16,9%	111	8,8%	4.109
5.000-15.000 kWh	270	10,0%	41	3,2%	6.666
> 15.000 kWh	24	0,9%	1	0,1%	24.000
TOTALE CON CONTRATTO DUAL FUEL	2.690	100,0%	1.259	100,0%	2.137

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

In contrasto con quanto accade nel servizio di maggior tutela, dove la tariffa bioraria è largamente prevalente in quanto obbligatoria da una certa data in poi, la disaggregazione dei clienti per tariffa applicata nel mercato libero mostra una sostanziale preferenza per il prezzo monorario, che nel 2022 è stato scelto dal 67,2% dell'intera clientela, equivalente al 67,6% dei volumi. Il 21,8% dei clienti ha scelto la modalità bioraria e solo il 10,6% quella multioraria. Il 26,3% dei clienti ha scelto la modalità bioraria e solo il 10,2% quella multioraria, quest'ultima in lieve aumento rispetto all'8,4% del 2020. La prevalenza del prezzo monorario è costante nel tempo: gli elementi che lo rendono più attraente sono probabilmente legati alla semplicità di calcolo e di controllo dei costi in bolletta, oltre che all'assenza di un vincolo sul momento del consumo.

Anche nel 2022 i contratti *dual fuel* continuano a non avere grande diffusione tra la **clientela non domestica**. I punti di prelievo che hanno scelto questo contratto sono circa 60.000 sugli oltre 5 milioni totali (1,1%) e pressoché tutti connessi in bassa tensione; l'energia acquisita è pari all'1,1% del totale. 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 57,8% dell'energia complessivamente acquistata dal settore non domestico. Il 64,6% 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 2021. L'unica eccezione è rappresentata dai clienti con consumi inferiori a 20 MWh allacciati in alta o altissima tensione, i cui consumi medi sono cresciuti del 21%. Complessivamente, il consumo medio di tutta

la clientela non domestica che acquista l'elettricità nel mercato libero è risultato nel 2022 pari a 34.462 kWh, il 4,8% inferiore a quello che era emerso nei dati del 2021 (36.462 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 scelto⁹⁶. 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.

La **media delle offerte commerciali** che ogni impresa di vendita è in grado di proporre ai propri potenziali clienti domestici è risultata pari a 22,5 per la clientela domestica e a 31,6 per la clientela non domestica che, ovviamente, gode di una maggiore possibilità di scelta e per la quale il venditore è sicuramente in grado di fornire servizi più personalizzati e contratti individualizzati. Il numero di offerte disponibili per entrambe le tipologie di clienti è cresciuto rispetto al 2021, quando era risultato pari a 16,9 per i domestici e a 25,5 per i non domestici.

Delle 22,5 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 11,7 sono **acquistabili solo online** (erano 5,8 nel 2021), cioè soltanto attraverso internet. Il successo delle offerte online tra le famiglie resta limitato, ma lentamente cresce: nel 2022, il 9,9% dei clienti domestici (corrispondenti al 10,7% dell'elettricità acquistata nel mercato libero) ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità. Il risultato è di poco superiore a quello del 2021, quando il 9,7% delle famiglie (che acquistava il 10,5% 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 31,6 offerte mediamente proposte ai clienti 24,3 sono sottoscrivibili attraverso la rete (questo numero è in notevole aumento); tuttavia, il successo delle offerte online tra i punti non domestici è più basso di quello tra le famiglie, visto che solo il 3,2% dei clienti risulta avere sottoscritto un'offerta online.

Circa la **tipologia di prezzo** preferita (Tavola 3.22), è risultato che il 76,7% dei clienti domestici ha sottoscritto nel mercato libero un contratto a prezzo fisso (cioè con il prezzo che non cambia per almeno un anno dal momento della sottoscrizione), mentre il 23,3% 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 è bassa, ma tende a crescere nel tempo, seppure a un ritmo contenuto; lo scorso anno il contratto a prezzo variabile risultava scelto dal 18,6% dei clienti domestici. I contratti a prezzo variabile sono più diffusi tra i clienti non domestici: il 53,1% tra loro ha scelto appunto il prezzo variabile, mentre il contratto a prezzo fisso è stato scelto dal 46,9% dei punti non domestici. Dai dati raccolti nell'Indagine, peraltro, è risultato che i contratti a prezzo fisso validi nel 2022⁹⁷ hanno ancora parzialmente protetto i clienti dai rilevanti rincari dovuti alla crisi dei prezzi

⁹⁶ I dati commentati nel paragrafo sulle tipologie di contratti scelte dai clienti includono anche le Offerte PLACET.

⁹⁷ Tutte le informazioni richieste ai venditori riguardano i contratti in essere nell'anno sottoposto alla rilevazione, a prescindere dal momento in cui sono stati sottoscritti: in altri termini, il conteggio dei punti di prelievo 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).

internazionali, tenuto conto che il prezzo pagato per la componente di approvvigionamento nei contratti a prezzo fisso è risultata più conveniente almeno dell'80% rispetto a quella pagata nei contratti a prezzo variabile.

Tavola 3.22 Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2022 per tipo di prezzo e prezzo medio

CONTRATTI	CLIENTI DOMESTICI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA ^(A)	PREZZO ^(B) €/MWh	QUOTA ^(A)	PREZZO ^(B) €/MWh
Contratti a prezzo fisso	76,7%	184,07	46,9%	171,27
Contratti a prezzo variabile	23,3%	375,77	53,1%	307,99
TOTALE CLIENTI	100,0%	227,70	100,0%	241,01

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

(B) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Inoltre, il 2,5% dei clienti ha sottoscritto un contratto che prevede una **clausola di durata minima contrattuale**, nel senso che per l'applicazione del prezzo stabilito è previsto che il cliente non cambi fornitore per un minimo di tempo stabilito dal contratto stesso. La percentuale è maggiore nel caso di contratti a prezzo variabile, dove la durata minima contrattuale si applica al 9,7% dei clienti, mentre è dello 0,3% nel caso di contratti a prezzo fisso. Relativamente ai clienti non domestici, la clausola di durata minima contrattuale risulta applicata all'1,8% dei contratti o, più precisamente, al 2,7% di quelli con prezzo variabile e allo 0,8% di quelli a prezzo fisso. In un momento di forte ascesa dei prezzi, sembra in effetti essere più logico che venga incoraggiata la permanenza nei contratti a prezzo variabile, piuttosto che in quelli a prezzo fisso.

L'**indicizzazione** all'andamento del PUN medio (in diverse forme) è la modalità largamente più frequente, sia nei contratti ai clienti domestici (81%), sia in quelli ai clienti non domestici (50%). 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 16,7% dei clienti. I clienti domestici che hanno siglato un contratto a prezzo dinamico che prevedono un'indicizzazione al PUN orario⁹⁸ sono risultati pari al 2,3% dei clienti con prezzo variabile, mentre i contratti con indicizzazione limitata⁹⁹ hanno raccolto solo lo 0,03% dei clienti, cioè una percentuale davvero risibile e in forte diminuzione rispetto al 2021, come ci si poteva attendere in un periodo di forti rincari. I contratti a prezzo dinamico rappresentano, invece, la seconda modalità più importante di indicizzazione tra i clienti non domestici, che li hanno scelti nel 4,54% dei casi (anche in questo caso la percentuale è inferiore a quella del 2021); una piccola quota (1,66%) 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'1,45% 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 in questi contratti, si può osservare che la metodologia di indicizzazione risultata più conveniente è quella basata su una qualche variabile esterna e controllabile, sia per i clienti non domestici, sia per quelli domestici. Per questi ultimi, la

⁹⁸ Stabiliti dall'art. 2, comma 15, della direttiva (UE) 2019/944 del 5 giugno 2019.

⁹⁹ Si tratta di 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.

modalità di indicizzazione più conveniente sarebbe, in realtà, quella dei contratti con indicizzazione limitata, ma come si è visto la quota di tali contratti è molto piccola.

Circa il 28% 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 16,3% i contratti sottoscritti che prevedono un abbuono o uno sconto.

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 a 756; 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 21%.

Dai risultati raccolti (Tavola 3.23) è emersa, come in passato, per i clienti domestici a prezzo fisso una netta propensione ad acquistare energia con un contratto che include un servizio aggiuntivo (la quota dei clienti che non li sottoscrive, infatti, si è dimezzata rispetto al 2021, ed è pari al 7,3%); tra i servizi aggiuntivi, come nell'anno precedente, la maggiore preferenza è per i contratti con garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (48,1%) e per la partecipazione a un programma di raccolta punti (33,2%). Un discreto interesse riscuote anche l'opportunità di ricevere la fornitura di servizi energetici accessori (3,6%), come pure di altri prodotti o servizi insieme con l'elettricità (2,9%), mentre la garanzia di acquistare elettricità prodotta in Italia anche nel 2022 non ha avuto successo.

A seguire, sono graditi i vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi (2,3%) e l'ottenimento di un omaggio (1,3%). Servizi diversi da quelli indicati raccolgono una preferenza residuale dell'1,2%. Per quanto riguarda i clienti domestici che hanno sottoscritto un contratto a prezzo variabile, invece, nel 2022 la quota di coloro che ne ha scelto uno privo di servizi aggiuntivi è ulteriormente diminuita al 44,3% (era al 50,9% nel 2021). Anche tra i clienti che acquistano contratti a prezzo variabile che includono servizi aggiuntivi l'interesse maggiore è rivolto alla garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (31,4% dei casi). La seconda preferenza va alla possibilità di ottenere, insieme all'elettricità, servizi energetici accessori (10,7%). 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 con l'elettricità e l'ottenimento di omaggi/gadget raccolgono quote minori di preferenze (rispettivamente pari al 4,1%, al 3,3%, al 2,8% e al 2,2%). La garanzia di acquistare energia prodotta in Italia non ha raccolto preferenze nemmeno tra i clienti a prezzo variabile.

I risultati raccolti per i clienti non domestici¹⁰⁰ mostrano un significativo disinteresse per i servizi aggiuntivi tra coloro che hanno scelto un contratto a prezzo fisso: quasi tre quarti di questi clienti, infatti, ha siglato un contratto che ne è privo; la restante parte di questa clientela mostra

¹⁰⁰ 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.

apprezzamento per la garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile (21,1%) 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 con l'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 63,98% ne è privo. Circa un terzo di questi clienti, invece, ha scelto un contratto con almeno un servizio aggiuntivo, e anche in questo caso il gradimento più elevato lo raccolgono la garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile (30,4% dei punti di prelievo) e la presenza di servizi energetici accessori (2,4%).

Tavola 3.23 Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2022 per tipo di servizi aggiuntivi e prezzo medio

CONTRATTI	CLIENTI DOMESTICI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA ^(A)	PREZZO ^(B) €/MWh	QUOTA ^(A)	PREZZO ^(B) €/MWh
Servizi aggiuntivi dei contratti a prezzo fisso				
Nessun servizio aggiuntivo	7,3%	184,08	74,0%	174,10
Garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile	48,1%	189,44	21,3%	161,44
Garanzia di energia prodotta in Italia	0,04%	133,87	0,005%	92,13
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	33,2%	186,85	1,7%	151,32
Servizi energetici accessori	3,6%	186,08	1,4%	138,06
Omaggio o <i>gadget</i>	1,3%	171,71	0,2%	190,00
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	2,3%	175,58	0,3%	124,94
Altri prodotti o servizi offerti insieme con l'elettricità	2,9%	167,11	0,8%	177,00
Altro	1,2%	157,22	0,2%	301,81
TOTALE CONTRATTI A PREZZO FISSO	100,0%	184,07	100,0%	171,27
Servizi aggiuntivi dei contratti a prezzo variabile				
Nessun servizio aggiuntivo	44,3%	379,82	63,9%	304,49
Garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile	31,4%	381,54	30,4%	319,56
Garanzia di energia prodotta in Italia	0,1%	342,64	0,0%	384,24
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	4,1%	409,71	1,4%	374,07
Servizi energetici accessori	10,7%	369,19	2,4%	327,75
Omaggio o <i>gadget</i>	2,2%	397,09	0,4%	381,03
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	3,3%	295,48	0,7%	299,89
Altri prodotti o servizi offerti insieme con l'elettricità	2,8%	342,95	0,3%	355,10
Altro	1,2%	268,94	0,4%	332,15
TOTALE	100,0%	375,77	100,0%	307,99

(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 in questi contratti, i risultati mostrano che il contratto privo di servizi aggiuntivi non è mai quello più conveniente rispetto ai contratti che invece li includono. Anzi, nel caso dei clienti domestici a prezzo fisso, il contratto senza servizi aggiuntivi risulta quello nel quale la componente di approvvigionamento è la più elevata. Ciò può essere frutto di una strategia di *marketing* dei venditori, che, offrendo un servizio aggiuntivo (che magari a loro costa relativamente poco), possono ottenere una maggiore fidelizzazione del cliente. Si osservi, a questo proposito, che il contratto che offre prezzi più convenienti (escludendo la categoria residuale che contiene dati non omogenei) è quello che fornisce altri prodotti o servizi insieme con l'elettricità, la cui componente di approvvigionamento è risultata mediamente pari a 167,11 €/MWh, nel caso dei clienti a prezzo fisso e quello che offre vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi (nel quale la componente di approvvigionamento risulta

costare mediamente 295,48 €/MWh) nel caso dei clienti a prezzo variabile.

I servizi aggiuntivi più graditi ai domestici con prezzo fisso, cioè la garanzia di acquistare energia verde e la partecipazione a un programma di raccolta punti, risultano essere quelli più costosi, dopo il contratto privo di servizi aggiuntivi. La garanzia di energia verde appare il servizio aggiuntivo tra i più cari anche nel caso dei domestici a prezzo variabile, anche se il contratto con il programma punti è il servizio aggiuntivo che costa di più, seguito da quello che offre un omaggio o un gadget.

Anche per i clienti non domestici con contratto a prezzo fisso che, come detto, rappresentano il 47% circa di tutti i clienti non domestici, il contratto privo di servizi aggiuntivi risulta il terzo più caro, dopo l'offerta di un omaggio o di vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi; il contratto con garanzia di energia rinnovabile, invece, è tra i relativamente meno cari. Tra i clienti non domestici a prezzo variabile, la sottoscrizione di un contratto privo di servizi aggiuntivi consente di risparmiare notevolmente rispetto all'acquisto di energia con garanzia di provenienza da fonte rinnovabile, che è l'altro servizio aggiuntivo più scelto.

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 2022 (Tavola 3.24) non evidenzia grandi movimenti rispetto al 2021.

Tavola 3.24 Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2022

GRUPPO	VENDITE (GWh)				TOTALE	QUOTA	POSIZIONE NEL 2021
	CLIENTI DOMESTICI	CLIENTI NON DOMESTICI					
		BT	MT	AT/AAT			
Enel	34.427	24.013	25.358	7.553	91.351	36,2%	1°
A2A	2.110	5.076	8.906	1.858	17.950	7,1%	2°
Edison	1.364	2.790	6.424	2.863	13.440	5,3%	3°
Axpo Group	302	2.465	6.003	3.918	12.688	5,0%	4°
Hera	2.003	3.902	5.864	172	11.941	4,7%	5°
Eni	4.915	1.449	4.382	820	11.565	4,6%	6°
Acea	1.818	2.029	3.178	176	7.201	2,9%	7°
Engie	586	209	2.270	3.514	6.578	2,6%	8°
Alperia	412	1.130	4.087	523	6.151	2,4%	10°
Iren	1.780	1.786	1.295	223	5.084	2,0%	13°
E.On	666	1.338	2.824	5	4.833	1,9%	11°
Agsm Aim	521	1.997	2.101	95	4.715	1,9%	16°
Duferco	128	1.145	1.406	1.625	4.304	1,7%	9°
Repower	0	2.014	2.017	51	4.082	1,6%	14°
Egea	211	1.112	2.578	139	4.039	1,6%	12°
Dolomiti Energia	705	1.576	1.556	6	3.843	1,5%	15°
Nova Coop	38	925	2.361	29	3.352	1,3%	17°
Iberdrola	250	1.140	1.232	4	2.625	1,0%	19°
Sorgenia	442	1.195	904	55	2.595	1,0%	21°
Alpiq	0	47	2.196	305	2.548	1,0%	18°
Altri operatori	5.637	13.074	11.246	1.402	31.359	12,4%	-
TOTALE OPERATORI	58.313	70.410	98.188	25.333	252.244	100%	-

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il gruppo Enel rimane, come sempre, l'operatore dominante dell'intero mercato elettrico italiano,

quest'anno con una quota in aumento al 36,2%, dal 34,4% del 2021 (dopo diversi anni di leggera discesa), grazie a un incremento delle vendite totali del gruppo discretamente positivo, pari al 4,8%. Tale variazione è frutto, a sua volta, di andamenti differenziati nei vari segmenti di mercato, dove a fronte di crescite molto consistenti nelle vendite ai clienti in media tensione (19%) e in alta tensione (31,5%), risultano invece riduzioni di quelle ai domestici (-6,3%) e una crescita molto più modesta tra i non domestici in bassa tensione (+3%). Queste variazioni hanno ulteriormente eroso la predominanza del gruppo Enel nel *mass market*, costituito dal settore domestico e dai clienti non domestici allacciati in bassa tensione, che è rimasta comunque elevata: il 45,4% di questo mercato è infatti servito da Enel (era il 46,6% nel 2021, ma anche 49,6% nel 2020). Pertanto, 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 anche largamente distante da quella del gruppo inseguitore.

Con una quota del 7,1%, il gruppo A2A si è confermato nella seconda posizione della classifica complessiva, posizione che ha raggiunto nel 2021, superando il gruppo Edison, da sempre il primo gruppo inseguitore dell'*incumbent*. Nel 2022 le vendite del gruppo A2A sono cresciute complessivamente di oltre 2 TWh (+12,6%), in tutti i segmenti e in modo particolare in quello dei clienti non domestici in alta o altissima tensione (+68%) e in bassa tensione (+14%). Il gruppo ha significativamente aumentato anche le vendite ai clienti domestici (+3,8%), pertanto anche nel segmento del *mass market* ha conservato la seconda posizione (con una quota del 5,6%), conquistata nel 2021 superando i gruppi Eni e Hera.

È rimasto quindi in terza posizione il gruppo Edison, con una quota complessiva del 5,3% del mercato totale (stesso valore nel 2021), nonostante un aumento complessivo delle vendite dell'1%. Le maggiori quantità di energia vendute ai clienti domestici e non domestici in bassa o media tensione, 783 GWh in più del 2021, sono state in parte compensate dalle minori quantità vendute ai clienti non domestici in alta tensione (-650 GWh).

Sono rimasti saldi al quarto e al quinto posto della classifica generale anche i gruppi Axpo (con la quota del 5%) e Hera, con la quota del 4,7%. Axpo Group è particolarmente rilevante nelle vendite ai clienti non domestici in alta e altissima tensione, dove è secondo solo al gruppo Enel con una quota pari a circa la metà dell'*incumbent*. Il gruppo Hera, invece, è importante soprattutto nelle vendite ai clienti non domestici in bassa tensione, dove con una quota del 5,5% è in terza posizione, dopo Enel e A2A.

La Tavola 3.25 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 evince che nel 2022 il livello di concentrazione del mercato totale è leggermente aumentato. Il C3, ossia la quota dei primi tre operatori (gruppi societari), è salito al 48,7% delle vendite complessive, mentre era al 46% nel 2021. L'indice HHI è salito a 1.510 da 1.375 registrato nel 2021, raggiungendo quindi la prima soglia di attenzione di 1.500. 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 con una quota superiore al 5% è rimasto invariato a 4. 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.

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 2021 i dati mostrano una riduzione della concentrazione in quasi tutti i segmenti di mercato, con l'eccezione dei clienti non domestici allacciati in media e in alta tensione.

Tavola 3.25 Misure di concentrazione nel mercato *retail* di energia elettrica (calcolate sui gruppi societari)

LIVELLO DI TENSIONE	2021			2022		
	GRUPPI >5%	C3	HHI	GRUPPI >5%	C3	HHI
MISURE CALCOLATE IN BASE ALL'ENERGIA VENDUTA DAI GRUPPI SOCIETARI						
Clienti domestici	2	71,4%	3.773	2	71,1%	3.614
Clienti non domestici	4	39,8%	933	5	43,9%	1.111
Bassa tensione	3	45,9%	1.325	3	46,9%	966
Media tensione	5	37,1%	791	5	41,4%	796
Alta e altissima tensione	5	51,0%	1.283	6	59,2%	1.568
MERCATO TOTALE	4	46,0%	1.375	4	48,7%	1.510
MISURE CALCOLATE IN BASE AI CLIENTI SERVITI DAI GRUPPI SOCIETARI						
Clienti domestici	2	72,9%	3.982	2	72,9%	3.970
Clienti non domestici	1	58,8%	2.652	1	58,8%	2.436
Bassa tensione	1	59,0%	2.680	1	59,0%	2.458
Media tensione	3	45,6%	1.196	3	45,7%	1.299
Alta e altissima tensione	6	35,9%	682	6	35,9%	821
MERCATO TOTALE	2	69,8%	3.699	2	69,8%	3.500

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 fatturati¹⁰¹ 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*

¹⁰¹ 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)*¹⁰², 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*¹⁰³.

Data l'importanza di tali dati, alla fine del 2022, si è registrata anche la prima applicazione¹⁰⁴ delle penalità a carico di 16 esercenti la vendita finale di elettricità e di gas che non hanno trasmesso all'Autorità i prezzi medi praticati nel primo semestre 2022. Si tratta, appunto, della prima applicazione di un provvedimento dell'Autorità¹⁰⁵ che ha introdotto una procedura al termine della quale, qualora si riscontrino inadempimenti agli obblighi di comunicazione semestrale dei prezzi medi di energia elettrica e gas da parte dei venditori a ciò obbligati dalla delibera 168/2018/R/com, vengono applicate penalità commisurate alla dimensione dell'impresa in termini di clienti serviti. 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 portare 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, inoltre, ha assunto negli ultimi anni una particolare rilevanza, visto il periodo caratterizzato, da un lato, dalla transizione di significative categorie e quote di clienti finali dai regimi di tutela al mercato libero e, dall'altro, dal verificarsi di un'eccezionale crisi sui prezzi delle materie prime internazionali che inevitabilmente si riflette sui clienti finali.

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.

I primi risultati (provvisori) dell'analisi dei dati trasmessi dagli operatori, sia per la sola componente dei costi di approvvigionamento, sia per i prezzi finali al netto delle imposte, mostrano la consueta elevata variabilità nella spesa unitaria sostenuta dai clienti. Come si vede nella Tavola 3.26, che mostra le medie dei prezzi praticati ai clienti domestici suddivisi per classe di consumo annuo, i valori sono compresi tra i 273 €/MWh, riscontrabili per i clienti medio-grandi (consumi tra 5.000 e 15.000 kWh/anno), e i 590 €/MWh, relativi alla classe più piccola (0-1.000 kWh).

Il prezzo scende costantemente all'aumentare della dimensione dei clienti, fatta eccezione per l'ultima classe, la più elevata (consumi oltre 15.000 kWh/anno). Tale andamento risulta riconducibile

¹⁰² Approvato con la delibera 3 novembre 2011, ARG/com 151/11.

¹⁰³ L'Italia ha ottenuto una proroga per l'applicazione del Regolamento 2016/1952 sino al 2018.

¹⁰⁴ Con la delibera 6 dicembre 2022, 652/2022/E/com.

¹⁰⁵ Delibera 21 dicembre 2021, 592/2021/R/com.

a quello del costo di approvvigionamento che, come sempre, diminuisce continuamente al crescere del consumo *pro capite*, passando dai 401 €/MWh della classe più piccola ai 261 di quella tra 5 e 15 mila kWh/anno, per poi salire ai 281 €/MWh di quella più grande; tale inversione appare collegata alla maggiore frequenza e rapidità di aggiornamento dei prezzi applicati ai clienti più grandi alla dinamica dei mercati all'ingrosso nazionali ed esteri, che nel 2022 sono stati oggetto di aumenti molto elevati e sempre più intensi per quasi tutto l'anno. Ciò trova riscontro nel confronto con l'anno precedente, da cui emergono aumenti fortissimi, in particolare nella componente approvvigionamento, tanto maggiori quanto più elevata è la dimensione dei clienti: dal +73% per quelli più piccoli (fino a 1.000 kWh/anno) al +121% dei clienti più grandi (oltre 15.000 kWh/anno), il cui valore è quindi più che raddoppiato rispetto al 2021.

Tavola 3.26 Prezzi medi ai clienti domestici nel 2022

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	4.048	8.728	590,0	400,5
1.000-1.800 kWh	10.814	7.709	372,4	302,9
1.800-2.500 kWh	11.966	5.606	332,2	282,6
2.500-3.500 kWh	13.469	4.585	307,8	267,9
3.500-5.000 kWh	9.714	2.375	287,9	254,2
5.000-15.000 kWh	7.280	1.084	272,6	243,4
> 15.000 kWh	1.023	36	282,4	260,8
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	58.313	30.124	336,2	281,1

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Ovviamente nel prezzo totale, che comprende anche le altre componenti (tranne le imposte), si riscontrano aumenti più contenuti e compresi tra il 10% relativo ai clienti più piccoli (fino a 1000 kWh/anno) e il 72% di quelli più grandi (oltre 15.000 kWh/anno); tale differenziazione dipende, oltre che da quanto visto per la principale componente (approvvigionamento), dai provvedimenti adottati dal Governo e dell'Autorità per contenere gli aumenti nei prezzi finali, che hanno beneficiato in particolare i clienti con consumi più piccoli. A livello complessivo, ovvero per l'insieme di tutti i clienti domestici, si registra un aumento del 46% nel prezzo finale e del 99% nella componente approvvigionamento.

Nella Tavola 3.27 è riportata la disaggregazione dei prezzi tra mercato libero e servizio di maggior tutela. Per la prima volta dall'avvento della liberalizzazione delle forniture di energia elettrica ai clienti domestici, il mercato libero presenta valori notevolmente inferiori al servizio di maggior tutela, per effetto della predominanza dei contratti a prezzo bloccato nel mercato libero, che hanno contenuto o ritardato, almeno nell'immediato, gli effetti sui clienti finali degli enormi rialzi delle quotazioni nei mercati all'ingrosso evidenziati in precedenza. Così, nell'ambito della componente relativa ai costi di approvvigionamento, mentre il servizio di maggior tutela presenta mediamente un incremento del 161% rispetto all'anno precedente (2021), nel mercato libero l'incremento è limitato al 62%; conseguentemente il mercato libero nel 2022 presenta un valore della componente approvvigionamento mediamente inferiore del 39% alla maggior tutela, con differenziazioni tra le classi di consumo che sono comprese tra il -29% dei clienti più piccoli (consumi fino a 1.000 kWh/anno) e il -46% delle classi medio-grandi (tra 3.500 e 15.000 kWh/anno).

Risultati simili emergono dal confronto tra i due mercati in termini di prezzo finale (al netto delle imposte), che complessivamente nel mercato libero risulta inferiore del 30%, con le stesse

differenziazioni tra le classi riscontrate in precedenza: il differenziale è limitato al 21% per i clienti più piccoli (consumi fino a 1.000 kWh/anno), mentre raggiunge il 42% per le classi medio-grandi (tra 3.500 e 15.000 kWh/anno).

Tavola 3.27 Prezzi medi ai clienti domestici nel 2022 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	677,1	535,8	-20,9%	487,6	346,3	-29,0%
1.000-1.800 kWh	472,9	318,3	-32,7%	405,1	247,9	-38,8%
1.800-2.500 kWh	440,9	277,4	-37,1%	393,2	226,9	-42,3%
2.500-3.500 kWh	424,3	255,3	-39,8%	385,8	214,8	-44,3%
3.500-5.000 kWh	411,4	239,2	-41,9%	379,0	205,1	-45,9%
5.000-15.000 kWh	399,8	229,6	-42,6%	372,0	200,0	-46,2%
> 15.000 kWh	386,0	245,9	-36,3%	365,5	223,9	-38,7%
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	402,5	281,8	-30,0%	372,4	227,7	-38,9%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Per quanto riguarda i clienti non domestici, nella Tavola 3.28 sono riportati i dati relativi alle loro quantità e ai loro costi medi di approvvigionamento, distinti per livello di tensione. Rispetto all'anno precedente, si registra un lieve aumento nella quantità di energia venduta (+0,9%) e forti aumenti nei costi di approvvigionamento, tanto maggiori quanto più è elevato il livello di tensione: dal +108% dei clienti serviti in bassa tensione al +148% di quelli in alta e altissima tensione, mentre la variazione media complessiva è pari al 130%.

Tavola 3.28 Prezzi medi per i clienti non domestici nel 2022

LIVELLO DI TENSIONE	QUANTITÀ DI ENERGIA (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	PREZZO MEDIO AL NETTO DELLE IMPOSTE (€/MWh)	DI CUI: COSTI DI APPROVVIGIONA- MENTO (€/MWh)
Bassa tensione	70.410	6.995,6	289,3	328,6
Media tensione	98.188	0,7	266,8	290,6
Alta e altissima tensione	25.333	1,1	274,5	282,0
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	193.931	6.997,4	276,0	303,3

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nella Tavola 3.29, infine, è riportata la disaggregazione dei clienti non domestici in bassa tensione per tipo di mercato.

Il mercato libero presenta la componente di approvvigionamento più bassa, che risulta inferiore sia alla maggior tutela (-34%) che, in misura più contenuta (-24%), al servizio a tutele graduali, che beneficia degli effetti competitivi delle procedure concorsuali svolte per l'aggiudicazione di tale servizio. La convenienza rispetto alla maggior tutela dipende dal più elevato adeguamento di quest'ultima ai forti incrementi dei prezzi all'ingrosso: essa presenta infatti un costo di approvvigionamento aumentato del 149% rispetto al 2021, mentre nel mercato libero l'incremento è limitato al 104%, grazie alla presenza in quest'ultimo di formulazioni contrattuali a prezzo fisso.

Tavola 3.29 Prezzi medi per i clienti non domestici in bassa tensione nel 2022, 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	3.485	1.558,9	419,4	495,6
Tutele graduali	2.303	136,2	362,9	399,3
Salvaguardia	1.497	83,4	367,2	394,2
Mercato libero	63.126	5.217,1	277,6	315,3
CLIENTI NON DOMESTICI IN BT	70.410	6.995,6	289,3	328,6

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La Tavola 3.30 riporta il valore dei costi di approvvigionamento suddividendo i clienti elettrici per tipo di tariffazione oraria ed escludendo il mercato della salvaguardia, mentre la tavola successiva mostra 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* risultano più convenienti rispetto all'acquisto di elettricità con un contratto specifico.

