BIAGIO DE FILPO
AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE
30.07.2025 09:59:40 CEST
STEFANO BESSEGHINI
AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE
30.07.2025 10:39:09 CEST

ARERA
Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
1995-2025

Relazione 354/2025/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 2025

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 *Clean Energy Package* 31

3 Il mercato elettrico 34

3.1 Regolamentazione delle infrastrutture 34

3.1.1 *Unbundling* 34

3.1.2 Estensione delle reti e ottimizzazione 34

3.1.3 Investimenti in nuove infrastrutture di trasmissione 36

3.1.4 Regolazione della sicurezza e affidabilità delle reti 48

3.1.5 Disposizioni in materia di qualità dei servizi di distribuzione e trasmissione 64

3.1.6 Monitoraggio del bilancio tra domanda e offerta di energia elettrica 71

3.1.7 Monitoraggio degli investimenti in capacità di generazione e di stoccaggio sotto il profilo della sicurezza delle forniture 71

3.1.8 Coordinamento internazionale sui temi dell'energia elettrica e del gas naturale 71

3.1.9 Implementazione dei Codici di Rete e delle linee guida per l'integrazione dei mercati elettrici europei 78

3.2 Concorrenza e funzionamento dei mercati 84

3.2.1 Mercati all'ingrosso 84

3.2.1.1 Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso 90

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 94

3.2.2 Mercato al dettaglio 97

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 117

3.2.2.2 Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza 126

4 Il mercato del gas naturale 130

4.1 Regolamentazione delle infrastrutture 130

4.1.1 Estensione delle reti, sviluppo e ottimizzazione 130

4.1.2 Accesso alle reti e alle infrastrutture del gas 136

4.1.3 Tariffe per l'accesso alle infrastrutture gas 142

4.1.4 Qualità dei servizi infrastrutturali 146

4.1.5 Bilanciamento del sistema 151

4.1.6 Coordinamento internazionale 154

4.2 Concorrenza e funzionamento dei mercati 155

4.2.1 Mercati all'ingrosso 155

4.2.1.1 Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso 160

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 167

4.2.2 Mercato al dettaglio 168

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 178

4.2.2.2 Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza 183

4.3 Sicurezza delle forniture 184

5 Protezione dei consumatori e risoluzione delle controversie 185

5.1.1 Il sistema di protezione: la trattazione dei reclami dei clienti finali (livello base) 185

5.1.2 Il sistema di protezione: la risoluzione extragiudiziale delle controversie (secondo livello) 186

5.1.3 Protezione dei consumatori domestici vulnerabili e dalla povertà energetica 190

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 192

5.1.5 Strumenti a disposizione dei clienti finali 193

5.1.6 Accesso ai dati di consumo 195

5.1.7 Disponibilità di strumenti comparativi dei prezzi 196

1 PREFAZIONE

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 78.1.l) rispettivamente delle direttive 2019/944/CE e (UE) 2024/1788.

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.

Crescenti complessità caratterizzano il mercato all'ingrosso dell'energia, derivanti principalmente dalla differente struttura di costi (e costi-opportunità) delle fonti produttive, dai vincoli di rete e più in generale di sistema; in questo contesto, oltre a riflettere seriamente come far evolvere il disegno di mercato affinché faccia emergere in maniera trasparente segnali di prezzo utili ai consumatori ed agli investitori, è necessario rafforzare l'attività di monitoraggio continuo, in grado di dare segnali, anche sanzionatori, al mercato, in collaborazione con i regolatori nazionali dei mercati per noi più rilevanti e con ACER.

Ciò nella consapevolezza che strumenti di enforcement *ex-post*, pur necessari per dare agli operatori di mercato e ai consumatori la garanzia del rispetto delle regole, non siano da soli idonei a garantire un contesto competitivo, che richiede costante attenzione all'evoluzione degli strumenti di regolazione *ex-ante* atti ad ampliare gli spazi del confronto concorrenziale, come il mercato della capacità e lo sviluppo delle reti e dei sistemi di flessibilità e accumulo.

L'Autorità ha dedicato grande attenzione, anche nel 2024, alla tutela dei consumatori, cercando di rafforzare gli strumenti a disposizione del consumatore per una migliore comprensione delle offerte, ma anche prevedendo interventi volti a compensare la connaturata asimmetria informativa che caratterizza il rapporto consumatore-fornitore. Particolare attenzione è stata dedicata alla vigilanza sulle attività di *teleselling*.

Dall'efficacia di tali strumenti dipenderà in buona parte lo sviluppo effettivo di dinamiche concorrenziali tra gli operatori, con l'intento di ridurre l'importante differenza che ancora oggi si riscontra tra i prezzi del mercato libero e la sottostante struttura di costi e che penalizza le fasce più deboli.

Milano, 29 luglio 2025

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

I principali provvedimenti legislativi che hanno interessato i settori energetici sono sintetizzati nel seguito, secondo – come di consueto – l'ordine cronologico.

La **legge 2 febbraio 2024, n. 11**, che ha convertito il decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181, ha fissato numerose disposizioni urgenti per la sicurezza energetica del Paese, la promozione del ricorso alle fonti rinnovabili di energia e il sostegno alle imprese a forte consumo di energia. Tra le più importanti vi sono:

- **misure per incentivare l'autoproduzione di energia rinnovabile nei settori energivori a rischio di delocalizzazione.** Più in dettaglio, la legge prevede un meccanismo prioritario per la realizzazione di impianti fotovoltaici e eolici destinati a soddisfare il fabbisogno di imprese ad alto consumo energetico[1], con incentivi per nuove capacità di generazione (con potenza minima di 200 kW). Nelle more dell'entrata in esercizio degli impianti, le imprese energivore hanno facoltà di richiedere al Gestore dei servizi energetici (GSE) l'anticipazione di una quota parte delle quantità di energia elettrica rinnovabile e delle relative garanzie di origine, mediante la stipula di contratti per differenza e presentando idonea garanzia a copertura dei rischi per il mancato adempimento delle obbligazioni assunte; il GSE rende disponibile l'energia elettrica oggetto di anticipazione sul mercato elettrico gestito dal Gestore dei mercati energetici (GME). È previsto anche un contributo fino a 100 milioni di euro, e non superiore a 1 milione di euro per ciascuna impresa, per coprire i premi di garanzia; l'Autorità ha il compito di definire le modalità per la copertura degli oneri derivanti da queste misure;
- **misure per rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale a prezzi ragionevoli**, contribuendo anche alla riduzione delle emissioni climalteranti. Tale disposizione ridefinisce la normativa[2] finalizzata all'incremento della produzione nazionale di gas naturale da destinare, a prezzi calmierati, ai clienti finali industriali a forte consumo energetico, cd. "gasivori". In particolare: entro 30 giorni dall'entrata in vigore (10 gennaio 2024), il GSE avvia procedure per l'approvvigionamento di lungo termine di gas naturale prodotto in Italia alle quali possono partecipare i titolari di concessioni esistenti (anche se improduttive o in sospensione volontaria), i cui impianti di coltivazione siano collocati, totalmente o parzialmente, in aree considerate compatibili dal Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI), nel rispetto dei vincoli classificati come assoluti dal Piano medesimo, nonché della normativa dell'Unione europea e degli accordi internazionali. Sono, inoltre, consentite nuove concessioni in mare tra le 9 e le 12 miglia dalla costa, purché i relativi giacimenti abbiano un potenziale minerario di gas per un quantitativo di riserva certa superiore a 500 M(m^3). L'efficacia delle nuove concessioni, delle proroghe e delle modifiche delle concessioni esistenti, nonché delle autorizzazioni delle opere necessarie è condizionata alla stipula dei contratti finanziari di vendita di lungo termine, tra il GSE e i titolari delle concessioni. I soggetti interessati devono presentare manifestazioni di interesse con dettagli di produzione, investimenti e costi, e stipulare contratti di lungo termine con il GSE, che gestisce anche le procedure di allocazione prioritaria ai clienti industriali ad alto

[1] Cioè i soggetti iscritti nell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica istituito presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA).

[2] Ridefinisce, cioè, l'articolo 16 del decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 aprile 2022, n. 34, recante "Misure per il rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento di gas naturale a prezzi ragionevoli".

consumo di gas. L'Autorità stabilisce come destinare eventuali *surplus* di entrate derivanti da queste procedure per ridurre le tariffe di trasporto e distribuzione a beneficio dei clienti finali;

- al fine di rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento energetico nazionale e di incrementare la flessibilità delle fonti di approvvigionamento del gas naturale sono previste **misure per il rafforzamento dei terminali di rigassificazione *on-shore* e *off-shore***, stabilendo che le opere finalizzate alla costruzione e all'esercizio di terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto, nonché per le connesse infrastrutture, per le quali alla data di entrata in vigore del decreto sia stato rilasciato il provvedimento di autorizzazione costituiscono interventi strategici di pubblica utilità, indifferibili e urgenti;
- **modifiche alla legge annuale per il mercato e la concorrenza 2021** (legge n. 118/2022), prevedendo che, in sede di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, **le condizioni economiche offerte da ciascun concorrente contengano anche l'effettuazione di interventi di efficienza energetica**, realizzabili nell'ambito territoriale minimo di riferimento per conseguire risparmi di energia addizionali rispetto agli obiettivi annuali[3]. Qualora le imprese di distribuzione del gas aggiudicatarie non conseguano la quota addizionale di risparmio energetico che si sono impegnate a conseguire in sede di gara, sono tenute a versare agli enti locali appartenenti all'ambito territoriale interessato il contributo tariffario per la remunerazione degli interventi di efficientamento energetico con l'applicazione di una maggiorazione, a titolo di penale, commisurata alla quantità di energia non risparmiata per singola annualità;
- assegnazione all'Autorità del compito di **disciplinare la graduale cessazione dello scambio sul posto[4] per gli impianti in esercizio dal 31 dicembre 2024**, in attuazione del decreto legislativo n. 199/2021. Dopo 90 giorni dall'entrata in vigore dei decreti attuativi dei nuovi incentivi (non ancora adottati), gli impianti più vecchi saranno esclusi dal meccanismo di scambio sul posto e potranno accedere ai nuovi incentivi o al ritiro dedicato dell'energia, con modalità determinate dall'Autorità, anche in funzione delle condizioni di mercato;
- **misure per il rafforzamento dell'operatività degli impianti di produzione di biometano in esercizio o in corso di realizzazione,** mediante l'istituzione di un meccanismo per la contrattualizzazione di capacità produttiva alimentata da bioliquidi sostenibili che rispettino determinati requisiti e i cui impianti siano già in esercizio alla data di entrata in vigore del decreto. Per l'energia prodotta da tali impianti si prevede l'applicazione di prezzi minimi garanti;
- **disposizioni di vario contenuto legate alla tutela dei clienti domestici nel mercato al dettaglio dell'energia elettrica.** In particolare, la legge impone che l'Autorità disciplini il **servizio di vulnerabilità** nel quale, a decorrere dalla data di cessazione del servizio di maggior tutela per il settore elettrico (1° luglio 2024), hanno diritto a essere riforniti di energia elettrica i clienti vulnerabili, stabilendo un prezzo che rifletta il costo dell'energia elettrica nel mercato all'ingrosso e i costi efficienti delle attività di commercializzazione (determinati sulla base di criteri di mercato). La legge affida ad Acquirente unico il compito di svolgere, secondo modalità stabilite dall'Autorità e basate su criteri di mercato, la funzione di approvvigionamento centralizzato dell'energia elettrica all'ingrosso per la successiva cessione agli esercenti il servizio di vulnerabilità. Stabilisce, inoltre, che il servizio di vulnerabilità venga assegnato a fornitori individuati mediante procedure competitive, svolte dalla società Acquirente unico, relativamente ad aree territoriali omogenee nel rispetto dei principi di trasparenza, pubblicità, massima partecipazione e non discriminazione. La legge fissa anche i termini entro i quali gli esercenti il servizio di tutela devono presentare all'Autorità una relazione indicante i

[3] Definiti *ex lege* dal decreto legislativo n. 164/2000

[4] Il meccanismo di sostegno dello scambio sul posto è un meccanismo che consente di immettere l'eventuale eccesso di energia prodotta da un impianto fotovoltaico nella rete elettrica, per poterne poi usufruire nei momenti in cui c'è maggiore richiesta ma meno produzione.

costi sostenuti a partire dal 1° aprile 2023 che siano direttamente imputabili al servizio medesimo e non recuperabili (inclusi quelli relativi al personale, anche non dipendente, impiegato in via esclusiva per la gestione commerciale pregressa del servizio vulnerabilità), ai fini del loro riconoscimento e della loro imposizione a carico dei clienti del servizio elettrico. La legge affida ad Acquirente unico il compito di effettuare, secondo criteri e modalità definiti dall'Autorità, d'intesa con il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e sentite le associazioni dei consumatori maggiormente rappresentative, specifiche attività di monitoraggio relativamente alle condizioni di fornitura di energia elettrica praticate nei confronti dei clienti domestici successivamente alla conclusione delle procedure competitive per l'assegnazione del servizio a tutele graduali, nonché alla corretta applicazione delle condizioni del servizio da parte degli esercenti il servizio a tutele graduali. Gli esiti di tali attività sono contenuti in una relazione trasmessa dall'Autorità alle Commissioni parlamentari, competenti per materia, entro il 31 marzo 2025 e, successivamente, con cadenza annuale.

Nell'ambito della **legge 14 novembre 2024, n. 166** (che ha convertito, con modificazioni, il decreto-legge 16 settembre 2024, n. 166, "Disposizioni urgenti per l'attuazione di obblighi derivanti da atti dell'Unione europea e da procedure di infrazione e pre-infrazione pendenti nei confronti dello Stato italiano"), l'articolo 16-quater ha fissato delle disposizioni per il completo adeguamento dell'ordinamento nazionale al regolamento delegato (UE) 2024/1366 della Commissione, dell'11 marzo 2024, che integra il regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio. In particolare, ha designato l'Agenzia per la cybersicurezza nazionale (ACN) quale autorità competente per l'esecuzione dei compiti assegnati dal regolamento (UE) 1366/2024, **istituendo un Codice di rete relativo a disposizioni settoriali per gli aspetti di cybersicurezza dei flussi transfrontalieri di energia elettrica**. Il comma 3 ha apportato, inoltre, alcune modifiche di coordinamento al decreto legislativo n. 210/2021 ("Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica"):

- all'articolo 9 sui sistemi di misurazione intelligenti e sul **diritto al contatore intelligente**, stabilendo che questa Autorità fissi i requisiti funzionali e tecnici minimi dei sistemi di misurazione intelligenti, nel rispetto della pertinente normativa europea e tenendo conto delle migliori tecniche disponibili di cybersicurezza, d'intesa con l'ACN per gli aspetti di competenza, e dei costi, alla luce del principio di proporzionalità;
- all'articolo 22 sulle funzioni e sulle responsabilità del Gestore della rete di trasmissione, prevedendo che il Gestore assolva alle funzioni a esso attribuite sentita l'ACN per gli aspetti relativi alla cybersicurezza.

L'art. 2 della legge **13 dicembre 2024, n. 191**[5], ha apportato, tra l'altro, **modifiche** all'articolo 5-bis del decreto-legge n. 50/2022) **sullo stoccaggio di gas naturale**, stabilendo che, al fine di contribuire alla sicurezza degli approvvigionamenti, il GSE, anche tramite accordi con società partecipate direttamente o indirettamente dallo Stato e attraverso lo stretto coordinamento con la maggiore impresa di trasporto di gas naturale (Snam Rete Gas), eroghi un **servizio di riempimento di ultima istanza** tramite l'acquisto di gas naturale, ai fini del suo stoccaggio e della sua successiva vendita nei termini e con le modalità stabiliti con atto di indirizzo del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (e non entro il 31 ottobre 2025, come precedentemente previsto). Inoltre, l'art. 10 della stessa legge ha prescritto, al comma 4-bis, nelle more del recepimento della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024, che l'impresa maggiore di trasporto del gas naturale partecipi in qualità di **rappresentante nazionale per l'Italia alla Rete europea dei gestori di rete per l'idrogeno** (ENNOH).

[5] Che ha convertito, con modificazioni, il decreto-legge 17 ottobre 2024, n. 153.

Il 16 dicembre 2024, è stata adottata la legge n. 193, "Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2023", che contiene **disposizioni per rafforzare la concorrenza in vari settori**, migliorare la trasparenza e promuovere la competitività nell'economia. Nell'ambito di tale legge, l'art. 19 ha stabilito delle disposizioni in materia di attività di rilevazione degli usi commerciali e di informazioni fornite ai clienti finali delle società di vendita di energia al dettaglio. Più precisamente, al fine di assicurare la trasparenza delle informazioni fornite ai clienti finali delle società di vendita di energia al dettaglio, con il comma 2 ha modificato precedenti disposizioni, prevedendo che ai clienti finali sia offerta l'opzione di ricevere in via elettronica informazioni sulla fatturazione, sulle bollette e sull'identità dell'intermediario con cui è stata sottoscritta l'offerta e sia fornita, su richiesta, una spiegazione chiara e comprensibile sul modo in cui la loro fattura è stata compilata, soprattutto qualora le fatture non siano basate sul consumo effettivo. Inoltre, l'art. 24 ("Accesso dei clienti domestici vulnerabili al servizio a tutele graduali"), **ha prescritto, per i clienti domestici vulnerabili, la possibilità di chiedere, entro il 30 giugno 2025, l'accesso al servizio a tutele graduali**[6], fornito dall'operatore aggiudicatario dell'area ove è situato il punto di consegna interessato. L'art. 24 ha demandato al Regolatore nazionale il compito di stabilire le modalità di attuazione dell'articolo, comprese quelle concernenti l'attestazione circa la sussistenza dei requisiti di vulnerabilità, dandone evidenza nel proprio sito internet istituzionale.