Tavola 3.30 Prezzi medi nel 2022 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	26.980	13.277	265,9	214,2
Bioraria	27.061	14.779	393,3	338,7
Multioraria	4.271	2.068	419,1	344,1
Clienti domestici	58.313	30.124	336,2	339,4
Monoraria	28.405	1.673	318,1	285,6
Bioraria	47.538	1.010	263,2	238,2
Multioraria	113.145	4.331	369,2	283,9
Clienti non domestici^(A)	189.088	7.014	334,9	277,7

(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 3.31 Prezzi nel mercato libero per i clienti con contratto *dual fuel* nel 2022

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)
Clienti domestici				
< 1.000 kWh	140	234	476,1	331,9
1.000-1.800 kWh	510	358	309,5	248,8
1.800-2.500 kWh	606	282	265,3	221,2
2.500-3.500 kWh	687	232	240,0	204,0
3.500-5.000 kWh	454	111	225,3	194,5
5.000-15.000 kWh	270	41	219,7	191,6
> 15.000 kWh	24	1	233,5	209,6
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	2.690	1.259	266,6	220,2
Bassa tensione	961	59	255,4	226,9
Media tensione	984	0,9	115,9	107,8
Alta e altissima tensione	13	0,01	174,0	156,4
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	1.958	60	184,8	166,6

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

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

Il 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)¹⁰⁶ 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 2021**¹⁰⁷, 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 2021 analizza i dati raccolti in materia di:

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

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

¹⁰⁶ Adottato con la delibera 7 novembre 2011, ARG/com 151/11.

¹⁰⁷ Rapporto 11 ottobre 2022, 490/2022/l/com (Rapporto 2021).

concorrenzialità raggiunte tra i vari segmenti di clientela.

I risultati dell'attività di monitoraggio *retail* per l'anno 2021, in primo luogo, confermano per i clienti altri usi in media tensione del settore elettrico l'assenza di specifiche criticità rilevanti. La concentrazione si riduce rispetto ai già non elevati valori rilevati in precedenza. La dinamicità dei clienti è sostenuta. Pertanto, per tale anno il funzionamento del mercato, per i clienti MT altri usi, non richiede 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 in merito 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 i miglioramenti emersi, permangono nel 2021 le criticità che storicamente caratterizzano tali segmenti. Queste suggeriscono maggiore attenzione nel processo di accompagnamento, anche regolatorio, alla completa liberalizzazione del mercato. In dettaglio, attenzione va posta in primo luogo agli alti livelli di concentrazione, al permanere del vantaggio competitivo in capo agli esercenti i servizi di tutela e a un non ancora sufficiente livello di capacità del cliente "medio" di tali tipologie 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, devono essere tenuti in opportuna considerazione nel percorso di completa liberalizzazione previsto dalla legge n. 124/2017, che prevede la rimozione dei regimi di tutela. Ciò al fine di evitare che nel prossimo contesto di totale liberalizzazione i clienti non riescano a cogliere completamente l'occasione di beneficiare di tutte le opportunità offerte dal mercato libero.

In aggiunta al Rapporto annuale di monitoraggio *retail*, l'Autorità è tenuta per legge¹⁰⁸ 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), con particolare riguardo ai seguenti aspetti:

- azioni di cambio di fornitore, a livello nazionale e regionale;
- evoluzione del comportamento dei clienti finali, con l'esposizione dei risultati della nuova indagine demoscopica svoltasi tra febbraio e aprile 2022, indirizzata ai clienti domestici e non domestici a livello nazionale, finalizzata a rilevare e misurare i comportamenti, le percezioni e le scelte dei medesimi clienti finali nel mercato liberalizzato dell'energia elettrica e del gas;
- andamento dei prezzi offerti ai clienti finali, con l'analisi delle offerte disponibili sul Portale Offerte, la spesa annua che alcuni clienti tipo otterrebbero consultando il Portale Offerte in ciascun mese dell'anno, nonché approfondimenti effettuati su un campione di clienti usciti dal servizio di maggior tutela tra luglio 2020 e dicembre 2022;
- 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

¹⁰⁸ 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".

SII;

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

Tale rapporto deve essere elaborato e trasmesso ogni sei mesi al Ministro per la transizione ecologica e alle Commissioni parlamentari competenti ogni sei mesi a decorrere dal 1° luglio 2021 e fino al 31 dicembre 2022. Il 27 luglio 2021, il 1° febbraio 2022 e il 31 gennaio 2023, l'Autorità ha inviato i primi tre rapporti¹⁰⁹ 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 al servizio di tutela nel settore del gas naturale, domestici e condominio uso domestico con consumo fino a 200.000 S(m³)/anno.

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)¹¹⁰, 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 mancato rispetto degli standard **generali** di qualità 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.

¹⁰⁹ Rapporto 327/2021/I/com, Rapporto 37/2022/I/com e Rapporto 30/2023/I/com.

¹¹⁰ Allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com.

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.

Tavola 3.32 Standard per il servizio di vendita di elettricità e tempi medi effettivi nel 2022

PRESTAZIONI	STANDARD SPECIFICI (giorni solari)	STANDARD GENERALI (%)	TEMPI MEDI EFFETTIVI (giorni solari)
Tempo massimo di risposta motivata ai reclami scritti	30	-	18,84
Tempo massimo di rettifiche di fatturazione	60 o 90 ^(A)	-	19,22
Tempo massimo di rettifiche di doppia fatturazione	20	-	22,26
Risposte a richieste scritte di informazioni inviate entro il tempo massimo di 30 giorni solari	-	95%	8,4

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

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dichiarati dagli operatori.

Per il 2022 hanno comunicato i dati relativi alla qualità commerciale dei servizi di vendita nel settore dell'energia elettrica 539 imprese, che hanno dichiarato di servire, nel complesso, 32,8 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 2022, risultano inferiori ai rispettivi standard fissati, mentre per le rettifiche di doppia fatturazione, contenute comunque in qualche centinaio di prestazioni, i tempi effettivi risultano leggermente superiori agli standard (Tavola 3.32).

Nel complesso, le imprese che hanno servito clienti del settore elettrico hanno ricevuto un totale di 337.863 reclami scritti, in aumento rispetto all'anno precedente (16,9%) (Tavola 3.33); il 69,6% dei reclami è stato inoltrato da clienti domestici, il 22% da clienti non domestici, il 7,3% da clienti multisito e l'1,1% dai clienti in media tensione; il 69,94% dei reclami proviene da clienti del mercato libero, il 22,8% da clienti del mercato tutelato.

Le richieste di informazione ricevute dalle imprese ammontano a 313.144, in aumento del 37,2% rispetto all'anno precedente. La maggioranza delle richieste (75,6%) proviene da clienti domestici, il 16,5% da clienti non domestici. Il 77,6% delle richieste di informazioni proviene da clienti del mercato libero e, in particolare, dai clienti domestici (62%), mentre i clienti del mercato tutelato rappresentano una quota pari al 15,1%. I clienti multisito contribuiscono al totale delle richieste di informazioni per il 7,3%.

Le rettifiche di fatturazione sono risultate complessivamente 10.567, in aumento del 34,4% rispetto all'anno precedente. Le rettifiche, che fanno seguito a reclami scritti su fatture già pagate di cui si contesta il contenuto, hanno riguardato prevalentemente il segmento dei clienti domestici nel mercato libero (59%), seguiti dai clienti non domestici del mercato libero (25%). Una quota pari all'11,9% delle rettifiche ha interessato i clienti multisito e il 2,1% il segmento dei clienti domestici in tutela. Infine, l'1,6% delle rettifiche ha interessato i clienti in media tensione e solo lo 0,4% 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 713, in diminuzione rispetto all'anno precedente del 17%. Le rettifiche hanno interessato, nel 71,8% dei casi, i clienti domestici e non domestici del mercato libero (rispettivamente

il 54% e il 17,8%); i clienti multisito hanno totalizzato il 17,1%. Infine, la quota delle rettifiche di fatturazione dei clienti domestici in tutela è risultata dell'8,7%, mentre quella dei clienti non domestici in tutela è stata pari all'1,5%.

Tavola 3.33 Reclami, richieste di informazione e rettifiche di fatturazione ricevute dai venditori di energia elettrica

	2018	2019	2020	2021	2022
Numero di reclami	284.507	304.118	297.341	289.035	337.863
Numero di richieste di informazione	147.167	207.399	193.960	228.171	313.144
Numero di rettifiche di fatturazione	9.245	9.973	8.053	7.862	10.567
Numero di rettifiche di doppia fatturazione	2.191	2.058	967	859	713

Fonte: ARERA elaborazione su dati dichiarati dagli operatori.

L'analisi delle ragioni di mancato rispetto delle prestazioni soggette a standard evidenza come nel 97,2% dei casi il mancato rispetto sia da attribuire a cause dipendenti dalla responsabilità dell'impresa, nel 2,6% a cause di terzi (cliente, altre aziende) e nello 0,2% a cause di forza maggiore. Considerando, invece, il numero di indennizzi automatici maturati per mancato rispetto degli standard specifici da parte dei venditori elettrici (27.399), si osserva che il 96,9% è connesso al mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti, il 2,5% alle rettifiche di fatturazione e solo lo 0,7% alle rettifiche di doppia fatturazione. Il 72,5% ha riguardato i clienti domestici e non domestici del mercato libero, il 18,1% i clienti del mercato tutelato, il 7,9% i clienti multisito e l'1,4% i clienti in media tensione.

Una situazione del tutto simile si evidenzia per gli indennizzi effettivamente erogati in termini di importi, anch'essi più concentrati nel mercato libero: nel 2022 sono stati erogati in bolletta ai clienti elettrici indennizzi automatici per circa 1,1 milioni di euro. I clienti del mercato libero risultano essere i destinatari del 73,8% del totale degli indennizzi corrisposti, i clienti del mercato tutelato hanno beneficiato del 16,7% degli indennizzi, mentre i clienti multisito e i clienti in media tensione sono stati destinatari, rispettivamente, dell'8,1% e dell'1,4% degli indennizzi.

Gli argomenti dei reclami di diretta responsabilità dei venditori che i clienti hanno inoltrato alle aziende per il 36,6% dei casi hanno riguardato la fatturazione e tutto ciò che concerne i consumi e i corrispettivi fatturati, l'autolettura, la periodicità di fatturazione, inclusa la fattura di chiusura, l'effettuazione di pagamenti e rimborsi; per il 17,8% argomenti relativi al mercato, quali le modalità di conclusione dei nuovi contratti, le tempistiche dello *switching* e le condizioni economiche proposte dal venditore in sede di offerta rispetto a quelle previste nel contratto ed effettivamente applicate; per il 16,1% le vicende relative al perfezionamento del contratto e ai suoi costi, quali il recesso, il cambio d'intestazione, la voltura e il subentro.

I temi oggetto delle richieste di informazioni scritte che i clienti hanno inoltrato alle aziende, hanno riguardato per il 42,4% dei casi la fatturazione e tutto ciò che concerne i consumi e i corrispettivi fatturati; per il 18,5% le vicende del contratto; per il 10,4%, argomenti relativi al mercato. Il 5,4% delle richieste di informazioni ha avuto come oggetto problematiche relative alla le connessioni, lavori e qualità tecnica, il 4,3% il bonus sociale, il 4% la morosità e la sospensione, l'1,6% la qualità commerciale, l'1,1% la misura, l'11,7% altri argomenti residuali non riconducibili alle categorie precedenti. Lo 0,6% delle richieste di informazioni ha riguardato richieste non rientranti negli argomenti di competenza dei venditori.

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

Misure straordinarie per l'aumento dei prezzi delle materie prime

Alla fine del 2021, in attuazione della legge n. 30 dicembre 2021, n. 234 (legge di bilancio 2022), l'Autorità ha definito¹¹¹ le modalità per la rateizzazione degli importi relativi alle fatture emesse nel periodo compreso tra il 1° gennaio 2022 e il 30 aprile 2022 che tutti i venditori (sia dei servizi di tutela sia del mercato libero) dovevano offrire ai clienti domestici di energia elettrica e gas naturale che risultino inadempienti al pagamento delle fatture emesse in tale periodo.

Nel maggio 2022, tali disposizioni sono state prorogate¹¹². Per effetto della proroga è stato esteso fino al 30 giugno 2022, l'obbligo per i venditori di offrire al cliente finale inadempiente, prima di eseguire le procedure di sospensione della fornitura di energia elettrica e gas naturale, un piano di rateizzazione senza applicazione di interessi, che prevedesse:

- una periodicità di rateizzazione pari a quella della fatturazione ordinariamente applicata al cliente finale, con un numero di rate non superiore a 10 e ciascuna di valore non inferiore a 50 euro;
- una prima rata di valore pari al 50% dell'importo oggetto del piano di rateizzazione e quelle successive di ammontare costante.

Inoltre, era prevista la facoltà, per il venditore, di negoziare un diverso accordo, per meglio rispondere alle esigenze del cliente, nei limiti di quanto previsto dalla legge di bilancio 2022.

La delibera prorogata, inoltre, definiva le modalità per l'erogazione da parte della Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) ai venditori dell'anticipo degli importi oggetto di rateizzazione, nonché le modalità e le tempistiche per la restituzione alla CSEA, da parte dei venditori, degli importi ricevuti (la legge di bilancio 2022 ha fissato il versamento di almeno il 70% degli importi anticipati entro il 31 dicembre 2022 e la quota restante entro il 31 dicembre 2023). Per effetto della proroga, tali disposizioni sono state estese sino al 30 giugno 2022.

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.

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

¹¹¹ Con la delibera 30 dicembre 2021, 636/2021/R/com.

¹¹² Con la delibera 31 maggio 2022, 241/2022/R/com.

illustrare le modalità applicative dei provvedimenti, in particolare di nuova emanazione.

Nel 2022 l'attività di controllo si è svolta attraverso:

- controlli documentali, in particolare relativi al controllo dei costi da riconoscere in tariffa, al rispetto della regolazione da parte delle imprese di vendita al dettaglio di energia elettrica e gas, alla verifica delle disposizioni relative alle procedure di *fuel mix disclosure* (quest'ultima in avalimento 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 la continuità e la sicurezza del servizio, la tutela dei consumatori, il corretto funzionamento dei mercati e il controllo degli incentivi erogati e delle voci di costo riconosciute o da riconoscere in tariffa.

Nel 2022 sono stati completati i controlli stabiliti¹¹³ nel **programma di verifiche documentali nei confronti di 30 venditori di energia elettrica e/o di gas nel mercato libero**, sul rispetto dei principali adempimenti regolatori connessi allo svolgimento di tali attività. I controlli hanno avuto a oggetto, tra l'altro, gli obblighi di pubblicazione sul Portale Offerte delle offerte PLACET, la trasparenza dei documenti di fatturazione, la gestione dei reclami, la pubblicazione dei dati relativi alla composizione media delle fonti di energia utilizzate per la produzione dell'energia elettrica venduta (*fuel mix disclosure*) e le agevolazioni tariffarie concesse ai soggetti energivori.

In esito a tali controlli sono state registrate significative criticità nell'applicazione della regolazione in diversi ambiti, tra i quali in particolare quello dei documenti di fatturazione e quello della determinazione del *fuel mix*. Nel mese di marzo 2022 è stata inviata alle imprese una comunicazione formale degli Uffici e in esito a tale comunicazione e dopo ulteriori solleciti le imprese hanno superato le criticità, fornendo documentazione di riscontro. Nei confronti di una società che risultava non pienamente conforme è stata disposta l'effettuazione di una verifica ispettiva che si è svolta a dicembre 2022 e i cui esiti sono in fase di valutazione.

Nel corso del 2022 si sono conclusi i **controlli¹¹⁴ sui dati dichiarati dalle imprese energivore alla Cassa per i servizi energetici e ambientali**, per l'ottenimento, per gli anni 2019 e 2020, delle agevolazioni previste dal decreto del Ministero dello sviluppo economico 21 dicembre 2017; le suddette agevolazioni constano di una partita economica rilevante (1,9 miliardi di euro per il 2019 e 1,7 miliardi di euro per il 2020) il cui onere ricade su tutti gli altri clienti, inclusi quelli domestici. È risultato che nessuna delle 500 imprese controllate che beneficiano di uno sconto della componente A_{SOS} in bolletta ha commesso errori significativi nella dichiarazione dei dati, mentre delle 250 imprese controllate che beneficiano dell'azzeramento della componente A_{SOS} in bolletta, circa il 9% (22 imprese) ha goduto indebitamente di agevolazioni per gli anni 2019 e/o 2020, in via di recupero attraverso la rettifica dei dati da parte di CSEA.

Nel mese di luglio 2022 è stata effettuata una verifica ispettiva¹¹⁵, nei confronti di una impresa di vendita in materia di *switching* a seguito di risoluzione del contratto di dispacciamento da parte del gestore della trasmissione. L'esigenza della verifica ha origine in una segnalazione giunta all'Autorità che ha consentito di rilevare potenziali irregolarità negli *switching* effettuati da una società di vendita.

¹¹³ Con la delibera 22 giugno 2021, 258/2021/E/com.

¹¹⁴ Approvati con la delibera 16 giugno 2020, 216/2020/E/eel.

¹¹⁵ Ai sensi della delibera 24 maggio 2022, 222/2022/E/eel.

In particolare, sono stati richiesti numerosi *switching* c.d. veloci a seguito dell'avvenuta risoluzione del contratto di dispacciamento da parte di Terna nei confronti dell'utente del dispacciamento con cui la società di vendita era contrattualizzata; gli *switching* sono risultati anomali in quanto recavano una data di sottoscrizione del contratto antecedente alla risoluzione.

Nei casi di risoluzione dei contratti di dispacciamento e di trasporto per inadempimento dell'utente (del dispacciamento e del trasporto) si applicano le previsioni del Testo integrato morosità elettrica (TIMOE) che, a tutela della continuità della fornitura, dispone che in via automatica sia risolto il contratto di fornitura e il cliente, opportunamente informato, transiti contestualmente nei servizi di ultima istanza. Inoltre, in deroga al regime ordinario, lo *switching* verso un nuovo venditore nel mercato libero può avere decorrenza a partire da qualsiasi giorno del mese, al fine di consentire al cliente finale di potere uscire rapidamente dal servizio di ultima istanza.

In esito alla verifica ispettiva svolta presso la società di vendita, è stato rilevato che le numerose richieste di *switching*, presentate successivamente alla risoluzione contrattuale, per giunta recanti un'unica data di stipula dei contratti di fornitura con i clienti finali, non erano supportate dalla necessaria documentazione (per esempio, evidenza dei suddetti contratti stipulati alla data dichiarata). Pertanto, a dicembre 2022 è stato avviato nei confronti dell'impresa di vendita un procedimento sanzionatorio in materia di *switching* a seguito di risoluzione dei contratti di dispacciamento e trasporto, per accertare la violazione del TIMOE e delle delibere 14 ottobre 2015, 487/2015/R/eel (riforma dello *switching* elettrico), e 11 febbraio 2020, 37/2020/R/eel (disposizioni funzionali alla modifica del processo di risoluzione dei contratti di dispacciamento e trasporto e attivazione dei servizi di ultima istanza nel settore elettrico).

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

Nel 2022 sono stati avviati 2 procedimenti sanzionatori per violazione del divieto di sospensione della fornitura ai clienti finali non morosi. Segnatamente, 2 utenti del dispacciamento, a fronte dell'inadempimento della propria controparte commerciale, hanno chiesto ai distributori il distacco della fornitura di clienti finali non morosi in modo da indurre la controparte commerciale ad adempiere alle proprie obbligazioni; ciò in violazione dell'esplicito divieto posto dalla regolazione al fine di limitare il distacco della fornitura ai soli casi di morosità del cliente finale, mettendo al riparo quest'ultimo dalle controversie che possono insorgere tra controparte commerciale e utente del dispacciamento. In uno di tali procedimenti è stata altresì contestata la violazione delle disposizioni in materia di costituzione in mora del cliente finale. Uno dei due procedimenti è stato chiuso nel corso del 2022 con l'irrogazione di una sanzione pari a 163.000 euro. È stato altresì chiuso, con l'irrogazione di una sanzione amministrativa pecuniaria di 1.470.000 euro, un procedimento avviato nel 2021 per analoga violazione.

Infine, è stato avviato un procedimento per violazione dell'obbligo partecipativo alle procedure conciliative dell'Autorità, chiuso con irrogazione di una sanzione pari a 8.400 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 graduati.

Per la consistenza di tali strumenti si rimanda al capitolo 5, par. 5.1.5.

Cambio di fornitore in 24 ore nel settore elettrico

Il *Clean Energy Package* ha posto il consumatore di energia al centro del mercato, tra le altre cose, rafforzando il suo diritto di esercizio della libera scelta del fornitore, con un deciso accorciamento dei tempi di *switching* al fine di permettergli di cogliere le opportunità di offerte commerciali più vantaggiose presenti sul mercato. Garantire il funzionamento efficiente del mercato è un obiettivo primario dell'Autorità e in tale ambito sono stati posti in consultazione¹¹⁶ i **primi orientamenti** delineati per la promozione di un funzionamento efficiente e partecipato dei mercati *retail*, attraverso la **riduzione delle tempistiche di cambio fornitore**. In particolare, nel documento posto in consultazione, dopo una breve disamina delle caratteristiche rilevanti delle attuali modalità di gestione del processo di cambio fornitore e del servizio di *pre-check* a esso finalizzato, sono illustrati i primi orientamenti dell'Autorità in relazione agli aspetti di innovazione che si intendono apportare al processo di *switching*, con la finalità di adeguarlo al contesto evoluto del mercato *retail* dell'energia e al fine di assicurare il raggiungimento dell'obiettivo di eseguire il processo di cambio fornitore in "24 ore", al più tardi a far data dal 1° gennaio 2026, come previsto dal decreto legislativo n. 210/2021.

¹¹⁶ Documento per la consultazione 705/2022/R/eel.

4 IL MERCATO DEL GAS NATURALE

4.1 Regolamentazione delle infrastrutture

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

Tariffe e accesso agli impianti di rigassificazione GNL

Nel novembre 2019 l'Autorità ha approvato¹¹⁷ i criteri di Regolazione tariffaria per il servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto (RTRG) per il periodo di regolazione 2020-2023 (5PR GNL).

Nel giugno 2022 l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di rigassificazione ai sensi della RTRG 5PR GNL, ha approvato¹¹⁸ 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, disponendo altresì il nulla osta all'erogazione delle spettanze del fattore di copertura dei ricavi relative all'anno 2021. Nel luglio 2022 l'Autorità ha avviato¹¹⁹ 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), che inizia il 1° gennaio 2024.

In materia di accesso, la disciplina vigente, contenuta nel Testo Integrato Rigassificazione (TIRG), è stata definita¹²⁰ nel settembre 2017, con l'introduzione di criteri di mercato, basati su procedure ad asta, per l'allocatione 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 marzo 2022 l'Autorità ha disposto¹²¹ che alle capacità di rigassificazione conferite, ed effettivamente utilizzate, con consegna del GNL prevista entro la fine dell'anno termico 2021-2022, siano estese le disposizioni¹²² del dicembre 2021, con cui era stato stabilito che i corrispettivi per il conferimento delle capacità di trasporto applicati alle imprese di rigassificazione e da queste ai propri utenti fossero posti pari a zero.

Nell'aprile 2022 l'Autorità ha adottato¹²³ misure urgenti finalizzate a incrementare le disponibilità di gas nel sistema rendendo più flessibili le procedure di allocatione della capacità di rigassificazione, consentendo, in particolare, l'estensione all'anno termico 2023-2024 dei potenziali benefici connessi a progetti di importazione previsti dal TIRG, nonché la possibilità per i gestori dei terminali di rigassificazione di effettuare procedure di conferimento della capacità per prodotti annuali, anche anticipando il termine fissato dal TIRG per il mese di luglio.

¹¹⁷ Delibera 19 novembre 2019, 474/2019/R/gas.

¹¹⁸ Delibera 28 giugno 2022, 278/2022/R/gas.

¹¹⁹ Delibera 27 luglio 2022, 356/2022/R/gas.

¹²⁰ Delibera 28 settembre 2017, 660/2017/R/gas.

¹²¹ Delibera 8 marzo 2022, 97/2022/R/gas.

¹²² Delibera 28 dicembre 2021, 632/2021/R/gas.

¹²³ Delibera 27 aprile 2022, 190/2022/R/gas.

Nel maggio 2022 l'Autorità ha aggiornato¹²⁴ i parametri di calcolo per la determinazione dei prezzi di riserva nelle procedure di allocazione della capacità di rigassificazione annuali e pluriannuali.

Tariffe e accesso al servizio di stoccaggio

Nell'ottobre 2019 l'Autorità ha definito¹²⁵ i criteri di Regolazione tariffaria per il servizio di stoccaggio del gas naturale (RTSG) per il quinto periodo di regolazione (5PRS) 2020-2025.

Nell'agosto 2021 l'Autorità ha approvato¹²⁶ i ricavi di riferimento per il servizio di stoccaggio del gas naturale relativi all'anno 2022. 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 2022-2023, 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^{CS}, applicato alle quantità di gas trasportato¹²⁷.

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 2019¹²⁸. 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 2022 Stogit e Edison Stoccaggio hanno effettuato le aste per l'anno termico 1 aprile 2022 – 31 marzo 2023. Rispetto all'anno precedente, vi è stato un fortissimo calo nella capacità conferita su base d'asta, più che dimezzata (-58%) e un tracollo nei corrispettivi (prezzi medi di assegnazione), passati dai 0,93 €/MWh del 2021 agli 0,15 €/MWh del 2022 (-84%). Tali variazioni indicano una forte riduzione dell'interesse degli operatori per il servizio nel 2022, determinata dall'impennata delle quotazioni nei mercati all'ingrosso del gas in seguito all'insorgere del conflitto Russo-Ucraino, quotazioni peraltro già elevate in precedenza per effetto del forte incremento della domanda di gas verificatosi con la ripresa delle attività economiche dopo il contenimento degli effetti della pandemia. Al riguardo, non sono risultate sufficienti le disposizioni adottate dal Governo¹²⁹ e dall'Autorità¹³⁰ nei mesi di marzo e aprile 2022 per incentivare gli operatori alla partecipazione alle aste, anche attraverso l'introduzione di nuove tipologie contrattuali ("contratti per differenze a due vie") finalizzate alla copertura del rischio che il prezzo del gas acquistato in fase d'asta fosse superiore a quello di vendita del gas stesso

¹²⁴ Delibera 31 maggio 2022, 240/2022/R/gas.

¹²⁵ Delibera 23 ottobre 2019, 419/2019/R/gas.

¹²⁶ Delibera 3 agosto 2021, 346/2021/R/gas.

¹²⁷ Delibera 20 ottobre 2020, 396/2020/R/gas.

¹²⁸ Delibera 26 febbraio 2019, 67/2019/R/gas.

¹²⁹ Decreti del 14 marzo e del 1° aprile 2022 del Ministro per la Transizione Ecologica.

¹³⁰ Delibere 15 marzo 2022, 110/2022/R/gas, 8 aprile 2022, 165/2022/R/gas e 27 aprile 2022, 189/2022/R/gas.

durante il periodo invernale.

Per ovviare a tale situazione, in presenza dell'ulteriore aumento della volatilità dei prezzi e della prospettiva del perdurare del conflitto bellico con il conseguente rischio di non completare il riempimento degli stoccaggi con cui far fronte ai fabbisogni dell'inverno 2022-2023, il Ministro dell'Ambiente e della Transizione Ecologica ha adottato nuove disposizioni in materia di sicurezza del sistema nazionale del gas. In particolare, è stato affidato a Snam Rete Gas¹³¹ e al Gestore dei Servizi Energetici¹³² il compito di accelerare il riempimento degli stoccaggi nazionali attraverso il c.d. "servizio di riempimento degli stoccaggi di ultima istanza" (STUI). L'attuazione di tale iniziativa, secondo le modalità definite¹³³ dall'Autorità, ha compensato i quantitativi di gas non acquisiti in precedenza dalle imprese in fase d'asta e ha quindi consentito di raggiungere alla fine di ottobre un grado di riempimento complessivo dei campi di stoccaggio superiore al 95%.

Tariffe per il servizio di trasporto del gas

Nel marzo 2019 l'Autorità ha definito¹³⁴ i criteri di Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale (RTTG) per il periodo 2020-2023 (quinto periodo di regolazione – 5PRT). I nuovi criteri, che danno attuazione al regolamento (UE) 460/2017 in materia di armonizzazione delle strutture tariffarie per il trasporto del gas (c.d. Codice TAR), sono stati pubblicati in esito a un ampio processo di consultazione pubblica, e tengono conto di quanto segnalato da ACER nel *report "Analysis of the consultation document on the gas transmission tariff structure for Italy"*, rilasciato il 14 febbraio 2019, in coerenza con le previsioni del Codice TAR, sugli orientamenti finali in materia di metodologia dei prezzi di riferimento e dei criteri di allocazione dei costi, sottoposti a consultazione nell'ottobre 2018¹³⁵.

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

- il superamento della determinazione dei corrispettivi secondo la metodologia cosiddetta a matrice, in favore della metodologia della distanza ponderata per la capacità (c.d. *Capacity-Weighted Distance* – CWD), individuata come metodologia di riferimento nell'ambito del Codice TAR;
- l'eliminazione del corrispettivo "a francobollo" applicato ai punti di riconsegna sul territorio nazionale a copertura dei costi di trasporto regionale, essendo i costi del trasporto del gas sulle reti regionali inclusi nell'ambito dei costi da recuperare mediante le tariffe di entrata e uscita definite attraverso la metodologia tariffaria; tale inclusione comporta, inoltre, il superamento dei conferimenti di capacità presso punti di uscita della rete nazionale verso le aree di prelievo.

Nel maggio 2022 l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di

¹³¹ Decreto ministeriale n. 253 del 22 giugno 2022, c.d. "decreto SNAM".

¹³² Decreto ministeriale n. 287 del 20 luglio 2022, c.d. "decreto GSE".

¹³³ Delibera 24 giugno 2022, 274/2022/R/gas.

¹³⁴ Delibera 28 marzo 2019, 114/2019/R/gas.

¹³⁵ Documento per la consultazione 16 ottobre 2018, 512/2018/R/gas.

trasporto ai sensi della RTTG 5PRT, ha approvato¹³⁶ i ricavi di riferimento e determinato i corrispettivi tariffari per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per l'anno 2023.

Nel medesimo mese l'Autorità ha posto in consultazione¹³⁷ le principali linee di intervento per la riforma della regolazione tariffaria del trasporto gas per il sesto periodo (6PRT, 2024-2027), illustrando gli orientamenti in materia di determinazione dei ricavi riconosciuti, in particolare per il primo anno del periodo (2024) nell'ottica della transizione verso l'approccio ROSS (Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio), nonché della determinazione dei prezzi di riferimento del servizio di trasporto del gas naturale. Nell'ottobre 2022 l'Autorità ha poi illustrato¹³⁸ gli orientamenti finali in materia di determinazione dei ricavi e dei prezzi di riferimento del servizio di trasporto e misura del per il sesto periodo (6PRT).

Parallelamente, tra dicembre 2021 e luglio 2022, l'Autorità ha illustrato¹³⁹ gli orientamenti sui criteri di incentivazione ed efficientamento dell'esercizio e dello sviluppo della rete di trasporto del gas naturale per il 6PRT, in particolare in materia di incentivi al mantenimento in esercizio delle reti completamente ammortizzate, i criteri di efficienza per lo sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione e gli incentivi al funzionamento delle centrali di compressione *dual fuel*.