Il **decreto-legge 27 dicembre 2024, n. 202**, recante "Disposizioni urgenti in materia di termini normativi", convertito dalla legge 21 febbraio 2025, n. 15, ha previsto, all'articolo 11, comma 2-octies, l'integrazione dell'articolo 16 ("Misure per il rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento di gas naturale a prezzi ragionevoli") del decreto-legge n. 17/2022, stabilendo che, **a partire dal 1° gennaio 2025, il punto di cessione del gas prodotto è individuato nel mercato del gas (MGAS) gestito dal GME**.

Con la conversione in legge del decreto-legge 31 dicembre 2024, n. 208, recante "Misure organizzative urgenti per fronteggiare situazioni di particolare emergenza, nonché per l'attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza" (legge 28 febbraio 2025, n. 20), è stato approvato, in particolare, l'articolo 8 che prevede misure urgenti per l'attuazione della riforma numero 4 del capitolo Repower del PNRR e apporta modifiche all'articolo 28 del decreto legislativo n. 199/2021 in materia di accordi di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine (*Power purchase agreement* – PPA), inserendo due nuovi commi:

- il nuovo comma 2-bis, che demanda a un decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministero dell'economia e delle finanze, la **definizione delle modalità e delle condizioni in base alle quali il GSE assume il ruolo di garante di ultima istanza per la gestione dei rischi di inadempimento di controparte nei contratti di lungo termine da fonti rinnovabili**, secondo criteri di mercato e di contenimento dei rischi e in coerenza con il sistema di garanzie definito dal comma, nonché le modalità di funzionamento del meccanismo, incluse le procedure operative per l'utilizzo delle risorse destinate alla garanzia anche al fine del rispetto del limite di spesa, fissato in 45 milioni annui per ciascuno degli anni dal 2025 al 2027. I requisiti e gli obblighi di garanzia per i contraenti, anche attraverso gli strumenti utilizzati nel mercato elettrico, e le misure disciplinari in caso di inadempimento dei contraenti sono definiti con il decreto che disciplina la piattaforma di mercato organizzato dei PPA (comma 2 dell'articolo 28), che è conseguentemente aggiornato di concerto con il Ministero dell'economia e delle finanze, sentita l'Autorità. È assegnato all'Autorità il compito di definire il corrispettivo a carico dei contraenti per l'accesso alla garanzia di ultima istanza;
- il nuovo comma 2-ter che reca la copertura degli oneri (45 milioni annui per ciascuno degli anni dal 2025 al 2027), ai quali si provvede mediante corrispondente utilizzo di quota parte dei proventi delle

[6] Di cui alla delibera di questa Autorità 3 agosto 2023, 362/2023/R/eel.

aste, delle quote di emissione di anidride carbonica, destinati al MASE, relative agli stessi anni.

In relazione alla **legge 30 dicembre 2024, n. 207**, "Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2025 e bilancio pluriennale per il triennio 2025-2027", è importante segnalare i commi da 50 a 53 dell'art.1, riguardanti i **piani straordinari di investimento pluriennale per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica**. Nel dettaglio, il comma 50 demanda a un decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica[7] la **definizione dei termini e delle modalità per la presentazione**, da parte dei concessionari del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, **di Piani straordinari di investimento pluriennale** al fine di migliorare la sicurezza, l'affidabilità e l'efficienza della rete di distribuzione dell'energia elettrica quale infrastruttura critica e conseguire tempestivamente gli obiettivi di decarbonizzazione previsti dagli accordi internazionali e dall'Unione europea per il 2050, nonché per assicurare interventi urgenti volti al rafforzamento della difesa e della sicurezza delle infrastrutture di distribuzione dell'energia elettrica anche contro i rischi di intrusione illecita e di attacchi informatici e cibernetici. Il comma 51 affida poi al suddetto decreto anche la **definizione dei termini e delle modalità per la valutazione e l'approvazione dei Piani straordinari di investimento**, nonché dei criteri per la determinazione degli oneri che i concessionari del servizio di distribuzione dell'energia elettrica sono tenuti a versare in ragione della rimodulazione delle concessioni medesime. Precisa che gli oneri sono computati da questa Autorità nel capitale investito ai fini del riconoscimento degli ammortamenti e della remunerazione attraverso l'applicazione del tasso definito per gli investimenti nella distribuzione elettrica. **La valutazione e l'approvazione dei Piani straordinari di investimento è attribuita al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, sentita anche l'Autorità, con conseguente rimodulazione delle concessioni in essere**, in coerenza con la durata degli investimenti previsti dai piani, comunque **per un periodo non superiore a 20 anni**.

Il comma 707 apporta modifiche all'articolo 51 ("Autorità di audit dei fondi strutturali e di investimento europei e altre misure in materia di fondi strutturali europei"), comma 1-quater, del decreto-legge n. 13/2023 ("Disposizioni urgenti per l'attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) e del Piano nazionale degli investimenti complementari al PNRR (PNC), nonché per l'attuazione delle politiche di coesione e della politica agricola comune"), prevedendo che la CSEA possa finanziare nei limiti delle relative risorse disponibili anche investimenti volti al potenziamento delle infrastrutture idriche, utilizzando le risorse derivanti dai rimborsi riconosciuti dalla Commissione europea a fronte di spese anticipate dallo Stato per misure di riduzione dei costi in materia energetica, nonché con le quote di cofinanziamento nazionale e con le risorse del fondo di rotazione per l'attuazione delle politiche europee divenute disponibili per effetto di variazioni del tasso di cofinanziamento, oltre alle iniziative normative volte alla previsione di agevolazioni per la fornitura di energia elettrica e di gas riconosciute in particolare ai clienti domestici economicamente svantaggiati o in gravi condizioni di salute.

In attuazione dell'articolo 26 della legge 5 agosto 2022, n. 118, a fine dicembre 2024 è entrato in vigore il decreto legislativo 25 novembre 2024, n. 190, noto anche come "**Testo Unico Rinnovabili**", che **disciplina i regimi amministrativi per la produzione di energia da fonti rinnovabili**. Il decreto semplifica le procedure per la realizzazione e l'esercizio degli impianti, razionalizzando e riordinando gli adempimenti necessari. L'obiettivo è favorire la diffusione degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (FER) in linea con le direttive europee, garantendo un equilibrio tra sviluppo delle energie rinnovabili e tutela del territorio. Esso rappresenta un passo verso la semplificazione e lo sviluppo delle energie rinnovabili in Italia, promuovendo un approccio più snello e orientato alla realizzazione di progetti

[7] Da adottarsi di concerto con il Ministero dell'economia e delle finanze, su proposta dell'Autorità, previa intesa in sede di Conferenza unificata e previo parere delle Commissioni parlamentari competenti.

in questo settore.

Il decreto prevede la riduzione dei regimi amministrativi per gli impianti FER da quattro a tre: attività libera[8], procedura abilitativa semplificata (PAS)[9] e autorizzazione unica (AU)[10]. Inoltre, il decreto definisce gli impianti FER come interventi di "pubblica utilità, indifferibili e urgenti". Interviene su diverse tipologie di impianti, inclusi quelli per la modifica, il potenziamento e il rifacimento, nonché sulle opere connesse e le infrastrutture indispensabili. Il D.Lgs. 190/2024 pone particolare attenzione alla tutela dell'ambiente, della biodiversità, degli ecosistemi, dei beni culturali e del paesaggio, garantendo un equilibrio tra lo sviluppo delle FER e la salvaguardia del territorio. In sede di adeguamento, le regioni e gli enti locali possono stabilire regole particolari per l'ulteriore semplificazione dei regimi amministrativi disciplinati dal D.Lgs. 190/2024, anche consistenti nell'innalzamento delle soglie di potenza previste, fermo restando il rispetto delle disposizioni sull'autorizzazione unica.

Sviluppi nel mercato elettrico

Infrastrutture e principali novità nella regolazione

In Italia, la **trasmissione elettrica** avviene per mezzo di 75.550 km di linee e circuiti elettrici e 920 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. A parte la quota statale e uno 0,2% di azioni proprie, il restante 69,95% del capitale appartiene al mercato. Nel 2024 le imprese titolari di *asset* della Rete di trasmissione nazionale (RTN) sono otto, come nel 2023. Considerando gli *asset* di tutte le società appartenenti al gruppo societario, il gruppo Terna possiede quasi interamente le infrastrutture di trasmissione che fanno parte dell'RTN.

Al 31 dicembre 2024 risultavano iscritte all'Anagrafica operatori dell'Autorità 114 imprese della **distribuzione elettrica** (quattro in meno del 2023), di cui solo 10 servono più di 100.000 clienti e insieme distribuiscono il 98,5% di tutta l'energia prelevata dagli utenti. Le imprese con più di 500.000 punti di prelievo sono quattro: e-distribuzione (gruppo Enel), Unareti (gruppo A2A), Areti (gruppo Acea) e Ireti

[8] Nel regime di attività libera la realizzazione degli interventi (definiti nell'allegato A del decreto) non è subordinata all'acquisizione di permessi, autorizzazioni o atti amministrativi di assenso e il soggetto proponente non è tenuto alla presentazione di alcuna comunicazione, certificazione, segnalazione o dichiarazione alle amministrazioni pubbliche, fermo restando l'osservanza della disciplina di tutela ambientale, idrogeologica e sismica. Tale regime, però, non si applica agli interventi ricadenti sui beni tutelati, o in aree naturali protette, per i quali si applica il regime della PAS.

[9] Nel regime di approvazione tramite PAS (indicato per gli impianti indicati nell'allegato B del decreto) il proponente presenta il progetto al Comune e secondo un modello unico adottato con decreto ministeriale, corredato da una serie di documenti che attestino la compatibilità degli interventi con le norme esistenti. Qualora non riceva un espresso provvedimento di diniego entro il termine di 30 giorni dalla presentazione del progetto, il titolo abilitativo si intende perfezionato senza prescrizioni.

[10] Il regime di approvazione tramite AU si applica per l'autorizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da FER, al di sopra di prefissate soglie di potenza (contenuti nell'allegato C del decreto). Come per la PAS, la domanda va presentata al Comune mediante modello unico. Il proponente allega all'istanza la documentazione prevista dalle normative di settore per il rilascio delle autorizzazioni, pareri, nulla osta e assensi, inclusi quelli per la valutazione di impatto ambientale (VIA), paesaggistica e culturale, e per gli eventuali espropri necessari alla realizzazione degli interventi, nonché l'asseverazione di un tecnico abilitato che dia conto della qualificazione dell'area. Entro 10 giorni dalla conclusione della fase di verifica della documentazione o dalla ricezione delle integrazioni, l'amministrazione procedente convoca la conferenza di servizi (tranne per quelli sottoposti a valutazioni ambientali). La determinazione motivata favorevole costituisce il provvedimento autorizzatorio unico e comprende tutti gli atti di assenso di competenza delle amministrazioni e dei gestori di beni o servizi pubblici, il provvedimento di VIA e costituisce, ove occorra, variante allo strumento urbanistico. Il provvedimento autorizzatorio unico è immediatamente pubblicato nel sito internet istituzionale dell'amministrazione procedente e ha efficacia temporale non inferiore a quattro anni.

(gruppo Iren). Complessivamente, in Italia, la distribuzione elettrica avviene per mezzo di 1.291.200 km di reti, la maggior parte delle quali (68,4%) è in bassa tensione. La società e-distribuzione è l'operatore più importante, con la quota dominante dell'85,1% dell'energia distribuita.

L'Autorità ha avviato un procedimento nel gennaio 2024 per aggiornare le disposizioni riguardanti gli **scenari propedeutici ai piani di sviluppo delle reti energetiche**. Ha esposto i propri orientamenti nel giugno 2024, prospettando che Snam e Terna continueranno a predisporre scenari funzionali ai piani di trasmissione e trasporto, con le imprese distributrici che si occupano delle ipotesi specifiche locali. Gli orientamenti si concentrano su diversi aspetti, come la scadenza per la pubblicazione del documento sugli scenari di sviluppo e il coinvolgimento degli *stakeholder*. In seguito alle consultazioni, l'Autorità ha stabilito che Snam e Terna dovranno elaborare congiuntamente il documento di descrizione degli scenari ogni due anni, indicando i criteri utilizzati e fornendo informazioni pubbliche in anticipo. Devono anche organizzare una sessione pubblica di discussione sulle prospettive a lungo termine del settore energetico italiano.

L'Autorità ha previsto che Terna pubblichi il primo **rapporto sintetico di avanzamento del Piano di sviluppo della rete di trasmissione** entro il 15 aprile 2024. Tale previsione, unitamente alle disposizioni in materia di requisiti minimi per il piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica del gennaio 2023, sono state successivamente incluse nella *Regolazione output-based del servizio di trasmissione* (ROTE). Tra le misure adottate, l'Autorità ha stabilito che Terna pubblichi e trasmetta all'Autorità un rapporto di avanzamento degli interventi presentati nel Piano di sviluppo negli anni pari, mentre negli anni dispari il monitoraggio dell'avanzamento venga incluso direttamente nella relativa edizione del Piano di sviluppo. Inoltre, è stato introdotto un processo di "approvazione a due fasi" per accelerare i progetti, consentendo spese preliminari entro il 5% dei costi di investimento previsti. L'Autorità ha, inoltre, valutato e autorizzato alcune spese preliminari per progetti di trasmissione e ha definito orientamenti per l'estensione temporale di questo meccanismo di accelerazione.

Nel dicembre 2019 è stato approvato il *Testo integrato della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2020-2023* (TIQ.TRA), che prevede un meccanismo incentivante per la realizzazione di capacità di trasporto addizionale, con premi aggiuntivi in caso di realizzazione a costi inferiori ai riferimenti dell'Autorità. Nel 2024, sono stati determinati premi per Terna per aver reso disponibili incrementi di capacità nella sezione della rete Nord (Francia, Svizzera e Austria-Italia), con un premio di 14,4 milioni di euro per la realizzazione della capacità di trasporto e un premio di 7,2 milioni di euro per l'efficienza nei costi di investimento.

Nel 2023, sono state introdotte disposizioni per favorire uno sviluppo più selettivo e trasparente delle reti di distribuzione dell'energia elettrica. In particolare, l'art. 61 del *Testo Integrato della Regolazione output-based della Qualità della Distribuzione elettrica* (TIQD) ha imposto alle imprese distributrici con almeno 100.000 clienti di presentare all'Autorità, entro il 30 settembre 2024, documenti standardizzati e metodologie per la predisposizione dei **Piani di sviluppo delle reti di distribuzione 2025**. Le principali aziende hanno avviato un tavolo di lavoro per definire un approccio metodologico comune, inviando all'Autorità diversi documenti di linee guida, formati e descrizioni metodologiche. La valutazione dell'Autorità ha approvato positivamente i documenti relativi alla struttura armonizzata, ai modelli di accompagnamento e alle categorie di investimento, mentre non ha dato parere favorevole documento di descrizione dell'approccio metodologico adottato per l'identificazione degli investimenti, in quanto non esplicita né i criteri di pianificazione tecnici ed economici, né i criteri di dimensionamento di nuovi *asset* ai fini dell'identificazione degli investimenti. Sono state integrate ulteriori disposizioni riguardanti la pubblicazione dei piani post-consultazione, la riconciliazione dei costi e la definizione di scenari di sviluppo, con scadenze e modalità di consultazione condivise. A partire dal 2024, le imprese con oltre 100.000 punti di prelievo dovranno pubblicare: un **rapporto annuale degli output** del servizio di distribuzione dell'energia elettrica e un **rapporto di monitoraggio dell'avanzamento degli interventi presentati nel Piano di sviluppo**.

In tema di **modernizzazione dei sistemi di misura energetica** attraverso l'implementazione di *smart metering 2G*, conformemente alla normativa europea e nazionale, l'Autorità ha elaborato un calendario decennale per installazioni, sostituzioni e ammodernamenti dei sistemi di misurazione intelligenti. Per le principali imprese distributrici (con oltre 100.000 punti di prelievo), il riconoscimento dei costi sostenuti per i sistemi di *smart metering 2G* è stato regolamentato e aggiornato, coprendo il periodo 2020-2022 e il triennio 2023-2025. Nel corso del 2024 è stato pubblicato sul sito internet dell'Autorità l'aggiornamento del calendario degli interventi di realizzazione dei sistemi di *smart metering 2G*, per le principali imprese distributrici (oltre il 98% degli utenti italiani), in relazione alle installazioni previste fino al 2031 ed effettive fino al 2022. Si stima che circa 38,6 milioni di misuratori saranno messi in servizio entro la fine del 2024.

Il sistema elettrico sta vivendo una fase di profondo rinnovamento per rispondere agli obiettivi di decarbonizzazione europei, con una crescente diffusione di risorse di piccola taglia e una riduzione di grandi impianti concentrati sui nodi principali. Questo richiede nuove modalità di gestione del dispacciamento, che devono adattarsi a un sistema più distribuito, aleatorio e variabile. Le reti di distribuzione stanno diventando "attive", capaci di erogare energia e di gestire fenomeni locali come variazioni di tensione o sovraccarichi, coinvolgendo anche le imprese distributrici. Per affrontare questi cambiamenti, l'Autorità ha avviato nel 2015 un processo di innovazione regolatoria, culminato nel 2023 con l'approvazione del nuovo **Testo Integrato del Dispacciamento** (TIDE). Il TIDE introduce un modello di dispacciamento di merito economico, in cui tutte le risorse possono fornire sia energia che servizi ancillari, rafforzando la competizione tra diverse tecnologie e semplificando la programmazione indipendente dai mercati dell'energia.

Tra le principali innovazioni introdotte vi sono:

- definizione di ruoli e compiti chiari del *Balancing Service Provider - BSP* (fornitore di servizi ancillari) e del *Balance Responsible Party - BRP* (responsabile della programmazione delle unità, sia di produzione sia di consumo, e della regolazione degli sbilanciamenti);
- favorisce la competizione fra tutte le unità nella fornitura dei servizi ancillari globali in base al principio della neutralità tecnologica;
- apertura alla partecipazione di tutte le risorse tecnicamente idonee, anche di piccola dimensione, e possibilità di aggregazione;
- razionalizzazione dei criteri di abilitazione e di *settlement*, con introduzione di nuovi corrispettivi e trasparenza sui modelli di rete e stato degli impianti;
- riorganizzazione dei mercati di giorno prima e infragiornalieri, con maggiore distinzione tra servizi a livello nodale e zonale.

L'entrata in vigore del TIDE è stata cioè prevista per il 1° gennaio 2025, un anno e mezzo dopo la sua pubblicazione, per consentire da un lato a Terna e GME di aggiornare il Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (Codice di rete), il Testo integrato della disciplina del mercato elettrico (TIDME) e il Regolamento per la Piattaforma conti energia (Regolamento PCE) e dall'altro a tutti gli altri soggetti interessati di effettuare i cambiamenti organizzativi resi necessari dal nuovo quadro regolatorio.

Nel corso del 2024 sono, tuttavia, intervenute novità regolatorie che hanno indotto l'Autorità ad aggiornare il TIDE prima ancora della sua efficacia: in particolare nel luglio 2024 è stata approvata la versione 2 del TIDE recante le modalità per il superamento dal 1° gennaio 2025 del Prezzo Unico Nazionale (PUN) in coerenza con le disposizioni del decreto ministeriale 18 aprile 2024. Inoltre, tenuto conto della complessità della materia, l'Autorità ha ritenuto opportuno articolare l'implementazione del TIDE in tre distinte fasi:

- una fase transitoria, dal 1° gennaio 2025 al 31 gennaio 2026, caratterizzata da: il passaggio alla regolazione degli sbilanciamenti su base quartoraria;
- una fase di consolidamento, dal 1° febbraio 2026, caratterizzata da: la separazione dei ruoli fra BSP e

BRP (e relativo *settlement*) per tutte le unità
- una fase di implementazione a regime del TIDE (da una data definita da Terna) con attuazione di tutte le disposizioni in vigore, inclusa l'introduzione di procedure di mercato per la riserva di frequenza.

A fine anno, l'Autorità ha approvato un'ulteriore revisione del TIDE (terza versione) al fine di definire le modalità di raccordo (in termini di definizioni e calcolo dei corrispettivi) con la precedente disciplina del dispacciamento e una nuova versione del Regolamento per la Piattaforma conti energia (PCE) predisposto dal GME in coerenza con il TIDE.

Nel luglio 2024 si è completata la prima fase di innovazione della **regolazione del *settlement*** dell'energia elettrica, iniziata nel luglio 2023. Sono state adottate nuove disposizioni per introdurre un *settlement* quart'orario dal 1° gennaio 2025, in linea le norme europee e nazionali e con il nuovo TIDE, e si è stabilito che la piena attuazione della nuova disciplina entrerà in vigore il 1° gennaio 2026. Le principali novità includono l'uso di dati di misura effettivi o eventualmente profilati al quarto d'ora per le sessioni di *settlement*, l'estensione (facoltativa per i distributori) di estendere il trattamento quart'orario anche ai punti di prelievo con potenza fino a 55 kW dotati di misuratori 1G e l'utilizzo di dati di misura relativi all'energia scambiata nei punti di interconnessione tra le reti dei diversi gestori, finora non gestiti, nonché quelli relativi agli usi propri della trasmissione e della distribuzione. È stata definita l'energia residua, calcolata come differenza tra perdite effettive e standard, e sono state aggiornate le modalità di gestione, aggregazione e comunicazione di tali dati tramite il Sistema Informativo Integrato (SII). Inoltre, si prevedono attività di censimento, profilazione e aggregazione dei dati di misura, con Terna responsabile del completamento delle determinazioni dell'energia residua e dell'aggiornamento del registro di sistema. Sono stati aboliti alcuni corrispettivi e regolazioni precedenti, demandando a SII e Terna la gestione completa delle attività di *settlement*, mentre si effettuano test di verifica in vista dell'entrata in vigore delle nuove regole nel 2026.

Il **Mercato della capacità** è stato istituito da un decreto legislativo nel 2003 e mira a garantire un'adeguata capacità produttiva di energia elettrica, assicurando sicurezza e qualità del servizio. Le prime procedure concorsuali si sono svolte nel 2019 per gli anni 2022 e 2023, con un'asta nel 2022 per il 2024. Dal gennaio 2022 è stato riconosciuto un corrispettivo fisso agli assegnatari, con norme sugli obblighi di offerta e restituzione del corrispettivo variabile, calcolato come differenza tra il prezzo di riferimento e quello di esercizio. Il prezzo di esercizio, definito nel 2019 e 2021, rappresenta il costo variabile di una centrale turbogas a ciclo aperto, comprensivo di componenti per gas naturale e quote di emissioni. La metodologia è stata modificata in via d'urgenza per riflettere meglio i costi variabili delle tecnologie di punta, adottando indicizzazione giornaliera e il valore medio del gas naturale sulla rete italiana, anche per il 2024, in coerenza con le metodologie dei precedenti anni. Nel 2024 sono state avviate due procedure concorsuali per il Mercato della Capacità relative agli anni 2025 e 2026, che hanno portato a significative modifiche normative e tecniche. Tra marzo e maggio 2023, Terna ha inviato al Ministero e all'Autorità proposte di modifica per incentivare interventi di retrofitting sugli impianti termoelettrici, migliorare le modalità di calcolo e remunerazione della capacità, e rafforzare le regole di offerta, inadempimento e penali. Le innovazioni includono nuove modalità di calcolo della capacità disponibile, incentivi per unità di nuova realizzazione, aumenti delle soglie di obblighi di offerta, possibilità di recesso contrattuale, e modifiche ai parametri di indisponibilità e manutenzione. Le proposte, approvate dall'Autorità e dal Ministro con decreto del maggio 2024, mirano a rendere più efficiente e flessibile il mercato della capacità energetica italiana. Nel corso dell'anno, inoltre, sono state introdotte modifiche alle disposizioni tecniche di funzionamento del Mercato della capacità, che definiscono criteri e metodologie per il calcolo del corrispettivo variabile, la nomina, gli inadempimenti e le informazioni correlate e definiti i parametri economici del Mercato della capacità ciascuna procedura concorsuale.

Nei giorni 25 e 26 luglio 2024 si è svolta l'asta madre del Mercato della capacità relativa al periodo di consegna 2025, mentre il giorno 18 dicembre 2024 quella riguardante il periodo di consegna 2026. Dai rendiconti pubblicati da Terna in relazione alle aste madri per gli anni di consegna 2025 e 2026 è merso,

tra l'altro, che la spesa complessiva per premi è pari a circa 1,72 e 1,82 miliardi di euro rispettivamente per gli anni 2025 e 2026, al netto dei premi per la capacità nuova già assegnata con le aste precedenti per un periodo quindicennale che include gli anni di consegna 2025 e 2026; la capacità esistente selezionata è pari a circa 37,6 e 38,3 GW rispettivamente per gli anni 2025 e 2026; la capacità nuova selezionata – interamente autorizzata – è pari a circa 0,2 e 0,1 GW rispettivamente per gli anni 2025 e 2026.

L'art. 18 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, ha previsto l'introduzione nell'architettura del mercato elettrico italiano di un nuovo **sistema di approvvigionamento a termine delle risorse di stoccaggio elettrico**, da affiancare ai mercati dell'energia, dei servizi ancillari e della capacità. Nel 2023, l'Autorità ha definito i criteri operativi, prevedendo, tra l'altro, l'uso di aste discriminatorie (*pay as bid*) e contratti standard differenziati per tecnologie diverse. Sono state, inoltre, stabilite modalità di partecipazione al mercato, gestione delle penali, estensioni contrattuali e incentivi per il potenziamento delle risorse di stoccaggio. Le disposizioni sono operative dal giugno 2023 e sono state adottate in un quadro di rispetto delle norme europee, con la Commissione UE che ha approvato nel dicembre 2023 il meccanismo, ritenendolo compatibile con gli aiuti di Stato e utile per favorire la decarbonizzazione e l'integrazione delle energie rinnovabili. Nel 2023-2024, si sono intensificate le interlocuzioni tra Italia e UE, con il processo di notifica e approvazione della misura, che mira a sostenere gli investimenti nel settore dello stoccaggio elettrico attraverso aiuti pubblici proporzionati, con procedure di gara e salvaguardie contro distorsioni di mercato. Terna ha elaborato proposte di disciplina, che il Ministero ha approvato, limitatamente alle nuove capacità di stoccaggio, come batterie al litio e altre tecnologie, prevedendo anche modifiche future per l'accumulo idroelettrico.

In tema di **qualità della distribuzione**, nel maggio 2024 sono state approvate le "Istruzioni tecniche 2024-2027 per la registrazione e documentazione delle interruzioni del servizio di distribuzione dell'energia elettrica": tali istruzioni tecniche, aggiornate, sono destinate alle imprese distributrici e rappresentano un ausilio di buone pratiche per la corretta registrazione e documentazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica. Le istruzioni sono state aggiornate anche perché nel dicembre 2023 sono state modificate alcune regole di registrazione delle interruzioni rispetto a quanto disposto in precedenza con il *Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2020-2023* (TIQE). In attuazione del TIQE, nel dicembre 2024 è stato chiuso il procedimento per la determinazione, per l'anno 2023, 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 sono stati comminati 24,6 milioni di euro di penalità (che sono redistribuite agli utenti del sistema elettrico che pagano le tariffe di rete), come saldo di 5,3 milioni di euro di premi netti erogati a 24 imprese distributrici e penalità nette di 29,9 milioni di euro a 8 imprese distributrici.

Nel 2024 si registra un miglioramento rispetto all'anno 2023 per la durata media delle interruzioni senza preavviso (scese a 76 minuti contro i 100 dello scorso anno – Figura 3.1) e un lieve peggioramento per il numero medio delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente in bassa tensione (salite a 5,12 da 4,87 del 2023). Il miglioramento della *performance* della durata per il 2024 è in parte associato al minor impatto di eventi meteorologici estremi (alluvioni, tempeste di vento e ondate di calore). La durata delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 44 minuti a livello nazionale e il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (che, insieme, corrispondono alle interruzioni di durata superiore a un secondo) di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 3,68 interruzioni per utente in bassa tensione su base nazionale.

Relativamente alle **richieste di connessione** in alta e altissima tensione nel 2024 Terna ha ricevuto 5.304 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di 474,3 GW. In relazione alle richieste ricevute nell'arco dell'anno sono stati accettati 1.770 preventivi (dei 3.890 messi a disposizione), corrispondenti a una potenza totale di 136,6 GW. Solo per quattro di questi

preventivi è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della Soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD), che Terna, tuttavia, non ha messo a disposizione entro il 31 dicembre 2024. Per quanto concerne le richieste di connessione attive alle reti in media e in bassa tensione, nel 2024 le imprese distributrici hanno ricevuto più di 291.000 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di 33 GW, in relazione alle quali, nell'anno più di 245.000 preventivi rispetto al totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati in corso d'anno, per una potenza totale di 8,3 GW. Nell'arco dell'anno, in relazione alle richieste pervenute nel 2024, sono state realizzate più di 185.000 connessioni, corrispondenti a poco più di 1,9 GW. Per quanto riguarda le connessioni degli utenti passivi, i dati raccolti mostrano che nel 2022 sono state effettuate 184.852 connessioni con le reti di distribuzione, quasi tutte in bassa tensione. Per l'80% di esse la fornitura è stata attivata nel corso dell'anno.

In tema di **coordinamento internazionale**, anche nel 2024 l'Autorità ha collaborato attivamente con gli altri regolatori europei, attraverso l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER), il Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER) e le piattaforme regionali previste dai regolamenti europei per il mercato elettrico, ma anche attraverso incontri bilaterali per approfondire tematiche di comune interesse, in particolare con i regolatori dei paesi confinanti. In continuità con gli anni precedenti, è proseguita l'interazione sull'implementazione dei codici di rete e delle linee guida adottate in esito al Terzo pacchetto energia e nel recepimento delle disposizioni rientranti nel cosiddetto "Pacchetto energia pulita per tutti i cittadini" (*Clean Energy Package*).

Nel 2024 sono avvenuti importanti sviluppi riguardo all'implementazione del **regolamento Balancing** e alla partecipazione alle piattaforme europee di bilanciamento. A febbraio, l'Autorità ha chiuso l'istruttoria avviata a settembre 2023, evidenziando come la formazione di prezzi marginali negativi nel sistema italiano sulla piattaforma PICASSO fosse legata a situazioni di congestione tra le Load Frequency Control Area e all'importazione di offerte estere senza limiti di prezzo, a causa di modalità di acquisto delle riserve aFRR non ottimali. Di conseguenza, è stata temporaneamente sospesa la partecipazione italiana alla piattaforma, in attesa di misure di mitigazione approvate da ACER a luglio 2024, e a seguito delle quali sono in corso le interlocuzioni tra Terna e l'Autorità per la definizione delle regole funzionali a riavviare la ripresa in sicurezza della partecipazione. Inoltre, Terna ha adottato un piano di lavoro, approvato a maggio, per avviare la partecipazione alla piattaforma MARI per lo scambio di energia di bilanciamento da riserve manuali per il ripristino della frequenza (mFRR). Le autorità europee hanno, inoltre, concordato di rafforzare i controlli sui TSO per assicurare il rispetto degli obblighi di partecipazione alle piattaforme europee. Infine, nel 2024 si è conclusa l'operatività di Terna sulla piattaforma TERRE, con la decisione di disconnettersi entro fine anno, a seguito del disegno di mercato europeo e delle innovazioni introdotte dal regolamento UE 1747/2024, che rendono incompatibile questa piattaforma con le evoluzioni del mercato intraday.

Nel 2024 si è consolidata l'iniziativa di **riorganizzazione delle Regioni di calcolo della capacità** (CCR) in Europa, con la creazione della nuova Regione di calcolo dell'Europa Centrale (Central Europe CCR) a seguito della fusione tra le regioni *Core* e *Italy North* approvata da ACER. Questa modifica porta all'adozione di un nuovo metodo di calcolo e allocazione della capacità *flow-based*, con la partecipazione attiva di TSO, Swissgrid e autorità di regolamentazione, per garantire coerenza con gli obiettivi di mercato e sicurezza del sistema. Inoltre, nel 2024, ARERA e il regolatore montenegrino REGAGEN hanno avviato il progetto di *market coupling* tra Italia e Montenegro, coinvolgendo gestori di rete e di mercato come Terna, CGES, GME e BELEN.

L'Autorità è stata anche molto attiva, come sempre, nelle relazioni con i paesi non appartenenti all'Unione europea.

Mercati all'ingrosso e al dettaglio

Secondo i dati provvisori diffusi da Terna, nel 2024 la **domanda elettrica** (312,7 TWh) è aumentata del

2,3% rispetto al 2023; la ripresa ha interessato quasi tutti i settori. L'energia disponibile per il consumo è stata soddisfatta per l'84,4% dalla produzione nazionale netta e per il restante 16,3% dal saldo con l'estero. La produzione nazionale netta è aumentata del 2,8% rispetto all'anno precedente a fronte di un aumento del 2,4% delle importazioni e una crescita del 47,8% dell'energia destinata alle esportazioni. Il picco di domanda è stato raggiunto il 19 luglio 2024, quando il fabbisogno di potenza alla punta ha toccato 57,9 GW (-1% rispetto al picco 2023, pari a 58,5 GW).

La **produzione nazionale lorda** è aumentata da 264,7 a 273,3 TWh (+3,2%). In particolare, si è registrata una diminuzione del 6% della produzione termoelettrica a fronte di un aumento del 14,9% della produzione di energia da fonti rinnovabili. Nell'ambito della generazione termoelettrica, la diminuzione più rilevante si è verificata nella produzione da solidi (-70,8%) e da prodotti petroliferi (-30,4%), mentre la generazione da gas naturale è lievemente cresciuta (2,1%). Nel caso delle fonti rinnovabili, che nel 2024 hanno concorso per il 49% al *mix* della produzione elettrica nazionale (l'anno precedente era pari al 44%), si è registrata una diminuzione solo nella generazione eolica (-5,6%) e una piccola contrazione in quella geotermica (-0,8%), mentre sono nettamente aumentate la produzione idroelettrica (+30,2%) e quella fotovoltaica (17,2%); un incremento significativo, 7,4%, ha registrato anche la generazione da bioenergie. La quota della generazione lorda dei primi tre gruppi societari, Enel, Eni ed Edison, è risultata in diminuzione al 28,6% (era al 34,3% nel 2023), sono rimasti, rispettivamente, in quarta e in quinta posizione i gruppi A2A. I gruppi con una quota di capacità lorda installata superiore al 5% sono quattro, gli stessi del 2023: Enel, A2A, Edison ed Eni.

La **quantità di energia elettrica incentivata** è risultata nel 2024 pari a circa 53,5 TWh. Complessivamente, per l'anno 2024, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili sono risultati pari a circa 8,9 miliardi di euro, in aumento del 26% rispetto all'anno precedente.

Le importazioni sono cresciute di circa 1,3 TWh rispetto all'anno precedente, essendo passate da 54,6 a 55,9 TWh (+2,4%). Però anche le esportazioni sono aumentate, e in misura percentualmente più elevata, da 3,3 a 4,9 TWh (+47,8%); di conseguenza il forte incremento del saldo estero registrato nel 2023 non si è ripetuto nel 2024. Se nel 2023 l'elettricità estera entrata nel sistema italiano era cresciuta del 19,2%, nel 2024 è diminuita dello 0,5%. Poiché la richiesta di energia elettrica (nei dati provvisori di Terna) è stata di 312,7 TWh, la copertura del fabbisogno nazionale da parte dell'elettricità estera è, quindi, lievemente scesa al 16,3% dal 16,8% registrato lo scorso anno, ma resta una delle più alte degli ultimi vent'anni.