Nel maggio 2022 l'Autorità ha inoltre dato mandato a Snam Rete Gas¹⁴⁰, in qualità di impresa maggiore di trasporto, di definire una metodologia per la valutazione dello stato di salute delle infrastrutture di trasporto, finalizzata a supportare le decisioni di sostituzione o mantenimento in esercizio delle infrastrutture. Nel dicembre 2022 l'Autorità, prendendo atto dell'avvenuta elaborazione della metodologia c.d. *asset health* da parte di Snam Rete Gas, ha definito¹⁴¹ il meccanismo di incentivazione al mantenimento in esercizio delle reti di trasporto del gas naturale completamente ammortizzate che, secondo gli esiti di tale metodologia, possono essere ancora esercite in sicurezza; l'applicazione di tale meccanismo decorre dal 2023.

Nel giugno 2022 l'Autorità ha avviato¹⁴² un procedimento per definire il quadro regolatorio applicabile alle infrastrutture individuate¹⁴³ come necessarie al *phase out* dell'utilizzo del carbone in Sardegna, con particolare riferimento ai servizi della c.d. *virtual pipeline*.

Accesso al servizio di trasporto del gas

Nell'aprile 2019 l'Autorità ha innovato¹⁴⁴ la consolidata disciplina in materia di accesso alle reti di

¹³⁶ Delibera 31 maggio 2022, 233/2022/R/gas.

¹³⁷ Documento per la consultazione 17 maggio 2022, 213/2022/R/gas.

¹³⁸ Documento per la consultazione 18 ottobre 2022, 502/2022/R/gas.

¹³⁹ Documenti per la consultazione 23 dicembre 2021, 616/2021/R/gas e 19 luglio 2022, 336/2022/R/gas.

¹⁴⁰ Delibera 3 maggio 2022, 195/2022/R/gas.

¹⁴¹ Delibera 27 dicembre 2022, 723/2022/R/gas.

¹⁴² Delibera 28 giugno 2022, 279/2022/R/com.

¹⁴³ DPCM 29 marzo 2022 in materia di opere e infrastrutture.

¹⁴⁴ Delibera 16 aprile 2019, 147/2019/R/gas.

trasporto¹⁴⁵, modificando il conferimento di capacità ai punti di uscita della rete di trasporto gas che alimentano 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 (UdB): il conferimento si perfeziona in modo automatico, nel momento in cui nel Registro Centrale del Sistema Informativo Integrato (SII) viene certificata la "relazione di corrispondenza" che definisce, per ciascun punto di riconsegna (PdR) presente nel contratto di distribuzione di un Utente della distribuzione (UdD), a quale Utente del Bilanciamento (UdB) debbano essere ricondotti i prelievi di gas presso quel punto di riconsegna (PdR). Le quantità di gas conferite sono determinate sulla base delle sole caratteristiche dei PdR serviti, ovvero il consumo annuo, il profilo di prelievo e la frequenza di misura.

Nel corso del 2021 l'Autorità ha apportato modifiche su altre parti della regolazione dell'accesso alle reti di trasporto, disponendo che:

- gli scostamenti presso i punti di entrata e uscita interconnessi con l'estero siano valutati nella stessa unità di misura impiegata per le nomine degli utenti (kWh)¹⁴⁶;
- per i conferimenti di capacità annua presso i punti interconnessi con paesi esteri diversi dalla Svizzera e dagli stati dell'Unione europea, ovvero i punti di Mazara del Vallo (collegamento con l'Algeria) e Gela (collegamento con la Libia), è stata introdotta la possibilità (a determinate condizioni) di presentare una richiesta di conferimento di capacità annua anche ad anno termico avviato secondo il criterio temporale del *first come first served* (FCFS)¹⁴⁷.

Nel novembre 2021 l'Autorità ha esposto¹⁴⁸ alcuni orientamenti sugli aspetti applicativi della disciplina dei conferimenti di capacità ai *city gate* introdotta nell'aprile 2019. Ulteriori approfondimenti in materia sono stati esposti¹⁴⁹ dall'Autorità nell'aprile 2022, in particolare su:

- modalità di trasferimento dei costi della capacità di trasporto nell'ambito delle condizioni economiche fornitura del servizio di tutela, proponendo l'adozione di un corrispettivo variabile unico, a livello nazionale, a copertura dei costi di trasporto per i PdR con minori consumi¹⁵⁰;
- nel caso di rilevazione giornaliera dei consumi, estensione ai PdR con categoria d'uso tecnologico e riscaldamento (T2) delle modalità di gestione dei PdR con categoria tecnologico (T1), ovvero che la capacità convenzionale di trasporto sia attribuita sulla base del prelievo giornaliero massimo rilevato nei dodici mesi precedenti anziché sulla base del consumo annuo e del profilo di prelievo attribuito;
- specifiche modalità di gestione dei prelievi che avvengono al di fuori del periodo di punta novembre-marzo, attribuendo loro un peso ridotto ai fini della determinazione della capacità di trasporto e tale da replicare una stima dell'ottimizzazione dei costi di capacità.

Nell'ambito della consultazione è stato anche prospettato il 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, nonché in considerazione delle ulteriori eventuali implementazioni informatiche necessarie. Dalla consultazione è emerso un generale consenso al rinvio, anche in considerazione del

¹⁴⁵ Delibera 17 luglio 2002, 137/02.

¹⁴⁶ Delibera 11 maggio 2021, 189/2021/R/gas.

¹⁴⁷ Delibera 27 luglio 2021, 324/2021/R/gas.

¹⁴⁸ Documento per la consultazione 16 novembre 2021, 502/2021/R/gas.

¹⁴⁹ Documento per la consultazione 5 aprile 2022, 157/2022/R/gas.

¹⁵⁰ Punti individuabili nelle tipologie di cui al comma 1.1, lettere q) e r), del TISG e al comma 4.1, lettere a) e b) del TIVG.

contesto di mercato vigente; pertanto, nel maggio 2022 l’Autorità ha rinviato¹⁵¹ ulteriormente l’avvio della riforma al 1° ottobre 2023.

Accesso alle reti del gas da parte degli impianti di produzione di biometano

Nell’aprile 2022 l’Autorità ha aggiornato¹⁵² le direttive attualmente in vigore per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale, introducendo migliori specificazioni per garantire la corretta quantificazione del biometano incentivato.

Nel settembre 2022 l’Autorità ha presentato¹⁵³ gli orientamenti per l’implementazione delle disposizioni dell’articolo 37 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 che recepisce la direttiva (UE) 2018/2001 in materia di connessioni degli impianti di biometano alle reti del gas. In particolare, sono stati illustrati:

- i criteri in base ai quali l’impresa principale di trasporto formula una procedura per l’integrazione delle informazioni e delle soluzioni atte a ottimizzare le connessioni degli impianti di biometano sulla rete del gas, comprese le reti di distribuzione (art. 37, comma 1);
- la semplificazione e l’aggiornamento delle disposizioni inerenti alle modalità e alle condizioni per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas, includendo anche altre tipologie di gas rinnovabili, compreso l’idrogeno, anche in miscela (art. 37, comma 2);
- le modifiche da apportare ad alcune disposizioni già adottate¹⁵⁴ dall’Autorità nel 2019, a seguito della pubblicazione del decreto del Ministero della transizione ecologica del 3 giugno 2022, che ha aggiornato la “Regola tecnica sulle caratteristiche chimico fisiche e sulla presenza di altri componenti nel gas combustibile”.

Tariffe per i servizi di distribuzione e misura

Nel dicembre 2019 è stata approvata¹⁵⁵ la nuova versione della Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione (RTDG) per il periodo di regolazione 2020-2025.

Nel corso del 2022, l’Autorità ha effettuato l’aggiornamento infra-periodo della regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il triennio 2023-2025. In particolare, nel mese di agosto l’Autorità ha avviato¹⁵⁶ l’aggiornamento della RTDG sui seguenti aspetti:

- in relazione al riconoscimento dei costi operativi, la valutazione degli eventuali effetti delle politiche ambientali sulla evoluzione del numero di punti di consumo (punti di riconsegna) e delle modalità di allocazione del rischio tra clienti finali e imprese;

¹⁵¹ Delibera 24 maggio 2022, 225/2022/R/gas.

¹⁵² Delibera 26 aprile 2022, 179/2022/R/gas.

¹⁵³ Documento per la consultazione 13 settembre 2022, 423/2022/R/gas.

¹⁵⁴ Sezione I dell’Allegato A alla delibera 29 gennaio 2019, 27/2019/R/gas.

¹⁵⁵ Delibera 27 dicembre 2016, 570/2019/R/gas.

¹⁵⁶ Delibera 30 agosto 2022, 406/2022/R/gas.

- l'adozione delle misure previste all'articolo 2, comma 8, del DPCM 29 marzo 2022, in materia di tariffe di distribuzione, relativamente alle reti di distribuzione ubicate sul territorio della Sardegna.
- con riferimento al servizio di misura, la valutazione dell'eventuale obiettivo per recuperi di efficienza nel triennio 2023-2025;
- la valutazione dell'adeguatezza dei costi standard per l'installazione degli *smart meter gas*, considerando altresì l'introduzione di forme di differenziazione di tale costo in relazione a eventuali funzionalità aggiuntive dei misuratori, rispetto ai requisiti funzionali minimi previsti dalle direttive per la messa in servizio di gruppi di misura del gas (direttive *smart meter gas*¹⁵⁷);
- definizione del livello del costo standard riconosciuto per le letture di *switch*;
- definizione dei valori da riconoscere in acconto per la copertura dei costi operativi connessi alle verifiche periodiche, previste dal decreto ministeriale 21 aprile 2017, n. 93, dei gruppi di misura di classe maggiore di G6 conformi ai requisiti delle direttive *smart meter gas*;
- definizione delle modalità di riconoscimento, secondo logiche parametriche, dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori;
- definizione delle modalità di riconoscimento del valore residuo degli *smart meter* dismessi anticipatamente nella prima fase del *roll out* dei piani di installazione prevista dalle direttive *smart meter gas* in coerenza con le indicazioni¹⁵⁸ del giugno 2022.

Nel settembre 2022 l'Autorità ha previsto¹⁵⁹ altresì il riesame delle modalità di riscossione delle componenti aggiuntive alle tariffe di distribuzione (GS, RE, RS, UG₁, UG₂ e UG₃).

Nel novembre 2022 sono stati illustrati¹⁶⁰ gli orientamenti dell'Autorità in relazione a tali tematiche, di seguito riassunti.

Con riferimento alla valutazione degli effetti delle politiche ambientali sulla dinamica dei punti di riconsegna, l'Autorità ha condotto un'analisi sull'andamento dei punti di riconsegna comunicati dalle imprese a partire per gli anni dal 2018 e il 2021. L'analisi ha evidenziato che, in linea generale, non sono emersi fenomeni generalizzati di riduzione dei punti di riconsegna, anche se, in alcune località tariffarie, vi sono state significative riduzioni nel numero di punti serviti. Sulla base di tali analisi, l'Autorità ha espresso l'orientamento di non modificare le modalità di allocazione dei costi tra imprese e clienti finali e confermare, per gli anni 2023-2025, i tassi di riduzione dei costi operativi riconosciuti e applicati negli anni 2020-2022, e di svolgere ulteriori analisi e approfondimenti in relazione alla dinamica dei punti di riconsegna, monitorandone l'andamento nel corso del tempo per valutare tempestivamente eventuali necessità di intervento e comunque in vista del successivo periodo di regolazione.

Con riferimento all'adozione delle misure contenute nel comma 2.8 del DPCM 29 marzo 2022 in materia di tariffe relative alle reti di distribuzione ubicate in Sardegna, l'Autorità ha prospettato di dare attuazione a quanto previsto da tale DPCM confermando l'applicazione in tale regione della specifica componente tariffaria negativa CE della tariffa obbligatoria, espressa in euro/punto di riconsegna, prevedendo che i relativi fabbisogni finanziari siano coperti dai meccanismi di perequazione, mediante la componente UG₁ della tariffa obbligatoria.

Con riferimento alla revisione delle tempistiche di esazione delle componenti tariffarie a copertura

¹⁵⁷ Delibera 631/2013/R/gas come successivamente modificata e integrata.

¹⁵⁸ Indicazioni riportate nelle motivazioni della delibera 21 giugno 2022, 269/2022/R/gas.

¹⁵⁹ Delibera 29 settembre 2022, 462/2022/R/com.

¹⁶⁰ Documento per la consultazione 15 novembre 2022, 571/2022/R/gas.

degli oneri di carattere generale del sistema gas, in analogia con quanto prospettato¹⁶¹ per le componenti aggiuntive alle tariffe di trasporto, l'Autorità ha prospettato una riduzione dell'intervallo temporale tra l'esazione delle suddette componenti da parte delle imprese di vendita e il corrispondente versamento a CSEA.

In relazione al servizio di misura del gas, l'Autorità ha prospettato:

- per i recuperi di efficienza nel triennio 2023-2025, la conferma degli obiettivi di recupero già fissati per triennio precedente (pari a 0%);
- con riferimento al costo standard riconosciuto per le letture di *switch*, di applicare, a partire dal 2023, un valore unitario del costo standard riconosciuto per ciascuna lettura di *switch* pari a 0,50 euro;
- ai fini della definizione dell'acconto per la copertura dei costi operativi connessi alle verifiche periodiche previste dal decreto ministeriale n. 93/2017, la conferma di meccanismi di acconto-conguaglio, riducendo nel contempo l'importo dell'acconto rispetto al periodo 2020-2022;
- per la copertura dei costi operativi e di capitale relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e ai concentratori, di definire un'unica componente $t(\text{telcon})_{t,c}$ applicata ai soli punti di riconsegna dotati di *smart meter*, determinata parametricamente, fissata a 1,30 euro/ $\text{pdr}_{\text{smart}}$;
- con riferimento al valore del costo standard per l'installazione degli *smart meter* per l'anno 2022, di confermare i valori previsti per l'anno 2021 e le relative modalità di applicazione, basate sulla media tra costo effettivamente sostenuto e costo standard, con pesi pari rispettivamente al 70% e al 30%;
- per gli *smart meter* installati a partire dall'anno 2023, di confermare il riconoscimento dei nuovi investimenti come media tra i costi effettivamente sostenuti e i costi standard, confermando altresì i pesi pari rispettivamente al 70% e al 30%;
- con riferimento ai misuratori di classe fino a G25, di fissare livelli dei costi standard inferiori rispetto a quelli fissati per l'anno 2021, mentre per i misuratori di classe superiore a G25, di confermare i valori dei costi standard attualmente previsti dalla RTDG;
- di prevedere che, a partire dagli investimenti effettuati nell'anno 2023, in caso di installazione di *smart meter* dotati di funzionalità utili a migliorare la sicurezza in presenza di eventi sismici, i costi di capitale comprensivi dei costi di installazione e messa in servizio siano riconosciuti sulla base del costo effettivo sostenuto dall'impresa, in misura superiore al costo standard, ma comunque entro un limite pari al costo standard decorrente dall'anno dati 2023, maggiorato di 30 euro, prevedendo altresì che tali maggiorazioni siano riconosciute limitatamente ai casi di installazione in località situate nei territori a più elevato rischio sismico;
- di prevedere che le imprese, che nel corso degli anni 2020-2022 abbiano proceduto a installare *smart meter* dotati di funzionalità utili a migliorare la sicurezza in presenza di eventi sismici in aree a elevato rischio sismico, possano presentare istanza ai fini del riconoscimento dei costi di capitale comprensivi dei costi di installazione e messa in servizio, ma comunque entro un limite posto pari al valore del costo standard previsto nel medesimo periodo, maggiorato di 30 euro;
- con riferimento alle modalità di riconoscimento del valore residuo degli *smart meter* dismessi anticipatamente nella prima fase del *roll out* (prevista dalle direttive *smart meter gas*), di riconoscere in tariffa il valore residuo degli *smart meter* di classe inferiore o uguale a G6 già dismessi o che saranno dismessi anticipatamente rispetto al termine della vita utile regolatoria, circoscrivendo tale intervento di riconoscimento agli *smart meter* entrati in esercizio negli anni dal 2012 al 2016.

¹⁶¹ Documento per la consultazione 17 maggio 2022, 213/2022/R/gas.

Nel dicembre 2022 è stata infine approvata¹⁶² la nuova versione della RTDG, la quale:

- con riferimento al riconoscimento dei costi operativi, ha confermato di non modificare le modalità di allocazione dei costi tra imprese e clienti finali e ha altresì confermato, per gli anni 2023-2025, i tassi di riduzione dei costi riconosciuti vigenti nel triennio precedente;
- al fine di mitigare le conseguenze derivanti dalla riduzione dei punti di riconsegna in singole località per effetto delle politiche di elettrificazione dei consumi o di transizione ad altri vettori energetici in termini di copertura dei costi operativi, ha previsto un meccanismo di aggiustamento basato su logiche di *trigger*, a partire dai ricavi di competenza del 2023;
- in relazione all'adozione delle misure previste dal comma 2.8, del DPCM 29 marzo 2022, in materia di tariffe di distribuzione della Sardegna, ha confermato l'orientamento espresso in consultazione;
- in merito alla revisione delle tempistiche di esazione del gettito relativo alle componenti tariffarie a copertura degli oneri di carattere generale del sistema gas, ha confermato gli orientamenti espressi in consultazione;
- ha adeguato le disposizioni della RTDG in accordo con quelle fissate dall'articolo 6 della legge 5 agosto 2022, n. 118, in materia di valorizzazione delle porzioni di rete nella titolarità dell'ente locale;
- con riferimento ai recuperi di efficienza per il servizio di misura, ha confermato quanto prospettato in consultazione, mantenendo gli stessi obiettivi di recupero già fissati per il triennio precedente, pari a 0%;
- in relazione alla definizione di un nuovo livello di costo standard riconosciuto per ciascuna lettura di *switch* da applicare nel triennio 2023-2025, tenuto conto delle osservazioni pervenute, ha modificato parzialmente l'impostazione ipotizzata in consultazione differenziando il corrispettivo per il riconoscimento dei costi delle letture di *switch* a seconda del tipo di misuratore installato; più in dettaglio, ha previsto un costo standard pari a 0,50 euro per le letture di *switch* relative a punti di riconsegna dotati di *smart meter* e confermato l'attuale livello di 5 euro per ciascuna lettura di *switch* nel caso di punti di riconsegna dotati di misuratore convenzionale;
- in relazione al riconoscimento dei costi di capitale per gli investimenti in *smart meter*:
 - con riferimento agli investimenti effettuati nel 2022, ha confermato quanto prospettato in consultazione;
 - con riferimento agli investimenti effettuati a partire dal 2023, in linea generale ha confermato il riconoscimento dei nuovi investimenti come media tra i costi effettivamente sostenuti e i costi standard, prevedendo altresì di confermare i pesi attualmente previsti, pari rispettivamente al 70% e al 30%;
- con riferimento al riconoscimento dei costi standard relativi all'installazione di *smart meter* dotati di funzionalità aggiuntive, ha stabilito di svolgere ulteriori approfondimenti in relazione ai profili concorrenziali oggetto di osservazioni nell'ambito della consultazione;
- con riferimento al tema del riconoscimento del valore residuo degli *smart meter* installati nella prima fase di *roll out* delle direttive *smart meter gas*, ha confermato l'orientamento espresso in consultazione, estendendo il riconoscimento del valore residuo agli *smart meter* dismessi anticipatamente fino all'anno 2018, purché tali dismissioni siano riferite ad apparati prodotti fino all'anno 2016.

¹⁶² Delibera 29 dicembre 2022, 737/2022/R/gas.

Nel dicembre 2022 sono state approvate¹⁶³ le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale per l'anno 2023.

Recepimento e attuazione delle manovre del Governo a sostegno dei consumatori gas

L'andamento fortemente rialzista dei prezzi all'ingrosso delle *commodities* energetiche, a livello sia internazionale sia nazionale, con particolare riferimento all'energia elettrica e al gas, che era iniziato nel 2021, si è accentuato nel 2022. Tale andamento ha avuto impatti straordinari sull'aggiornamento delle condizioni economiche del servizio di tutela dell'energia elettrica e del gas naturale, nonché effetti significativi anche sui prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale nel mercato libero.

Ciò ha indotto il Governo ad adottare, trimestre dopo trimestre, manovre di sostegno sia degli utenti del settore elettrico, sia di quelli del settore gas. L'Autorità ha, conseguentemente, adottato le delibere di recepimento e attuazione delle suddette manovre, per quanto di propria competenza, disponendo¹⁶⁴, per il settore del gas, l'annullamento per tutto il 2022 delle componenti tariffarie aggiuntive RE, RET, GS, GST, UG3 e UG3T.

Inoltre, per il settore del gas l'Autorità ha disposto¹⁶⁵, a partire dal 1° aprile 2022, di modificare l'elemento UG2c della componente aggiuntiva della tariffa di distribuzione UG2, applicando una componente di segno negativo (che rappresenta pertanto uno sconto di prezzo), agli scaglioni di consumo fino a 5.000 sm³/annui. Per il secondo trimestre 2022 tale disposizione è stata adottata autonomamente dall'Autorità. Per i trimestri successivi è tale misura è stata poi prevista e rafforzata dalle disposizioni dei decreti legge adottati dal Governo per il terzo e il quarto trimestre 2022.

Il mancato gettito delle componenti RE, RET, GS, GST, UG3, UG3T e la componente negativa UG2c (per gli ultimi due trimestri) è stato coperto dalle risorse messe a disposizione dalle disposizioni del Governo già ricordate precedentemente. In particolare:

- per l'annullamento delle componenti RE, RET, GS, GST e UG3 e UG3T nel I trimestre 2022, la legge di bilancio 2022 ha messo a disposizione 480 milioni di euro;
- per l'annullamento delle componenti RE, RET, GS, GST, UG3 e UG3T nel II trimestre 2022, il decreto legge n. 17/2022 ha messo a disposizione ulteriori 250 milioni di euro;
- per l'annullamento delle componenti RE, RET, GS, GST, UG3 e UG3T e per la conferma dell'aliquota negativa UG2c nel III trimestre 2022, il decreto legge n. 80/2022 ha messo a disposizione ulteriori 292 milioni di euro, prevedendo anche altri 240 milioni di euro per incrementare (in valore assoluto) la componente di segno negativo UG2c;
- per l'annullamento delle componenti RE, RET, GS, GST, UG3 e UG3T e la conferma del valore della componente di segno negativo UG2c del II trimestre nel III trimestre 2022, il decreto legge n. 115/2022 ha messo a disposizione ulteriori 1.820 milioni di euro.

¹⁶³ Delibera 29 dicembre 2022, 736/2022/R/gas.

¹⁶⁴ In dettaglio:

- per il I trimestre 2022, la delibera 635/2021/R/com, in attuazione di quanto previsto dalla legge di bilancio 2022;
- per il II trimestre 2022, la delibera 141/2022/R/com, in attuazione di quanto previsto dal decreto legge n. 17/2022;
- per il III trimestre 2022, la delibera 295/2022/R/com, in attuazione di quanto previsto dal decreto legge n. 80/2022;
- per il IV trimestre 2022, la delibera 462/2022/R/com, in attuazione di quanto previsto dal decreto legge n. 115/2022.

¹⁶⁵ Delibera 30 marzo 2022, 148/2022/R/gas.

La variabilità delle risorse richieste nei diversi trimestri è riconducibile per lo più alla forte stagionalità tipica del mercato del gas naturale, per cui l'annullamento delle componenti nei trimestri invernali ha ovviamente effetti più rilevanti – oltre che alla modifica dell'aliquota della componente negativa UG2c intervenuta nel terzo trimestre 2022.

Come richiesto dall'art. 2-bis del decreto legge n. 17/2022, nel maggio 2022 l'Autorità ha presentato¹⁶⁶ la rendicontazione dell'utilizzo delle risorse messe a disposizione dal bilancio dello Stato per l'anno 2021. La rendicontazione delle risorse messe a disposizione dal Governo nel corso del 2022, in termini di effettiva adeguatezza al fabbisogno economico degli interventi, potrà essere compiuta solo una volta che siano disponibili i dati di consuntivo 2022.

Come nel settore elettrico, le manovre del Governo nel 2022 hanno anche rafforzato il bonus sociale gas al fine di compensare le variazioni di spesa trimestrali dei clienti domestici beneficiari, disponendo, tra l'altro, un ampliamento della platea dei medesimi beneficiari a decorrere dal 1° aprile 2022 (elevazione della soglia ISEE a 12.000 euro). Per tale aspetto, si rimanda al Capitolo 5 del presente Rapporto.

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 nove: una che opera solo sulla rete nazionale, due sulla rete nazionale e regionale, sei 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 possiede il 92,8% delle reti. Il secondo operatore è Società Gasdotti Italia, che complessivamente gestisce 1.796 km di rete (il 5,1%), di cui 736 sulla rete nazionale. La società Retragas, del gruppo A2A, è la terza con una quota dell'1,2%, grazie ai suoi 423 km di rete regionale. I restanti sei operatori minori possiedono piccoli tratti di rete regionale.

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(m³) all'anno).

Il **gas naturale liquefatto** viene immesso nella rete nazionale di trasporto italiana attraverso

¹⁶⁶ Relazione 16 maggio 2022, 212/2022/I/com.

l'interconnessione con i terminali in funzione a Panigaglia (in Liguria), a Cavarzere (in Veneto) e a Livorno (in Toscana). L'impianto di Panigaglia, della società GNL Italia appartenente al gruppo Snam, ha una capacità di rigassificazione massima di 13 M(m³)/giorno e la massima quantità annua di gas che può immettere nella rete di trasporto è pari a 3,5 G(m³). Il terminale di Cavarzere è una struttura *off-shore* situata nel Mar Adriatico al largo di Rovigo con una capacità di rigassificazione annua di 8 G(m³) e di circa 26,4 M(m³)/giorno. L'80% della capacità di rigassificazione massima, cioè 21 M(m³)/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 anni¹⁶⁷, 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. Il terminale di Livorno, della società OLT Offshore LNG Toscana, deriva dalla conversione di una nave metaniera – la "Golar Frost" – in un Terminale galleggiante di rigassificazione ancorato a circa 22 km al largo della costa tra Livorno e Pisa. La sua massima capacità di rigassificazione giornaliera è di 15 M(m³)/giorno, quella annua è pari a 3,75 G(m³).

Lo **stoccaggio** di gas naturale è svolto in base a 15 concessioni possedute da cinque imprese: Stogit, Edison Stoccaggio, Ital Gas Storage, Geogastock, Blugas Infrastrutture. Tutti i siti di stoccaggio attivi sono realizzati in corrispondenza di giacimenti di gas esausti. Stogit, che appartiene al gruppo Snam, è la principale impresa di stoccaggio che possiede 10 delle 15 concessioni. Il sistema di stoccaggio del gas italiano ha dimensioni importanti: nell'anno termico 2022-2023, che si è concluso il 31 marzo 2023, il sistema ha complessivamente offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio complessivo per riserva attiva (c.d. *working gas*) pari a 17,75 G(m³), di cui 4,6 G(m³) destinati allo stoccaggio strategico. Lo spazio offerto ad asta è stato conferito al 95%. La punta nominale massima di erogazione raggiunta nell'anno è stata di 259,1 milioni di metri cubi standard/giorno: 247 M(m³)/g negli stoccaggi Stogit, 9 M(m³)/g in quelli di Edison e 3,1 M(m³)/g in quelli di Ital Gas Storage.

La **distribuzione** di gas naturale in Italia avviene per mezzo di 269.249 km di rete (di cui 378 non in funzione nel 2022), il 57,2% in bassa pressione, il 42,1% in media pressione e lo 0,7% in alta pressione. La lunghezza delle reti è cresciuta di 1.111 km rispetto al 2021. Oltre alle reti, la distribuzione del gas avviene per mezzo di 6.881 cabine e 103.413 gruppi di riduzione finale. Il 57,5% delle reti (154.846 km) è collocato al Nord, il 22,8% al Centro (61.269 km) e il restante 19,7% (53.134 km) si trova al Sud e nelle Isole. Nel 2022 le imprese attive nella distribuzione gas sono risultate 186 (lo stesso numero del 2021), 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 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 2022 hanno distribuito 28,3 G(m³), 5 G(m³) in meno dell'anno precedente, a circa 22 milioni di consumatori. Il servizio è stato gestito attraverso 6.512 concessioni in 7.314 Comuni.

Qualità del servizio di distribuzione del gas

Alla fine del 2019 è stata approvata¹⁶⁸ la *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura*

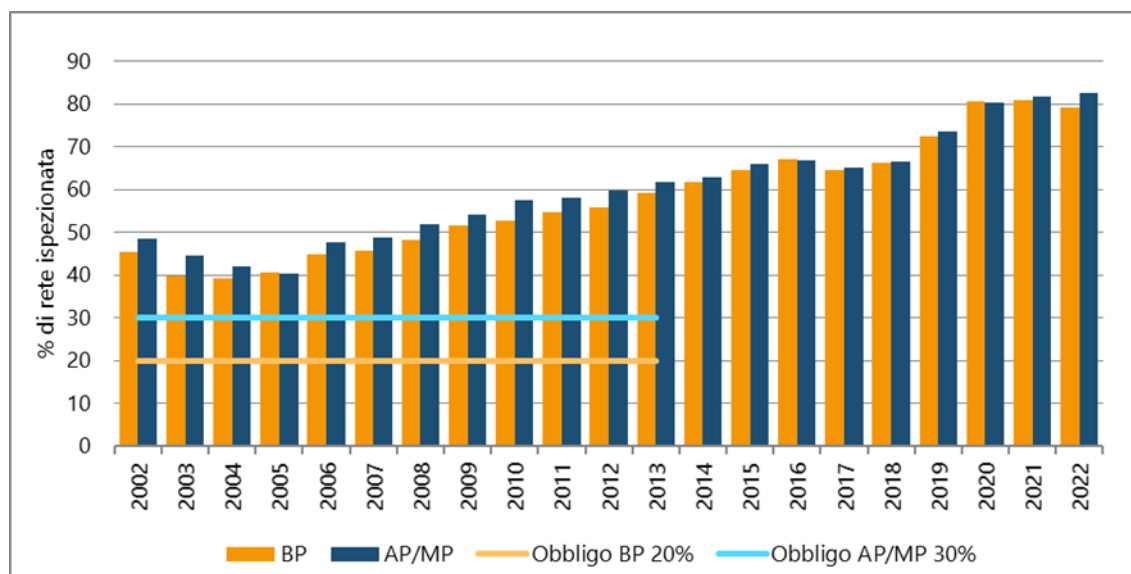
¹⁶⁷ Ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239, e della direttiva europea 2003/55/CE.

¹⁶⁸ Con la delibera 27 dicembre 2019, 569/2019/R/gas.

del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 – Parte I del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (RQDG). La RQDG disciplina alcune attività rilevanti per la sicurezza del servizio di distribuzione del gas. Tra queste si ricordano il pronto intervento, l'ispezione della rete di distribuzione, l'attività di localizzazione delle dispersioni a seguito di ispezione o per segnalazione da parte di terzi e l'odorizzazione del gas. La regolazione di tali materie ha l'obiettivo di minimizzare il rischio di esplosioni, di scoppi e di incendi provocati dal gas distribuito e, dunque, ha come fine ultimo la salvaguardia delle persone e delle cose da danni derivanti da incidenti provocati dal gas distribuito. I grafici e le tavole riportati di seguito illustrano l'andamento della sicurezza del settore del gas negli ultimi anni.