Nel 2024, la quantità di **energia elettrica scambiata sul Mercato del giorno prima (MGP) nel Sistema Italia** 283,9 TWh, in aumento del 2,1% rispetto al 2023. Sono aumentati, in particolare, i volumi contrattati in borsa (226,8 TWh; +8%), a scapito delle contrattazioni bilaterali registrate sulla PCE (57,1 TWh; -16,1%), quasi interamente riferite a zone nazionali. Sono aumentati anche gli scambi con l'estero, trainati da un aumento delle importazioni, per un totale di 57,4 TWh (+3%) e pari al 25% delle vendite totali in borsa, e al 3% delle vendite bilaterali. Peraltro, anche le esportazioni sono risultate in crescita, per un totale di 5,4 TWh (+41%), negoziati quasi totalmente in borsa. A seguito del termine del servizio di maggior tutela per i clienti domestici non vulnerabili, è diminuita ancora la quota di volumi contrattati dall'Acquirente unico (13 TWh; -32%), mentre sono aumentate le vendite del GSE (26 TWh; +8%), che insieme rappresentano il 7% dei volumi scambiati (-1% rispetto al 2023). Il **prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica (PUN)** nel 2024 è diminuito rispetto al 2023, attestandosi a 108,5 €/MWh (-14% rispetto al 2023); tale calo si è distribuito in tutte e tre le fasce orarie: 116 €/MWh (-16%) nelle ore di picco, 108 €/MWh (-14%) nelle ore fuori picco dei giorni lavorativi e 100 €/MWh (-14%) nei giorni festivi. I volumi complessivamente scambiati nel 2024 sul **Mercato infragiornaliero** (35,4 TWh) sono risultati in significativo aumento rispetto all'anno precedente (+22%); i prezzi medi registrati sul tale mercato sono fortemente correlati ai corrispondenti valori dell'MGP. Nel corso dell'anno i prezzi medi mensili sono risultati sostanzialmente allineati con il relativo prezzo di vendita di MGP, tranne che nel mese di luglio per MI2 (con uno scarto medio di circa +15 €/MWh) e nei mesi di agosto, novembre e dicembre per MI3 (con uno scarto medio fino a +12

€/MWh). Sul **Mercato a termine** dell'energia elettrica gestito dal GME, relativamente ai prodotti standardizzati con consegna fisica, nel 2024 non si sono registrati abbinamenti. Nel 2024 le **quotazioni nelle borse europee** hanno registrato ovunque una diminuzione rispetto al 2023, pur avendo avuto nel corso dell'anno andamenti oscillanti. Anche nel 2024 non si è, quindi, riassorbita la crisi energetica cominciata nel 2021 come dimostra il fatto che i prezzi medi osservati nel 2024 risultano ancora in media del 75% più elevati di quelli del 2019. Con l'eccezione della borsa scandinava, infatti, dove le quotazioni hanno completamente recuperato il livello del 2019, la quotazione media del 2024 è risultata ancora poco più che doppia in Italia e in Germania, e quasi del 50% più elevata in Francia e in Spagna.

Nel 2024 sono stati avviati **3 procedimenti sanzionatori per violazione** delle disposizioni in materia di integrità e trasparenza dei mercati all'ingrosso di cui al regolamento **REMIT**. In particolare, una violazione per non avere comunicato al pubblico in modo efficace e in tempo utile le informazioni privilegiate in suo possesso relative all'indisponibilità di un impianto di produzione e due procedimenti per la violazione del divieto di manipolazione dei mercati dei prodotti energetici all'ingrosso.

I risultati dell'Indagine annuale mostrano che nel 2024 **sono stati venduti al mercato *retail*** poco più di 243 TWh a 37,6 milioni di clienti. I dati evidenziano, inoltre, che la fase di riduzione dei consumi, cominciata nel 2022 e peggiorata nel 2023, nel 2024 ha subito una battuta d'arresto: nel 2024 i consumi di energia elettrica sono rimasti stabili con vendite, i punti di prelievo, invece, sono aumentati di circa 230.000 unità (0,6%). La principale novità del 2024 è il consistente passaggio tra i mercati dei clienti domestici, dovuto alla cessazione del servizio di maggior tutela per la generalità della clientela domestica e alla nascita del nuovo servizio a tutele graduali per coloro che, anche al termine del servizio di tutela, non hanno scelto un fornitore nel mercato libero; dal 1° luglio 2024 il servizio di maggior tutela è riservato ai clienti domestici vulnerabili. La stabilità dei consumi complessivi è il risultato di un calo nelle vendite ai clienti non domestici che è stato controbilanciato dall'aumento di quelle alla clientela domestica. Infatti, il settore domestico ha acquistato complessivamente 58,8 TWh contro i 56,1 TWh del 2023, registrando così un aumento del 4,8%. Al contrario, l'energia acquisita dal settore non domestico è diminuita da 185,4 a 184,2 TWh, evidenziando, quindi, un calo dello 0,7% e restando, quindi, ancora distante dai livelli pre-Covid (198 TWh nel 2019) che erano stati in parte recuperati nel 2022. Nel 2024 il numero di punti di prelievo domestici ha raggiunto i 30,5 milioni, con un incremento dello 0,5%;

Nel 2024 sono stati venduti nel **mercato libero** dell'energia elettrica 225,1 TWh, 4,6 TWh in più del 2023, a circa 29 milioni di clienti, cresciuti dell'8,3% rispetto al 2023. I punti domestici serviti nel mercato libero sono aumentati di 1.799.000 unità, ovvero dell'8,4% rispetto al 2023; il consumo medio dei clienti domestici è risultato di 2.031 kWh/anno, in leggero aumento rispetto al 2023 (+2,8%).

Dal 1° gennaio 2021 hanno perso il diritto al **servizio di maggior tutela** le piccole imprese connesse in bassa tensione nonché le microimprese titolari di almeno un punto di prelievo connesso in bassa tensione con potenza contrattualmente impegnata eccedente 15 kW e, dal 1° aprile 2023, per tutte le altre microimprese. Da maggio 2023, quindi, il servizio è rimasto riservato ai soli clienti domestici. Da ultimo, infine, e come detto poco sopra, dal 1° luglio 2024 solo i clienti domestici vulnerabili possono acquistare energia nel servizio di maggior tutela. Nel 2024, le vendite del servizio sono state pari a 8,5 TWh, distribuite su circa 5,6 milioni di punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*). Rispetto al 2023, si è verificata una significativa contrazione dei consumi, pari a 5,9 TWh (-41,1%) e una diminuzione del numero di punti serviti di circa 3,7 milioni di unità (-39,8%). Nel 2024 il consumo medio annuo complessivo è stato pari a 1.528 kWh, diminuito dell'1% rispetto al 2023.

I clienti per i quali è terminato *ex lege* il servizio di maggior tutela, vengono riforniti nell'ambito di un apposito **servizio a tutele graduali,** da un venditore selezionato con gara (distinto in servizio a tutele graduali per le piccole imprese, servizio a tutele graduali per le microimprese e servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili). Nel 2024 il servizio a tutele graduali per i clienti domestici non

vulnerabili ha registrato la vendita di 3,1 TWh di energia elettrica, distribuiti su 1.675.000 punti di prelievo e il consumo medio per cliente domestico servito nel regime di tutele graduali è risultato pari a 1.852 kWh. Nel servizio a tutele graduali per le piccole imprese sono stati venduti 1,2 TWh a 77.132 punti di prelievo, rispetto al 2023, i consumi si sono ridotti (-17,8%), mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti di 15.000 unità (-16,8%); il consumo medio nazionale è pari a 16.050 kWh. Nel servizio a tutele graduali per le microimprese sono stati venduti 1,5 TWh a 829.000 punti di prelievo, il consumo medio unitario di tali clienti altri usi è pari a 1.825 kWh.

Il **servizio di salvaguardia** ha registrato una contrazione nel 2024, sono stati serviti 80.039 punti di prelievo evidenziando una riduzione del 18,2% rispetto al 2023; complessivamente sono stati prelevati 3.563 GWh, a fronte dei 5.119 GWh registrati nel 2023, cioè il 30,4% in meno.

Nel 2024, così come l'anno precedente, l'attività di ***switching*** è risultata molto elevata tra i consumatori, per le famiglie è cresciuta di quasi cinque punti percentuali rispetto al 2023 in termini di clienti e di oltre due punti percentuali in termini di volumi. Nel 2024 il 23,8% dei clienti domestici ha cambiato fornitore almeno una volta nel corso dell'anno. Il tasso di *switching* dei clienti non domestici è, invece, diminuito rispetto al 2023, sia in termini di punti (dal 25,6% è sceso al 21,7%), sia in termini di volumi (dal 27,8% al 22,6%).

Nel 2024, la media delle **offerte commerciali** che ogni impresa di vendita è in grado di proporre alla clientela domestica a è risultata pari a 30 offerte commerciali, di cui 11 disponibili esclusivamente online. Per la clientela non domestica, che, ovviamente, gode di una maggior possibilità di scelta e alla quale il venditore è sicuramente in grado di fornire servizi più personalizzati e contratti individualizzati, le offerte medie salgono a 36, ma solo 4 di queste sono acquistabili tramite canali digitali. Per quanto riguarda la **tipologia di prezzo** preferita, si registra un netto calo della quota di clienti domestici che, nel mercato libero, scelgono contratti a prezzo fisso: la percentuale passa infatti dal 66,8% nel 2023 al 54,8%. Tra i clienti non domestici continua a rafforzarsi la preferenza per i contratti a prezzo variabile; questa tipologia di offerta, già prevalente nel 2023 con una quota del 68,3%, raggiunge nell'anno in corso l'80%. Nel 2024 i clienti domestici hanno pagato mediamente un prezzo più basso per la componente energia, pari a 237,18 €/MWh, rispetto ai 259,84 €/MWh del 2023 (quasi 23 €/MWh in meno rispetto all'anno precedente). Analoga riduzione per la clientela non domestica: nel 2024, il prezzo medio pagato è stato di 153,34 €/MWh, in calo rispetto ai 181,31 €/MWh dell'anno precedente. Tra i clienti che hanno scelto un contratto a prezzo variabile è emersa, come in passato, la netta propensione dei clienti domestici verso un'**indicizzazione** all'andamento del PUN legato all'andamento medio delle quotazioni dell'elettricità in borsa (il PUN), che ha raccolto oltre il 90% dei punti di prelievo. Analoga netta preferenza si è riscontrata tra i clienti non domestici: quasi 82%. Per la clientela domestica, guardando ai valori medi della componente di approvvigionamento pagata nei contratti con differenti tipi di indicizzazione, la metodologia risultata più conveniente, escludendo la tipologia modalità di indicizzazione non specificata, è quella con sconto sul prezzo stabilito in gara pubblica Consip o altra gara pubblica seguita da quella dei contratti con indicizzazione limitata (-23%), sebbene le quote di tali contratti sia molto ridotta per entrambe le tipologie. Circa il 32% 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%. Tramite l'Indagine annuale è stata indagata anche la presenza di **servizi aggiuntivi**, dalla quale è emersa, come in passato, per i clienti domestici a prezzo fisso una netta propensione ad acquistare energia con un contratto che include almeno un servizio aggiuntivo (la quota dei clienti che stipula contratti senza alcun servizio ulteriore è pari al 1,8% -2,2% nel 2023); tra i servizi aggiuntivi, come nell'anno precedente, la maggiore preferenza è per i contratti con garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (50,7%) e per i contratti con programmi fedeltà (39,7%). Tra i clienti domestici con contratto a prezzo variabile, il 28,3% sceglie un contratto senza alcun servizio aggiuntivo, percentuale in calo rispetto al 2023 (era 32,3%). Quando scelgono contratti che includono servizi aggiuntivi, l'interesse maggiore di tali

clienti è rivolto alla garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (42,9% dei casi). I clienti non domestici mostrano, invece, un significativo disinteresse per i servizi aggiuntivi, il 58,2% dei contratti a prezzo fisso e 55,4% dei contratti con prezzo variabile non sceglie alcun servizio. Tra i clienti non domestici che hanno scelto un contratto a prezzo fisso, il 33,5% di questa clientela mostra apprezzamento per la garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile; per i clienti non domestici che hanno sottoscritto un contratto a prezzo variabile, poco più di un terzo di questi clienti, invece, ha scelto un contratto con almeno un servizio aggiuntivo,

Nel 2024 il livello di **concentrazione del mercato *retail*** il livello di concentrazione del mercato totale è diminuito in tutti i segmenti di mercato, come si evince dalle diverse misure normalmente utilizzate per misurarlo. Il C3, ossia la quota di mercato dei primi tre operatori (gruppi societari), è sceso dal 47,8% al 42,3%. L'indice HHI è sceso da 1.356 a 988, abbondantemente quindi sotto la prima soglia di attenzione che è pari a 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 ne indica uno fortemente concentrato (il valore massimo dell'indice è 10.000). Il numero dei gruppi societari che occorrono per superare il 75% delle vendite complessive è salito da 11 a 14. La concentrazione del mercato elettrico italiano ha però due facce contrapposte: nel segmento delle famiglie è elevata, seppure in costante diminuzione, mentre in quello dei clienti non domestici è bassa.

I risultati dell'analisi dei dati trasmessi dagli operatori mostrano che nel 2024 il **prezzo medio dell'energia elettrica** al netto delle imposte per i clienti domestici è risultato pari a 316,8 c€/kWh (215,6 c€/kWh il valore medio della componente a copertura dei costi di approvvigionamento e dei servizi di commercializzazione). I dati mostrano la consueta variabilità nella spesa unitaria sostenuta dai clienti, con valori inversamente proporzionali alla dimensione del consumo i valori sono compresi tra i 219 €/MWh, riscontrabili per i clienti grandi (consumi oltre 15.000 kWh/anno), e i 633 €/MWh, relativi alla classe più piccola (0-1.000 kWh). Tale andamento ricalca quello del costo di approvvigionamento che, come sempre, diminuisce continuativamente al crescere del consumo pro-capite, passando dai 344 €/MWh della classe più piccola ai 158 €/MWh di quella più grande.

Relativamente alla **qualità commerciale del servizio di vendita**, nel 2024 le imprese che hanno servito clienti del settore elettrico hanno ricevuto un totale di 298.690 reclami scritti, 261.117 richieste di informazione, 6.566, rettifiche di fatturazione, 565 doppia fatturazione. Il 95,9% degli indennizzi è connesso al mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti. Nel 2024 sono stati erogati in bolletta indennizzi automatici per oltre 1,1 milioni di euro. I clienti domestici del mercato libero risultano essere i destinatari del 55,13% del totale degli indennizzi corrisposti, il 22,92% degli indennizzi è stato corrisposto ai clienti non domestici del mercato libero.

Nel 2024 l'attività di vigilanza ha visto lo svolgimento sia di **attività ispettive, sia di attività di controllo documentale** che ha consentito di controllare l'operato di una vasta platea di soggetti e nuovi ambiti di attività. Nel 2024, il numero complessivo delle ispezioni si è attestato a 22, registrando un lieve calo rispetto all'anno precedente; le ispezioni hanno portato a contestazioni per infrazioni pari a circa 8,4 milioni di euro.

In merito ai **procedimenti sanzionatori** nel 2024 sono anche stati avviati: due procedimenti sanzionatori nei confronti di altrettante società per violazioni in materia di volture, *switching* e accreditamento degli operatori al Sistema informativo integrato; quattro procedimenti, nei confronti di altrettante società di vendita, per violazioni in materia di bonus sociale, cinque procedimenti sanzionatori in materia di funzionamento del SII, un procedimento sanzionatorio in materia di trasparenza della fatturazione, un procedimento sanzionatorio in materia di riconoscimento degli oneri generali di sistema non riscossi dai clienti finali, un procedimento per la violazione dell'obbligo partecipativo alle procedure conciliative dell'Autorità.

Sviluppi nel mercato del gas

Infrastrutture e principali novità nella regolazione

In Italia le imprese che gestiscono la **rete di trasporto del gas nazionale** (10.490 km) **e regionale** (24.936 km) sono otto. L'impresa maggiore di trasporto gas è Snam Rete Gas, oltre a essa operano sulla rete nazionale altre due società che ne possiedono e gestiscono piccoli tratti: Società Gasdotti Italia e Infrastrutture Trasporto Gas. Il gruppo Snam (composto da Snam Rete Gas e Infrastrutture Trasporto Gas) possiede il 93% delle reti. La Rete italiana di trasporto del gas è connessa con diversi gasdotti internazionali: al Nord si connette con il gasdotto TENP per l'importazione del gas dal Nord Europa e con il TAG per l'importazione del gas russo; al Sud si connette con il Transmed (*Trans-Mediterranean Pipeline*) per l'importazione del gas algerino, con il *Greenstream* per l'importazione del gas libico e con il TAP per l'importazione del gas azero. Inoltre, sono operativi quattro **terminali di gas naturale liquefatto**, che viene immesso nella rete nazionale di trasporto italiana attraverso la loro interconnessione con la rete nazionale. La capacità di rigassificazione massima complessiva dei quattro terminali è di 22,5 G(m^3)/anno. Nel 2025 entrerà in funzione il quinto impianto di rigassificazione, cioè la FSRU ormeggiata a circa 8 chilometri al largo di Ravenna, che Snam ha acquistato nel luglio 2022. Costruita nel 2015, questa nave ha una capacità di rigassificazione di 5 G(m^3)/anno. Una volta in pieno esercizio consentirà di portare la capacità complessiva di rigassificazione italiana a circa 28 G(m^3)/anno.

Lo **stoccaggio** di gas naturale è svolto in base a 15 concessioni possedute da cinque imprese: Stogit, Edison Stoccaggio, Ital Gas Storage, Geogastock, Blugas Infrastrutture. Nel giugno 2024 Snam ha presentato un'offerta per acquisire gli stoccaggi gas di Edison. Poi, nel marzo 2025 Snam, attraverso la controllata Stogit, ha annunciato il perfezionamento dell'acquisizione del 100% di Edison Stoccaggio, a seguito dell'ottenimento delle necessarie autorizzazioni antitrust: il capitale sociale di Edison Stoccaggio è stato interamente acquisito da Stogit e la società è stata rinominata Stogit Adriatica. Tutti i siti di stoccaggio attivi sono realizzati in corrispondenza di giacimenti di gas esausti. Il sistema di stoccaggio del gas italiano ha dimensioni importanti: nell'anno termico 2024-2025, che si è concluso il 31 marzo 2025, il sistema ha offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio complessivo (c.d. *working gas*) pari a 17,85 G(m^3), di cui 4,6 G(m^3) destinati allo stoccaggio strategico. La capacità disponibile per lo stoccaggio di modulazione di punta è pari a 7,861 G(m^3); la restante capacità è associata a prodotti con un profilo di prelievo uniforme nel corso dell'anno o che comunque ampliano l'offerta di flessibilità.

La **distribuzione** di gas naturale in Italia avviene per mezzo di 272.175 km di rete (di cui 303 non in funzione nel 2024), il 57,1% in bassa pressione, il 42,3% in media pressione e lo 0,6% in alta pressione. La lunghezza delle reti è cresciuta di circa 1.000 km rispetto al 2023. Nel 2024 le imprese attive nella distribuzione gas sono risultate 183 (quattro in meno del 2023), 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), 89 piccole (10.000-50.000) e 46 piccolissime (meno di 5.000 clienti). Dal 2020 il numero delle imprese con più di 100.000 punti di riconsegna è pari a 28 unità e la loro quota in termini di gas distribuito è rimasta stabile intorno all'85%. Complessivamente i 183 operatori attivi nel 2024 hanno distribuito 25,8 G(m^3), 0,2 G(m^3) in più dell'anno precedente, a 21,8 milioni di consumatori.

Nel gennaio 2024 l'Autorità ha avviato un procedimento per **aggiornare le proprie disposizioni in materia di piani di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale**, con la finalità, tra le altre, di tenere conto dei recenti vincoli legislativi che prevedono l'obbligo per l'impresa maggiore di trasporto di trasmettere il Piano unico del trasporto del gas naturale con cadenza biennale. Contestualmente a tale avvio, l'Autorità ha **abrogato la deroga dall'obbligo di applicazione dell'analisi costi/benefici** per i Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas relativi all'anno 2023, prevedendo al contempo l'obbligo per i gestori del sistema di trasporto che avessero fatto uso di tale deroga di integrare i propri Piani di sviluppo trasmessi a dicembre 2023 con le relative analisi costi/benefici. Nell'ambito del

procedimento avviato, a fine anno l'Autorità ha presentato i propri **orientamenti per la predisposizione di un Piano unico di sviluppo della rete di trasporto**. In particolare, l'Autorità propone di affidare all'impresa di trasporto principale il compito di valutare la coerenza delle proposte di sviluppo delle altre imprese e di aggiornare le analisi di costi e benefici, mentre i singoli gestori si occuperanno dei dettagli progettuali e della realizzazione degli interventi. Suggerisce, inoltre, di integrare il documento di coordinamento tra gestori nel Piano stesso per evidenziare il processo di coordinamento. La periodicità del Piano rimarrebbe biennale con scadenze il 28 febbraio degli anni dispari, a partire dal 2027, e i gestori diversi dall'impresa principale possono trasmettere le informazioni entro il 31 gennaio degli anni dispari. Inoltre, propone di fissare al 31 luglio 2025 il termine per l'edizione del Piano 2025, in modo da agevolare il passaggio alla nuova periodicità e ai nuovi processi di pianificazione.

L'Autorità propone, inoltre, aggiornamenti sui requisiti minimi per il Piano unico del gas e l'analisi costi/benefici, tra cui: includere nel Piano informazioni sulle infrastrutture dismesse, con dettagli su tempistiche, finalità, costi, ricavi e impatti sul sistema; escludere i costi di smantellamento non efficienti, specialmente se relativi a interventi recenti o già realizzati; fornire dettagli sui progetti di infrastrutture di trasporto, stoccaggio e rigassificazione di promotori terzi, con schede standardizzate gestite dall'impresa di trasporto; integrare queste schede nel Piano e monitorarne l'avanzamento; individuare infrastrutture necessarie a seguito di progetti terzi; adottare un approccio più strutturato per identificare i bisogni di sistema, con analisi congiunte di capacità di gas e energia elettrica; valutare l'uso cross-settoriale delle capacità disponibili, anche per l'idrogeno; sostituire alcune categorie di benefici con indicatori quantitativi e eliminare altre non più rilevanti; presentare una sintesi tabellare degli interventi del Piano; e prevedere un rapporto di monitoraggio biennale dell'avanzamento del Piano stesso.

Secondo le disposizioni di legge, è compito dell'Autorità **sottoporre i Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale alla consultazione** di tutti i soggetti interessati. sono stati pertanto resi disponibili, sul sito internet dell'Autorità, i piani di sviluppo 2023 di nove imprese che gestiscono tratti della rete di trasporto nazionale o regionale. I soggetti interessati hanno avuto la possibilità di far pervenire le proprie osservazioni all'Autorità entro il 14 agosto 2024.

Nell'aprile 2024 l'Autorità ha aggiornato alcune disposizioni del Testo integrato del bilanciamento (TIB) per adeguarle alle nuove modalità di gestione di alcune partite economiche (relative ad autoconsumi, perdite di rete e gas non contabilizzato) introdotte dalla "Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione 2024-2027" (RTTG), approvata nell'aprile 2023. Contestualmente è stato definito, con riferimento al ***linepack*, un prezzo fisso convenzionalmente determinato** in linea con l'attuale valore di mercato, che renda neutra Snam rispetto alle variazioni di prezzo previste dalla precedente modalità di valorizzazione.

Nel novembre 2024 sono state apportate alcune modifiche alla disciplina del bilanciamento, con particolare riferimento a una nuova formulazione del cosiddetto *piccolo aggiustamento* funzionale a ridurre le possibilità di arbitraggio dovute all'asimmetria temporale tra i sistemi di liquidazione del GME e di Snam. Trattandosi di una modifica con impatti sull'intera comunità degli utenti del bilanciamento, la delibera prevede che la modifica stessa entri in vigore a ottobre 2025, consentendone l'anticipazione nelle dinamiche commerciali degli scambi di gas all'ingrosso. Inoltre, le modifiche hanno interessato l'adeguamento del sistema degli incentivi per Snam, alla luce di particolari situazioni in cui quest'ultima può trovarsi a operare (ad es.: volatilità dei prezzi di mercato). Infine, nel settembre 2024 l'Autorità ha parzialmente modificato le disposizioni fondamentali in materia di **accesso al servizio di trasporto**, per introdurre flessibilità aggiuntiva nell'utilizzo della capacità di trasporto con lo scopo di eliminare le incertezze legate agli effetti derivanti da un'eventuale risoluzione anticipata del contratto di fornitura per inadempienza del cliente finale, anche favorendo la sottoscrizione di contratti di durata inferiore all'anno.

Nel corso del 2024, sono stati aggiornati alcuni **codici dei servizi** di trasporto, stoccaggio e rigassificazione,

al fine di recepire nuove previsioni normative, disposizioni dell'Autorità o modalità gestionali funzionali al miglioramento dell'erogazione del servizio.

A valle dell'approvazione dei criteri di regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione del GNL per il sesto periodo di regolazione (RTRG 2024-2027), adottati nel 2023, nel febbraio 2024 l'Autorità ha espresso i propri orientamenti in materia di criteri di determinazione del tasso di variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi e dei prezzi al consumo da utilizzare ai fini delle determinazioni tariffarie per il servizio di rigassificazione del GNL, nonché in materia di trattamento degli aggiornamenti del tasso di remunerazione del capitale investito. In esito a tale consultazione, nel giugno 2024 l'Autorità ha disposto modifiche all'RTRG 6PR GNL, prevedendo in particolare di allineare ai criteri ROSS la determinazione del deflatore degli investimenti fissi lordi, mantenendo in questo modo la coerenza con la regolazione del servizio di trasporto; allineare ai criteri ROSS le modalità di riconoscimento dell'inflazione.

Nel luglio 2024 l'Autorità ha **avviato** un procedimento per la **definizione di criteri di regolazione tariffaria del servizio di stoccaggio del gas naturale per il sesto periodo di regolazione, decorrente dal 2026**. Nel novembre 2024 l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in materia, i quali, pur in un quadro di sostanziale stabilità rispetto ai criteri vigenti, contengono alcuni elementi di novità. Tra gli altri: l'allineamento ai criteri ROSS relativi alla durata del periodo regolatorio, al trattamento delle partite inflattive e alle voci di costo operativo escluse dal riconoscimento tariffario; l'introduzione di un meccanismo che collega l'efficienza dei costi, i benefici per il sistema e gli incentivi alle imprese, limitando il riconoscimento dei costi di capitale e prevedendo la condivisione dei risparmi ottenuti.

Nel giugno 2024 l'Autorità ha avviato il procedimento per dare esecuzione alle sentenze del Consiglio di Stato in materia di **tariffe per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale**, con particolare riferimento alla determinazione dei costi operativi riconosciuti per il periodo di regolazione 2020-2025, in esito a un articolato contenzioso intentato da una pluralità di operatori e tenendo anche conto di quanto chiarito da alcune sentenze del TAR Lombardia.

I criteri di regolazione della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale in vigore per il periodo regolatorio 2020-2025 (RQSG 5PRS) sono stati approvati[11] nell'ottobre 2019, in un quadro di sostanziale continuità rispetto alla previgente regolazione.

Nel luglio 2024 l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione di **criteri di regolazione della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il sesto periodo di regolazione, decorrente dal 2026**. Nel novembre 2024 l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in materia, i quali, pur in un quadro di sostanziale stabilità rispetto ai criteri vigenti, contengono alcuni elementi di novità tra i quali, in tema di sicurezza del servizio, il rafforzamento delle previsioni in materia di dispersioni attraverso introduzione di obblighi aggiuntivi; in tema di continuità del servizio, il superamento del meccanismo di penalità per mancato rispetto degli obblighi contrattuali.

Nel settembre 2024 l'Autorità ha modificato la Regolazione del servizio di misura sulla rete di trasporto del gas naturale (RMTG) al fine di far fronte a segnalazioni di criticità pervenute nei primi mesi del 2024.

La regolazione della **qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas** ha l'obiettivo di minimizzare il rischio di esplosioni, di scoppi e di incendi provocati dal gas distribuito e, dunque, ha come fine ultimo la salvaguardia delle persone e delle cose da danni derivanti da incidenti provocati dal gas distribuito. Nel 2024 il tempo di arrivo sul luogo di chiamata (telefonica) è diminuito di quasi 37 minuti rispetto al 2023. Inoltre, la percentuale di rispetto del tempo massimo di arrivo entro 60 minuti risulta del 99,9% a fronte di un obbligo di almeno il 90%. La tempestività degli interventi può evitare incidenti da gas che potrebbero avere conseguenze molto gravi; tuttavia, la metà delle chiamate ai centralini di pronto intervento si rivela

[11] Delibera 23 ottobre 2019, 419/2019/R/gas.

in realtà un falso allarme.

I dati relativi alle connessioni sono distinti a seconda che si tratti di collegamenti a metanodotti di trasporto o a reti di distribuzione. Nel 2024 sono state realizzate 64 **connessioni con le reti di trasporto**, di cui 58 con condotte in alta pressione e 6 con quelle in media pressione. Mediamente, è stata registrata un'attesa di 139,8 giorni lavorativi per le condotte in alta pressione e di 14,4 giorni per quelle in media pressione; poco meno della metà delle connessioni realizzate ha attivato la fornitura nel corso dell'anno. Anche nel caso delle **reti di distribuzione locale** nel 2024 sono state realizzate circa 2.600 connessioni in meno dell'anno precedente: il loro numero si è ridotto infatti da 61.826 a 59.236. Come sempre, la maggior parte degli allacciamenti ha riguardato condotte in bassa pressione (94,2%) e la restante parte condotte in media pressione. Si è registrato un lieve aumento dei tempi di attesa, sia per le connessioni alle reti in bassa pressione (da 9,2 a 11,8 giorni lavorativi), sia per le connessioni alle reti in media pressione (da 34,1 a 36,7giorni lavorativi).

La **disciplina del *settlement*** nel settore gas è evoluta nel 2024 secondo due principali direttrici: da un lato, l'utilizzo della maggiore granularità nelle misurazioni dei consumi, dall'altro la riduzione delle differenze fra prelievi giornalieri attesi ed effettivi, in ottica di bilanciamento del sistema. Nell'ottica di migliorare la previsione dei consumi, nel novembre 2024 l'Autorità ha disposto[12] che la metodologia di profilazione convenzionale, come definita nel Testo integrato del *settlement* gas (TISG), sia ulteriormente affinata con l'introduzione di un parametro funzionale a tarare il profilo di prelievo sulla base dell'andamento effettivo del prelievo, rilevabile giornalmente, così da cogliere con tempestività le dinamiche di consumo, sia di carattere transitorio sia strutturali.

Mercati all'ingrosso e al dettaglio

In base ai dati provvisori diffusi dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, nel 2024 il consumo lordo di gas naturale è cresciuto di 340 M(m^3) rispetto al 2023. La variazione è appena positiva, ma si tratta di un risultato importante dopo due anni in cui i consumi di gas hanno registrato due cali molto significativi. La ripresa è stata sostenuta dall'andamento climatico, che ha spinto i consumi del settore civile, e dal segno ancora positivo – seppur debole – dell'economia nel suo complesso.

La **produzione nazionale** ha registrato una riduzione del 4,1%, scendendo a 2,6 G(m^3) dai 2,7 G(m^3) raggiunti nel 2023. Anche il **saldo estero** è diminuito dello 0,7%, a causa di un calo del 3,9% delle importazioni, scese a 59,4 G(m^3) dai 61,8 G(m^3) del 2023, solo parzialmente compensato da una forte riduzione delle esportazioni di 2 G(m^3) (da 2,6 a 0,6 G(m^3)). Poiché negli stoccaggi i volumi immagazzinati a fine anno sono risultati di circa 0,4 G(m^3) superiori ai quantitativi di inizio anno, il **consumo interno lordo** nel 2024 è risultato pari a 61,8 G(m^3), un valore dello 0,6% superiore a quello del 2023. Di conseguenza il **livello di dipendenza dall'estero**, misurato come rapporto tra le importazioni nette e il valore lordo dei consumi nazionali, è leggermente diminuito: nel 2024 il 95,2% del gas disponibile in Italia è arrivato dall'estero (nel 2023 era pari a 96,3%). Tenendo conto anche dei consumi di sistema e delle perdite di rete i **consumi netti di gas** nel 2024 sono valutabili in 60,4 G(m^3), 0,6 punti percentuali al di sopra di quelli del 2023.

Nei dati preconsuntivi diffusi dal MASE, dunque, nel 2024 l'Italia ha importato 2,4 G(m^3) di gas naturale in meno rispetto al 2023: le importazioni lorde sono infatti scese a 59,4 G(m^3), dai 61,8 G(m^3) del 2023, evidenziando quindi un calo del 3,9%. Si tratta del terzo calo consecutivo che porta il livello delle importazioni lorde di gas vicino a quello del 2014 (55,8 G(m^3)), che è il punto di minimo storico degli ultimi 15 anni. Il calo più rilevante si è avuto nei volumi di gas nordafricani (dall'Algeria e dalla Libia). Riduzioni

[12] Delibera 19 novembre 2024, 482/2024/R/gas.

significative, si sono però registrate anche da altre zone: rispetto al 2023 abbiamo importato meno dal nordeuropa (dalla Norvegia e dall'Olanda) e dall'insieme dei Paesi classificati come "Altri" che include zone di provenienza di più recente rapporto con l'Italia, come la Nigeria, il Mozambico, il Congo o la Guinea Equatoriale e altri. In compenso abbiamo importato più gas dall'Azerbaijian, dal Qatar e dagli stoccaggi austriaci che transitano dal punto di Tarvisio (e che sono attribuiti statisticamente alla Russia). Lo scorso anno è diminuita anche l'importazione di gas naturale liquefatto, che negli ultimi anni è stato sempre più importante nelle forniture italiane ed europee.

Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori energetici dell'Autorità, nel 2024 sono stati importati in Italia 57,6 G(m^3), poco meno dei 57,7 importati nel 2023. Il calo risulta, quindi, inferiore a quello valutabile nei dati del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica. L'8% del gas complessivamente approvvigionato all'estero, cioè 4,6 G(m^3) circa, risulta acquistato presso le borse europee.

I gruppi societari che possiedono ciascuno una quota superiore al 5% del gas complessivamente approvvigionato (cioè prodotto o importato) sono cinque: Eni, Edison, Azerbaijan Gas Supply Company Limited, Royal Dutch Shell ed Enel (gli stessi del 2023); insieme hanno importato 44 dei 57,6 G(m^3) del gas estero entrato nel mercato italiano. I cinque gruppi sono anche gli unici che possiedono ciascuno una quota maggiore del 5% del gas disponibile (che oltre alle importazioni e alla produzione comprende anche il gas negli stoccaggi), e che complessivamente ne coprono una quota del 77,8% (di poco superiore a quella del gas approvvigionato).

I contratti di importazione (annuali e pluriennali) attivi nel 2024 sotto il profilo della **vita residua** mostrano un certo allungamento rispetto allo scorso anno: il 50,5% dei contratti scadrà entro i prossimi cinque anni (la stessa quota era al 46% nel 2023) e il 59% giungerà al termine entro i prossimi dieci anni (era il 52,1%). Il 14,8% dei contratti oggi in vigore possiede una vita residua superiore a 15 anni. Tale quota è leggermente cresciuta rispetto allo scorso anno, quando era pari al 13,8%.

Nel 2024 la **domanda totale del settore gas**, intesa come somma dei volumi di gas venduti nel mercato all'ingrosso (incluse le rivendite) e nel mercato al dettaglio più gli autoconsumi, è cresciuta del 6,5%, raggiungendo 286,5 G(m^3). Ciò soprattutto grazie alla buona ripresa del gas commercializzato nel mercato della vendita all'ingrosso e, in misura minore, di quello commercializzato nel mercato al dettaglio.