La Figura 4.1 mostra la quantità di rete ispezionata annualmente dal 2002. Fino al 2013 la regolazione prevedeva una percentuale minima da ispezionare ogni anno, mentre dal 2014 è stato introdotto un obbligo per il 100% della rete su base pluriennale: il triennio (mobile), per le condotte in alta e media pressione (AP/MP), e il quadriennio (mobile), per le condotte in bassa pressione (BP). Nel 2022 si registra un lieve aumento rispetto al 2021 della percentuale di ispezione della rete in alta e media pressione e una lieve diminuzione dell'ispezione della rete in bassa pressione. L'ispezione della rete, generalmente, ha l'obiettivo di intercettare il fenomeno delle dispersioni della rete favorendo, di fatto, una maggiore sicurezza dei cittadini.

Figura 4.1 Percentuale di rete ispezionata dal 2002



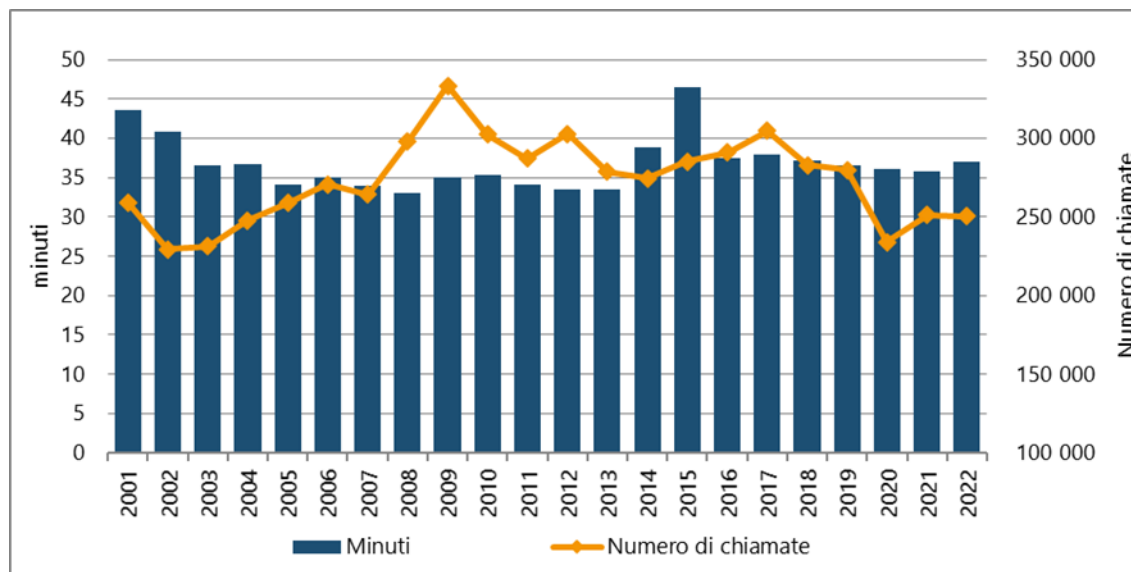
Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'ARERA.

Con riferimento agli obblighi in materia di pronto intervento, la Figura 4.2 mostra il tempo di arrivo sul luogo di chiamata (telefonica) aggiornato al 2022. Il valore medio nazionale è pari a circa 37 minuti, lievemente aumentato rispetto al 2021. L'obbligo prevede una percentuale minima annua di chiamate con tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento entro il tempo massimo di 60 minuti pari al 90%.

L'obbligo di registrazione vocale delle chiamate, introdotto dal 1° luglio 2009 e accompagnato da campagne di controlli sul servizio di pronto intervento gas, attuate con l'ausilio della Guardia di Finanza, induce le aziende a registrare i dati in modo preciso. Inoltre, va aggiunto che la platea delle imprese obbligate a partecipare alla regolazione premi-penalità relativa ai recuperi di sicurezza è via via aumentata e il rispetto della disciplina sul pronto intervento è un requisito indispensabile per il

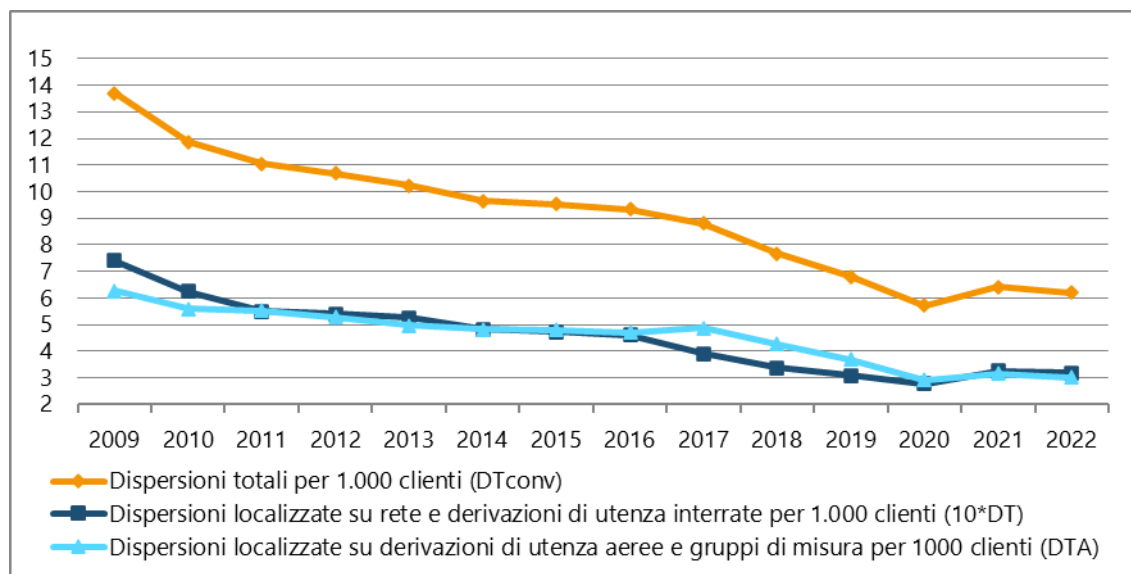
riconoscimento dei premi.

Figura 4.2 Pronto intervento su impianto di distribuzione dal 2001



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'ARERA.

Figura 4.3 Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi ogni 1.000 clienti su impianti soggetti a regolazione incentivante



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'ARERA.

Nel 2022 il numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi per migliaio di clienti relative agli impianti di distribuzione soggetti alla regolazione incentivante evidenzia una diminuzione (Figura 4.3) sia per le dispersioni localizzate su rete interrata ($10 \cdot DT$), sia per quelle su rete aerea (DTA). Anche il numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi per migliaio di clienti finali (DT_{conv}) risulta in calo.

Tempi di connessione alle reti di trasporto e distribuzione

I dati relativi alle connessioni si differenziano a seconda che si tratti di collegamenti con le reti di trasporto o di allacciamenti alla rete di distribuzione. 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 2022 sono state realizzate 83 connessioni con le reti di trasporto, di cui 72 alle condotte in alta pressione e 11 a quelle in media pressione (Tavola 4.1). Mediamente, è stata registrata un'attesa di 135,5 giorni lavorativi per le condotte in alta pressione e di 78,3 giorni per quelle in media pressione. Rispetto all'anno precedente, è invariato il numero di connessioni in alta pressione ed è diminuito quello relativo alle condotte in media pressione, ma soprattutto è aumentato notevolmente il tempo medio per la realizzazione di entrambi i tipi di collegamento: incremento di 52 giorni lavorativi (+62%) per le reti in alta pressione e di 46 giorni lavorativi (+142%) per quelle in media pressione. Poco meno della metà delle 83 connessioni complessivamente realizzate hanno attivato la fornitura nel corso dell'anno (più precisamente, 28 sulle 72 in alta pressione e 9 sulle 11 realizzate in media pressione).

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

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

PRESSIONE	2021		2022	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Alta pressione	72	83,6	72	135,5
Media pressione	20	32,4	11	78,3
TOTALE	92	72,5	83	127,9

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

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

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

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

PRESSIONE	2021		2022	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Alta pressione	0	-	0	-
Media pressione	7.627	8,0	3.906	7,7
Bassa pressione	97.333	26,1	68.490	23,3
TOTALE	104.960	9,3	72.396	8,6

(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.

Nel caso delle reti di distribuzione si è verificata una diminuzione nel numero di connessioni realizzate (Tavola 4.2): 72.396 nel 2022 rispetto alle 104.960 del 2021. Come sempre, la maggior parte degli allacciamenti ha riguardato condotte in bassa pressione (94,6%) e la restante condotte in media pressione, visto che nessuna connessione è stata effettuata dai distributori per la rete in alta pressione, come già negli ultimi anni. Si registra una riduzione dei tempi di attesa, sia per le

connessioni alle reti in media pressione (da 8 a 7,7 giorni lavorativi), sia per le connessioni alle reti in bassa pressione (da 26,1 a 23,3 giorni lavorativi).

In media, nel corso dell'anno ciascun distributore ha effettuato 359 connessioni alle reti in bassa pressione. Se si escludono dal conto i distributori che non ne hanno realizzata nemmeno una (21 soggetti), la media sale a 410 connessioni per distributore.

4.1.2 Bilanciamento

Disciplina del *settlement*

Nel febbraio 2018 è iniziato un articolato processo di riforma delle regole del *settlement* gas, con l'approvazione¹⁶⁹ del *Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (TISG)*. Tale riforma, entrata in vigore il 1° gennaio 2020, è caratterizzata dalle seguenti principali disposizioni:

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

In esito alla consultazione avviata nel settembre 2018¹⁷⁰, nell'aprile 2019 è stata approvata¹⁷¹ una nuova versione del TISG, che ha recepito una nuova regolazione in materia di determinazione delle partite fisiche giornaliere.

Nel maggio 2019 l'Autorità ha poi approvato¹⁷² una serie di disposizioni funzionali alla definizione del quadro regolatorio relativo alle attività che, a partire dal 1° gennaio 2020, Snam Rete Gas deve svolgere per l'approvvigionamento a mercato delle risorse necessarie al funzionamento del sistema. È stato inoltre disposto che Snam Rete Gas distingua le attività di approvvigionamento del gas necessario al funzionamento del sistema da quelle finalizzate al bilanciamento del sistema, anche in ragione del fatto che le prime non concorrono alla formazione dei prezzi marginali di bilanciamento.

¹⁶⁹ Delibera 8 febbraio 2018, 72/2018/R/gas.

¹⁷⁰ Documento per la consultazione 20 settembre 2018, 462/2018/R/gas.

¹⁷¹ Delibera 16 aprile 2019, 148/2019/R/gas.

¹⁷² Delibera 28 maggio 2019, 208/2019/R/gas.

Nel novembre 2019, dopo la fase di consultazione¹⁷³, sono state approvate¹⁷⁴ ulteriori disposizioni in materia di approvvigionamento da parte dell'RdB delle risorse necessarie al funzionamento del sistema, prevedendo, in particolare, che:

- l'approvvigionamento avvenga tramite aste a prezzo marginale nell'ambito del comparto dell'MP-GAS;
- ciascuna asta sia di tipo bilaterale;
- le transazioni concluse nell'ambito delle aste siano escluse dalla formazione del *System Average Price (SAP)*;
- sia limitato a due il numero di aste per prodotti con consegna in ciascun giorno-gas.

Relativamente ai prezzi di acquisto e di vendita delle offerte di Snam Rete Gas, è stato stabilito:

- che i prezzi di acquisto siano pari alla media del SAP relativa ai 7 giorni precedenti a quello di negoziazione aumentata di 30 €/MWh;
- che i prezzi di vendita siano pari a 0 €/MWh.

È stato, altresì, disposto che Snam Rete Gas possa continuare ad approvvigionare gli eventuali ulteriori quantitativi di gas di sistema e, in particolare, gli autoconsumi, secondo le modalità stabilite nel maggio 2019¹⁷⁵. In caso di impreviste e significative variazioni delle condizioni di mercato, Snam Rete Gas, qualora lo ritenga necessario e urgente al fine di approvvigionare il gas di sistema, tuttavia, può definire un prezzo di acquisto superiore a quello sopra menzionato, dandone comunicazione all'Autorità e al GME.

Nel giugno 2020 sono state approvate¹⁷⁶ le modifiche alla disciplina del *settlement* funzionali a ottimizzare le tempistiche delle attività funzionali alla definizione dei bilanci definitivi.

Nel gennaio 2021 l'Autorità è intervenuta¹⁷⁷ sulle modalità applicative della disciplina dei corrispettivi di scostamento dovute a prelievi attribuiti presso punti di riconsegna della distribuzione che sono risultati anomali in esito alle sessioni di *settlement*.

Nel novembre 2021 l'Autorità ha approvato¹⁷⁸ modifiche e integrazioni al TISG per l'attuazione della nuova regolazione tariffaria del trasporto¹⁷⁹. In particolare, in materia di determinazione e liquidazione delle partite economiche di aggiustamento:

- è stato eliminato l'obbligo di conguaglio delle componenti a copertura delle perdite di rete e del gas non contabilizzato in esito alle sessioni di aggiustamento;
- sono stati introdotti dei conguagli dei corrispettivi variabili di trasporto.

¹⁷³ Documento per la consultazione 17 settembre 2019, 378/2019/R/gas.

¹⁷⁴ Delibera 5 novembre 2019, 451/2019/R/gas.

¹⁷⁵ Punto 7 della delibera 28 maggio 2019, 208/2019/R/gas.

¹⁷⁶ Delibera 16 giugno 2020, 222/2020/R/gas.

¹⁷⁷ Delibera 14 gennaio 2021, 3/2021/R/gas.

¹⁷⁸ Delibera 16 novembre 2021, 496/2021/R/gas.

¹⁷⁹ Delibera 28 marzo 2019, 114/2019/R/gas.

Nell'aprile 2022 l'Autorità ha prospettato¹⁸⁰ alcuni interventi per la mitigazione degli effetti delle allocazioni anomale che si potrebbero verificare in alcuni casi particolari di indisponibilità di dati di misura corretti, con conseguenze sui bilanci di trasporto, sperimentati in questi anni di applicazione della nuova disciplina del *settlement*. In dettaglio, sono state presentate le seguenti possibili azioni:

- “sterilizzazione” del prelievo caratterizzato come incoerente sia in sessione di bilanciamento, sia in sessione di aggiustamento, secondo un criterio basato sulla portata massima del gruppo di misura installato sul punto di riconsegna della rete di distribuzione (PdR) e, successivamente, sulla base del consumo annuo e del profilo di prelievo del PdR;
- ricomprensione nelle procedure dei PdR “esclusi”, prevedendo che, sia nell’ambito delle sessioni di bilanciamento sia in quelle di aggiustamento, venga adottata, al posto dell’esclusione, una profilazione basata sempre sul consumo annuo e sul profilo di prelievo del PdR;
- ricalendarizzazione delle sessioni di aggiustamento e della procedura di calcolo del prelievo annuo secondo tempistiche presentate dal Gestore del Sistema informativo integrato, condivise con Snam Rete Gas, ritenute migliorative di quelle vigenti per quanto di competenza;
- l’introduzione di un meccanismo di incentivazione per le imprese di distribuzione volto a favorire la massima tempestività nel rettificare i dati di prelievo che non hanno superato positivamente la verifica di coerenza in sessione di bilanciamento o aggiustamento.

Nel novembre 2022 l'Autorità ha definito¹⁸¹ i nuovi interventi in materia di *settlement* confermando gran parte degli orientamenti posti in consultazione:

- sono state previste modifiche e/o integrazioni al TISG in tema di tempistiche relativamente al calcolo del consumo annuo e alle sessioni di bilanciamento e di aggiustamento;
- è stato introdotto un nuovo criterio di incoerenza per l’individuazione di prelievi anomali, nonché l’obbligo di una successiva sterilizzazione in carico al Sistema informativo integrato, per una migliore efficienza delle fasi di aggregazione e bontà dei bilanci di trasporto finali;
- è stato confermato il meccanismo di incentivazione delle imprese di distribuzione proposto in consultazione, che entrerà in vigore a partire dall’anno 2024.

Nel maggio 2022 l'Autorità ha confermato¹⁸² fino al 31 dicembre 2023 i parametri di incentivazione per il responsabile del bilanciamento in vigore nel periodo precedente.

Nel dicembre 2022 l'Autorità ha approvato¹⁸³ ulteriori interventi in tema di *settlement gas* e di gestione delle garanzie per il servizio di bilanciamento, prevedendo tra l’altro, fino a marzo 2023, una compensazione economica in sede di bilancio definitivo volta a considerare le variazioni dei prelievi collegate alla riduzione dei consumi per effetto degli interventi ministeriali o dovute al diverso comportamento dei clienti finali, favorito anche dai livelli di prezzo raggiunti. Con tale delibera, essendo già accertata la sovrastima dei prelievi provvisori invernali rispetto agli effettivi del bilancio definitivo, l’Autorità ha anche dato mandato al responsabile del bilanciamento di tener conto di una stima della riduzione dei prelievi attesi presso i *city gate* e della loro compensazione per quanto concerne la definizione delle garanzie da presentare.

¹⁸⁰ Documento per la consultazione 5 aprile 2022, 157/2022/R/gas.

¹⁸¹ Delibera 8 novembre 2022, 555/2022/R/gas.

¹⁸² Delibera 3 maggio 2022, 199/2022/R/gas.

¹⁸³ Delibera 13 dicembre 2022, 688/2022/R/gas.

Responsabilizzazione delle imprese di distribuzione relativamente alla differenza tra gas immesso e prelevato (Delta¹⁰)

Nell'agosto 2021 l'Autorità ha proposto¹⁸⁴ l'introduzione di un meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione circa i volumi a copertura della differenza tra i quantitativi immessi ai punti di uscita della rete di trasporto interconnessi con reti di distribuzione (*city gate*) e quelli prelevati dai clienti finali alimentati attraverso i medesimi punti (c.d. Delta¹⁰). Il meccanismo prospettato prevede un approccio semplificato per la valutazione delle *performance* delle imprese di distribuzione, volto a trattare gli aspetti macroscopici del fenomeno attraverso l'introduzione di incentivi economici, nelle more della definizione di un meccanismo di responsabilizzazione più articolato. Per la prima fase è stato quindi proposto di individuare, sulla base delle informazioni disponibili, gli scostamenti (valori di Delta¹⁰) rappresentativi di una situazione di manifesta inefficienza dell'impresa di distribuzione, a fronte della quale si reputa legittimo porre a carico della stessa una parte del costo che il valore del Delta¹⁰ determina per il sistema.

Nell'agosto 2022 l'Autorità ha quindi introdotto¹⁸⁵ un meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione semplificato che si basa sulla penalizzazione della differenza tra i quantitativi di gas immessi ai punti di uscita della rete di trasporto collegati a reti di distribuzione (*city gate*) e i quantitativi prelevati dai clienti finali allacciati alla rete di distribuzione, qualora tale differenza sia al di fuori di intervalli considerati ammissibili per il sistema. La definizione di un più compiuto e stringente sistema di responsabilizzazione, che tenga anche conto di ulteriori fattori, nonché dell'esigenza di promuovere il miglioramento della *performance* della generalità delle imprese, è stato rimandato a successivi interventi dell'Autorità. Al momento, per ciascun *city gate* che non rientri negli intervalli previsti, viene applicata all'impresa di distribuzione una penalità calcolata utilizzando lo stesso fattore adottato per la rete di trasporto nell'ambito del meccanismo di responsabilizzazione nella gestione del Gas non contabilizzato, ovvero 3,33 €/MWh. Inoltre, le imprese di distribuzione devono intraprendere le azioni necessarie a recuperare il valore del gas, oggetto di prelievo fraudolento e di perdite localizzate, presso il soggetto che abbia effettuato tale prelievo o che abbia causato la perdita. I volumi di gas saranno valorizzati in conformità alle norme applicabili al servizio di *default* trasporto sulle reti di trasporto e gli importi recuperati saranno versati al sistema.

4.1.3 Questioni transfrontaliere

Gasdotto TAP

Il TAP (*Trans Adriatic Pipeline*), il gasdotto che trasporta in Europa il gas naturale del giacimento di Shah Deniz II in Azerbaijan, è entrato in esercizio alla fine del 2020. La società TAP AG ha ottenuto nel 2013 l'esenzione 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)¹⁸⁶, 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

¹⁸⁴ Documento per la consultazione 3 agosto 2021, 357/2021/R/gas.

¹⁸⁵ Delibera 2 agosto 2022, 386/2022/R/gas.

¹⁸⁶ Delibera 6 giugno 2013, 249/2013/R/gas.

gasdotto stesso. In caso di esito positivo del *Market Test* (nonché delle verifiche sulla fattibilità tecnico-economica delle richieste), la società TAP AG ha l'obbligo di costruire incrementi di capacità dagli attuali 10 G(m³) standard per anno fino alla massima capacità di espansione di 20 G(m³) standard per anno.

Successivamente al 2013 è stato emanato il regolamento (UE) 459/2017 del Parlamento europeo e del Consiglio del 16 marzo 2017 (c.d. CAM NC) che, oltre all'allocazione di capacità esistente, contiene disposizioni specifiche relative alla realizzazione di capacità incrementale, prevedendo anch'esso una procedura biennale (con avvio, in generale, negli anni dispari).

Alla luce del mutato contesto normativo e su richiesta delle Autorità, TAP a partire dal 2019 (anno in cui è stato lanciato il primo *Market Test*) coordina (per quanto possibile) la procedura di *Market Test* prevista dalla *Final Joint Opinion* con la procedura di capacità incrementale disciplinata dal CAM NC.

Nel quadro del contesto sopra descritto, nel maggio 2021 l'Autorità, congiuntamente con i regolatori di Grecia (RAE) e Albania (ERE), ha approvato¹⁸⁷ la proposta di incremento di capacità presentata da TAP, SRG e DESFA relativa alla procedura avviata nel luglio 2019. Inoltre, nel giugno 2021 l'Autorità, sempre in accordo con le Autorità di regolazione di Albania (ERE) e Grecia (RAE), ha approvato¹⁸⁸ il documento "*Guidelines for the 2021 Market Test of Trans Adriatic Pipeline*" con il quale si avvia un nuovo *Market Test* per il 2021.

Nel marzo 2022 l'Autorità, congiuntamente con le Autorità di regolazione di Grecia e Albania, ha approvato una modifica del Codice di rete di TAP AG finalizzata a ottimizzare alcuni processi a seguito dell'esperienza acquisita nel corso del primo anno di esercizio del gasdotto. In particolare, sono state introdotte modifiche per:

- l'efficientamento degli adempimenti richiesti per acquisire e mantenere la qualifica di "utente registrato", necessaria per richiedere l'allocazione di capacità di trasporto;
- il rafforzamento e l'efficientamento dei presidi a garanzia dell'esposizione di TAP AG nei confronti degli utenti;
- l'introduzione di un servizio di trasporto in direzione di Melendugno di volumi di gas immessi a monte con la definizione di un nuovo punto virtuale di *entry* che include i punti fisici di Komotini e Nea Mesimvria (situati in Grecia).
- Infine, nel novembre 2022 l'Autorità, congiuntamente con i regolatori di Grecia (RAE) e Albania (ERE), ha approvato¹⁸⁹ la c.d. "*Project Proposal*" che disciplina la fase vincolante del *Market test*, descrivendo 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.

Valutazione dei piani decennali di sviluppo della rete di trasporto

Il 29 marzo 2022 l'Autorità ha avviato la consultazione pubblica sui Piani di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale per l'anno 2022. Nell'ambito di tale consultazione, conclusasi il 31 maggio 2022, è stata organizzata dall'impresa maggiore di trasporto, su mandato dell'Autorità, una sessione

¹⁸⁷ Delibera 11 maggio 2021, 189/2021/R/gas.

¹⁸⁸ Delibera 28 giugno 2021, 273/2021/R/gas.

¹⁸⁹ Delibera 2 novembre 2022, 548/2022/R/gas.

pubblica online finalizzata alla presentazione e all'approfondimento di specifici aspetti dei Piani e di risposta ai quesiti presentati dai soggetti interessati, svoltasi il 4 maggio 2022.

Nel dicembre 2022 l'Autorità ha espresso¹⁹⁰ le proprie valutazioni sui Piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale 2022, congiuntamente alle valutazioni sui Piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale 2021.

4.1.4 Attuazione dei Codici di rete e delle line guida

Approvazione e aggiornamento dei codici dei servizi

La disciplina dell'accesso e dell'erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale, contenuta nel decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, prevede che le imprese che erogano tali servizi definiscano i propri codici in conformità ai criteri stabiliti dall'Autorità, che li approva una volta verificata la coerenza con i criteri medesimi.

Nel corso del 2022, sono stati aggiornati alcuni codici dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione, al fine di recepire nuove previsioni normative, disposizioni dell'Autorità o modalità gestionali funzionali al miglioramento dell'erogazione dei servizi. In particolare:

- nel gennaio 2022 l'Autorità ha¹⁹¹ approvato l'aggiornamento del Codice di rete di Snam Rete Gas e apportato le necessarie modifiche al *Testo Integrato del Settlement Gas* (TISG) sui conguagli dei corrispettivi variabili CV_U e CV_{FC} anche per i clienti direttamente allacciati alla rete di trasporto, integrando coerentemente le parti relative alle sessioni di bilanciamento;
- nel marzo 2022 l'Autorità ha approvato¹⁹² l'aggiornamento del Codice di rete di Società Gasdotti Italia riguardante: (i) le modifiche effettuate in coerenza con quanto stabilito dalla regolazione tariffaria del trasporto del gas in relazione ad autoconsumi, perdite di rete e gas non contabilizzato; (ii) l'aggiornamento delle modalità di allocazione dei volumi immessi da produzioni locali; (iii) la modifica del calcolo dello scostamento presso i punti di riconsegna che alimentano reti di distribuzione; (iv) l'integrazione della procedura di elaborazione della sessione di bilanciamento; (v) le modifiche al capitolo relativo al bilanciamento;
- nel marzo 2022 l'Autorità ha approvato¹⁹³ una proposta di aggiornamento del Codice di stoccaggio presentata dalla società Ital Gas Storage finalizzata ad ampliare l'offerta commerciale dei servizi attraverso l'introduzione dei "Basket" (definiti come gruppo di uno o più servizi di stoccaggio alternativi offerti nell'ambito della stessa procedura di conferimento) e a introdurre dei vincoli nel meccanismo di cessione di gas naturale tra i diversi servizi;
- nel luglio 2022 l'Autorità ha approvato¹⁹⁴ le proposte di aggiornamento dei codici di trasporto della società Snam Rete Gas e della società Infrastrutture Trasporto Gas, in materia di valutazione tecnico-economica delle richieste di allacciamento;

¹⁹⁰ Delibera 20 dicembre 2022, 696/2022/R/gas.

¹⁹¹ Delibera 18 gennaio 2022, 13/2022/R/gas.

¹⁹² Delibera 1° marzo 2022, 77/2022/R/gas.

¹⁹³ Delibera 1° marzo 2022, 78/2022/R/gas.

¹⁹⁴ Delibera 19 luglio 2022, 338/2022/R/gas.

- nel luglio 2022 l’Autorità ha inoltre approvato¹⁹⁵ la proposta di aggiornamento del Codice di rigassificazione trasmessa da GNL Italia che prevede l’integrazione del sistema di garanzie in linea con quanto previsto dal Codice di rete dell’impresa maggiore di trasporto, nonché il proporzionamento del corrispettivo relativo alle capacità di trasporto per la capacità di rigassificazione conferita all’utente sulla base del volume tecnico della nave metaniera indicata nel programma di consegna;
- nell’ottobre 2022 l’Autorità ha approvato¹⁹⁶ la proposta di aggiornamento del codice di trasporto trasmesso da Società Gasdotti Italia per l’ampliamento degli strumenti di garanzia cui gli utenti possono ricorrere e l’adeguamento delle coperture finanziarie all’effettiva esposizione dell’esercente;
- nel novembre 2022 l’Autorità ha approvato¹⁹⁷ una proposta di aggiornamento del Codice di stoccaggio della società Stogit in materia integrazione dei servizi di breve termine e degli strumenti di garanzia.

¹⁹⁵ Delibera 19 luglio 2022, 339/2022/R/gas.

¹⁹⁶ Delibera 18 ottobre 2022, 504/2022/R/gas.

¹⁹⁷ Delibera 22 novembre 2022, 607/2022/R/gas.

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 2022 il consumo lordo di gas naturale è diminuito di 7,7 G(m³), registrando un calo del 10,1% (Tavola 4.3). La discesa è avvenuta nonostante la robusta crescita del PIL (3,7%), principalmente a causa degli eccezionali rincari dei prezzi internazionali della materia prima che hanno ridotto la domanda industriale e dell'andamento climatico che ha favorito il calo della richiesta di gas per l'uso di riscaldamento. Tenuto conto delle difficoltà di importazione di gas russo scaturite dal conflitto ucraino, nel corso dell'anno il Governo ha messo a punto delle misure tese, tra l'altro, al contenimento dei consumi di gas, oltre che alla diversificazione delle fonti di importazione e alla massimizzazione del riempimento degli stoccaggi per ragioni di sicurezza energetica. Le misure governative, più precisamente, hanno agito sul lato dell'offerta con gli obiettivi di favorire il riempimento degli stoccaggi, diversificare rapidamente la provenienza del gas importato per sostituire quello russo e accrescere la sicurezza delle forniture, massimizzando l'utilizzo delle infrastrutture. Sul lato della domanda, invece, è stato implementato un Piano nazionale di contenimento dei consumi, in linea con le indicazioni della Commissione europea.

Tavola 4.3 Consumo lordo di gas naturale in Italia

DISPONIBILITÀ (M(m ³))	2021	2022 ^(A)	VARIAZIONE
Produzione nazionale	3.184	3.106	-2,5%
Importazioni	72.988	72.583	-0,6%
Esportazioni	1.543	4.613	198,9%
Variazione delle scorte	-1.591	2.580	-
CONSUMO INTERNO LORDO	76.219	68.495	-10,1%

(A) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

Il calo della produzione nazionale è risultato più contenuto (-2,5%), sebbene anche nel 2022 si sia toccato un nuovo minimo storico (3,1 G(m³)). Le importazioni nette hanno evidenziato un decremento del 4,9% sfiorando i 68 G(m³), un valore di quasi 3,5 G(m³) inferiore a quello del 2021. Le importazioni nette sono diminuite non tanto per la riduzione delle importazioni lorde, che sono diminuite di circa 400 M(m³), quanto per il notevole incremento delle esportazioni che sono passate da 1,5 a 4,6 G(m³). Alla crescita dei volumi di gas esportato hanno probabilmente contribuito la ridotta disponibilità di energia elettrica prodotta dagli impianti nucleari francesi, la siccità e quindi il calo della produzione idroelettrica, in particolare nel sud dell'Europa. Grazie alle misure governative intraprese per assicurare un elevato livello di riempimento degli stoccaggi, i volumi immagazzinati a fine anno sono risultati di circa 2,6 G(m³) 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 tornato a crescere; il 99% del gas disponibile in Italia proviene dall'estero.