Il **mercato all'ingrosso** ha movimentato 228,4 G(m^3) in aumento del 7,6% rispetto al 2023, mentre 42,8 G(m^3) ne ha movimentati il mercato al dettaglio, registrando un calo dell'1,6% rispetto al 2022, gli autoconsumi, invece, sono rimasti praticamente invariati a poco più di 12 G(m^3).

Nel 2024 sono 301 le **imprese** che ha operato nel mercato all'ingrosso. Nel 2024 il numero di imprese che ha operato nel mercato all'ingrosso è rimasto sostanzialmente invariato rispetto al 2023 (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 è cresciuto, come si è visto poco sopra, di 16 G(m^3), con il risultato che il volume medio unitario di vendita è aumentato dell'11%, passando da 682 a 759 M(m^3). Il **livello di concentrazione** di tale mercato è rimasto sostanzialmente invariato: la quota delle prime tre società (Shell Energy Europe, Engie Global Markets ed Eni), infatti, è risultata del 23,6% contro il 25,9%, calcolato nel 2023. La quota cumulata delle prime cinque imprese (le tre già citate più Edison ed Eni Global Energy Markets) è passata dal 37,0% al 35,1 %. Anche l'indice HHI calcolato sul solo mercato all'ingrosso è lievemente diminuito da 442 a 427.

La principale piattaforma di scambio nel mercato all'ingrosso in Italia è il **Punto di scambio virtuale** (PSV), gestita dall'operatore della rete di trasporto, Snam Rete Gas. Le cessioni che possono essere registrate sono sia quelle avvenute attraverso contratti bilaterali, sia quelle realizzate nell'ambito dei mercati regolamentati gestiti dal GME. Nel 2024, 322 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di

gas presso il PSV. Soltanto 54 di questi erano *trader* puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto. Il numero dei sottoscrittori del PSV è lievemente cresciuto rispetto all'anno precedente, essendosi attestato a 387 unità contro le 374 del 2023 (+3%).

I volumi OTC sono cresciuti dell'8,1% da 113,9 a 123 G(m^3); una forte crescita ha interessato anche i volumi con consegna forzosa al PSV, che in un anno sono saliti da 28 a 183 M(m^3). Pertanto, il complesso delle riconsegne al PSV è aumentato dell'8,2% rispetto al 2023, essendo passato da 114 a 123 G(m^3). Anche i volumi derivanti dagli scambi nei mercati hanno registrato una netta crescita (+13,5%), recuperando integralmente il calo dello scorso anno. Nell'ambito dei **mercati organizzati e gestiti dal GME** nel corso del 2024 sono stati negoziati volumi complessivi per 181,7 TWh, in aumento rispetto al 2023 (+17%).

La liquidità nel **Mercato del giorno prima** è cresciuta (76%; +7% rispetto al 2023) grazie a un significativo aumento dei volumi negoziati (137 TWh; +29% sul 2023). La quota maggiore di questi ultimi (82%; +8%) è stata contrattata in negoziazione continua (111,7 TWh; +42%). L'andamento mensile ha evidenziato, inoltre, livelli più alti negli ultimi due mesi dell'anno. Il comparto AGS dell'MGP ha registrato scambi per un totale di 25,3 TWh, in calo rispetto al 2023 (-10%).

È diminuita la quota di volumi negoziati nel **Mercato infragiornaliero** (22%; nel 2023 era al 29%) per un totale di 40,2 TWh, in calo del 10% rispetto al 2023. Gli scambi in negoziazione continua (39,2 TWh; -12%) hanno continuato a essere preponderanti (pari al 97% dell'intero mercato), mentre nel comparto AGS i volumi sono leggermente meno marginali dell'anno precedente (1 TWh). Sono risultate in aumento anche le negoziazioni nel Mercato del Gas in Stoccaggio (MGS), con scambi pari a 3,5 TWh (+7%), mentre – come in passato – Snam non ha attivato alcuna sessione nel Mercato dei prodotti *locational*. Relativamente ai prodotti negoziati a termine nel MT-GAS non si sono osservate negoziazioni, mentre le allocazioni relative al comparto "Royalties" della P-GAS sono risultate pari a 1 TWh (+52%). Si sono osservati infine 42 slot (20 in meno del 2023) allocati sulla Piattaforma di assegnazione della capacità di Rigassificazione (PAR) per un totale di 1,7 M(m^3) liquefatti (-69%).

I **prezzi registrati sulle diverse piattaforme** si possono approssimare tutti a una media annuale di circa 36,54 €/MWh, in calo del 13% rispetto al 2023 e in linea con la quotazione media annua del prezzo delle transazioni *over the counter* al PSV (36,59 €/MWh) a sua volta scesa del 15% rispetto all'anno precedente. In particolare, i prezzi medi dei due comparti in contrattazione continua dell'M-GAS, rispettivamente pari a 36,49 €/MWh per MGP e 36,60 €/MWh per MI, hanno mostrato un andamento infra-annuale che riflette quello del prezzo al PSV.

Dai risultati provvisori dell'Indagine annuale è emerso che nel 2024 sono stati **venduti nel mercato al dettaglio** poco meno di 45,7 G(m^3), cui vanno aggiunti 243 M(m^3) forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*. Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali è risultato poco inferiore a 46 G(m^3), con un aumento di 0,7 G(m^3) rispetto al 2023. Per avere un dato confrontabile con quello del consumo finale di gas pubblicato dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, e commentato nelle pagine precedenti, occorre, tuttavia, considerare i volumi relativi agli autoconsumi, 12,2 G(m3), che portano il valore dei consumi complessivi risultanti dall'Indagine annuale a 58,1 G(m3), cioè a un valore paragonabile ai 60,3 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 2024 ha, quindi, evidenziato una lieve ripresa (1,2%) rispetto a quello del 2023.

Come già nel 2023, anche nel 2024 il **numero di venditori** attivi nel mercato al dettaglio è diminuito portandosi a 475; poiché al contempo i volumi di gas venduto sono cresciuti, il volume medio unitario di vendita ha registrato una significativa ripresa: da 92 a 97 M(m3) (5,5%) Il 5,5% delle imprese attive nel mercato finale, cioè 26 su 475, ha venduto nel 2024 oltre 300 M(m^3); complessivamente, tali società coprono l'83,9% 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 una valutazione più corretta delle quote di mercato e del **livello di concentrazione nel mercato *retail***. Il gruppo Eni nel 2024 ha riguadagnato la seconda posizione, superando per quantitativi di vendita complessivi il gruppo Enel. I dati mostrano, però, che i volumi di vendita dei due gruppi inseguitori sono molto vicini: 405 M(m3) separano, infatti, i volumi di Eni da quelli di Enel. Le quote di mercato risultano quindi poco differenziate e per entrambi in diminuzione rispetto a quelle del 2023: 12% quella del gruppo Eni (era al 13,3% nel 2023) e 11,2% quella del gruppo Enel (era al 13,1% nel 2023). Si è allontanato, invece, ancor più il gruppo Edison, la cui quota è cresciuta dal 13,7% del 2023 al 15,5% nel 2024, grazie a un incremento dei volumi di vendita particolarmente significativo (16,4%). Al contrario, i volumi di vendita di Eni ed Enel sono diminuiti, rispettivamente del 5,6% e del 13,9%. Dato l'accorciamento della distanza tra i primi tre gruppi e la discesa di due delle loro tre quote, il livello della concentrazione nel mercato della vendita finale di gas nel 2024 è lievemente diminuito ma differenziato tra le varie tipologie di clienti serviti. Utilizzando le misure calcolate sui volumi venduti, il numero di gruppi con una quota del mercato totale superiore al 5% è salito a 5. Inoltre, nel 2024 i primi tre gruppi controllano il 43,9%, mentre nel 2023 la quota era pari al 45,3%. L'indice di Herfindahl-Hirshman (HHI) calcolato sul mercato della vendita è risultato pari a 859, inferiore quindi a quello del 2023, che era pari a 894. 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 all'industria e alla generazione elettrica, dove il C3 è superiore al 50%, la più bassa si osserva nelle vendite ai condomini e ai clienti delle attività di servizio pubblico.

Nel 2024 sono stati venduti poco più di 58 G(m3) – di cui 12 destinati all'autoconsumo e quasi 46 alla vendita – a 21,7 milioni di clienti (punti di riconsegna). Complessivamente, rispetto al 2023 le **vendite di gas nel mercato finale** sono cresciute del 2,9%; in dettaglio che perlopiù afferiscono al settore industriale e a quello della generazione elettrica, hanno registrato una sostanziale stabilità (0,3%), i quantitativi di gas venduti nel mercato libero, pari a 44,2 G(m3), hanno evidenziato un aumento del 6,8%, mentre le vendite nel servizio di tutela della vulnerabilità e nei servizi di ultima istanza, pari a 1,7 G(m3), si sono più che dimezzate. I consumi del settore domestico (domestici e condomini) sono cresciuti dell'1,1%, da 13,5 a 13,6 G(m3), mentre quelli dei settori produttivi (industria e generazione termoelettrica) sono saliti da 36,6 a 37,5 G(m3), registrando quindi un aumento del 2,5%. I consumi del terziario (commercio e servizi insieme con attività di servizio pubblico) sono cresciuti del 4,3%, passando da 6,7 a 7 G(m3). Se si considerano le vendite in senso stretto e si escludono, quindi, gli autoconsumi, il 96,3% del gas risulta acquistato sul mercato libero e il restante 3,7% nei servizi di tutela della vulnerabilità e di ultima istanza. In termini di clienti, invece, l'87,7% acquista nel mercato libero.

Considerando solo il **settore domestico**, si può osservare che la quota di volumi acquistati sul mercato libero nel 2024 ha raggiunto l'87,4% per le famiglie e il 98,7% per i condomini (entrambe le quote sono calcolate sul totale delle vendite in senso stretto, cioè al netto degli autoconsumi).

In termini di punti di prelievo, nel 2024 la quota delle famiglie che usufruiscono del servizio di tutela della vulnerabilità è del 13%. Il dettaglio delle vendite al mercato finale (al netto degli autoconsumi) per settore di consumo e dimensione dei clienti mostra che in media la classe con consumo annuo fino a 5.000 m3 acquista il 28% di tutto il gas venduto nel mercato *retail*.

Sulla base dei dati forniti dagli operatori del trasporto e dei dati provenienti dal SII, la percentuale di ***switching***, cioè del numero di punti di riconsegna che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2024, è risultata complessivamente pari al 18,7%, ovvero al 23,5% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio (le percentuali sono in aumento per tutti i clienti. Gli *switching* dei consumatori domestici nel 2024 si sono ampliati di quattro punti percentuali: risultano avere effettuato almeno un cambio di fornitore circa 4 milioni di clienti, equivalenti a una quota del 18,6% dei clienti domestici totali (e corrispondente a una porzione di volumi del 24,1%). Altrettanto 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 30% del relativo settore di consumo. Questa clientela ha perso il diritto ad accedere al servizio di tutela già nel 2023, e in effetti, il tasso di cambio fornitore è rimasto elevato, ma è diminuito rispetto al 2023.

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 20,5 per la clientela domestica (9,2 sono acquistabili solo online), 8,8 per i condomini con uso domestico (2,6 solo online) e 15,7 per la clientela non domestica (3,5 solo online). l'interesse delle famiglie verso le **offerte online** risulta ancora limitato, nonostante il crescente processo di digitalizzazione. Solo il 9,7% dei clienti domestici ha infatti scelto di sottoscrivere un'offerta tramite canali digitali. La quota risulta più elevata tra i clienti non domestici, dove si attesta al 20,6%, mentre rimane particolarmente contenuta nel segmento dei condomini con uso domestico, con una penetrazione pari al 2% (dati sostanzialmente invariati rispetto al 2023).

Circa la **tipologia di prezzo** preferita, è risultato che la percentuale di clienti domestici che ha sottoscritto nel mercato libero un contratto a prezzo fisso (il cui prezzo non cambia per almeno un anno dal momento della sottoscrizione) è diminuita in modo significativo rispetto all'anno precedente, passando dal 44% al 28,6%. Per i condomini con uso domestico, la formula a prezzo variabile ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso, continua a essere ampiamente prevalente, rappresentando il 93,6% dei contratti stipulati. Anche tra i clienti non domestici, tale tipologia risulta dominante, con una quota pari all'85,7%

Guardando alla componente relativa al costo di approvvigionamento del prezzo di questi contratti, si osserva comunque che il differenziale a favore dei contratti a prezzo variabile è particolarmente elevato per i clienti domestici (29,4 c€/m^3), è molto significativo per i condomini (23,1 c€/m3) ed è più contenuto per i clienti non domestici (6,9 c€/m3).

Per tutte le tipologie di clienti la **modalità di indicizzazione** dei prezzi più frequente nei contratti a prezzo variabile risulta quella legata all'andamento del prezzo del PSV, che, tuttavia, non risulta quella con condizioni economiche più vantaggiose. A seguire, la tipologia di prezzo variabile più scelta dai clienti domestici è risultata quella è quella basata sull'andamento del prezzo con sconto applicato su una delle componenti tariffarie stabilite dall'Autorità per il servizio di tutela della vulnerabilità. Quest'ultima rappresenta la soluzione più vantaggiosa tra le varie modalità di indicizzazione, con un prezzo per la sola componente di approvvigionamento inferiore del 19% rispetto alla media.

Il 43,5 % dei clienti domestici ha sottoscritto un contratto che prevede un **abbuono o uno sconto**; percentuali più basse si riscontrano per gli altri clienti (21,1% per i condomini e 23,4% per i non domestici).

La diffusione dei **servizi aggiuntivi** nei contratti di fornitura gas a prezzo fisso varia sensibilmente in base alla tipologia di clientela. Tra i clienti domestici, solo il 18,2% risulta privo di almeno un servizio aggiuntivo. Al contrario, la quota di contratti privi di servizi aggiuntivi risulta significativamente più alta tra i condomìni ad uso domestico e i clienti non domestici. Nei contratti a prezzo variabile la quota di clienti domestici con contratti privi di servizi aggiuntivi sale al 52,3%. Con riferimento ai clienti domestici, si rileva che, tra i contratti a prezzo fisso che includono almeno un servizio aggiuntivo, emerge una netta preferenza per quelli che prevedono la partecipazione a un programma fedeltà a punti (55,7%). Per quanto riguarda il prezzo di tali contratti – misurato sulla base della componente relativa ai costi di approvvigionamento e di vendita – si osserva che il contratto economicamente più vantaggioso è quello associato a benefici sull'acquisto di altri beni o servizi, scelto, tuttavia, da una quota marginale di clienti (1,8%). Tra i clienti domestici che sottoscrivono contratti a prezzo variabile con servizi aggiuntivi – pari complessivamente al 47,7% – si confermano le stesse preferenze rilevate per i contratti a prezzo fisso: la partecipazione a un

programma punti (26,5%) e la garanzia di energia 100% "verde" (11,3%).

L'analisi dei dati raccolti nell'*Indagine annuale* evidenzia che lo scorso anno il **prezzo medio del gas** al netto delle imposte (ponderato con le quantità vendute) praticato dalle imprese di vendita ai clienti finali, è stato pari a 71,1 c€/m^3. La diminuzione, che discende dagli ulteriori cali avvenuti nei mercati all'ingrosso, non coinvolge tutte le categorie di clienti e, ove presente, risulta sensibilmente differenziata tra le classi dimensionali. Il suo valore massimo (-22,2%) lo si riscontra per i clienti con consumi tra 2 e 20 milioni di m3/anno.

L'**andamento dei prezzi** viene mostrato lo spaccato dei clienti con usi domestici (famiglie e, sino al 2023, condomini) tra le due principali condizioni contrattuali alle quali è avvenuta la fornitura agli stessi, ovvero il servizio di tutela (che dal 2024 è riservato ai soli clienti vulnerabili) e il mercato libero, con dettaglio per classe dimensionale e andamento nell'ultimo decennio. Il servizio di tutela presenta valori più bassi in tutti gli anni e in entrambe le classi dimensionali, con l'eccezione di quella più piccola (fino a 5.000 m3/anno) e limitatamente al 2022. In quell'anno il mercato libero presenta un prezzo più basso del servizio di tutela (-17,6%), per la forte diffusione in tale mercato di formule contrattuali a prezzo bloccato che hanno contenuto, nell'immediato, il trasferimento sui clienti finali della forte crescita delle quotazioni all'ingrosso del gas, avvenuta dopo l'avvio del conflitto russo-ucraino. Tale trasferimento è proseguito sia nel 2023 che nel 2024: in entrambi gli anni vi è stato un incremento di circa 10 c€/m3, mentre il servizio di tutela è dapprima calato di ben 33 c€/m3, solo in parte riassorbiti dall'incremento di 8 c€/m3 nell'ultimo anno. Tale dinamica ha determinato che il mercato libero sia tornato a essere nuovamente e nettamente più oneroso: negli ultimi due anni il suo prezzo risulta superiore a quello del servizio di tutela in misura stabile e compresa tra il 27% e il 28%.

Dall'analisi basata sui dati comunicati da 389 venditori per il settore del gas nel 2024 le imprese di vendita che servono il mercato tutelato e libero del gas naturale hanno ricevuto complessivamente 202.784 reclami scritti, 127.311richieste di informazione, 7.775 rettifiche di fatturazione e 274 rettifiche di doppia fatturazione.

I **tempi medi effettivi per le risposte a reclami e rettifiche di fatturazione** eseguite si attestano rispettivamente a 16,3 e 32,8 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 riferiti alle **richieste di informazioni,** invece, con una media di 6,25 giorni solari, risultano essere largamente inferiori allo standard generale.

Per quanto riguarda le **rettifiche di doppia fatturazione,** a fronte dello standard fissato in 20 giorni solari, i tempi medi effettivi risultano essere pari a 31,93 giorni solari.

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 complessivamente 21.134, in diminuzione del 4,65% rispetto all'anno precedente. Analogamente al settore elettrico, anche per il settore gas il maggior numero di indennizzi è attribuibile al mancato rispetto degli standard per le risposte ai reclami dei clienti domestici (95,37%). 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 74,03%.