Tenendo conto anche dei consumi di sistema e delle perdite di rete i consumi netti di gas nel 2022 sono valutabili in 68,2 G(m³), 10,3 punti percentuali al di sotto di quelli del 2021.

Produzione

Nei dati raccolti con la consueta Indagine annuale sui settori energetici svolta dall'Autorità, che da

quest'anno comprendono anche la produzione di biometano, emerge invece una modesta crescita della produzione nazionale di gas, che nel 2022 è risultata pari a 3.282 M(m³). Poiché lo scorso anno la produzione era risultata pari a 3.248 M(m³), nel 2022 la variazione misurata nei dati raccolti dall'Indagine è stata dell'1%.

La quota di produzione nazionale detenuta dalle società del gruppo Eni è leggermente diminuita anche nel 2022, scendendo al 66,3% dal 69,5% dell'anno precedente. Nel 2022, infatti, le società del gruppo Eni hanno estratto circa 79 M(m³) in meno del 2021, registrando quindi un calo produttivo del 3,5%. Il gruppo resta comunque l'operatore dominante di questo segmento con una quota decisamente maggioritaria e largamente distante dal secondo gruppo, Royal Dutch Shell. Diversamente dal 2021, la produzione di quest'ultimo è cresciuta di circa 21 M(m³) (+4,1%), e infatti la sua quota è leggermente aumentata al 16,4% (dal 16%). La quota del terzo gruppo, Energean PLC, le cui società hanno estratto circa 8 M(m³) di gas in meno rispetto al 2021 (-3,3%), è rimasta sostanzialmente invariata (dal 7,9% al 7,6%), così come quella del gruppo Gas Plus, quest'anno al 2,8% contro il 2,7% del 2021, che ha estratto 1 M(m³) in più rispetto all'anno precedente. Energean è il gruppo che ha acquisito a fine 2020 tutti gli *asset* detenuti da Edison E&P nelle attività *upstream*.

Importazioni

Come appena anticipato, secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, nel 2022 l'Italia ha importato 0,4 G(m³) di gas naturale in meno rispetto al 2021 (-0,6%). La principale novità del 2022 è data dal dimezzamento delle importazioni dalla Russia, dovuto alle sanzioni imposte dall'Unione europea sulle esportazioni russe in risposta alla guerra nei confronti dell'Ucraina, iniziata il 24 febbraio 2022. L'attuazione delle sanzioni europee, tenuto conto dell'importante ruolo svolto dal gas russo nella copertura del fabbisogno nazionale di gas naturale (circa il 40% nel 2021, con 29 sui 73 G(m³) di gas complessivamente importati lo scorso anno), ha posto al Governo italiano la necessità di adottare misure d'urgenza per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti nazionali; misure che hanno interessato sia il lato dell'offerta di gas, sia quello della domanda.

Relativamente all'obiettivo di diversificare le fonti di approvvigionamento del gas naturale, è stato siglato un accordo per aumentare gradualmente, già a partire dal 2022, le forniture provenienti dall'Algeria, che arrivano in Italia a Mazara del Vallo. L'Algeria è un fornitore storico dell'Italia: dalla seconda metà degli anni '90 sino al 2012 è stato anzi il fornitore con la maggiore quota di gas esportato in Italia. Nel breve termine sono state anche incrementate le importazioni dal TAP, gasdotto entrato in esercizio alla fine del 2020 dal quale arriva il gas proveniente dall'Azerbaijan; il Governo, in coordinamento con Eni e Snam, si è mosso anche per negoziare forniture di GNL da nuove rotte (Congo, Angola, Nigeria, Mozambico, Indonesia). Secondo il Piano nazionale di contenimento dei consumi di gas naturale, pubblicato dal Ministero della transizione ecologica¹⁹⁸ il 6 settembre 2022, l'insieme delle iniziative messe in campo sul fronte delle importazioni consentirà di sostituire entro il 2025 i circa 30 G(m³) di gas russo con circa 25 G(m³) di gas di diversa provenienza, colmando la differenza con fonti rinnovabili e con politiche di efficienza energetica.

I quantitativi di gas approvvigionato negli ultimi due anni per paese di provenienza del gas¹⁹⁹

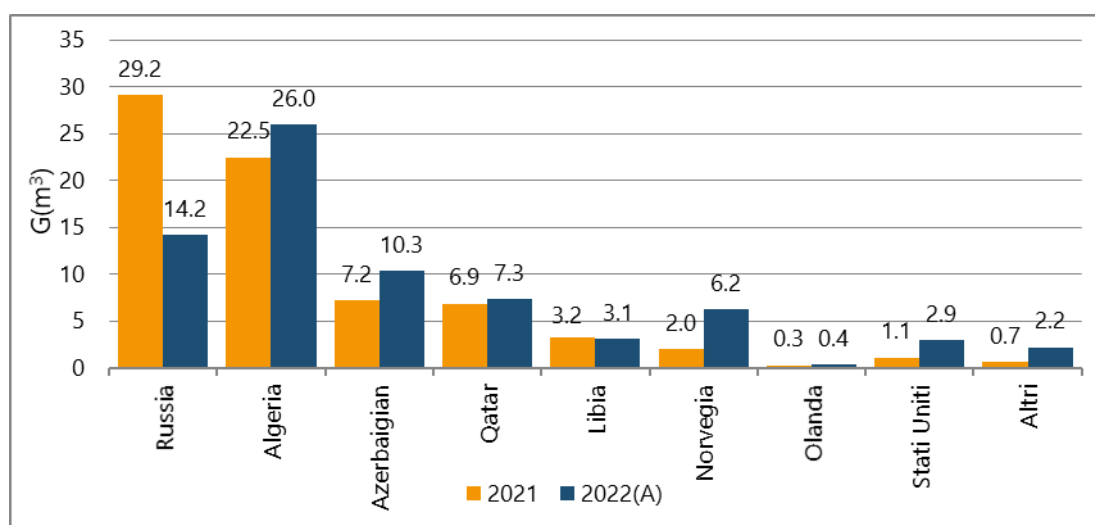
¹⁹⁸ Divenuto poi Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

¹⁹⁹ Le importazioni sono suddivise per paese di provenienza fisica del gas e non contrattuale.

evidenziano i primi risultati delle iniziative adottate sul fronte delle importazioni (Figura 4.4). Il drastico calo dei volumi importati di gas russo, pari a -15 G(m³), è stato quasi integralmente compensato dall'incremento nelle importazioni dalla Norvegia (+4,2 G(m³)), dall'Algeria (+3,5 G(m³)), dall'Azerbaijan (+3,1 G(m³)), dagli Stati Uniti (+1,8 G(m³)) e dagli altri territori (+2 G(m³)).

Sempre secondo i dati pre-consuntivi di fonte ministeriale, nel 2022 un quinto dei 72,6 G(m³) di gas importato in Italia, cioè 14,5 G(m³), sono giunti via nave. L'88% di tutto il GNL importato è giunto da Qatar, Algeria e Stati Uniti, che nel 2021 contavano insieme per il 94%. Accanto a queste ormai tradizionali provenienze, nell'importazione via nave del 2022 hanno assunto una certa importanza anche i carichi provenienti dall'Egitto (5%), dalla Spagna (3%) e dalla Nigeria (1%). Il confronto tra le importazioni di GNL del 2022 con quelle del 2021 evidenzia come le iniziative tese a diversificare la provenienza abbiano effettivamente incrementato l'incidenza dei paesi diversi dai tre più importanti, che nel 2022 è raddoppiata (12%) rispetto a quella del 2021 (6%).

Figura 4.4 Importazioni lorde di gas secondo la provenienza



(A) Dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

Guardando ai volumi di importazione complessivi (via tubo e via nave), quindi, le quote di provenienza del gas nel 2022 sono molto cambiate rispetto a quelle del 2021: il peso della Russia tra i paesi che esportano in Italia è sceso al 19,5% (era al 40%), mentre la quota dell'Algeria è salita dal 30,8% al 35,8%. Al terzo posto per importanza si trova l'Azerbaijan con una quota del 14,2% (era al 9,9%). Dal Qatar è arrivato il 10% del gas complessivamente importato in Italia (9,9% nel 2021) e l'incidenza della Norvegia è risalita all'8,6%, dal 2,7% del 2021. Con il 4% gli Stati Uniti hanno quasi raggiunto la quota della Libia (4,3%), che invece è rimasta invariata rispetto al 2021.

Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori energetici dell'Autorità, nel 2022 sono stati importati in Italia circa 68 G(m³), 3 in meno rispetto al 2021²⁰⁰. Il calo risulta quindi del 4,3%, superiore a quello valutabile nei dati del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica²⁰¹.

²⁰⁰ Dato sempre di fonte Indagine annuale sui settori energetici.

²⁰¹ 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

Il 6,5% del gas complessivamente approvvigionato all'estero, cioè 4,4 G(m³) circa, risulta acquistato presso le Borse europee. Tale dato è raddoppiato rispetto al 2021, quando la percentuale di importazioni acquisita presso le borse estere era risultato pari a 2,9 G(m³). L'elenco dei primi venti importatori non presenta alcuna variazione delle prime sei posizioni. Come sempre, al primo posto nella classifica delle imprese importatrici si trova Eni che nel 2022 ha importato 28,5 G(m³), quasi 6 G(m³) in meno dell'anno precedente. Il forte calo delle importazioni di Eni (-17%), ben superiore a quello evidenziato dal totale delle importazioni nazionali, ha fatto registrare alla quota di mercato della società una netta diminuzione, dal 48,4% al 41,9% (39,2% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale). Al contrario i volumi acquistati all'estero da Edison, seconda in classifica, sono risultati leggermente superiori a quelli del 2021: da 11,1 a 11,3 G(m³) (+2%); la sua quota nel mercato dell'importazione è salita di un punto percentuale al 16,7% e la distanza da Eni si è nettamente accorciata rispetto a quella osservata nel 2021, che era di oltre sette punti percentuali.

Tavola 4.4 Sviluppo del mercato all'ingrosso

Anno	Domanda Totale ^(A) G(m ³)	Domanda di punta ^(B) M(m ³)/g	Produzione G(m ³)	Capacità di importazione via tubo M(m ³)/g	N. gruppi con quota approvvigionamento >5% ^(C)	N. gruppi con quota gas disponibile >5% ^(D)	C3 dei maggiori gruppi sulla domanda totale
2001	125,1	n.d.	15,5	n.d.	n.d.	2	68,2%
2002	111,8	n.d.	14,3	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%

(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.

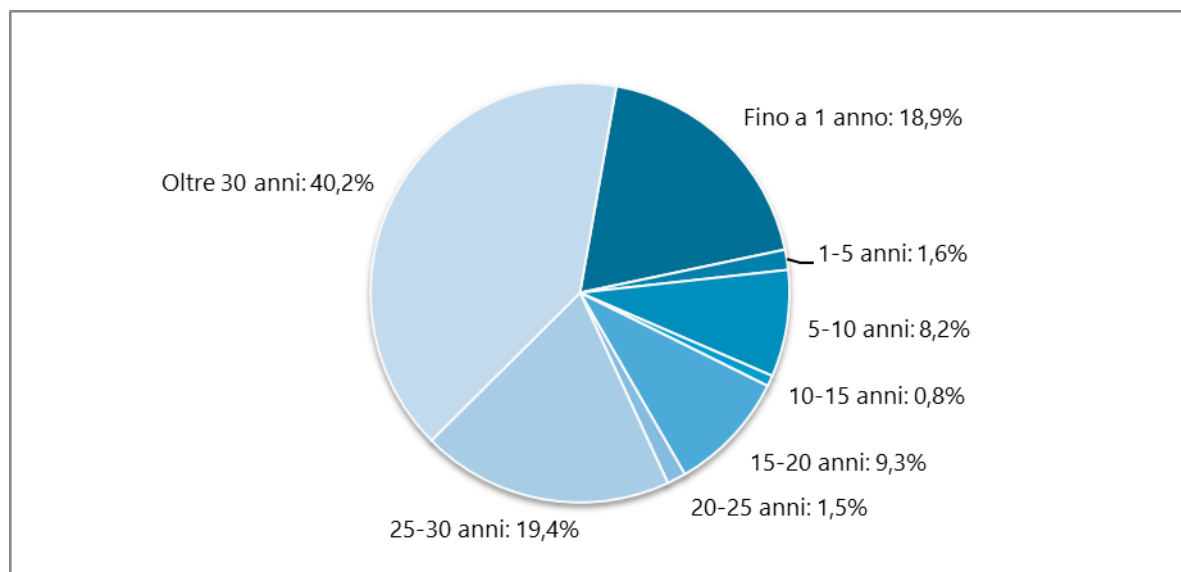
Fonte: Elaborazione ARERA su dati Snam Rete Gas e su dichiarazioni degli operatori.

nei dati ministeriali sono classificati come importazioni vengano considerati come "Acquisti alla frontiera italiana" nell'Indagine dell'Autorità, in considerazione delle operazioni di sdoganamento.

I gruppi²⁰² 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 2021) (Tavola 4.4). Insieme hanno importato 56,1 dei 67,9 G(m³) del gas estero entrato nel mercato italiano. Considerando anche le quantità prodotte all'interno dei confini nazionali, i cinque gruppi incidono per il 69,9% 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), con una quota complessiva per i cinque (70,8%) di poco superiore a quella del gas approvvigionato.

La struttura dei contratti di importazione (annuali e pluriennali) attivi nel 2022 secondo la durata intera (Figura 4.5) si è accorciata rispetto al 2021: la quota dei contratti di lungo periodo, cioè quelli la cui durata intera supera i 20 anni, è risultata pari al 61,1%, mentre lo scorso anno era pari al 66,2%. Inoltre, l'incidenza delle importazioni a breve, quelle cioè con durata inferiore a cinque anni, è nettamente cresciuta, essendo salita al 20,5% dal 14,3% registrato nel 2021; l'incidenza dei contratti di media durata (5-20 anni) si è ridotta di un punto percentuale (dal 19,4% al 18,4%). Le *annual contract quantity* sottostanti alle quote espresse nella figura, però, sono aumentate: nel 2021, infatti, i volumi contrattati erano complessivamente pari a 83,8 G(m³), mentre nel 2022 sono saliti a 85,8 G(m³). Dopo due anni di calo, anche l'incidenza delle importazioni *spot*²⁰³, quelle cioè con durata inferiore all'anno, è risalita di sette punti percentuali, portandosi al 19%.

Figura 4.5 Struttura dei contratti d'importazione attivi nel 2022, secondo la durata intera



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

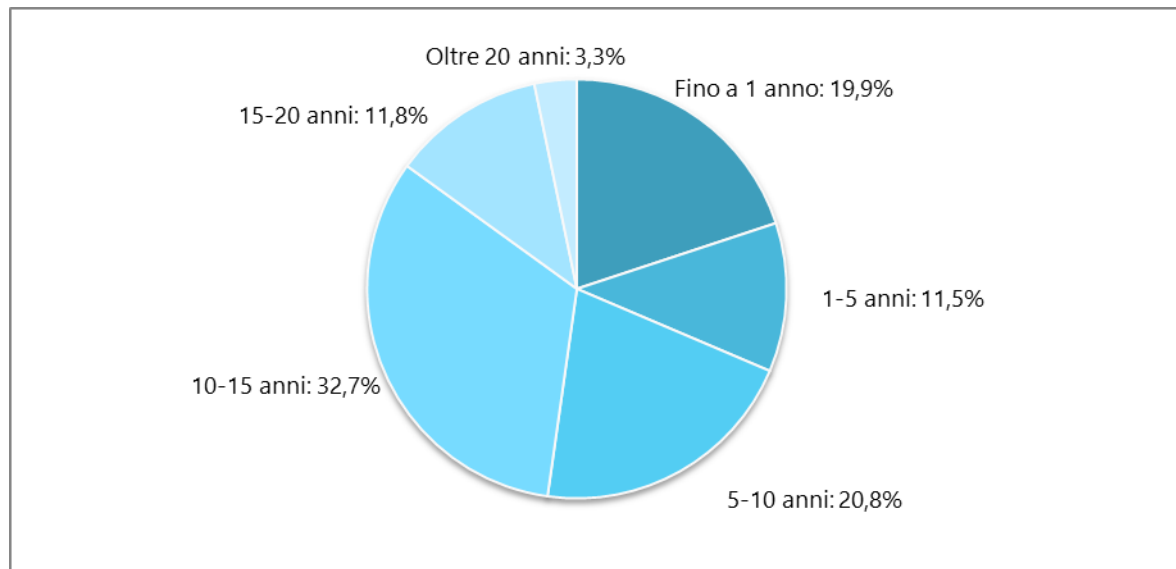
Sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in essere al 2022 (Figura 4.6) mostrano che il 31,4% dei contratti scadrà entro i prossimi cinque anni (la stessa quota era al 24,5% nel 2021)

²⁰² 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.

²⁰³ 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.

e il 52,2% giungerà al termine entro i prossimi dieci anni. Il 15% dei contratti oggi in vigore possiede una vita residua superiore a 15 anni. Tale quota è nettamente diminuita: era al 39,3% nel 2021, e riguarda un quantitativo complessivo di circa 13 G(m³).

Figura 4.6 Struttura dei contratti d'importazione attivi nel 2022, secondo la durata residua



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2022 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 (-22%), essendo scesa a 281,3 dai 361,6 G(m³) toccati nel 2021 (Tavola 4.4). 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 216,3 G(m³), in diminuzione del 24,3% rispetto al 2021, mentre nel mercato al dettaglio sono stati venduti poco meno di 51 G(m³), cioè l'11,4% in meno rispetto al 2021, mentre gli autoconsumi sono ammontati a 14,1 G(m³), anche questi ultimi in netta discesa (-23,6%).

I gruppi industriali che nel 2022 risultano servire una quota della domanda totale superiore al 5% sono 5 come nel 2021. Più precisamente i gruppi industriali e le rispettive quote, indicate tra parentesi, sono: Eni (16,8%), Engie (13,3%), Edison (8,9%), Enel (7,0%) e Royal Dutch Shell (5,8%). I primi tre gruppi coprono insieme il 39,1% della domanda totale, una quota identica a quella dello scorso anno, ma che lo scorso anno vedeva una diversa composizione dei gruppi.

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 850. Hanno

risposto all'Indagine annuale 701 imprese (81%): 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 701 società che hanno partecipato all'indagine, 60 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Tra le rimanenti 641 attive, 129 hanno venduto gas unicamente al mercato all'ingrosso e sono state classificate come **grossisti puri**, 385 hanno venduto gas soltanto a clienti finali e sono state classificate come **venditori puri**. Le rimanenti 127, che hanno operato sia sul mercato all'ingrosso sia sul mercato finale, sono state classificate come **operatori misti**.

Tavola 4.5 Vendite e prezzi nel mercato all'ingrosso nel 2022

Operatori	Numero	Vendite M(m ³)	Prezzo c€/m ³
Grossisti puri	129	123.865	96,51
Operatori misti	127	92.399	101,83
TOTALE INGROSSO	256	216.264	98,78

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il mercato all'ingrosso è stato fornito per il 57,8% da grossisti puri e per il restante 42,2% da operatori misti. Nel 2022 il numero di imprese che ha operato nel mercato all'ingrosso è cresciuto di 64 unità (256 contro le 192 del 2021, 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 69,5 G(m³), con il risultato che il volume medio unitario di vendita è calato del 43%, da 1.488 a 845 M(m³). Si tratta della seconda diminuzione dal 2012, che segue quella già rilevante registrata nel 2021.

Nel segmento della vendita all'ingrosso di gas naturale, la presenza di imprese di diritto non italiano riguarda poco meno di un quarto delle società presenti.

Nel corso dell'anno 58 imprese hanno avviato l'attività di vendita all'ingrosso di gas naturale e 9 imprese l'hanno cessata; 5 imprese si sono estinte; 4 aziende hanno cambiato gruppo societario. Vi sono state anche 4 operazioni di incorporazione tra imprese che appartenevano già allo stesso gruppo societario.

Nel 2022 il livello di concentrazione di tale mercato è ulteriormente diminuito: la quota delle prime tre società (Eni, Engie Global Markets e Shell Energy Europe), infatti, è risultata del 25,3%, al di sotto del già esiguo 27,9% calcolato nel 2021. La quota cumulata delle prime cinque imprese (le tre già citate più Edison ed Enel Global Trading) è scesa dal 41,4% al 37,5%. Anche l'indice HHI calcolato sul solo mercato all'ingrosso è sceso da 501 a 450.

Nel 2021 il prezzo mediamente praticato nel mercato all'ingrosso è risultato pari a 98,78 c€/m³, in fortissimo aumento rispetto ai 32,80 c€/m³ richiesti nel 2021, per le note vicende che si sono scatenate sui prezzi internazionali del gas. Ciò in linea con l'andamento dei prezzi sui mercati che nel 2022 sono aumentati del 160% rispetto alla media del 2021. Il prezzo praticato dagli operatori misti è risultato pari a 101,83 c€/m³, ovvero oltre 5 centesimi di euro superiore a quello praticato dai grossisti puri (pari a 96,51 c€/m³).

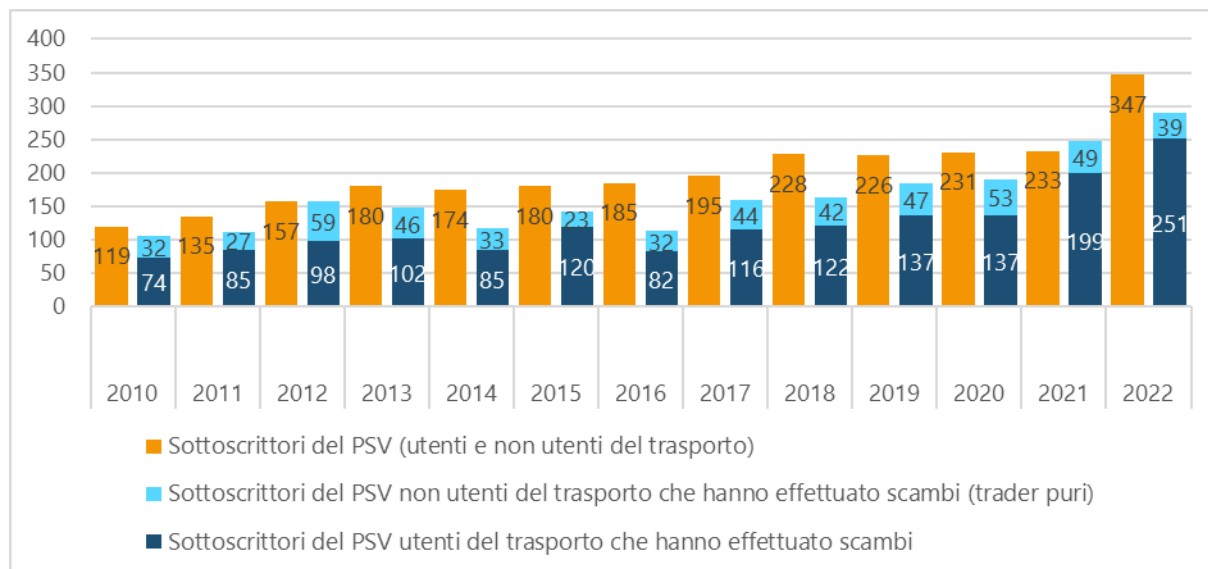
Punto di scambio virtuale

La principale piattaforma di scambio nel mercato all'ingrosso in Italia è il Punto di scambio virtuale

(PSV), gestita dall'operatore della rete di trasporto, Snam Rete Gas. Le cessioni che possono essere registrate sono sia quelle avvenute attraverso contratti bilaterali, sia quelle realizzate nell'ambito dei mercati regolamentati gestiti dal GME. Da settembre 2015 è possibile registrare al PSV anche i contratti gestiti dalle Borse terze²⁰⁴, 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'Autorità²⁰⁵.

Nel 2022, 251 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV. Soltanto 39 di questi erano *trader*, in quanto non utenti del sistema di trasporto. Il numero dei sottoscrittori del PSV è fortemente cresciuto rispetto all'anno precedente, essendosi attestato a 347 unità contro le 233 del 2021 (+49%). Anche il numero dei sottoscrittori che hanno effettuato scambi è aumentato in misura significativa (+26%), essendo passato da 199 soggetti a 251. All'opposto, il numero dei *trader* puri è sceso da 49 soggetti registrati nel 2021 a 39 soggetti nel 2022 (-20%).

Figura 4.7 Sottoscrittori del PSV dal 2010



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La Figura 4.8 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*.

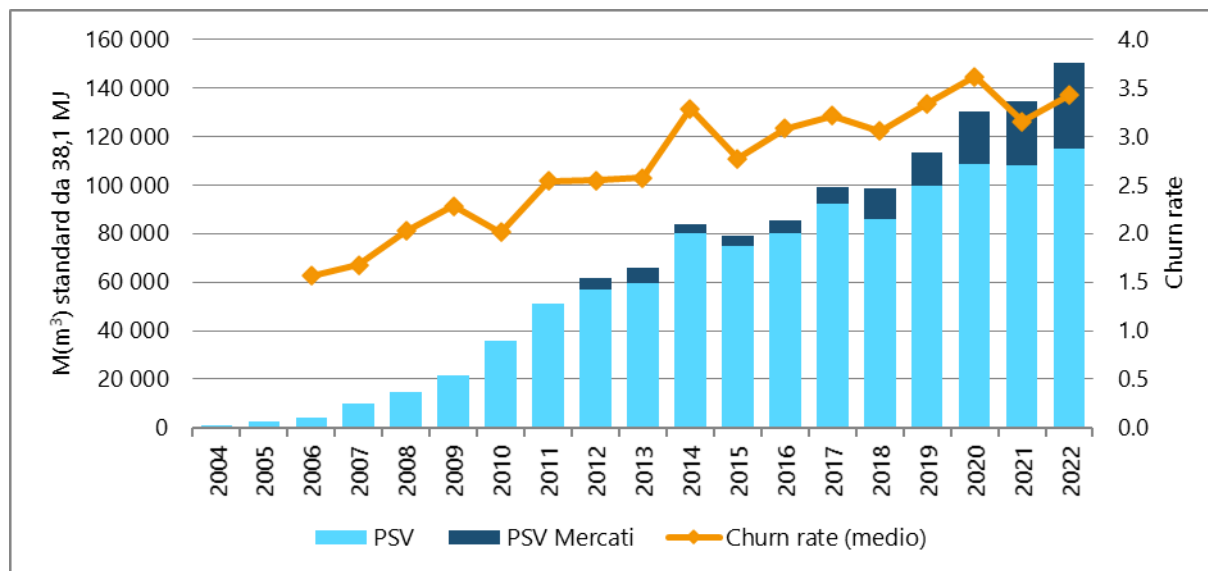
Nel 2022 i volumi OTC scambiati presso il PSV sono cresciuti del 3,6%, da 107 a poco meno di 111 G(m³). I volumi con consegna forzosa al PSV sono triplicati (da 1,2 a 4,1 G(m³)). Pertanto, il complesso delle riconsegne al PSV è aumentato del 6,4% rispetto al 2021, essendo passato da 108,2 a 115 G(m³).

²⁰⁴ 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.

²⁰⁵ Con la delibera 16 marzo 2017, 147/2017/R/gas.

I volumi derivanti dagli scambi nei mercati hanno, invece, registrato come sempre un incremento di gran lunga più elevato, pari al 35%. I volumi scambiati in borsa hanno infatti raggiunto i 35,4 G(m³), dai 26,3 dell'anno precedente, grazie a un elevato aumento dei volumi gestiti nei mercati centralizzati (+35%) a cui si è accompagnata una marcata crescita anche dell'energia scambiata come *clearing house* (+31%). In aumento del 5% anche il numero medio di transazioni giornaliere.

Figura 4.8 Volumi delle transazioni al PSV e *churn rate*



Fonte: Elaborazione ARERA su dati di Snam Rete Gas.

Il *churn rate* è un 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. Dopo il ripiegamento del 2021, nel 2022 è tornato al valore di 3,4 grazie all'incremento osservato nel numero delle transazioni medie giornaliere (+30% per il PSV Mercati) così come nella quantità di volumi scambiati (+12% nel complesso).

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.

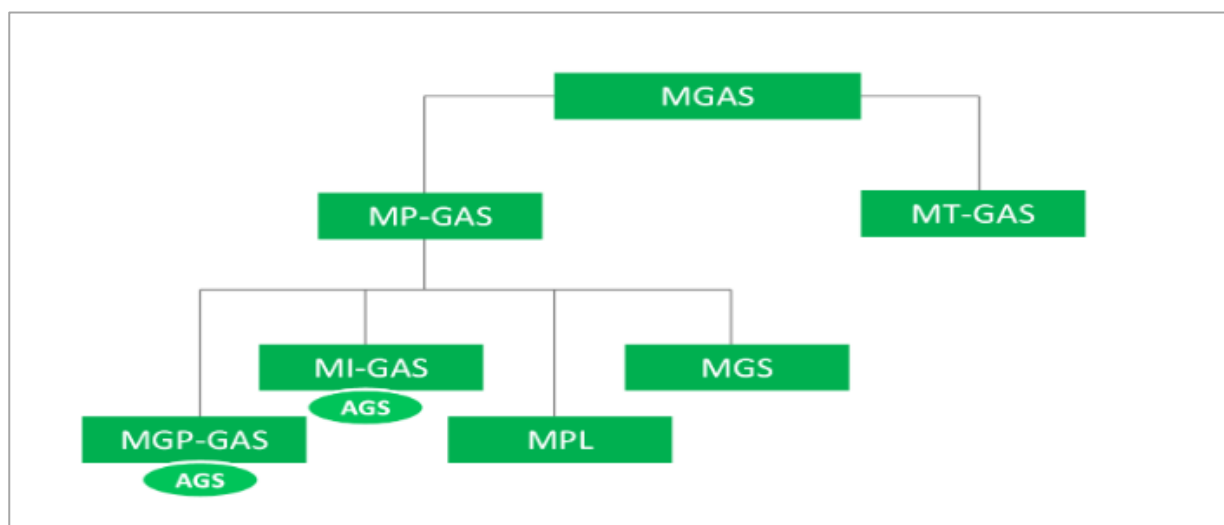
Le negoziazioni di entrambi i comparti, organizzate in via transitoria nell'ambito della Piattaforma per il bilanciamento (PB-GAS), a partire da aprile 2017 rientrano nell'organizzazione del Mercato del gas (M-GAS). Dal 2015 gli operatori possono inoltre estendere la registrazione al PSV per le transazioni 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 sistema²⁰⁶. 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 4.9 Mercato del gas



Fonte: GME.

Prezzi e Volumi

Nell'ambito dei mercati gas gestiti dal GME nel corso del 2022 sono stati negoziati volumi complessivi per 177,2 TWh (Tavola 4.6), in aumento rispetto al 2021 (+35%).

È aumentata significativamente la liquidità nel Mercato del giorno prima (75,6 TWh; +67%) e, in particolare, nella sessione relativa al giorno precedente alla consegna. L'andamento mensile evidenzia, inoltre, livelli più alti nell'ultimo mese dell'anno. Al terzo anno di operatività, il comparto

²⁰⁶ Il cui assetto è stato definito con la delibera 5 novembre 2019, 451/2019/R/gas.

AGS di MGP ha registrato scambi per un totale di 51,1 TWh (+51% rispetto al 2021).

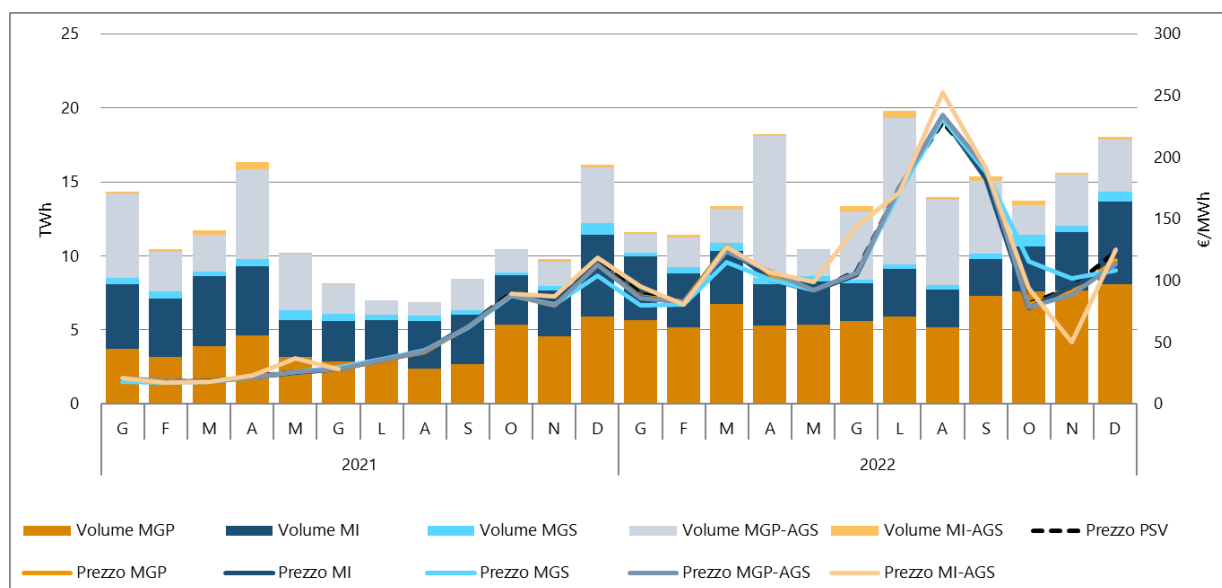
Si è osservato, invece, un calo dei volumi scambiati nel Mercato infragiornaliero (40,5 TWh; -8%), da ricondurre soprattutto alle minori movimentazioni del Responsabile del bilanciamento (Snam Rete Gas) (10,2 TWh, -22%), mentre sono rimasti sostanzialmente stabili i volumi scambiati da altri operatori (30,3 TWh, -2%), pari al 75% del totale scambiato nel comparto. Al terzo anno di operatività, il comparto AGS di MI ha registrato scambi per un totale di 2,6 TWh (+62%).

Tavola 4.6 Volumi annuali per ciascuno dei mercati gas gestiti dal GME

MERCATI	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
P-GAS												
Import	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Royalties	2.870	2.708	1.801	-	-	-	1.057	2.471	1.290	-	1.351	2.204
DL n. 130/10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-GAS												
MI-GAS	13	36	4	102	1.009	7.090	23.826	27.862	41.053	46.701	44.086	40.528
MGP-GAS	149	136	13	-	-	335	3.280	13.006	24.564	30.079	45.401	75.643
MT-GAS	-	-	-	-	-	-	171	602	3.225	655	33	-
MGS	-	-	-	-	-	3.269	16.633	13.502	13.365	6.450	5.084	5.134
MPL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MGP-AGS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25.716	33.790	51.107
MI-AGS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.363	1.608	2.559
PB-GAS												
PB-GAS (G+1)	1.712	34.925	40.833	38.584	40.833	30.568	-	-	-	-	-	-
PB-GAS (G-1)	-	-	48	2.940	7.326	6.218	-	-	-	-	-	-
TOTALE (GWh)	4.743	37.805	42.699	41.627	49.199	47.480	44.967	57.443	83.497	113.965	131.352	177.215

Fonte: GME.

Figura 4.10 Andamento mensile di prezzi e volumi nei mercati utili al bilanciamento gas



Fonte: GME.

Le negoziazioni nel Mercato del gas in stoccaggio (MGS) sono ammontate a 5,1 TWh per la sola impresa Stogit, riconducibili sia a movimentazioni di Snam Rete Gas per tutte le finalità (3,1 TWh) sia

a operatori terzi (2,0 TWh).

Nel 2022, Snam Rete Gas non ha attivato sessioni nel Mercato dei prodotti *locational*.

Analogamente non sono state registrate transazioni per i prodotti a termine (MT-GAS). Si osserva, invece, una ripresa delle negoziazioni nel comparto "royalties" della P-GAS con 2,2 TWh di volumi consegnati nel 2022 e precedentemente negoziati.

Relativamente ai prezzi registrati sulle diverse piattaforme (Figura 4.10) si possono approssimare tutti a una media annuale di circa 124 €/MWh, in linea con la quotazione media annua del PSV (124 €/MWh; +165%). In particolare, i prezzi medi dei due comparti dell'M-GAS, pari rispettivamente a 123,5 €/MWh per MGP-GAS e a 122,2 €/MWh per MI-GAS, hanno mostrato un andamento infrannuale che riflette quello del PSV.

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 adottato²⁰⁷ il Testo Integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale (TIMMIG) al fine di rafforzare la propria funzione di monitoraggio nel settore²⁰⁸.

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; e che le informazioni trasmesse sono trattate nel rispetto delle esigenze di riservatezza dei dati commercialmente sensibili.

Nel marzo 2022, in attuazione del suddetto decreto legge, l'Autorità²⁰⁹ 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

²⁰⁷ Con la delibera 5 dicembre 2018, 631/2018/R/gas.

²⁰⁸ Per maggiori dettagli sulla struttura, le finalità e le disposizioni del TIMMIG si rimanda all'*Annual Report* 2019.

²⁰⁹ Con la delibera 30 marzo 2022, 143/2022/R/gas.

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).

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 2022 sono stati venduti nel mercato al dettaglio poco meno di 51 G(m³), cui vanno aggiunti 675 M(m³) forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*²¹⁰. Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali è risultato di 51,6 G(m³), con una riduzione di 6,1 G(m³) rispetto al 2021 (Tavola 4.7). 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, 14 G(m³), che portano il valore dei consumi complessivi risultanti dall'Indagine annuale a 65,7 G(m³), cioè a un valore paragonabile ai 67,3 G(m³) di fonte ministeriale. Come di consueto, vi sono differenze tra le due fonti che classificano i volumi di gas movimentati nell'anno in maniera diversa. Nei dati dell'Indagine annuale, il livello dei consumi complessivi nel 2022 è quindi diminuito del 13,7% rispetto a quello del 2021.

Dei 50,9 G(m³) di gas venduti nel mercato al dettaglio, 13,9 G(m³) sono stati ceduti da venditori puri, mentre i restanti 37 G(m³) sono stati intermediati da venditori che operano anche nel mercato all'ingrosso (Tavola 4.8).

Tavola 4.7 Consumi finali di gas naturale

	VOLUMI M(m ³)			PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)		
	2021	2022	VARIAZIONE	2021	2022	VARIAZIONE
Vendite al dettaglio	57.463	50.920	-11,4%	21.709	22.076	1,7%
Forniture di ultima istanza e <i>default</i>	240	675	181,3%	111	170	52,5%
TOTALE MERCATO	57.703	51.595	-10,6%	21.821	22.246	1,9%
Autoconsumi	18.436	14.079	-23,6%	1,2	1,4	23,3%
CONSUMI FINALI	76.139	65.674	-13,7%	21.711	22.078	1,7%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 4.8 Vendite e prezzi al mercato al dettaglio nel 2022

Operatori	Numero	Vendite M(m ³)	Prezzo c€/m ³
Venditori puri	385	13.878	101,76
Operatori misti	127	37.041	114,75
TOTALE DETTAGLIO	512	50.919	111,21

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il prezzo mediamente praticato ai clienti del mercato *retail* da tutte le imprese di vendita che operano in tale mercato è risultato pari a 112,21 c€/m³, superiore di circa 59 c€ (+112,6%) rispetto a quello

²¹⁰ 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.

del 2021. Diversamente dagli anni scorsi, tale prezzo è più basso di quello offerto al mercato finale dai grossisti, che è risultato pari a 114,75 c€/m³. La ragione del differenziale negativo, pari a 3,5 c€, può essere legata a formule di prezzo direttamente legate all'andamento dei prezzi internazionali per i clienti grandi consumatori, che normalmente è il tipo di clientela prevalentemente servita dai grossisti.

Nel 2022 il numero di venditori attivi nel mercato al dettaglio è salito ancora una volta di 23 unità, portandosi a 512²¹¹. Poiché il gas venduto è diminuito dell'11,4%, e il numero dei venditori è aumentato in misura minore (4,7%), il volume medio unitario di vendita è diminuito del 15,3%, passando da 117 a 99 M(m³), ma l'allargamento del numero dei venditori erode questo valore da molti anni (basti pensare che nel 2010 il venduto medio era più che doppio rispetto a quello attuale, pari a 237 M(m³)). Il 5,9% delle imprese attive nel mercato finale, cioè 30 su 512, ha venduto nel 2022 oltre 300 M(m³); complessivamente, tali società coprono l'85,3% di tutto il gas acquistato nel mercato al dettaglio.

Anche nel 2022 sono state comunicate attraverso l'Anagrafica operatori dell'Autorità numerose operazioni societarie: 24 imprese hanno avviato l'attività di vendita a clienti finali, mentre 25 l'hanno cessata; 3 imprese hanno acquisito o ceduto l'attività di vendita (anche parzialmente); 10 imprese sono state incorporate; 14 imprese hanno cambiato gruppo societario.

Il 25,6% (vale a dire 131 imprese) dei 512 venditori attivi che hanno risposto all'Indagine annuale serve clienti in gran parte del territorio nazionale cioè in almeno 17 regioni italiane; il 54,7% (280 imprese) ha venduto energia elettrica in un numero di regioni compreso tra 6 e 16; le restanti 101 imprese (il 19,7%) 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 2021. La composizione societaria del capitale sociale dei venditori di gas, limitando l'analisi alle partecipazioni dirette, mostra una scarsa presenza straniera: solo 34 società (sulle 507 che hanno fornito questi dati) hanno un socio di maggioranza non italiano. I partecipanti stranieri diretti risultano per lo più società del Regno Unito, lussemburghesi, svizzere, spagnole e slovene, ma sono presenti anche società di altre 18 nazionalità.

Come già accennato, al netto delle forniture di ultima istanza e di *default*, nel 2022 sono stati venduti circa 65 G(m³) – di cui 14 destinati all'autoconsumo e 51 alla vendita – a 22 milioni di clienti (punti di riconsegna). Complessivamente, rispetto al 2021 le vendite di gas sono diminuite del 14,3%, ma la discesa risulta meno intensa se si escludono gli autoconsumi, che hanno evidenziato una riduzione più ampia. Complessivamente, questi ultimi, che per lo più afferiscono al settore industriale e a quello della generazione elettrica, hanno registrato infatti una riduzione del 23,6%; i quantitativi di gas venduti nel mercato libero, pari a 46,4 G(m³), hanno evidenziato un calo del 10%; mentre le vendite del mercato tutelato, pari a 4,5 G(m³), sono scese del 23,5%. 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 molto aumentati nel 2022, essendo risultati pari a 675 M(m³) contro i 240 M(m³) del 2021. Se si considerano anche i servizi di *default* e di ultima istanza, il gas venduto nel mercato tutelato sale a 5,2 G(m³).

Grazie al manifestarsi di un anno climaticamente piuttosto caldo, dei programmi di contenimento

²¹¹ Come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato all'ingrosso, infatti, quest'anno hanno risposto all'Indagine annuale 701 imprese sulle 850 che, nell'Anagrafica operatori dell'Autorità, risultavano svolgere l'attività di vendita di gas all'ingrosso o al dettaglio nel corso del 2022 (anche soltanto per un periodo limitato dell'anno). A parte le 60 imprese che hanno dichiarato di essere rimaste inattive, sulle restanti 641 ve ne sono 129 che hanno venduto gas esclusivamente nel mercato all'ingrosso. I soggetti che hanno operato nel mercato al dettaglio sono risultati, pertanto, 512, cioè 23 in più del 2021.

dei consumi avviati e della presenza di prezzi particolarmente elevati, i consumi del settore domestico sono diminuiti del 14% e quelli dei condomini del 16,4%. I consumi dei settori produttivi (industria e generazione termoelettrica) sono scesi da 50,2 a 42,2 G(m³), registrando quindi un calo del 16%. I consumi del terziario (commercio e servizi insieme con attività di servizio pubblico) sono diminuiti del 3,8%, passando da 7,8 a 7,5 G(m³).

Tavola 4.9 Mercato finale per settore di consumo

SETTORE DI CONSUMO	2021				2022			
	SERVIZIO DI TUTELA	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE	SERVIZIO DI TUTELA	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE
VOLUMI (M(m³))								
Domestico	4.215	8.984	0	13.199	4.215	8.984	0	13.199
Condominio uso domestico	274	1.796	5	2.075	274	1.796	5	2.075
Commercio e servizi	-	6.934	18	6.952	-	6.934	18	6.952
Industria	-	15.669	783	16.451	-	15.669	783	16.451
Generazione elettrica	-	12.467	13.273	25.740	-	12.467	13.273	25.740
Attività di servizio pubblico	-	581	0,381	581	-	581	0,381	581
TOTALE VOLUMI	4.489	46.431	14.079	64.999	4.489	46.431	14.079	64.999
PUNTI DI RICONSEGNA (migliaia)								
Domestico	7.416	12.865	0,0	20.281	6.861	13.779	0,0	20.639
Condominio uso domestico	48	136	0,2	185	45	144	0,2	188
Commercio e servizi	-	1.017	0,8	1.017	-	1.031	1,1	1.032
Industria	-	184	0,1	184	-	173	0,1	173
Generazione elettrica	-	2	0,1	2	-	3	0,1	3
Attività di servizio pubblico	-	42	0,0	42	-	42	0,0	42
TOTALE PUNTI DI RICONSEGNA	7.464	14.245	1,2	21.711	6.905	15.171	1,4	22.078

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Più in dettaglio, nel 2022 le vendite di gas:

- al settore domestico sono diminuite del 23,5% nel servizio di tutela e dell'8,7% nel mercato libero;
- ai condomini sono diminuite del 23,3% nel servizio di tutela e del 15,3% nel mercato libero;
- al settore industriale sono passate da 19,1 a 15,7 G(m³) (-17,8%), ma sono drasticamente diminuiti anche gli autoconsumi (quasi -5 miliardi di m³ rispetto al 2021); complessivamente, quindi, nel 2022 i consumi dell'industria sono scesi del 33,8%;
- al settore termoelettrico sono diminuite del 2,3% (-292 M(m³)), ma gli autoconsumi hanno registrato un aumento del 5,1%: tenendo conto di entrambe le voci, quindi, i consumi del settore sono risultati dell'1,4% superiori a quelli del 2021;
- al settore del commercio e servizi le vendite sono diminuite del 2,8% e gli autoconsumi del 23%, per una riduzione complessiva di circa 200 M(m³) (-2,8%);
- alle attività di servizio pubblico sono scese di 95 M(m³), quantificando la perdita nel 14%.

Il consumo medio per le famiglie è risultato pari a 640 m³, quello dei condomini con uso domestico pari a 11.012 m³, 6.738 m³ per il commercio, 95,3 migliaia di m³ per l'industria, 7,4 M(m³) per la generazione elettrica e, infine, 13.796 m³ per le attività di servizio pubblico. Nel mercato libero il consumo medio delle famiglie (652 m³) si è mantenuto leggermente più alto di quello riscontrato nel mercato tutelato (614 m³), mentre nel caso dei condomini il consumo medio nel libero, pari a 12.501 m³, risulta doppio di quello che si riscontra nel servizio di tutela, pari a 6.152 m³.

La porzione di volumi acquistati in media sul mercato libero è del 71,4%, quella del mercato tutelato

è del 6,9%, mentre il 21,7% è autoconsumata. Se si considerano le vendite in senso stretto e si escludono, quindi, gli autoconsumi, il 91,2% del gas risulta acquistato sul mercato libero e il restante 8,8% nel servizio di tutela. In termini di clienti, invece, il 31,3% si rivolge al mercato tutelato, mentre il 68,7% acquista nel mercato libero.

Considerando solo il **settore domestico**, si può osservare che la quota di volumi acquistati sul mercato libero nel 2022 ha raggiunto il 68,1% per le famiglie e l'86,8% per i condomini (entrambe le quote sono calcolate sul totale delle vendite in senso stretto, cioè al netto degli autoconsumi). Nel 2021 i valori erano, rispettivamente, del 64,1% e dell'85,6%. In termini di punti di prelievo, nel 2022 la quota delle famiglie che hanno acquistato il gas nel servizio di tutela è scesa al 33,2%; nel 2021 era pari al 36,6%.

Tavola 4.10 Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2022

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m ³)						TOTALE M(m ³)
	<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	4.203	266	20	0,0	-	-	4.489
Domestico	4.160	55	0,3	0,0	-	-	4.215
Condominio uso domestico	43	211	19	-	-	-	274
MERCATO LIBERO	10.172	4.253	2.220	5.251	9.283	15.251	46.431
Domestico	8.803	166	9	5	1	-	8.984
Condominio uso domestico	105	1.247	370	71	3	-	1.796
Commercio e servizi	1.062	2.058	1.023	1.602	918	271	6.934
Industria	161	597	699	3.155	7.387	3.669	15.669
Generazione elettrica	2	4	13	284	900	11.263	12.467
Attività di servizio pubblico	39	180	107	133	73	49	581
TOTALE	14.376	4.519	2.240	5.251	9.283	15.251	50.920

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Lo spaccato delle vendite al mercato finale (al netto degli autoconsumi) per settore di consumo e dimensione dei clienti (Tavola 4.10) mostra che in media la classe con consumo annuo fino a 5.000 m³ acquista il 28,2% di tutto il gas venduto nel mercato *retail*, quella con consumo tra 5.000 e 50.000 m³/anno ne assorbe l'8,9%, la terza classe (50.000-200.000 m³/anno) il 4,4%, la quarta classe (200.000-2.000.000 m³/anno) il 10,3%, la penultima (da 2 a 20 milioni) il 18,2% e l'ultima (oltre 20 milioni) il 30%. Il 98,7% dei volumi venduti al settore domestico viene acquistato da famiglie con un consumo annuo che non supera i 5.000 m³: tale quota, infatti, è pari al 97,8% per le famiglie che acquistano nel tutelato e al 98% per quelle che acquistano nel libero. La quota maggiore di volumi venduti ai condomini si concentra invece nella classe di consumo annuo compreso tra 5.000 e 50.000 m³: tale classe, infatti, assorbe il 77,1% dei volumi di gas acquistati dai condomini nel tutelato, e il 69,4% di quelli acquistati nel libero. Il 60% 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 relativamente equidistribuiti tra le classi intermedie: il 31% è effettuato dai clienti con consumi annui tra 5.000 e 50.000 m³, il 18% da quelli con consumi annui tra 50.000 e 200.000 m³, il 23% è assorbito dai clienti con consumi annui tra 200.000 e 2.000.000 m³, un altro 13% viene venduto ai clienti che consumano tra 2 e 20 M(m³)/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 clienti²¹² che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2022, è risultata complessivamente pari al 13,7%, ovvero al 12,5% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio (Tavola 4.11). Rispetto al 2021 le percentuali sono in aumento per tutti i clienti (con l'eccezione degli altri usi) cosa che era da attendersi, considerando l'eccezionale livello raggiunto dai prezzi del gas nel corso dell'anno, tenuto conto che la spinta alla ricerca di condizioni economiche più favorevoli è uno tra i più potenti motivi per il cambiamento di fornitore.

Tavola 4.11 Tassi di *switching* dei clienti finali

CLIENTI PER SETTORE	2021		2022	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	11,5%	13,2%	13,2%	15,4%
Condominio uso domestico	11,0%	13,1%	24,1%	14,9%
Attività di servizio pubblico	23,6%	20,0%	37,0 %	20,3%
Altri usi	11,6%	13,9%	19,9%	11,4%
TOTALE	11,6%	13,8%	13,7%	12,5%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Gli *switching* dei consumatori domestici nel 2022 si sono ampliati di oltre due punti percentuali, mantenendo e anzi accrescendo la già significativa vivacità registrata dal 2018, dopo un certo numero di anni nei quali si era un po' attenuata. Lo scorso anno risultano avere effettuato almeno un cambio di fornitore quasi 3 milioni di clienti, equivalenti a una quota del 13,2% (e corrispondente a una porzione di volumi del 15,4%). Molto più ampia e pari al 24,1% è stata la frazione di condomini con uso domestico che si è rivolta a un altro venditore, per volumi corrispondenti al 14,9% del relativo settore di consumo. Il 37% (equivalenti al 20,3% in termini di volumi) degli enti che gestiscono un'attività di servizio pubblico ha scelto di rivolgersi a un nuovo fornitore; si tratta di un tasso elevato, ma questa è una delle categorie "ibride" che include realtà molto diverse: non soltanto piccole sedi comunali (che costituiscono una tipologia simile per valori di consumo agli esercizi commerciali) ma anche grandi complessi ospedalieri, che possiedono consumi annui molto rilevanti e che, per conseguenza, possono aumentare di molto i volumi coinvolti nello *switching*. Infine, gli "altri usi" che hanno modificato il proprio fornitore sono stati complessivamente il 19,9% del totale in termini di clienti, nonché l'11,4% in termini di volumi (corrispondenti a circa 5,6 G(m³)), manifestando in quest'ultimo caso una vivacità inferiore rispetto agli anni precedenti. Il confronto tra i due tassi di cambiamento lascia pensare che – diversamente dal passato – nel settore non domestico si siano mossi soprattutto i clienti con consumi annui di minore dimensione.

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

²¹² 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.

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 scelto²¹³. 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** clienti è pari a 15,1 per la clientela domestica, a 6,6 per i condomini con uso domestico e a 13,7 per la clientela non domestica. Quest'ultima, ovviamente, gode di una maggiore possibilità di scelta, essendo il cliente generalmente più importante in termini di volumi consumati e sicuramente con esigenze più differenziate rispetto a quelle di un cliente domestico. Rispetto ai dati del 2021 il numero di offerte disponibili è leggermente cresciuto per i domestici e per i condomini, mentre è rimasto stabile per i non domestici (erano 11,8 per i clienti domestici, 5,8 per i condomini e 13,8 per i clienti non domestici). Il 16,6% dei venditori, tuttavia, propone ai clienti domestici una sola offerta, il 30,7% ne mette a disposizione fino a tre e il restante 52,7% dei venditori propone ai propri clienti un ventaglio che comprende da quattro offerte in su.

Delle 15,1 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 4 sono **acquistabili solo online**, cioè soltanto attraverso internet, un canale di vendita attraverso cui l'impresa può chiarire le proprie condizioni di offerta risparmiando sui costi di gestione (erano 6,1 nel 2021). L'interesse delle famiglie verso le offerte online nel 2022 è cresciuto, in quanto è risultato che il 10,1% dei clienti ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità (nel 2021 tale quota era pari al 7,2%). Se guardiamo ai condomini, invece, delle 6,6 offerte mediamente proposte a questa clientela, 1,5 sono sottoscrivibili attraverso la rete e, in base ai risultati raccolti, solo l'1,8% dei punti di riconsegna intestati a condomini risultano avere effettivamente sottoscritto il contratto online (questi numeri sono in diminuzione rispetto al 2021). Nel caso dei clienti non domestici (altri usi), infine, delle 13,7 offerte mediamente rese loro disponibili, solo 5,1 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 15,1% dei clienti risulta avere sottoscritto un'offerta online.

Circa la **tipologia di prezzo** preferita (Tavola 4.12), è risultato che il 67,3% 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 32,7% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso²¹⁴. Le percentuali si ribaltano nel caso dei condomini, tra i quali i contratti a prezzo variabile sono di gran lunga i più diffusi, mentre poco meno di un quinto dei clienti ha scelto contratti a prezzo fisso. I clienti non domestici, invece, si dividono tra quelli che preferiscono i contratti a prezzo variabile, un po' più numerosi (62,8%), e quelli che invece hanno sottoscritto un contratto a prezzo fisso (37,2%).

²¹³ I dati commentati nel paragrafo sulle tipologie di contratti scelte dai clienti includono anche le Offerte PLACET.

²¹⁴ Tutte le informazioni richieste ai venditori riguardano i contratti in essere nel 2021 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).

Guardando alla componente relativa al costo di approvvigionamento del prezzo di questi contratti, si osserva che i contratti a prezzo variabile sono meno convenienti per tutti i tipi di clienti, ma il differenziale con un contratto a prezzo fisso è molto ampio per i domestici e per i condomini, mentre è più piccolo per i non domestici. Questi risultati indicano che nel 2022 erano ancora presenti nel mercato contratti a prezzo fisso siglati in periodi in cui il prezzo della materia prima era basso, contratti che hanno risentito di meno dei notevoli rincari registrati nel corso dell'anno.

Tavola 4.12 Contratti per la fornitura di gas naturale nel mercato libero nel 2022 per tipo di prezzo e prezzo medio

CONTRATTI	CLIENTI DOMESTICI		CONDOMINI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³
Contratti a prezzo fisso	67,3%	62,34	19,7%	61,54	37,2%	77,23
Contratti a prezzo variabile	32,7%	118,47	80,3%	108,90	62,8%	114,55
TOTALE CLIENTI	100%	83,05	100%	103,76	100%	106,04

(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 a una delle componenti stabilite dall'Autorità per le condizioni economiche di fornitura del servizio di tutela, scelta dal 44,9% dei clienti domestici, dal 59,5% dei punti di riconsegna intestati ai condomini con uso domestico e dal 42,4% dei punti di riconsegna per altri usi; altre modalità di indicizzazione più usate sono quelle legate all'andamento del prezzo del gas al TTF (scelta dal 25,9% dei clienti domestici, dal 13,7% dei condomini e dal 26,1% dei non domestici) o al PSV (scelta dal 20,4% dei clienti domestici, dal 23,6% dei condomini e dal 24,2% dei non domestici). La prima si è rivelata più conveniente rispetto alle altre due nel caso dei domestici, mentre per i condomini e per i clienti non domestici il legame con le componenti fissate dall'Autorità produce un prezzo intermedio tra le altre due forme di indicizzazione.

Il 3,5% dei clienti domestici serviti nel mercato libero ha sottoscritto un contratto che prevede una **clausola di durata minima contrattuale**, nel senso che per l'applicazione del prezzo stabilito è previsto che il cliente non cambi fornitore per un minimo di tempo stabilito dal contratto stesso. Percentuali molto inferiori si registrano tra le altre tipologie di clienti: la clausola risulta infatti applicata all'1,4% dei contratti ai condomini e all'1,7% dei contratti ai clienti non domestici.

Il 37,5% 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, sconto per contratti sottoscritti da amici del cliente, sconto per domiciliazione bancaria della bolletta ecc.); in media, lo sconto è applicato al 45% dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo fisso e al 22% dei clienti che hanno scelto il prezzo variabile. Percentuali più basse si riscontrano per gli altri clienti: il 14% dei condomini ha sottoscritto un contratto con sconto (39% a prezzo fisso e 8% a prezzo variabile), mentre nel caso dei non domestici i clienti con un contratto che prevede uno sconto in qualunque forma sono il 14% del totale (26% con prezzo fisso e 7% 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 anno²¹⁵. Secondo quanto indicato dai venditori,

²¹⁵ Si veda l'*Annual Report 2022* per la descrizione dettagliata della metodologia.

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 14% dei clienti domestici, l'1,9% dei condomini e il 3,5% 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 4.13).

Tavola 4.13 Contratti per la fornitura di gas naturale nel mercato libero nel 2022 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 ^(A) c€/m ³	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³
SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO FISSO						
Nessun servizio aggiuntivo	35,3%	62,09	84,1%	62,70	83,9%	77,17
Garanzia di energia 100% <i>green</i>	6,2%	64,22	4,5%	54,57	5,2%	69,90
Servizi energetici accessori	7,8%	60,21	3,4%	63,97	3,2%	95,05
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	3,4%	57,53	2,8%	43,16	0,8%	79,24
Altri prodotti o servizi offerti insieme con il gas	6,7%	60,32	1,6%	44,53	1,4%	61,30
Programma di raccolta punti	38,3%	64,77	2,0%	44,88	4,3%	54,54
Omaggio o gadget	1,0%	44,08	0,6%	32,96	0,1%	32,60
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	1,3%	42,38	1,0%	31,08	1,1%	30,35
TOTALE CONTRATTI A PREZZO FISSO	100%	62,34	100%	61,54	100%	77,23
SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO VARIABILE						
Nessun servizio aggiuntivo	59,6%	115,59	72,6%	106,62	80,5%	113,01
Garanzia di energia 100% <i>green</i>	11,9%	126,28	1,8%	119,93	4,1%	128,33
Servizi energetici accessori	19,5%	131,02	25,0%	115,15	12,9%	98,00
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	1,8%	110,44	0,0%	110,07	0,2%	85,63
Altri prodotti o servizi offerti insieme con il gas	1,3%	130,03	0,0%	110,64	0,2%	114,43
Programma di raccolta punti	4,3%	106,02	0,2%	133,44	1,8%	148,15
Omaggio o gadget	0,6%	140,07	0,0%	129,92	0,0%	131,36
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	1,1%	59,85	0,3%	40,70	0,3%	74,47
TOTALE CONTRATTI A PREZZO VARIABILE	100%	118,47	100%	108,90	100%	114,55

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

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 65% dei clienti che ha scelto un'offerta a prezzo fisso sottoscrive un contratto che prevede anche un servizio aggiuntivo, mentre questa percentuale scende al 40% nei contratti a prezzo variabile. Nei contratti a prezzo fisso che prevedono un servizio aggiuntivo emerge una netta preferenza (38,3%) per quelli che permettono la partecipazione a un programma punti e un buon gradimento (7,8%) per quelli che offrono servizi energetici accessori. Anche la possibilità di ottenere altri prodotti o servizi insieme con il gas riscuote un certo interesse (6,7%). 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 e privo di servizi aggiuntivi è più conveniente rispetto a quello che include la partecipazione a un programma di raccolta punti, che come si è appena detto riscuote tra i clienti quasi lo stesso successo; tuttavia, con l'eccezione del contratto che offre gas con garanzia "verde" che evidenzia il prezzo più caro dopo

quello del programma punti, tutti gli altri possibili servizi aggiuntivi mostrano un prezzo più basso rispetto a quello del contratto senza servizi aggiuntivi. Nei clienti domestici con prezzo variabile, invece, le opzioni più gradite risultano essere i servizi energetici accessori (19,5%), la garanzia di offerta verde al 100% (11,9%) e subito dopo la partecipazione a un programma punti (4,3%); per questi clienti il contratto privo di servizi aggiuntivi risulta costare di meno rispetto ai contratti più scelti appena menzionati. I condomini con uso domestico mostrano, 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 all'84% e scende al 73% tra quelli che hanno scelto il prezzo variabile. Il contratto senza servizi aggiuntivi è il meno costoso per i clienti a prezzo variabile, mentre risulta tra i più cari per quelli a prezzo fisso. 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 l'82% circa di tali clienti, siano essi a prezzo fisso o a prezzo variabile, sceglie un contratto senza altre opzioni. Il prezzo di tale contratto risulta tendenzialmente conveniente, ma non in confronto a tutti i servizi aggiuntivi disponibili.