Nel 2024 82 venditori hanno dichiarato di fornire 1.682.351 clienti con contratti *dual fuel*. Tali clienti hanno inviato 30.355 reclami scritti, in diminuzione del 2,72% rispetto all'anno precedente, e 31.525 richieste di informazioni scritte, in diminuzione del 34,9%. Le rettifiche di fatturazione e le rettifiche di doppia fatturazione sono state, rispettivamente, 1.549 (-26,9%) e 54 (45,9%). Complessivamente, per i clienti con contratti *dual fuel*, i casi di mancato rispetto degli standard che hanno determinato il diritto a ottenere un indennizzo automatico in bolletta per prestazioni relative alla qualità commerciale della vendita sono stati

3.439. Il 93,5% dei casi di mancato rispetto è attribuibile alle risposte ai reclami dei clienti oltre gli standard in vigore.

Protezione dei consumatori e risoluzione delle controversie

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

Nel 2024, diversamente da quanto accaduto nel 2023, si evidenzia una complessiva diminuzione dei volumi delle richieste – scritte e telefoniche – in ingresso. Infatti, nel 2024 il ***call center*** dello Sportello ha ricevuto 1.122.521 chiamate in orario di servizio (-27% rispetto al 2023). La durata media delle conversazioni con il ***call center*** è risultata pari a 233 secondi, in riduzione rispetto ai 252 secondi del 2023. La quasi totalità delle chiamate gestite dal *call center* ha riguardato i settori dell'energia elettrica e del gas (97% del totale). Il tema di gran lunga più trattato nelle telefonate pervenute allo Sportello è il bonus sociale (42%), gli altri temi trattati in ordine di importanza sono le modalità di risoluzione delle controversie (26%) mentre il 14% riguarda il servizio a tutele graduali e la vulnerabilità nei settori energetici.

Le **richieste di informazione scritte** relative ai settori energetici ricevute dallo Sportello sono state 48.658, in calo rispetto all'anno precedente. Anche in questo caso la maggioranza assoluta delle richieste di informazione riguarda il bonus sociale 24%, seguono il mercato (17%) la fatturazione (15%) e i contratti (13%). Le **procedure speciali informative** permettono di fornire indicazioni senza la necessità di un'interlocuzione con il personale dello Sportello. Sono operative dal 1° gennaio 2017 solo per alcune specifiche tematiche dei settori energetici. Nel 2024, le istanze scritte che hanno comportato l'attivazione di una procedura speciale informativa sono state 51.423, in aumento del 14% rispetto al 2023, hanno interessato nel 62% dei casi il settore elettrico, nel 26% il gas e nel 12% entrambi i settori.

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

Analogamente a quanto accade per le procedure speciali informative, anche per le **procedure speciali risolutive** lo Sportello accede a informazioni codificate in banche dati centralizzate. A differenza di quelle informative, le procedure speciali risolutive consentono di determinare l'esito della controversia. Esse implicano un'interlocuzione con il personale dello Sportello, nel caso in cui siano necessarie ulteriori informazioni per consultare le banche dati, oppure per verificare il corretto adempimento di quanto prescritto dalla regolazione a seguito della risoluzione della controversia. Nel 2024 sono pervenute allo Sportello 17.326 richieste di attivazione di procedure risolutive, in diminuzione del 45% rispetto al 2023. Si conferma, quale procedura maggiormente utilizzata, quella in tema di bonus sociale (82%, -11,5 punti percentuali rispetto al 2023). Il settore più interessato dalle procedure speciali risolutive è stato l'elettrico, con quasi la metà delle richieste (49%, come per il 2023), mentre il settore gas fa registrare un lieve aumento (+1%) attestandosi al 30%. Negli altri casi la problematica ha interessato entrambi i settori o clienti *dual fuel*. Il comparto domestico è stato interessato dalle procedure speciali risolutive nel 94% dei casi e l'85% delle istanze è stato presentato da clienti finali senza l'ausilio di delegati. Il canale principale

per azionare tali procedure è stato l'e-mail (utilizzata nel 62% dei casi).

Il **Servizio Conciliazione dell'Autorità** consente ai clienti finali di energia elettrica e gas di risolvere *online* le controversie con gli operatori in caso di mancata o insoddisfacente risposta al reclamo. La procedura, svolta alla presenza di un conciliatore terzo e imparziale, può concludersi con un accordo che ha valore transattivo ai sensi dell'art. 1965 del Codice civile. Inoltre, per le controversie nei settori regolati dall'Autorità, il tentativo di conciliazione rappresenta una condizione obbligatoria prima di rivolgersi alla magistratura, salvo i casi che riguardano profili tributari, fiscali o provvedimenti urgenti. Nel 2024 i clienti e gli utenti finali dei settori energetici hanno presentato al Servizio conciliazione 29.180 domande, circa 480 in più dell'anno precedente (+2%). Con una quota del 40% (13.954 domande), il settore che ha totalizzato il maggior numero di domande nel 2024 è stato l'elettrico, seppure in ribasso rispetto al 2023 (-9%); segue il gas con il 33% (+7%, 11.373 domande). I clienti *dual fue*l hanno presentato 3.636 domande, pari all'11% del totale (-1%). In merito all'esito delle domande pervenute al Servizio, il tasso di accordo su procedure concluse nel 2024 è risultato pari al 63% (70% nel 2023); per giungere all'accordo, le parti hanno impiegato in media 57 giorni solari, 1 in più del 2023.

In alternativa al Servizio conciliazione dell'Autorità il cliente finale può esperire il tentativo obbligatorio di conciliazione ai fini giudiziali anche ricorrendo ad altri soggetti. L'Autorità, in attuazione delle norme, ha istituito nel dicembre 2015 l'**Elenco degli organismi deputati a gestire procedure ADR (*Alternative Dispute Resolution*)**. Al 31 marzo 2024, risultavano iscritti nell'Elenco dell'Autorità, 27 organismi ADR. Le informazioni trasmesse dagli organismi ADR fanno emergere che nel 2024 si registra un rilevante aumento del numero totale delle domande ricevute, rispetto all'anno precedente (+37%). In particolare, su un totale di 2.300 domande, 1.956 hanno riguardato controversie insorte nei settori elettrico, gas e per clienti *dual fuel*. L'argomento prevalente delle controversie nei settori energetici si registra la prevalenza dei "contratti" (53%).

Dal 2009 è attivo un meccanismo di protezione rivolto ai clienti domestici, il sistema di bonus sociali, per ridurre le spese di energia elettrica e gas a favore dei clienti domestici in condizioni di disagio economico o di salute. Per superare il divario tra aventi diritto e beneficiari effettivi, dal 1° gennaio 2021 i bonus sono riconosciuti automaticamente sulla base dell'ISEE[13], senza necessità di presentare domanda, come previsto dal decreto-legge 26 ottobre 2019, n. 124. Nel 2024, a seguito del perdurare dell'aumento dei prezzi delle commodities energetiche, la legge di bilancio ha previsto per i primi tre mesi dell'anno un contributo straordinario aggiuntivo per i clienti domestici titolari di bonus sociale elettrico. L'Autorità ha quindi aggiornato i criteri di calcolo del bonus, tornando a quelli in vigore fino al terzo trimestre 2021, basati sulla spesa media attesa per il 2024, e integrando l'importo con il contributo straordinario. Per i restanti mesi del 2024 non sono state rinnovate le misure straordinarie che ampliavano la platea dei beneficiari: la soglia ISEE è tornata al valore ordinario di 9.530 euro. Tuttavia, hanno continuato a ricevere il bonus i nuclei familiari già ammessi al beneficio entro il 31 dicembre 2023 con ISEE fino a 15.000 euro, o fino a 20.000 euro in presenza di almeno quattro figli a carico. Le famiglie beneficiarie di **bonus sociale elettrico** nel 2024 sono state oltre 2,8 milioni, le modifiche normative hanno ridotto del 38,8% la platea dei beneficiari rispetto all'anno precedente; l'importo erogato complessivo (stimato) è risultato pari a circa 360 milioni di euro per i bonus elettrici diretti. Nel 2024, anche le famiglie beneficiarie del **bonus sociale per le forniture gas** sono diminuite del 43,1% rispetto all'anno precedente in ragione delle modifiche normative. Le famiglie che hanno ottenuto il bonus sociale gas sono state oltre 1,7 milioni; l'importo complessivamente erogato è risultato pari a circa 93 milioni di euro per i bonus gas diretti. Accanto al bonus sociale per alleviare il disagio economico delle famiglie in Italia è operativo anche un bonus per aiutare le famiglie che

[13] 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).

fanno uso di apparecchiature elettriche per il mantenimento in vita (**bonus per disagio fisico**). Nel 2024 77.175 famiglie hanno usufruito del bonus per l'utilizzo di apparecchiature elettriche per il mantenimento in vita, in aumento del 16% rispetto all'anno precedente.

Il **superamento delle tutele di prezzo** si è completato alla fine del 2023 per il settore del gas naturale e a giugno 2024 nel settore dell'energia elettrica, anche per il 2024 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.

Nel 2024 l'Autorità ha approvato interventi di aggiornamento ed efficientamento della regolazione precontrattuale e contrattuale di cui al **Codice di condotta commerciale** a vantaggio dei clienti finali di energia elettrica e gas naturale relativi obblighi dei venditori in caso di modifiche delle condizioni contrattuali; disposizioni in materia di telemarketing e *teleselling*, nonché la conseguente armonizzazione della disciplina in materia di modifica delle condizioni contrattuali delle offerte PLACET e del servizio di tutela della vulnerabilità. Alla fine del 2023, continuato nel 2024 l'Autorità ha avviato un procedimento di revisione organica della **Bolletta 2.0,** finalizzato a migliorarla dal punto di vista della semplicità, della sua comprensibilità e dell'uniformità; in considerazione dell'importanza di tale procedimento e della necessità di garantire la più ampia partecipazione degli *stakeholder*. La nuova disciplina è in vigore dal 1° luglio 2025 per i clienti elettrici in bassa tensione e per quelli gas (domestici, condomini, PA, altri usi) con consumi annui fino a 200.000 Smc.

Il **Portale Consumi** è oggetto di continue evoluzioni, finalizzate sia a verificarne e migliorarne le performance sia a implementarne le specifiche; come negli anni precedenti, quindi, anche nel corso del 2024 sono state ulteriormente rese disponibili nuove funzionalità. È stato avviato un procedimento per consentire ai clienti finali di autorizzare soggetti terzi univocamente designati ad accedere ai propri dati di consumo tramite il Portale Consumi, nel rispetto della normativa sulla privacy.

Le offerte presenti nel *database* del **Portale Offerte** al 31 dicembre 2024, erano pari a 12.489, di cui 9.935 di mercato libero, 2.554 offerte PLACET e 722 offerte per le quali non è possibile calcolare la stima della spesa annua, a causa delle peculiarità e innovazioni nelle formule di prezzo di queste ultime. Per il settore elettrico sono disponibili complessivamente 7.144 offerte, di cui 5.303 per il gas naturale e 42 per il *dual fuel*. Per il settore elettrico, il 41% delle offerte rivolte ai clienti domestici erano a prezzo fisso, per i clienti non domestici la percentuale è simile (40,7%). Analogamente per il settore del gas naturale, le offerte disponibili sono prevalentemente a prezzo variabile. Per i domestici rappresentano il 71,5% delle offerte disponibili, per i condomini il 68,1% e per i clienti non domestici il 70%.

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.

Per perseguire gli obiettivi relativi alla necessità di integrare l'elettrificazione dei consumi finali con lo sviluppo razionale delle reti e di superare eventuali barriere regolatorie, nonché di attuare le iniziative a sostegno della mobilità elettrica e della progressiva decarbonizzazione dei consumi già individuate dall'Autorità negli anni scorsi, nei primi mesi dell'anno 2024, l'Autorità ha costituito Tavoli tecnici, detti "Focus group sulla mobilità elettrica", coinvolgendo i principali portatori di interesse nei settori della distribuzione e vendita di energia elettrica nonché della mobilità elettrica. In questo contesto è stata valutata in dettaglio la potenziale efficacia e le modalità attuative di diversi possibili interventi di carattere tariffario applicabili nei contesti di ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico. Nell'ambito dei medesimi Tavoli tecnici, è stata, altresì, illustrata la banca dati costruita e messa a disposizione da ARERA per analizzare le caratteristiche dei profili di prelievo tipici dei punti di connessione elettrica dedicati esclusivamente ad alimentare stazioni di ricarica dei veicoli elettrici.

Il 30 aprile 2024, nella propria memoria 161/2024/I/com in merito alla proposta di aggiornamento del PNIEC, l'Autorità ha sviluppato anche alcune considerazioni sui temi della mobilità elettrica. Si ritiene che il regolamento (EU) 1804/2023 (c.d. "*Alternative fuels infrastructures regulation*" o "AFIR") fissi obiettivi molto sfidanti in merito alla rete di ricarica da sviluppare e, conseguentemente, anche alla sua integrazione nel sistema elettrico nazionale. Si è, altresì, evidenziata l'opportunità che eventuali agevolazioni pubbliche tese a ridurre i costi di ricarica in luoghi accessibili al pubblico siano rivolte direttamente agli automobilisti, anziché poggiare sulle tariffe elettriche pagate dai gestori dei punti di ricarica, e siano concentrate su coloro che trovano più barriere nell'acquisto di un veicolo elettrico, sia di natura sociale (per esempio, condizioni di reddito) sia per altri aspetti legati alle caratteristiche urbanistiche, come l'indisponibilità di punti di ricarica privati.

Il già citato regolamento AFIR ha affidato alle Autorità di regolazione dell'energia di ogni Stato membro dell'Unione la pubblicazione dei risultati di una valutazione relativa al "contributo potenziale della ricarica bidirezionale alla riduzione dei costi per l'utente e per il sistema e all'incremento della quota di energia elettrica rinnovabile nel sistema elettrico". A tal fine, con la pubblicazione della relazione 17 ottobre 2024, 417/2024/R/eel – anche con il supporto degli enti e delle associazioni partecipanti ai focus group sulla mobilità elettrica – ARERA ha illustrato come la ricarica bidirezionale dei veicoli elettrici ha ancora bisogno di tempo per progredire verso una maturità sufficiente da consentirne un impiego su larga scala e un

impatto misurabile sul funzionamento del sistema elettrico nazionale. Questo processo di maturazione coinvolge una molteplicità di aspetti, di natura non solo normativa e tecnologica, ma anche economica e sociale; tra questi aspetti rientra anche il fatto che il razionale economico di queste soluzioni, basato su differenziali di prezzo sempre più rilevanti ed esigenze di flessibilità, si manifesterà progressivamente con lo sviluppo delle rinnovabili e l'avanzamento della transizione energetica, che porterà sempre maggiori carichi sulla rete di distribuzione (con conseguente maggiore fabbisogno da parte dei distributori di approvvigionarsi di servizi a salire).

Nel 2023 uno degli interventi strettamente collegati al *Clean Energy Package* ha riguardato l'approvazione del nuovo Testo integrato del dispacciamento elettrico o TIDE (descritto nel par. 3.1.5 dell'*Annual Report 2024*, la cui efficacia è stata prevista a partire dal 1° gennaio 2025, ossia un anno e mezzo dopo la sua pubblicazione, per consentire a tutti i soggetti interessati (Terna e GME *in primis*) di effettuare i cambiamenti organizzativi resi necessari dal nuovo quadro regolatorio.

Nel corso del 2024 sono, tuttavia, intervenute novità regolatorie che hanno indotto l'Autorità ad aggiornare il TIDE prima ancora dell'inizio della sua efficacia: in particolare con la delibera 23 luglio 2024, 304/2024/R/eel, è stata approvata la versione 2 del TIDE, recante le modalità per il superamento dal 1° gennaio 2025 del Prezzo Unico Nazionale (PUN) in coerenza con le disposizioni del decreto ministeriale 18 aprile 2024 (*cfr.* par. 3.1.5).

3 IL MERCATO ELETTRICO

3.1 Regolamentazione delle infrastrutture

3.1.1 Unbundling

L'Autorità ha rinnovato[14] nel 2015 le disposizioni in materia di obblighi di separazione funzionale (*unbundling*) per i settori dell'energia elettrica e del gas, approvando il *Testo integrato di unbundling funzionale* (TIUF), in conformità con le disposizioni del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, e delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE. Tra le novità introdotte dal TIUF, in vigore dal 1° gennaio 2016, vi è l'introduzione di nuovi obblighi di separazione, in relazione alle politiche di comunicazione e di marchio per la generalità dei distributori di energia elettrica e di gas naturale, indipendentemente dalla loro dimensione o dalla loro forma societaria, imponendo una completa separazione, senza alcun rischio di confusione, tra l'attività di vendita e quella di distribuzione di energia elettrica e di gas naturale.

Nel 2024 l'Autorità ha intimato[15] a una serie di imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas l'obbligo di invio delle comunicazioni obbligatorie previste dal TIUF a carico delle imprese esercenti almeno una delle attività regolate, 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 75.550 km di linee e circuiti elettrici e 920 stazioni di smistamento e di conversione. L'operatore della Rete di trasmissione nazionale (TSO) è la società Terna. La partecipazione di controllo del 29,851% di Terna è detenuta da CDP Reti, società controllata dalla Cassa depositi e prestiti[16]. A parte la quota statale (per il tramite di CDP Reti) e uno 0,2% di azioni proprie, il restante 69,95% del capitale appartiene al mercato, di cui il 56,1% è posseduto da investitori istituzionali.

Nel 2024 le imprese titolari di *asset* della Rete di trasmissione nazionale (RTN) sono otto, come nel 2023. 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: Eneco Valcanale[17], 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

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

[15] Con la delibera 29 ottobre 2024, 446/2024/E/com.

[16] 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.