Concentrazione nel mercato *retail* del gas naturale

L'analisi delle performance di vendita dei gruppi societari, in luogo di quelle realizzate dalle imprese individuali, consente una valutazione più corretta delle quote di mercato e del livello di concentrazione nel mercato della vendita finale (Tavola 4.14).

Tavola 4.14 Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2022

GRUPPO	VOLUME M(m ³)	QUOTA	POSIZIONE NEL 2021
Eni	8.113	15,9%	1°
Edison	7.834	15,4%	2°
Enel	6.614	13,0%	3°
Hera	3.128	6,1%	4°
A2A	2.507	4,9%	7°
Iren	2.409	4,7%	5°
EPH - Energeticky a Prumyslovy Holding	2.185	4,3%	6°
Axpo Group	1.770	3,5%	8°
Royal Dutch Shell	1.437	2,8%	9°
Sorgenia	1.371	2,7%	10°
Estra	822	1,6%	11°
E.On	702	1,4%	12°
Engie	666	1,3%	14°
Unoenergy	606	1,2%	13°
Solvay	583	1,1%	15°
Eg Holding	509	1,0%	16°
Dolomiti Energia	490	1,0%	18°
Alperia	453	0,9%	20°
Agsm Aim	430	0,8%	21°
Egea	409	0,8%	19°
Altri	7.883	15,5%	-
TOTALE	50.920	100,0%	-

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il livello medio della concentrazione nel mercato della vendita finale nel 2022, è lievemente salito, ma gli andamenti sono differenziati tra i settori. La Tavola 4.15 evidenzia, appunto, il dettaglio delle misure di concentrazione anche distinte per settore di consumo. Nella prima parte della tavola le misure sono calcolate a partire dai volumi venduti dai gruppi societari nel mercato *retail*, nella seconda parte della tavola, invece, le misure sono calcolate in base ai clienti (punti di riconsegna) serviti dagli stessi gruppi societari.

Tavola 4.15 Misure di concentrazione nel mercato *retail* del gas naturale

Misure calcolate sui gruppi societari

SETTORE	2021			2022		
	GRUPPI >5%	C3	HHI	GRUPPI >5%	C3	HHI
MISURE CALCOLATE IN BASE ALL'ENERGIA VENDUTA DAI GRUPPI SOCIETARI						
CLIENTI DOMESTICI	4	43,1%	773	4	47,8%	941
Domestici	4	51,5%	1.088	4	52,4%	1.116
Condomini con uso domestico	4	37,2%	708	5	35,1%	645
CLIENTI NON DOMESTICI	5	44,2%	848	4	40,1%	650
Commercio e servizi	6	33,3%	557	6	40,3%	712
Industria	4	59,3%	1.515	5	57,9%	1.446
Generazione elettrica	6	57,6%	1.465	5	59,3%	1.465
Attività di servizio pubblico	3	43,5%	848	4	42,8%	871
MERCATO TOTALE	4	43,1%	773	4	44,3%	807
MISURE CALCOLATE IN BASE AI CLIENTI SERVITI DAI GRUPPI SOCIETARI						
CLIENTI DOMESTICI	4	54,0%	1.233	4	55,8%	1.254
Domestici	4	54,3%	1.242	4	56,0%	1.265
Condomini con uso domestico	5	39,8%	700	5	37,7%	665
CLIENTI NON DOMESTICI	4	36,5%	569	4	40,1%	651
Commercio e servizi	4	36,1%	567	4	40,9%	681
Industria	5	41,5%	792	5	38,4%	789
Generazione elettrica	4	67,6%	2.104	5	54,9%	1.823
Attività di servizio pubblico	3	36,0%	581	6	32,3%	542
MERCATO TOTALE	4	53,0%	1.182	4	54,9%	1.209

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Utilizzando le misure calcolate sui volumi venduti, si osserva che il numero di gruppi con una quota del mercato totale superiore al 5% è rimasto invariato a 4. Inoltre, nel 2022 i primi tre gruppi controllano il 44,3%, mentre nel 2021 la quota era pari al 43,1%. L'indice di Herfindahl-Hirshman (HHI) calcolato sul mercato della vendita è risultato pari a 807, un poco superiore quindi a quello del 2021, che era pari a 773. 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 2021, aumenti di lieve entità del livello di concentrazione si osservano (tramite gli indicatori C3 e HHI) nel comparto dei domestici, delle attività di servizio pubblico e della generazione elettrica, un aumento più significativo emerge nel terziario, mentre nell'industria si osserva una modesta discesa. Se misurata sui clienti serviti, la concentrazione, tende a salire quasi in tutti i settori: fanno eccezione solo quello industriale e le attività di servizio pubblico, oltre che il comparto non

domestico nel suo complesso.

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 1.500²¹⁶.

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

Come già descritto in dettaglio nel Capitolo 3 (vedi il paragrafo 3.2.2.1, al quale si rimanda) in tema di prezzi di vendita nei mercati al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale l'Autorità dispone di due rilevazioni:

- quella dei *Prezzi medi praticati nel mercato dell'energia elettrica e del gas naturale* effettuata ai sensi della delibera 29 marzo 2018, 168/2018/R/com, nella quale con cadenza semestrale vengono rilevati i dati trimestrali relativi ai prezzi fatturati²¹⁷ 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 2022 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 di ben 111,2 c€/m³ (Tavola 4.16), un livello mai registrato in passato. Tale prezzo risulta più che raddoppiato (+112%) rispetto all'anno precedente (52,3 c€/m³). L'incremento, oggetto di ulteriori analisi e approfondimenti, riflette i forti aumenti nel costo della materia prima avvenuti nei mercati all'ingrosso. Esso coinvolge tutte le classi di consumo e in misura maggiore quelle più grandi, nelle quali è più elevata l'incidenza della stessa materia prima e la rapidità di aggiornamento alle quotazioni all'ingrosso.

Nella Tavola 4.17 viene mostrato lo spaccato dei prezzi medi del 2022 per dimensione e tipologia di cliente. A differenza degli anni scorsi, non si riscontrano differenze elevate tra le classi di consumo e tra le diverse tipologie di clienti, che tendono a convergere verso la media molto più che in passato. Si discostano da questa tendenza i condomini uso domestico e la generazione termoelettrica (in particolare la classe più grande di quest'ultima, relativa a consumi annui superiori a 20 milioni di m³), che presentano valori sensibilmente superiori alla media.

²¹⁶ 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).

²¹⁷ 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.

Tavola 4.16 Prezzi medi di vendita al mercato al dettaglio (al netto delle imposte)

CLASSE DI CONSUMO ANNUO	PREZZI (c€/m ³)									
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Inferiore a 5.000 m ³	61,2	58,8	55,7	51,7	52,1	58,3	63,4	58,1	65,9	103,1
Tra 5.000 e 50.000 m ³	51,3	46,9	46,0	42,1	43,1	48,4	50,7	43,7	55,0	117,9
Tra 50.000 e 200.000 m ³	44,4	41,4	41,0	37,0	36,2	43,7	44,7	37,3	48,8	113,6
Tra 200.000 e 2.000.000 m ³	36,6	35,0	32,5	28,3	26,8	31,4	33,8	27,3	38,5	101,4
Tra 2.000.000 e 20.000.000 m ³	33,8	34,0	28,0	24,2	23,0	26,5	28,2	21,9	35,1	93,9
Superiore a 20.000.000 m ³	32,7	32,2	26,5	21,8	24,3	29,2	22,4	16,9	52,8	130,4
TOTALE	44,0	42,3	38,9	33,8	34,3	40,0	39,2	33,9	52,3	111,2

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 4.17 Prezzi di vendita al mercato al dettaglio (al netto delle imposte) per settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2022

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m ³)						TOTALE (c€/m ³)
	< 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	101,6	98,2	123,0	122,0	-	-	101,6
Condominio uso domestico	119,5	127,1	122,0	117,5	125,8	-	125,3
Attività di servizio pubblico	120,9	118,9	114,3	107,8	105,2	76,3	110,3
Commercio e servizi	116,8	114,9	113,1	101,0	96,8	91,3	108,4
Industria	114,8	112,9	109,3	100,6	92,4	108,4	99,6
Generazione elettrica	109,2	101,3	114,6	106,2	102,2	138,7	135,3
TOTALE	103,1	117,9	113,6	101,4	93,9	130,4	111,2

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nella Tavola 4.18 viene mostrato l'andamento dei prezzi dal 2012 per i clienti con usi domestici (famiglie e condomini) con consumi fino a 200.000 m³/anno, suddivisi a seconda delle principali condizioni contrattuali alle quali può avvenire la fornitura, ovvero il servizio di tutela e il mercato libero, con il dettaglio per la classe dimensionale.

Per quanto riguarda i clienti più piccoli (fino a 5.000 m³/anno, in prevalenza singole famiglie), il mercato libero presenta valori superiori al servizio di tutela fino al 2021. Mediamente la differenza è pari al 13%, con un minimo del 2,6% nel primo anno e il massimo del 23,1% nel 2020. Nel 2022 il mercato libero evidenzia invece un prezzo nettamente più basso del servizio di tutela (-17,6%), per l'ampia diffusione in tale mercato di formule contrattuali a prezzo fisso che hanno contenuto o ritardato, almeno nell'immediato, il trasferimento sui clienti finali della forte crescita delle quotazioni della materia prima gas avvenuta nei mercati all'ingrosso. Così, nell'ultimo anno, il prezzo nel servizio di tutela presenta un incremento dell'85,6%, contro il 40,4% del mercato libero.

La minore crescita del prezzo nel mercato libero nell'ultimo anno si riscontra anche nelle classi dimensionali più elevate (oltre 5.000 m³/anno), ma non arriva al punto da spostare la convenienza tra i due mercati. Pertanto, per tali classi, costituite quasi interamente da impianti condominiali, il mercato libero risulta più costoso del servizio di tutela in tutti gli anni, compreso il 2022, nel quale si è solo verificato un restringimento del divario, che è sceso al 7,7% nella classe intermedia (tra 5.000 e 50.000 m³/anno) e al 4,3% in quella più grande (tra 50.000 e 200.000 m³/anno).

Tavola 4.18 Prezzi di vendita al dettaglio (al netto delle imposte) ai clienti con usi domestici, per classe di consumo e tipo di mercato

CLASSE DI CONSUMO ANNUO E MERCATO	PREZZI (c€/m ³)										
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Inferiore a 5.000 m³											
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
Mercato libero	61,3	63,7	62,4	60,1	56,8	56,1	60,3	65,5	62,0	67,9	95,3
Differenza	2,1%	5,8%	10,0%	13,9%	19,2%	16,5%	8,1%	8,3%	21,8%	8,9%	-17,6%
Tra 5.000 e 50.000 m³											
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
Mercato libero	51,5	50,9	47,6	46,1	42,8	43,5	48,6	50,9	44,1	58,0	124,7
Differenza	6,7%	-2,4%	8,0%	3,1%	13,1%	11,1%	4,9%	4,1%	11,1%	17,7%	7,7%
Tra 50.000 e 200.000 m³											
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
Mercato libero	48,4	43,9	41,4	41,0	37,0	36,3	43,7	44,7	37,3	56,5	122,2
Differenza	0,6%	-13,0%	-1,1%	0,2%	2,6%	0,5%	-3,4%	-0,5%	1,6%	28,7%	4,3%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

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 al dettaglio, 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 2021²¹⁸ descrivendone, ove possibile, l'evoluzione dei fenomeni rilevanti in tutti gli anni di svolgimento (2012-2021) e i nuovi rapporti semestrali di monitoraggio dei mercati di vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas redatti per il Ministero della transizione ecologica²¹⁹.

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

²¹⁸ Rapporto 11 ottobre 2022, 490/2022/l/com (Rapporto 2021).

²¹⁹ Rapporto 327/2021/l/com, Rapporto 37/2022/l/com e Rapporto 30/2023/l/com.

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.

Per il 2022 hanno comunicato i dati relativi alla qualità commerciale dei servizi di vendita nel settore gas 370 venditori, che hanno dichiarato di servire, nel complesso, 19,5 milioni di clienti finali alimentati in bassa pressione.

Analizzando i dati dei tempi medi effettivi delle prestazioni richieste dai clienti nel 2022, per le risposte a reclami e rettifiche di fatturazione i tempi si attestano, rispettivamente, a 20,38 e 21,04 giorni solari, al di sotto degli standard minimi fissati dall'Autorità. Per quanto riguarda i tempi medi di rettifica di doppia fatturazione, a fronte dello standard fissato a 20 giorni solari, i tempi effettivi risultano essere pari a 19,08 giorni solari. Anche i tempi medi effettivi di risposta riferiti alle richieste di informazione, con una media di 9,45 giorni solari, risultano essere largamente inferiori allo standard generale (Tavola 4.19).

Tavola 4.19 Standard per il servizio di vendita e tempi medi effettivi nel settore del gas naturale nel 2021

PRESTAZIONI	STANDARD SPECIFICI (giorni solari)	STANDARD GENERALI %	TEMPI MEDI EFFETTIVI
Tempo massimo di risposta motivata ai reclami scritti	30	–	20,38
Tempo massimo di rettifiche di fatturazione	60 o 90 ^(A)	–	21,04
Tempo massimo di rettifiche di doppia fatturazione	20	–	19,08
Percentuale minima di risposte a richieste scritte di informazione inviate entro il tempo massimo di 30 giorni solari	–	95	9,45

(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 167.675 reclami scritti, in aumento rispetto all'anno precedente (7,2%)(Tavola 4.20). La maggioranza dei reclami scritti (84,4%) proviene dai clienti domestici. I reclami scritti riferiti ai clienti del mercato libero rappresentano il 75,6% del totale; il 17,5% riguarda i clienti del mercato tutelato, mentre una quota residuale, pari al 6,8%, è riconducibile ai clienti multisito gas. Le richieste di informazione dei clienti gas complessivamente, nel 2022, ammontano a 142.153, in aumento del 6,8% rispetto all'anno precedente; l'81,4% delle richieste ha interessato i clienti del mercato libero. In particolare, il 73,8% ha riguardato i clienti domestici del mercato libero; a seguire, a larga distanza, i clienti domestici del mercato tutelato con il 10,7% e i clienti multisito con il 7,8%. Le rettifiche di fatturazione scritte sono state 12.498, in aumento rispetto all'anno precedente (9,6%); significativo risulta essere il numero delle rettifiche richieste dai clienti domestici (83,6% del totale), sia del mercato libero che del mercato tutelato (pari, rispettivamente, al 63,9% e al 19,6%). Come negli anni precedenti, anche nel 2022 il fenomeno delle rettifiche di doppia fatturazione ha interessato un numero estremamente contenuto di casi (406), in ulteriore diminuzione rispetto al 2021 (-33,1%), soprattutto se si considera il numero complessivo di fatture annue; significative nell'anno, sul totale delle rettifiche di doppia fatturazione, le richieste pervenute dai clienti domestici del mercato libero (67,5%).

Tavola 4.20 Reclami, richieste di informazione e rettifiche di fatturazione

	2018	2019	2020	2021	2022
Numero di reclami	194.074	197.928	172.004	156.407	167.675
Numero di richieste di informazione	86.728	107.937	121.054	133.063	142.153
Numero di rettifiche di fatturazione	20.587	19.325	16.487	11.400	12.498
Numero di rettifiche di doppia fatturazione	3.113	2.256	849	607	406

(A) Dati parziali riferiti al 64% dei clienti gas.

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

I casi di mancato rispetto degli standard fissati per le prestazioni relative alla qualità commerciale della vendita nel settore gas che nel 2022 hanno determinato il diritto per i clienti a ottenere un indennizzo sono stati 16.271, in diminuzione del 9% 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 (95,4%). 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 64,51%. Nell'anno sono stati erogati indennizzi per i clienti gas per un ammontare complessivo di oltre 698.000 euro, in diminuzione rispetto allo scorso anno (-11%). 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 95,5% degli indennizzi è stato erogato per il mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti. I clienti del mercato libero (clienti domestici, condomini a uso domestico, attività di servizio pubblico e usi diversi) risultano essere i destinatari del 74% del totale degli indennizzi.

Nel settore del gas i principali argomenti oggetti di reclamo di responsabilità delle aziende sono stati, nel 46,7% dei casi, la fatturazione e tutto ciò che concerne i consumi e i corrispettivi fatturati, l'autolettura, la periodicità di fatturazione, inclusa la fattura di chiusura, l'effettuazione di pagamenti e rimborsi; per il 16%, le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, la voltura e il subentro (perfezionamento e costi relativi); nel 14,6% dei casi, il mercato, come le modalità di conclusione dei nuovi contratti, le tempistiche dello *switching* e le condizioni economiche proposte dal venditore in sede di offerta rispetto a quelle previste in contratto e applicate. Nell'8,3% dei casi i reclami hanno riguardato la morosità e la sospensione, nel 5,9% dei casi la misura, nel 2,9% le connessioni, i lavori e la qualità tecnica, nell'1,7% la qualità commerciale, nell'1,3% il bonus sociale e nel 2,5% hanno riguardato altri argomenti residuali non riconducibili alle categorie precedenti. Lo 0,1% dei reclami, infine, è stato relativo a ulteriori tematiche non di competenza dei venditori. I temi oggetto delle richieste di informazioni scritte che i clienti hanno inoltrato alle aziende per le forniture gas, l'argomento principale è stato la fatturazione e tutto ciò che ne consegue (47,9% dei casi); per il 19% le richieste hanno riguardato le vicende del contratto; il mercato nel 10,2% dei casi; il 5,6% delle richieste ha riguardato le connessioni, i lavori e le problematiche relative alla qualità tecnica; nel 3,3% dei casi hanno avuto a oggetto problematiche relative alla morosità e alla sospensione. Nel 2,2% dei casi le richieste hanno riguardato tematiche relative alla misura, nell'1,9% il bonus sociale, nell'1,6% la qualità commerciale. Il 7,9% delle richieste di informazioni ha riguardato altri argomenti residuali non ricompresi nelle categorie precedentemente elencati e lo 0,4% tematiche non di competenza dei venditori.

Nel 2022 i **clienti con contratti dual fuel** hanno inviato 35.362 reclami scritti, in aumento del 27,6% rispetto all'anno precedente, e 51.315 richieste di informazioni scritte, anch'esse in aumento dell'86,5% rispetto all'anno precedente. Le rettifiche di fatturazione e le rettifiche di doppia fatturazione sono state, rispettivamente, 2.548 (52,8%) e 28 (-59,4%). 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 2.172. Il 93,4% 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 (93,5%); 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 82.475 euro.

Gli argomenti che hanno generato reclami di diretta responsabilità delle aziende di vendita per i clienti *dual fuel* più frequentemente hanno riguardato: per il 46,1% dei casi, la fatturazione e tutto ciò che concerne i consumi e i corrispettivi fatturati, l'autolettura, la periodicità di fatturazione, inclusa la fattura di chiusura, l'effettuazione di pagamenti e rimborsi; nel 16,1% dei casi, le modalità di conclusione dei nuovi contratti, le tempistiche dello *switching* e le condizioni economiche proposte dal venditore in sede di offerta rispetto a quelle previste dal contratto e applicate; nel 16% dei casi, le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, la voltura e il subentro (perfezionamento e costi). I reclami relativi alla morosità e alla sospensione sono stati il 7,2%, mentre quelli relativi alla misura il 5,3%. Nel resto dei casi, i reclami hanno riguardato le connessioni, i lavori e la qualità tecnica, la qualità commerciale, il bonus sociale e ancora altri argomenti residuali, non riconducibili alle categorie precedenti. Gli argomenti oggetto delle richieste di informazioni scritte inoltrate dai clienti *dual fuel* hanno riguardato: la fatturazione e tutto ciò che ne consegue (39,5% dei casi); le vicende del contratto (19%); argomenti relativi al mercato (7,8%); la qualità commerciale (4,7%); le connessioni, i lavori e problematiche relative alla qualità tecnica (4,5%); informazioni su morosità e sospensione (2,3%); tematiche relative alla misura (1,1%); il bonus sociale (1,6%). Il 19,5% delle richieste di informazioni ha riguardato altri argomenti non ricompresi nelle categorie precedentemente elencate.

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 2022, lo Sportello per il consumatore energia e ambiente (Sportello) e il Servizio conciliazione, gestiti per conto dell’Autorità, in avvalimento, da Acquirente unico, hanno fatto registrare un deciso aumento di volumi in ingresso (Tavola 5.1).

Tavola 5.1 Sistema di protezione: volumi in ingresso allo Sportello e attività di secondo livello^(A)

ATTIVITÀ	ANNO 2022	
	SETTORI ENERGETICI	TUTTI I SETTORI
Livello base (informazione e assistenza)		
Chiamate al <i>call center</i> 800.166.654 (pervenute in orario di servizio)	1.203.877	1.254.318
Richieste scritte di informazioni	55.422	57.710
Richieste di attivazione di procedure speciali informative	41.958	41.958
Reclami di secondo livello reindirizzati con informativa sulle conciliazioni	2.278	2.555
Secondo livello (risoluzione di controversie)		
Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive	22.583	22.583
Domande al Servizio conciliazione Autorità (conciliazione obbligatoria)	21.102	24.339
Domande di conciliazione a organismi ADR iscritti nell’Elenco dell’Autorità (conciliazione obbligatoria)	940	1.327

(A) Lo Sportello è attivo anche per i settori ambientali regolati dall’Autorità.

Fonte: Elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Infatti, le chiamate pervenute al *call center* dello Sportello in orario di servizio, che nel 2022 ammontano a 1.254.318, sono raddoppiate (+99%) rispetto al 2021; di queste, 1.014.308 (+80%) sono state gestite mentre 240.101 sono state abbandonate dai clienti senza attendere la risposta dell’operatore. Sostanzialmente invariato rispetto al 2021, il tempo medio di conversazione (238 secondi contro 241). La quasi totalità delle chiamate gestite dal *call center* ha riguardato i settori dell’energia elettrica e del gas (1.203.877, corrispondenti al 96% del totale). Il tema di gran lunga più trattato nelle telefonate pervenute allo Sportello è il bonus sociale (65%), in ragione della centralità dello stesso nel contesto di crisi dei prezzi dell’energia e sulla scia del progressivo consolidamento del meccanismo di riconoscimento automatico; gli altri temi trattati, con un’incidenza molto inferiore, sono i diritti e la regolazione (19%), le modalità di risoluzione delle controversie (8%), le pratiche presso lo sportello (6%) e nel residuale 2% altri aspetti (Portale offerte, Portale consumi, Gruppi di acquisto, Servizio a tutele gradualità). Sono stati 11.895, circa un terzo in meno dell’anno precedente, i contatti nei quali sono state fornite informazioni sul tema del superamento delle tutele di prezzo nei settori energetici.

Relativamente alle **richieste di informazioni scritte**, lo Sportello ha ricevuto 55.422 domande per i settori energetici, praticamente il triplo (+194%) dell’anno precedente. Anche la maggioranza

assoluta delle richieste di informazioni riguarda il bonus sociale (58%); seguono, molto distanziati, gli argomenti: "fatturazione" (11%), "mercato" (10%), "contratti" (10%) e "morosità e sospensione" (5%). Relativamente al tema più trattato, ossia il bonus sociale, i quesiti hanno riguardato principalmente le comunicazioni necessarie all'individuazione dei clienti indiretti serviti da forniture condominiali (un terzo), il meccanismo di riconoscimento automatico (un altro terzo) e l'innalzamento a 12.000 euro della soglia reddituale per l'individuazione dei beneficiari (un quarto). Relativamente al secondo argomento, ossia la fatturazione, i principali sub-argomenti sono stati i consumi stimati (38%) e i ricalcoli (27%). Nell'ambito delle richieste sul "mercato", oltre metà ha riguardato il cambio venditore (56%); seguono, a distanza, le presunte pratiche commerciali scorrette (20%). Anche le richieste relative a "contratti" riguardano per oltre la metà un solo sub-argomento, ovvero le "modifiche unilaterali" (54%), mentre seguono distanziati la voltura e il subentro (12%). Infine, le domande relative a "morosità e sospensioni" riguardano quasi totalmente (91%) la prima di tali due voci.

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. 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. Rispetto all'anno precedente, nel 2022 le richieste di attivazione di procedure speciali informative sono lievemente diminuite (-4%), per un totale di 41.958 casi, così ripartiti: il 64% per il settore elettrico, il 23% per quello del gas e il 13% per entrambi i settori; tale ripartizione indica una diminuzione dell'incidenza del settore elettrico (6 punti in meno, ripartiti a metà tra gli altri due). Oltre la metà delle richieste (51%) concerne la data di cambio fornitore (*switching*) e il nome del venditore stesso, un terzo (34%) riguarda l'identificazione del "venditore ignoto" in caso di voltura, mentre la quota rimanente (15%) riguarda le domande per conoscere il venditore che ha richiesto l'applicazione del corrispettivo di morosità (C^{mor}). Rispetto all'anno precedente, le richieste che sono aumentate maggiormente (+6.168 casi in più, +41%) sono quelle per conoscere la data di cambio fornitore (*switching*) e il nome dello stesso, mentre sono diminuite notevolmente quelle per individuare il "venditore ignoto" (5.504 casi in meno, -28%), verosimilmente per l'implementazione della nuova regolazione della voltura nel settore elettrico.

Infine, lo Sportello ha ricevuto anche 2.234 **reclami di secondo livello**, che sono quelli in cui il primo reclamo, rivolto dal cliente al venditore (o altro tipo di gestore del servizio), non è stato sufficiente a risolvere la problematica; in questi casi lo Sportello informa il cliente in merito alle procedure di conciliazione utilizzabili per risolvere la controversia, che possono essere attivate ricorrendo al Servizio conciliazione dell'Autorità o ad altri organismi di conciliazione. Anche questa tipologia riguarda prevalentemente (2.278 casi, 89% del totale) i clienti dei settori energetici.

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

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 2022 sono pervenute allo Sportello 22.583 richieste di attivazione di procedure risolutive, esattamente raddoppiate rispetto al 2021 (+100%). Ancora più che nell'anno precedente la quota preponderante concerne la procedura speciale in tema di "bonus" (94%); seguono (5%) le richieste sull'applicazione del corrispettivo C^{MOR} (verifica dei presupposti per il suo annullamento), mentre risultano marginali quelle sulla "doppia fatturazione" (0,5%), sulla "procedura ripristinatoria volontaria"²²⁰ (14 casi) e quelle per l'attivazione della procedura speciale risolutiva per "mancata erogazione dell'indennizzo automatico" dovuto entro i termini previsti dalla regolazione (5 richieste). Relativamente alle richieste in materia di bonus, gran parte (64%) delle stesse concerne la mancata erogazione dell'agevolazione; le restanti riguardano, per lo più, problematiche connesse alla continuità dell'agevolazione a seguito di *switching* o voltura oppure all'ammontare del bonus, ritenuto errato. Lo Sportello, se l'istanza del cliente è ritenuta fondata, sulla base dei documenti inviati dal cliente stesso e delle verifiche sul Sistema Informativo Integrato, trasmette una comunicazione all' esercente interessato, richiedendo 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. La tempistica di gestione complessiva nel 2022 è stata mediamente pari a 29 giorni lavorativi, in aumento rispetto all'anno precedente (23 giorni).

Il settore più interessato dalle procedure speciali risolutive è stato l'elettrico, con oltre la metà delle richieste (53%), seguito dal gas con il 25%, mentre la quota restante (22%) riguarda le richieste delle forniture *dual fuel*. Il 98% delle procedure speciali risolutive ha interessato la clientela domestica, mentre il 90% delle richieste è stato presentato da clienti finali senza l'ausilio di delegati. La modalità di accesso più utilizzata è il canale e-mail (63,5% dei casi), seguito dal Portale Unico dello Sportello (29%).

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

²²⁰ Procedura regolata dal Testo integrato in materia di misure propedeutiche per la conferma del contratto di fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale e procedura ripristinatoria volontaria, TIRV, adottato con delibera 6 aprile 2017, 228/2017/R/com.

Codice civile. Inoltre, con l'approvazione dell'art. 141, comma 6, lettera c) del Codice del consumo²²¹, il tentativo di conciliazione è diventato condizione di procedibilità dell'azione innanzi alla magistratura per le controversie insorte nei settori regolati dall'Autorità (a eccezione dei profili tributari o fiscali), a meno di provvedimenti giudiziali urgenti e cautelari.

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 2022 i clienti e gli utenti finali dei settori energetici hanno presentato al Servizio conciliazione 21.102 domande, circa 4.300 in più dell'anno precedente (+26%). L'incremento è dovuto principalmente al settore elettrico (12.831 domande, oltre 3 mila in più dell'anno precedente, 61% del totale) e ai clienti *dual fuel* (2.744 domande, circa un migliaio in più del 2021, 13% del totale); anche per i *prosumer* si riscontra un aumento (144 richieste, 31 in più) ma la loro incidenza rimane limitata (1%), mentre il settore gas, sostanzialmente stabile (5.383 domande, solo 173 in più del 2021) vede ridotta la sua incidenza (26% del totale, oltre cinque punti in meno).

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 CNCU²²² (25%). Il 73% 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 (47%); seguono, a distanza, i contratti (24%) e il risarcimento danni (7%). Scomponendo il dato sulla fatturazione tra i segmenti energetici, si possono individuare percentuali lievemente differenti: nell'elettrico incide per il 46%, nel gas per il 56%, per i clienti *dual fuel* incide per il 44%. Relativamente ai *prosumer*, l'argomento più ricorrente è lo scambio sul posto (43%).

In merito all'esito²²³ delle domande pervenute al Servizio, nell'81% dei casi vi è stata l'ammissione alla procedura, mentre le procedure concluse con un accordo tra le parti sono il 69%; tali percentuali sono quasi identiche all'anno precedente. Per giungere all'accordo, le parti hanno impiegato in media 54 giorni solari, 4 in meno del 2021, verosimilmente per una ulteriore riduzione dell'impatto delle ondate pandemiche.

Su 7.783 questionari compilati al termine della procedura di conciliazione, il 96% degli attivanti si è dichiarato soddisfatto del Servizio; in dettaglio il 51% è molto soddisfatto, il 15% soddisfatto e il 30% abbastanza soddisfatto. Tali percentuali sono sostanzialmente allineate a quelle registrate nel 2021.

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-

²²¹ 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).

²²² 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).

²²³ I dati esposti nella parte rimanente del paragrafo riguardano anche il settore idrico.

decies del Codice del consumo, nel dicembre 2015 ha istituito²²⁴ l'Elenco degli organismi deputati a gestire procedure ADR (*Alternative Dispute Resolution*) ai sensi del titolo II-bis della parte V del Codice stesso.

Al 31 dicembre 2022, risultavano iscritti nell'Elenco dell'Autorità, 29 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 21 restanti sono organismi trasversali, che operano anche in settori diversi da quelli di competenza dell'Autorità; tra questi ultimi, 20 sono organismi di mediazione e, come tali, iscritti anche nel Registro degli organismi di mediazione tenuto dal Ministero della giustizia²²⁵. Due organismi, tra cui quello di livello regionale, sono competenti per il solo settore idrico, mentre tutti i 27 restanti sono competenti per i settori energetici.

Le informazioni trasmesse dagli organismi ADR fanno emergere una lieve diminuzione delle domande di conciliazione relative ai settori energetici, che sono scese²²⁶ dalle 1.478 del 2021 alle 1.327 del 2022.

Quasi la metà delle domande (44%) è stata presentata dal cliente attraverso una associazione di consumatori. Anche con il canale ADR l'argomento prevalente delle controversie è la fatturazione (57%), seguita a grande distanza da morosità e sospensione della fornitura (11%) e dai contratti (11%). La percentuale delle domande accolte si conferma elevata (84%); le relative procedure si sono concluse nel corso del 2022 nell'81% dei casi, in gran parte (70%) con un accordo. Infine, per quanto riguarda i tempi medi di conclusione delle procedure, si riscontra una differenza a seconda dell'esito: in media, 59 giorni in caso di accordo (come nel 2021) e 50 giorni in caso di mancato accordo (53 giorni nel 2021).

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 considerevoli²²⁷, il decreto-legge 26 ottobre 2019, n. 124²²⁸ ha

²²⁴ Delibere 17 dicembre 2015, 620/2015/E/com e 14 luglio 2020, 267/2020/E/com.

²²⁵ Decreto legislativo 4 marzo 2010, n. 28 e del decreto ministeriale 18 ottobre 2010, n. 180.

²²⁶ Tale dato potrebbe anche risentire anche degli approfondimenti in corso su 3 organismi.

²²⁷ 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.

²²⁸ Convertito con modificazioni dalla legge 19 dicembre 2019, n. 157.

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 avviato²²⁹ il procedimento per l'attuazione di quanto previsto dal decreto 124/19 e nel giugno 2020, ha posto in consultazione²³⁰ 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 approvate²³¹ 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 "a domanda" e che continua a essere gestito attraverso il sistema SGAt e nell'ambito della specifica Convenzione²³².

In sintesi, il nuovo meccanismo prevede quanto segue:

- mensilmente il Gestore del SII riceve da INPS i dati personali dei nuclei familiari che risultano in stato di disagio economico in base alle Dichiarazioni Sostitutive Uniche (DSU) attestate dalla stessa INPS nel mese precedente. Per accedere al procedimento di riconoscimento automatico dei bonus, è dunque sufficiente presentare ogni anno la DSU per ottenere l'attestazione dell'ISEE (Indicatore della Situazione Economica Equivalente)²³³ del proprio nucleo familiare;
- il SII effettua tutte le verifiche funzionali al riconoscimento dei bonus energetici agli aventi diritto (unicità del bonus per nucleo familiare, ricerca della fornitura da agevolare e verifica dei relativi requisiti di ammissibilità) e trasmette agli operatori competenti tutte le informazioni necessarie per la successiva erogazione dell'agevolazione, che avviene con le stesse modalità previste nel precedente sistema "a domanda"; l'ammontare annuo del bonus da corrispondere è definito dall'Autorità (differenziato in base alla numerosità nucleo familiare e, per il bonus gas, all'uso e alla zona climatica);
- i bonus hanno una durata di 12 mesi e una data di decorrenza del periodo di agevolazione che varia in funzione del "tipo" di agevolazione²³⁴;
- il riconoscimento delle agevolazioni agli aventi diritto decorre dal 1° gennaio 2021; in considerazione dei tempi per lo sviluppo dei correlati sistemi informatici, l'automatismo entra in funzione dal 1° giugno 2021, riconoscendo agli aventi diritto eventuali arretrati maturati prima di tale data.

Nel 2021, tuttavia, hanno iniziato a manifestarsi i forti incrementi dei prezzi delle materie prime

²²⁹ Delibera 28 gennaio 2020, 14/2020/R/com.

²³⁰ Documento per la consultazione 9 giugno 2020, 204/2020/R/com.

²³¹ Con la delibera 23 febbraio 2021, 63/2021/R/com.

²³² Delibera 28 gennaio 2020, 13/2020/R/com.

²³³ 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).

²³⁴ Il provvedimento disciplina anche le modalità di gestione dei bonus nei casi in cui, nel corso del periodo di agevolazione, intervengano variazioni rilevanti nelle condizioni di ammissione o nelle condizioni che concorrono a determinare il valore dell'agevolazione.

energetiche che hanno indotto molteplici interventi del Governo volti a minimizzare, per i clienti domestici svantaggiati, gli incrementi di spesa per le forniture energetiche, attraverso la ridefinizione dell'ammontare del bonus e della platea dei percettori.

In particolare, dal 1° ottobre 2021, una serie di norme²³⁵ ha disposto il rafforzamento del bonus sociale elettrico e gas e il suo aggiornamento trimestrale. Il rafforzamento è stato finanziato con fondi del bilancio dello Stato trasferiti alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA). L'Autorità ha dato attuazione a tali norme introducendo²³⁶ una componente compensativa integrativa (CCI), aggiuntiva al bonus "ordinario" e aggiornata ogni trimestre in occasione dell'aggiornamento periodico degli oneri generali di sistema.

Nel marzo 2022 il Governo ha adottato²³⁷ ulteriori misure urgenti per contrastare gli effetti della crisi ucraina, innalzando per il periodo 1° aprile-31 dicembre 2022 la soglia ISEE per poter accedere al bonus sociale elettrico e gas a 12.000 euro (dai precedenti 8.265 euro). Al fine di garantire l'effettiva e tempestiva messa a disposizione dall'INPS al SII delle informazioni e dei dati necessari per il riconoscimento automatico dei bonus ai nuovi nuclei familiari aventi diritto, l'Autorità ha definito²³⁸ in via preliminare le modalità tecniche per l'effettuazione dello scambio informativo tra i due soggetti e ha introdotto una nuova classe di agevolazione (classe d), corrispondente ai nuclei familiari aventi un ISEE compreso tra 8.265 e 12.000 euro e non appartenenti a una delle classi già previste (famiglie numerose, con più di tre figli a carico o percettori di Reddito o Pensione di cittadinanza).

L'Autorità ha poi integrato tali disposizioni nei mesi di maggio²³⁹ e agosto²⁴⁰ 2022 tenendo conto di quanto previsto dal decreto-legge 17 maggio 2022, n. 50. In particolare, è stato disposto che, per i nuovi beneficiari, la data di inizio dell'agevolazione fosse il 1° aprile 2022 (anche attraverso conguagli) e che il termine fosse il 31 dicembre dello stesso anno.

Nel novembre 2022 l'Autorità ha avviato²⁴¹ un processo di revisione delle modalità di determinazione del bonus elettrico e gas per disagio economico e la modifica urgente, in via straordinaria, della componente di compensazione integrativa (CCI) dei bonus gas a partire dal 1° dicembre 2022. La revisione è stata determinata, da un lato, dal cambiamento nelle modalità di calcolo della componente di prezzo del gas a copertura dei costi di approvvigionamento (C_{MEM})²⁴²; dall'altro lato,

²³⁵ Per il quarto trimestre 2021: art. 3, comma 1, del decreto legge 27 settembre 2021, n. 130; per il primo trimestre 2022: art. 1, comma 508, della legge 30 dicembre 2021, n. 234; per il secondo trimestre 2022: art. 2 del decreto legge 1° marzo 2022, n. 17; per il terzo trimestre 2022: art. 3 del decreto legge 30 giugno 2022, n. 80 e art. 1 del decreto legge 17 maggio 2022, n. 50; per il quarto trimestre 2022: art. 1 del decreto legge 9 agosto 2022, n. 115.

²³⁶ Delibere 30 dicembre 2021, 635/2021/R/com, 30 marzo 2022, 141/2022/R/com, 30 giugno 2022, 295/2022/R/com, 29 settembre 2022, 462/2022/R/com, e 29 dicembre 2022, 735/2022/R/com.

²³⁷ Decreto legge 21 marzo 2022, n. 21, convertito in legge 20 maggio 2022, n. 51.

²³⁸ Delibera 26 aprile 2022, 188/2022/R/com.

²³⁹ Delibera 31 maggio 2022, 245/2022/R/com.

²⁴⁰ Delibera 2 agosto 2022, 380/2022/R/com.

²⁴¹ Delibera 29 novembre 2022, 619/2022/R/com.

²⁴² Con tale cambiamento (stabilito dalla delibera 29 luglio 2022, 374/2022/R/gas), l'Autorità ha previsto, a decorrere dal 1° ottobre 2022, che la componente C_{MEM} sia definita pari alla media mensile del prezzo italiano all'ingrosso (PSV *day ahead* rilevato da ICIS Heren) e che sia pubblicata sul sito internet dell'Autorità entro il secondo giorno lavorativo del mese successivo a quello di riferimento; in tale modo, viene superata la metodologia di quantificazione sulla base delle quotazioni

per migliorare i profili di consumo dei clienti, utilizzando al meglio informazioni non disponibili precedentemente.

In particolare, sulla base dei dati a consuntivo, nel settore del gas i consumi per riscaldamento sono risultati sensibilmente inferiori ai consumi "standard". Anche nel settore elettrico si sono riscontrate differenze tra i consumi effettivi e i consumi standard, ma con differenze di minore entità; in entrambi i settori i consumi domestici sono diminuiti per effetto degli interventi di promozione dell'efficienza energetica, mentre non sono emerse particolari differenze tra i clienti titolari di bonus e gli altri clienti.

A fine novembre l'Autorità ha esposto le proprie proposte²⁴³ in merito alle modalità e alla frequenza di calcolo dei bonus sociali a partire da gennaio 2023, illustrando i seguenti orientamenti:

- la modifica della frequenza di aggiornamento dei bonus sociali gas, in relazione alle nuove modalità di determinazione del prezzo del gas;
- l'aggiornamento dei consumi standard dei "profili" utilizzati per il calcolo dei bonus sociali, in relazione ai dati sui consumi medi effettivi dei titolari di tali bonus;
- la revisione delle modalità di determinazione del bonus "base"²⁴⁴.

Nel dicembre 2022 è stato quindi parzialmente adeguato²⁴⁵ il meccanismo ordinario di erogazione dei bonus sociali, con applicazione nel primo trimestre 2023. Nel dettaglio, sono stati rideterminati i consumi standard utilizzati per la determinazione degli importi "pro die", al fine di utilizzare nel miglior modo le risorse messe a disposizione dal bilancio dello Stato, adottando una gradualità in tale rideterminazione, per tenere conto delle osservazioni delle associazioni dei consumatori. In particolare, sono stati rinviati il completamento del percorso di rideterminazione dei consumi di riferimento e la modifica delle modalità di determinazione dei "bonus base". Infine, in considerazione dell'elevata volatilità dei prezzi del gas all'ingrosso, l'Autorità si è riservata la possibilità di modifiche anche nel corso del trimestre.

I bonus in cifre

Nel 2022 il numero di consumatori che hanno ottenuto il **bonus sociale per le forniture elettriche** è aumentato di oltre il 50% rispetto all'anno precedente, passando da 2.529.566 a 3.818.281, di cui 3.766.105 (+51,4%) per disagio economico e 52.176 (+24,3%) 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, oltre il doppio dell'anno precedente. L'ampliamento della platea di beneficiari è dovuto in parte al meccanismo automatico di riconoscimento dei bonus (al suo secondo 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.

forward trimestrali (OTC relative al trimestre t-esimo del gas, presso l'hub TTF, rilevate con riferimento al secondo mese solare antecedente il trimestre oggetto di aggiornamento), passando da una determinazione trimestrale definita prima dell'inizio di ciascun trimestre, a una determinazione mensile definita alla fine di ciascun mese di un trimestre.

²⁴³ Documento per la consultazione 29 novembre 2022, 646/2022/R/com.

²⁴⁴ Le modalità di definizione del bonus base sono state stabilite dall'allegato A alla delibera 63/2021/R/com e successivamente sospese a seguito del rafforzamento del bonus sociale disposto a partire dal quarto trimestre 2021.

²⁴⁵ Delibera 29 dicembre 2022, 735/2022/R/com.

I beneficiari del bonus sociale elettrico sono localizzati per il 33,4% al Nord, per il 16,4% al Centro e per il 50,2% nel Sud e nelle Isole. Il 42,9% dei beneficiari è costituito da nuclei familiari fino a 2 componenti, il 44,3% con 3 o 4 componenti, il 12,8% con più di 4 componenti.

Le famiglie con bonus per l'utilizzo di apparecchiature elettriche per il mantenimento in vita (bonus per disagio fisico), al 31 dicembre 2022, erano 52.176, con un incremento di ben 10.209 unità 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 giornaliera. 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 impegnata²⁴⁶. In funzione di tali elementi, il valore del bonus nel 2022 è risultato compreso nell'intervallo tra 376 e 1.155 euro per beneficiario.

Gli oneri connessi all'erogazione del bonus elettrico per disagio economico e fisico sono collocati tra le componenti degli oneri generali afferenti al sistema elettrico e trovano copertura tramite la componente A_{SRIM} , ricompresa in bolletta per i clienti finali nella componente tariffaria A_{RIM} ²⁴⁷, 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 1.537.884 a 2.441.158 (+58,7%). L'ammontare dei bonus erogati per il settore gas nel 2022 è stato pari a circa 849 milioni di euro, quattro volte l'anno precedente, anche per effetto dei forti incrementi nel livello dei prezzi; tale importo non comprende gli le spettanze delle famiglie servite da forniture condominiali, il cui processo automatico di individuazione è in corso di perfezionamento. Relativamente alle famiglie beneficiarie (titolari di forniture dirette), la loro distribuzione per numero di componenti appare simile al settore elettrico, mentre risulta invece diversa la distribuzione territoriale, che vede la prevalenza del Nord (44%), anche per effetto del maggiore grado di metanizzazione, seguito da Sud e Isole (36%) e dal Centro (20%).

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 dei clienti 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

²⁴⁶ Per il dettaglio del funzionamento dei *bonus* si veda anche il *Rapporto Annuale* 2013.

²⁴⁷ L'art. 1 della delibera 27 dicembre 2017, 922/2017/R/eel, ha previsto che, a partire dal 1° gennaio 2018, l'elemento A_{SRIM} della componente A_{RIM} venga applicato indistintamente a tutte le utenze, ivi comprese quelle aventi diritto al bonus elettrico. Gli effetti di tale applicazione vengono compensati a favore degli utenti aventi diritto al bonus elettrico maggiorando il medesimo bonus del valore dell'elemento A_{SRIM} applicato al consumo annuo di riferimento per ogni tipologia di cliente disagiato prevista dal TIBEG. Dal gennaio 2019 questa componente (ex componente A_S) rappresenta il 2,61% della spesa media dell'utente tipo.

collaborazione con altre Autorità, garantisca che le misure di tutela dei consumatori, incluse quelle dell'Allegato 1, siano effettive e applicate.

In Italia tali misure trovano ormai completa e ampia applicazione.

Nel corso del tempo sono stati consolidati alcuni corpi normativi che raccolgono in modo organico l'insieme delle disposizioni su alcune aree tematiche rilevanti in materia, in particolare:

- il Codice di condotta commerciale²⁴⁸;
- il Testo integrato sulla qualità dei servizi di vendita (TIQV)²⁴⁹;
- il Testo integrato fatturazione (TIF)²⁵⁰;
- Il Testo integrato bonus elettrico e gas (TIBEG)²⁵¹;
- il Testo integrato su conferma del contratto di fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale e procedura ripristinatoria volontaria (TIRV)²⁵²;
- il Testo Integrato Conciliazione (TICO)²⁵³.

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 stabilito²⁵⁴ 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. Anche nel 2022, quindi, l'Autorità ha continuato a definire e a comunicare ai venditori, con cadenza semestrale, il contenuto delle informative da riportare nella fattura dei loro clienti. Più in dettaglio, nel 2022 le comunicazioni inserite nelle fatture hanno informato il cliente finale 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 dell'Autorità volti a effettuare una scelta informata e consapevole, come il Portale Offerte luce e gas e le offerte PLACET.

A partire dal 1° gennaio 2023²⁵⁵, sia i venditori di mercato libero sia gli esercenti i servizi di tutela per le forniture di energia elettrica e gas naturale sono tenuti a riportare all'interno di ciascuna bolletta

²⁴⁸ L'ultima versione è stata approvata con la delibera 366/2018/R/com.

²⁴⁹ L'ultima versione è stata approvata con la delibera 413/2016/R/com.

²⁵⁰ L'ultima versione è stata approvata con la delibera 463/2016/R/com.

²⁵¹ L'ultima versione è quella risultante dalla delibera 165/2019/R/com.

²⁵² L'ultima versione è stata approvata con la delibera 28/2017/R/com.

²⁵³ L'ultima versione è stata approvata con la delibera 355/2018/R/com.

²⁵⁴ Con la delibera 10 novembre 2017, 746/2017/R/com, come modificata dalla delibera 21 maggio 2019, 197/2019/R/com.

²⁵⁵ Ai sensi della delibera 10 maggio 2022, 209/2022/R/com, che modifica, tra l'altro, l'allegato A alla delibera 16 ottobre 2014, 501/2014/R/com.

il seguente messaggio: “Per scoprire se ci sono altre offerte più adatte alle tue esigenze, per conoscere meglio le tue abitudini di consumo, i tuoi consumi storici e per confrontare il tuo consumo nello stesso periodo degli anni precedenti e per ricevere informazioni o conoscere i tuoi diritti, consulta www.arera.it/consumatori”.

Inoltre, nell’ambito delle disposizioni per l’erogazione del servizio a tutele graduali per le micro-imprese del settore dell’energia elettrica di cui alla legge n. 124/2017, l’Autorità ha previsto che l’esercente la maggior tutela uscente nel periodo intercorrente da luglio 2022 a marzo 2023 alleggi, ad almeno due bollette, un’informativa con testo standardizzato definito dall’Autorità e che riporti, nella bolletta di chiusura del cliente finale, un messaggio anch’esso definito dall’Autorità, finalizzato a renderlo edotto del cambio di fornitore.

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 consumo²⁵⁶ 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).

Nel giugno 2022 l’Autorità ha approvato²⁵⁷ alcune modifiche al Codice di condotta relativamente agli obblighi informativi in materia di modalità e termini di pagamento delle bollette e di obblighi di servizio pubblico universale dei venditori. Inoltre, l’Autorità ha disposto l’aggiornamento mensile della stima della spesa annua delle offerte a prezzo variabile e dei servizi di tutela presente nelle Schede di confrontabilità per le forniture di energia elettrica e gas naturale di cui agli allegati 1, 2 e 3 del Codice medesimo.

Nell’ottica di rafforzare ulteriormente l’informazione e l’*empowerment* dei clienti finali, a fine anno l’Autorità ha delineato gli orientamenti²⁵⁸ in merito all’aggiornamento ed efficientamento del Codice di condotta commerciale con riferimento agli obblighi informativi:

- in materia di oneri di recesso anticipato dei clienti finali di energia elettrica;
- in caso di rinnovo delle condizioni economiche nei contratti di fornitura di energia elettrica e gas naturale.

Inoltre, in vista della completa apertura dei mercati *retail* e al fine di intercettare il dinamismo tecnologico e commerciale, ha effettuato una prima disamina finalizzata a individuare, anche tenendo conto delle esperienze internazionali in materia, la necessità di interventi regolatori relativamente agli obblighi informativi in materia di contratti con prezzo dinamico dell’energia elettrica, offerte di mercato libero con strutture di prezzo non convenzionali (le offerte non ricomprese nelle categorie di offerta a prezzo fisso e offerta a prezzo variabile come definite nel Codice di condotta commerciale), servizi e prodotti aggiuntivi e offerte con disponibilità di energia rinnovabile.

²⁵⁶ Decreto legislativo n. 6 settembre 2005, n. 206.

²⁵⁷ Delibera 28 giugno 2022, 289/2022/R/com.

²⁵⁸ Documento per la consultazione 6 dicembre 2022, 668/2022/R/com.

Aggiornamento della Bolletta 2.0

Dopo la consueta fase di consultazione²⁵⁹, nel maggio 2022 l’Autorità ha concluso²⁶⁰ il primo gruppo di interventi di aggiornamento e revisione della regolazione della Bolletta 2.0, finalizzati a integrare il contenuto informativo della bolletta sintetica con elementi funzionali alla maggiore consapevolezza, alla riscontrabilità e alla confrontabilità, operando al contempo in sinergia con gli interventi già disciplinati in vista del superamento delle tutele di prezzo. Al fine di razionalizzare le azioni di aggiornamento della bolletta in un intervento quanto più possibile organico, con la medesima delibera, l’ Autorità ha disposto altresì l’ implementazione di un primo sottoinsieme di prescrizioni in tema di bollette di cui al decreto legislativo. 8 novembre 2021, n. 210, di recepimento della direttiva (UE) 944/2019. In particolare, l’ Autorità ha definito le seguenti innovazioni relative alla bolletta sintetica che dovevano essere implementate entro la prima bolletta emessa successivamente alla data del 1° gennaio 2023:

- l’indicazione del Codice offerta, per tutte le offerte nel mercato libero, corrispondente al Codice offerta abbinato correntemente nel Registro centrale ufficiale (RCU) alla fornitura in corso;
- l’inserimento della spesa annua sostenuta, indistintamente per tutti i clienti e le tipologie di contratto (mercato libero e servizi di tutela), dopo un anno di fornitura. Tale elemento informativo corrisponde alla sommatoria della spesa riportata nelle ultime dodici mensilità, ricomprendendo solo quanto dovuto per la fornitura propriamente detta di energia elettrica o di gas naturale (scorporando gli importi relativi al “Canone di abbonamento alla televisione per uso privato” e gli importi relativi alle voci “Altre partite”, quali eventuali indennizzi e/o importi per servizi o prodotti aggiuntivi a titolo oneroso previsti nell’offerta), ed è aggiornata in ciascuna bolletta;
- la revisione del criterio di determinazione del consumo annuo sostenuto per tutti i clienti finali;
- la definizione dell’obbligo per i venditori del mercato libero di dare evidenza distinta delle voci di spesa “oneri di sistema” e “trasporto e gestione del contatore”, in analogia con quanto già disposto per i regimi di tutela, anche al fine di aumentare la trasparenza e l’omogeneità nell’esposizione delle voci di spesa stesse.

A fine anno, l’Autorità ha poi disposto²⁶¹ un’ulteriore revisione della regolazione della Bolletta 2.0 finalizzata ad aumentare ulteriormente la trasparenza delle bollette dei clienti finali dell’energia elettrica, incrementare la reperibilità del documento Elementi di dettaglio (ED) e definire nuove misure volte alla razionalizzazione e sistematizzazione delle comunicazioni dell’Autorità.

5.1.6 Accesso ai dati di consumo

Una prima garanzia di accesso ai dati di consumo è fornita dalla regolazione in materia di fatturazione. In particolare, la Bolletta 2.0 deve contenere dati sul consumo annuo e sulla sua

²⁵⁹ Documento per la consultazione 14 dicembre 2021, 579/2021/R/com.

²⁶⁰ Delibera 10 maggio 2022, 209/2022/R/com.

²⁶¹ Con la delibera 29 novembre, 637/2022/R/com, che fa seguito al documento per la consultazione 23 settembre 2022, 441/2022/R/com.

ripartizione per fasce orarie. Ulteriori elementi sono reperibili nella bolletta di dettaglio, disponibile su sito internet. A mezzo di reclami e richieste, inoltre, il cliente può richiedere i dati al venditore che provvederà a chiederli al distributore.

D'altro canto, considerata la vasta diffusione degli *smart meter*, in particolare nel settore elettrico, il cliente finale ha a disposizione, tramite display elettronico, il dato di consumo corrente sia in termini di energia che di potenza assorbita, nonché i valori di consumo suddivisi in ore di *peak/off-peak/mid level* utilizzati per l'ultima fattura.

Nel dicembre 2017, l'Autorità ha previsto²⁶² che i dati di consumo, intesi come dati storici di fatturazione e dati storici del profilo temporale di prelievo, debbano essere accessibili attraverso il Sistema informativo integrato (SII), che è già depositario di tali informazioni ai sensi della legge 24 marzo 2012, n. 27. Inoltre, l'Autorità ha ritenuto opportuno che la messa a disposizione digitale dei dati avvenga attraverso un portale web, predisposto da Acquirente unico (in quanto gestore del SII) e accessibile al cliente finale con autenticazione attraverso il Sistema pubblico di identità digitale (SPID). Successivamente alla consultazione sono intervenute le disposizioni della legge di bilancio 2018²⁶³ che hanno precisato termini e scadenze entro le quali ultimare il processo.

Nel giugno 2019 l'Autorità ha quindi definito²⁶⁴ le modalità con cui i clienti finali dal 1° luglio 2019 possono accedere ai loro dati di consumo attraverso l'apposito **Portale dei consumi** presente sul sito internet dell'Autorità²⁶⁵. I consumatori possono accedere, con modalità semplice, sicura e gratuita, ai dati relativi ai propri consumi storici, riportati in documenti di sintesi, tabelle numeriche e grafici, nonché le principali informazioni tecniche e contrattuali.

Nel corso del 2022 sono state ulteriormente sviluppate e **perfezionate alcune funzionalità del Portale Consumi** relative alla reportistica personalizzabile dal cliente, alla tipologia di clienti che possono accedervi e alla esportabilità dei dati nonché 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.

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

5.1.7 Disponibilità di strumenti comparativi dei prezzi

Portale Offerte luce e gas

Nel febbraio 2018 l'Autorità ha adottato²⁶⁶ il Regolamento per la realizzazione e la gestione, da parte

²⁶² Documento per la consultazione 14 dicembre 2017, 865/2017/R/efr.

²⁶³ 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".

²⁶⁴ Delibera 25 giugno 2019 270/2019/R/com.

²⁶⁵ <https://www.consumienergia.it/portaleConsumi/>.

²⁶⁶ Delibera 1 febbraio 2018, 51/2018/R/com, come modificata dalla delibera 5 marzo 2019, 85/2019/R/com.

del Gestore del Sistema informativo integrato, di un sito web nel quale esporre le offerte rivolte ai clienti finali domestici e alle piccole imprese di energia elettrica e gas naturale, denominato **Portale Offerte**²⁶⁷. 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. Si tratta di offerte tutte rivolte ai clienti domestici, alle imprese del settore elettrico alimentate in bassa tensione, ai condomini a uso domestico con consumi di gas inferiori a 200.000 S(m³)/anno, alle imprese del settore del gas con consumi inferiori a 200.000 S(m³)/anno.

La progettazione e l'implementazione del Portale Offerte sono incentrate a garantire la facilità di consultazione da parte dell'utente finale. A tal fine, trimestralmente è svolta un'analisi di fruibilità e semplicità di consultazione del Portale Offerte, valutandone l'utilizzo sia mediante PC-*desktop*, sia attraverso dispositivi mobili.

Dall'avvio in operatività, avvenuto il 1° luglio 2018, il Portale è stato oggetto di monitoraggio, nonché di azioni di consolidamento e di nuove funzionalità.

Complessivamente, dal 1° luglio 2018 al 31 dicembre 2022, il sito ha avuto un totale di 5.000.744 visite. Le pagine complessivamente visualizzate sono state 37.124.659.

Dal monitoraggio degli accessi risulta che per il periodo luglio-dicembre 2022 il sito ha avuto un totale di 979.543 visitatori unici (+2% rispetto allo stesso periodo del 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 secondo semestre del 2022 oltre 163 mila visitatori unici, con un picco nel mese di ottobre 2022 di oltre 227.000 utenti.

Le offerte presenti nel *database* del Portale Offerte al 31 dicembre 2022 sono risultate pari a 4.160, di cui 2.074 di mercato libero, 1.844 offerte PLACET e 242 offerte senza il calcolo della stima della spesa annua.

Per il settore elettrico sono disponibili complessivamente 2.028 offerte: per il gas naturale sono 1.876, mentre le offerte *dual fuel* sono 14. Il 24% delle offerte rivolte ai clienti domestici per il settore elettrico è a prezzo fisso, mentre per i clienti non domestici tale percentuale si attesta al 20%; quindi, le offerte disponibili per entrambe le tipologie di clienti sono prevalentemente a prezzo variabile. Per il settore del gas naturale si è registrata un'analoga situazione: il 74% delle offerte domestiche è a prezzo variabile.

Nel corso del 2022, sono proseguiti gli approfondimenti funzionali al successivo sviluppo di due ulteriori funzionalità del Portale Offerte:

- di calcolo della spesa associato all'offerta che il cliente riceve dal proprio venditore in occasione di rinnovi contrattuali, o di variazioni delle condizioni economiche ed evoluzioni automatiche delle condizioni contrattuali, così da poterla confrontare con le altre offerte visualizzate in seno al Portale e valutarne l'eventuale convenienza;
- di calcolo della spesa personalizzata del cliente finale che permetterebbe all'utente del Portale Offerte di simulare la spesa annua delle offerte ivi visualizzate sulla base del profilo di consumo effettivo dell'utente, riferito agli ultimi dodici mesi.

Nell'ottica di agevolare l'utilizzo del sito da parte degli utenti, sono stati inoltre integrati e arricchiti i contenuti dei video tutorial.

²⁶⁷ <https://www.ilportaleofferte.it/portaleOfferte/>.

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 introdotto²⁶⁸, 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(m³).

Alla data del 31 dicembre 2022 risultano presenti nel Portale Offerte 1.844 offerte PLACET (Tavola 5.2).

Tavola 5.2 Numero di offerte PLACET presenti nel Portale Offerte al 31 dicembre 2022, distinte per tipologia di cliente finale

SETTORE	A PREZZO FISSO	A PREZZO VARIABILE	TOTALE
Cliente domestico	180	220	400
Cliente non domestico	180	219	399
TOTALE SETTORE ELETTRICO	-	-	799
Cliente domestico	174	201	375
Cliente non domestico	174	194	368
Condominio con uso domestico con consumi inferiori a 200.000 m ³	141	161	302
TOTALE SETTORE GAS	-	-	1.045
TOTALE OFFERTE PLACET	-	-	1.844

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Acquirente Unico.

²⁶⁸ Delibera 27 luglio 2017, 555/2017/R/com.