[17] 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 nell'RTN della *merchant line* Austria, così come previsto dal decreto di esenzione n. 290/ML/3/2010.

controllata al 100% da Terna, nonché le società Monita Interconnector, la società Piemonte Savoia (Pi.Sa.), costituite da Terna per la realizzazione e la gestione di infrastrutture di interconnessione; la società Resia Interconnector, i cui *asset* fanno parte del collegamento di interconnessione con l'Austria entrato in esercizio a dicembre 2023 e, infine, la società Brulli Trasmissione Unipersonale, con sede a Reggio Emilia, che gestisce una stazione a 380 kV a Voghera (PV).

La società Monita Interconnector è stata costituita per la realizzazione dell'elettrodotto Italia-Montenegro, entrato in esercizio nel dicembre 2019, di cui ora gestisce la manutenzione e l'esercizio. La società Piemonte Savoia Pi.Sa. è titolare dell'autorizzazione per la realizzazione e per la gestione della *merchant line* del collegamento HVDC Piossasco-Grand-Île, che collega l'Italia alla Francia, entrato in servizio nel novembre 2022. Entrambe le società sono state cedute dal gruppo Terna a 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. Da ultimo, nel dicembre 2023 è entrato in esercizio il collegamento di interconnessione in corrente alternata con l'Austria, che collega la stazione elettrica di Nauders, in Austria, con la stazione elettrica di Glorenza in Trentino-Alto Adige. Per la parte italiana, il collegamento è stato promosso dalla società Resia con cui Terna ha sottoscritto un *framework* contrattuale a titolo oneroso che ne regola la realizzazione, l'esercizio e la manutenzione.

Considerando gli *asset* di tutte le società appartenenti al gruppo societario, il gruppo Terna possiede quasi interamente le infrastrutture di trasmissione che fanno parte dell'RTN (elettrodotti nazionali e stazioni elettriche).

Al 31 dicembre 2024 risultavano iscritte all'Anagrafica operatori dell'Autorità 114 imprese della **distribuzione elettrica** (quattro in meno del 2023), di cui solo 10 servono un numero di clienti superiore a 100.000; insieme queste imprese servono il 98,3% dei punti di prelievo totali ed erogano una quota analoga (98,5%) dell'energia elettrica prelevata dalle reti di distribuzione. I restanti 104 operatori della distribuzione erogano solo l'1,5% di tutta l'energia prelevata dalle reti di distribuzione. Le imprese con più di 500.000 punti di prelievo sono quattro: e-distribuzione (gruppo Enel), Unareti (gruppo A2A), Areti (gruppo Acea) e Ireti (gruppo Iren): tutte hanno cambiato nome nel 2016 per adempiere alle disposizioni sull'*unbundling* funzionale, che hanno obbligato le imprese di distribuzione appartenenti a un gruppo societario verticalmente integrato, impegnato anche in attività di commercializzazione, a distinguersi dalle altre società del gruppo in termini di identità, di marchio e di politiche di comunicazione.

Complessivamente, in Italia, la distribuzione elettrica avviene per mezzo di 1.291.200 km di reti, la maggior parte delle quali (68,4%) è in bassa tensione. Nel 2024 la lunghezza delle reti di distribuzione elettrica è cresciuta di 4.100 km, di cui circa 900 in bassa tensione e circa 3.200 in media tensione, mentre le reti in alta o altissima tensione sono sostanzialmente rimaste invariate (+5 km). La società e-distribuzione è il primo operatore, con la quota dominante dell'85,1% dell'energia distribuita. Seguono, nello stesso ordine del 2023: Unareti con il 4,1%, Areti con il 3,5%, Ireti con l'1,3% e V-Reti (gruppo Agsm Aim) con l'1,1% ed Edyna con l'1%. Tutti gli altri distributori detengono una quota di volumi distribuiti inferiore all'1%.

3.1.3 Investimenti in nuove infrastrutture di trasmissione

Scenari propedeutici ai piani di sviluppo delle reti energetiche

Nel gennaio 2024 l'Autorità ha avviato[18] un procedimento per aggiornare le disposizioni in materia di elaborazione degli scenari propedeutici alla redazione dei piani di sviluppo delle reti energetiche. In tale ambito, l'Autorità ha esposto[19] i propri orientamenti nel giugno 2024.

In generale, l'Autorità ha prospettato che nel medio termine Snam e Terna continuino a predisporre, dopo aver consultato le imprese distributrici, scenari funzionali ai piani di trasmissione e di trasporto e che le imprese distributrici (appartenenti, inizialmente, al solo settore elettrico e con almeno 100.000 clienti finali) si occupino congiuntamente della definizione delle ipotesi specifiche locali, partendo dalle ipotesi adottate da Snam e Terna a livello nazionale (o europeo).

Per quanto riguarda la predisposizione del documento di descrizione degli scenari da parte del gestore del sistema di trasmissione dell'energia elettrica (Terna) e dell'impresa maggiore di trasporto di gas naturale (Snam), gli orientamenti dell'Autorità si sono concentrati su diversi aspetti chiave: conferma della scadenza del 30 settembre 2024 per la pubblicazione del documento sugli scenari di sviluppo; introduzione del termine del 31 luglio di ciascun anno pari per le edizioni successive; modalità di coinvolgimento degli *stakeholder* e somministrazione di questionari a utenti del sistema energetico; allineamento degli anni di studio alle linee guida di ACER (n+5, n+10, n+15) e valutazione dell'effettiva rilevanza di prospettive superiori a 25 anni; analisi della rapidità di introduzione di nuove tecnologie, con ipotesi a breve termine (fino a 3 anni); creazione di scenari differenziati per orizzonti temporali più lunghi, inclusi scenari di rallentamento economico; esplicito confronto tra gli scenari di Snam e Terna con il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC); disponibilità di dati di input annuali in formati trasparenti (es. fogli di calcolo) e pubblicazione di informazioni di output, in linea con le prassi di Terna.

In esito alle osservazioni pervenute durante la consultazione, nell'ottobre 2024 l'Autorità ha stabilito[20] in materia quanto segue:

- Snam e Terna devono elaborare congiuntamente, ogni due anni, il documento di descrizione degli scenari dei piani di sviluppo di trasmissione e trasporto: entro il 10 ottobre 2024, relativamente ai piani di sviluppo 2025, ed entro il 31 luglio degli anni pari, nel caso in cui i corrispondenti scenari di ENTSO-E ed ENTSO-G siano disponibili entro il 31 marzo del medesimo anno, oppure entro il 30 settembre degli anni pari qualora non si verifichi tale condizione;
- il documento di descrizione degli scenari deve indicare i criteri utilizzati per l'elaborazione degli stessi focalizzandosi almeno su tre anni studio con profondità temporale indicativamente pari a "n+5", "n+10", "n+15" (dove n è l'anno del piano di sviluppo) e considerando l'adozione di scenari differenziati negli orizzonti temporali di più lungo termine, che siano basati su ipotesi contrastanti per le variabili relative al contesto macroeconomico, ai prezzi delle commodity, agli sviluppi di nuove tecnologie, prevedendo l'identificazione di uno scenario di slow economy;
- il documento di descrizione degli scenari deve avere appositi contenuti, tra cui un'analisi delle eventuali differenze rispetto alle informazioni e ipotesi definite dall'ultima edizione o

[18] Delibera 30 gennaio 2024, 23/2024/R/com.

[19] Documento per la consultazione 18 giugno 2024, n. 239/2024/R/com.

[20] Delibera 1° ottobre 2024, n. 392/2024/R/com

aggiornamento del PNIEC e un'analisi della coerenza con gli scenari predisposti ai fini dei TYNDP di ENTSO-E e ENTSO-G, fornendo giustificazione in caso di utilizzo di approcci o ipotesi differenti;
- Snam e Terna devono fornire informazione pubblica con congruo anticipo rispetto al documento di descrizione degli scenari 2026 e successivamente devono avviare una o più raccolte di informazioni da parte degli utenti del sistema energetico attuali e potenziali, organizzando inoltre, entro il 30 settembre 2025, una sessione pubblica di discussione sulle prospettive di sviluppo del settore energetico italiano con orizzonte a 25 anni (anno 2050), mettendo a disposizione prima di tale sessione una o più note tecniche che illustrino prospettive plausibili di sviluppo del sistema, supportate da considerazioni quantitative con rappresentazione dei dati a livello nazionale.

Rapporto di avanzamento del Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica

Nel gennaio 2024 l'Autorità ha previsto[21] che Terna pubblichi il primo rapporto sintetico di avanzamento del Piano di sviluppo entro il 15 aprile 2024, al fine di facilitarne la prima implementazione e in deroga alle disposizioni[22] del gennaio 2023, che prevedevano per tale rapporto la scadenza del 28 febbraio.

Tale previsione, unitamente alle disposizioni[23] in materia di requisiti minimi per il piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica del gennaio 2023, sono successivamente confluite nella Regolazione *output-based* del servizio di trasmissione (ROTE), nella quale è previsto che:

- negli anni pari, Terna pubblichi e trasmetta all'Autorità un rapporto di avanzamento degli interventi presentati nel Piano di sviluppo; negli anni dispari il monitoraggio dell'avanzamento sia incluso direttamente nella relativa edizione del Piano di sviluppo;
- l'avanzamento degli interventi di sviluppo sia riferito alla data del 31 dicembre precedente l'anno di invio del rapporto o del piano;
- l'Autorità definisca i contenuti minimi delle schede progetto semplificate per il monitoraggio annuale dell'avanzamento del Piano di sviluppo negli anni pari.

Nel gennaio 2024 gli uffici dell'Autorità hanno definito[24] i contenuti minimi del rapporto di avanzamento del Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica.

Accelerazione degli interventi di sviluppo della rete di trasmissione nazionale aventi potenziali benefici elevati, attraverso l'autorizzazione alle spese preliminari alla realizzazione dei progetti

Nel gennaio 2023 l'Autorità ha introdotto[25] un processo di "approvazione di progetti a due fasi" per favorire l'accelerazione dell'iter di approvazione dei progetti, consentendo di anticipare le fasi

[21] Delibera 30 gennaio 2024, 23/2024/R/eel.

[22] Delibera 24 gennaio 2023, 15/2023/R/eel.

[23] Delibera 24 gennaio 2023, 15/2023/R/eel

[24] Determina del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia dell'Autorità 31 gennaio 2024, 1/2024–DINE,

[25] Delibera 15/2023/R/eel.

precedenti alla realizzazione, attraverso l'introduzione di uno stadio preliminare di approvazione relativo alle sole spese pre-realizzazione, contenute entro il tetto del 5% dei costi di investimento previsti per ciascun progetto.

In tale quadro, Terna ha presentato istanza per l'autorizzazione delle spese preliminari alla realizzazione dei seguenti interventi pianificati nello schema di Piano di sviluppo 2023:

- "HVDC Milano-Montalto";
- "Dorsale Adriatica (HVDC Foggia-Villanova-Fano-Forlì)";
- "Dorsale Ionica-Tirrenica (HVDC Priolo-Rossano-Montecorvino-Latina)";
- "Dorsale Sarda (HVDC Fiumesanto-Montalto e Sardinian Link)".

Nel luglio 2024 l'Autorità ha valutato[26] positivamente parte dell'istanza e autorizzato le spese preliminari alla realizzazione degli interventi "HVDC Milano-Montalto", "Dorsale Adriatica (HVDC Foggia-Villanova-Fano-Forlì)" e "Sardinian Link" nell'ambito della dorsale sarda.

Nel medesimo mese di luglio 2024 l'Autorità ha esposto[27] i propri orientamenti in materia di estensione temporale e possibili modifiche del meccanismo volto all'accelerazione degli interventi di sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica ("approvazione dei progetti a due fasi"), che era stato definito[28] in sede di prima applicazione per il biennio 2023-2024. Alla luce di quanto emerso nella prima applicazione e delle raccomandazioni e disposizioni in ambito europeo, gli orientamenti dell'Autorità hanno riguardato:

- l'estensione temporale del meccanismo di accelerazione degli investimenti, relativamente a interventi caratterizzati da potenziali elevati benefici ma caratterizzati da significative incertezze: il motivo principale di tale orientamento è che eventuali "ritardi" nella realizzazione delle infrastrutture potrebbero comportare impatti negativi ben maggiori degli effetti economici del meccanismo stesso;
- applicazione del meccanismo di accelerazione degli interventi di sviluppo ai bienni 2025-2026 e 2027-2028;
- definizione del limite massimo delle spese di pre-realizzazione che può essere oggetto di capitalizzazione nel cespite "spese preliminari", pari al 5% del costo di investimento dell'intervento previsto, senza limitazioni al numero di interventi né a un eventuale costo di investimento "minimo", ma con un vincolo alla spesa di investimento complessiva degli interventi di 4 miliardi di euro per biennio e, di conseguenza, con un vincolo massimo (per biennio) di 200 milioni di euro di spese di pre-realizzazione capitalizzabili nel relativo cespite;
- definizione puntuale dell'elenco di attività autorizzabili come spese preliminari nell'ambito del meccanismo di accelerazione, prevedendo la possibilità per Terna di estendere tale elenco presentando una richiesta motivata.

In esito alla consultazione, nella quale sono pervenute osservazioni da tre soggetti, tra cui Terna, l'Autorità ha definito[29] il meccanismo di accelerazione degli interventi di sviluppo inserendo nella ROTE l'art. 47, già esposto nella consultazione, con le seguenti modifiche:

- limite massimo alla capitalizzazione delle spese preliminari pari al 5% del costo di investimento

[26] Delibera 30 luglio 2024, 337/2024/R/eel.

[27] Documento per la consultazione 30 luglio 2024, 341/2024/R/eel.

[28] Delibera 15/2023/R/eel.

[29] Delibera 17 dicembre 2024, 562/2024/R/eel.

previsto, con la possibilità per Terna di richiedere un limite inferiore;
- limite massimo complessivo di spese preliminari potenzialmente oggetto di riconoscimento tariffario dedicato pari a 200 milioni di euro per tutti gli interventi oggetto di istanza nell'arco di ciascun biennio.

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

Nel dicembre 2019 è stato approvato[30] il "Testo integrato della regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2020-2023" (TIQ.TRA). Il TIQ.TRA prevede un meccanismo incentivante per la realizzazione di capacità di trasporto addizionale fino a valori di capacità di trasporto obiettivo che sono stati determinati[31] 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.

Nell'ottobre 2024 sono stati determinati[32] i premi per Terna per aver reso disponibili incrementi di capacità nella sezione della rete nazioni a Nord (aggregazione di Francia, Svizzera e Austria-Italia), in particolare:

- sono stati resi disponibili incrementi di capacità (ammissibili a premialità) pari a 300 MW per effetto dell'entrata in esercizio a dicembre 2023 dell'elettrodotto a 220 kV Nauders-Glorenza;
- è stato determinato un premio pari a 14,4 milioni di euro per la realizzazione di capacità di trasporto;
- è stato determinato un premio pari a 7,2 milioni di euro per l'efficienza nei costi di investimento perché i costi dell'intervento Nauders-Glorenza (pari a circa 81 milioni di euro) risultano inferiori ai costi di riferimento definiti nel TIQ.TRA.

Aggiornamento del perimetro della rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica

Il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, prevede che il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato (oggi Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica) determini, sentiti l'Autorità e i soggetti interessati, l'ambito della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

Nel giugno 2024 l'Autorità ha espresso[33] parere favorevole al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica in merito all'inclusione nell'ambito della RTN della linea elettrica 380 kV Brindisi-Enipower Brindisi. L'intervento soddisfa la necessità di avere in servizio risorse regolanti nell'area di Brindisi per garantire la stabilità della tensione sui nodi della rete di trasmissione nei periodi di basso fabbisogno, oltre alla necessità di attività propedeutiche alla connessione nell'area di numerosi impianti fotovoltaici ed eolici.

[30] Allegato A alla delibera 27 dicembre 2019, 567/2019/R/eel.

[31] Delibera 26 ottobre 2021, 446/2021/R/eel.

[32] Con la delibera 29 ottobre 2024, 445/2024/R/eel.

[33] Atto 25 giugno 2024, n. 254/2024/I/eel.

Nel dicembre 2024 l'Autorità ha espresso[34] al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica parere favorevole in merito all'inclusione nell'ambito della RTN di elementi di rete di proprietà di Areti, costituiti da circa 500 km di elettrodotti, elementi in alta tensione di 3 cabine primarie e raccordi in alta tensione. L'acquisizione determina un beneficio per il sistema elettrico, consentendo la riduzione della complessità di esercizio e una maggiore tempestività nell'implementazione delle scelte di rinnovo/potenziamento, con sostanziale invarianza delle tariffe di rete complessive per il sistema elettrico.

Piani di sviluppo delle reti di distribuzione

Nel 2023 ha adottato disposizioni[35] per favorire uno sviluppo più selettivo degli investimenti nelle reti di distribuzione dell'energia elettrica e per la progressiva introduzione di requisiti minimi per la consultazione e la predisposizione dei Piani di sviluppo delle reti di distribuzione

In particolare, l'art. 61 del Testo Integrato della Regolazione *output-based* della Qualità della Distribuzione elettrica[36] (TIQD) prevede che le imprese distributrici con almeno 100.000 clienti presentino congiuntamente all'Autorità entro il 30 settembre 2024 i seguenti documenti da utilizzare come linee guida per la predisposizione dell'edizione 2025 dei piani di sviluppo:

- la struttura armonizzata dei contenuti del piano;
- l'identificazione puntuale dei documenti di accompagnamento, incluse le informazioni in formato scheda e in formato foglio di lavoro relative agli interventi del piano e al loro avanzamento tecnico ed economico;
- la descrizione dell'approccio metodologico adottato per l'identificazione degli investimenti;
- la definizione delle categorie elementari di investimento, ai fini della stima dei costi unitari di investimento.

Il medesimo art. 61 prevede, altresì, la possibilità per l'Autorità di una decisione motivata, da adottarsi entro il 31 gennaio 2025, di modifiche o integrazioni ai documenti di cui sopra.

Per adempiere a tali disposizioni, le 10 maggiori imprese distributrici hanno avviato, a partire dal mese di marzo 2024, un Tavolo di lavoro per la definizione di un approccio metodologico comune per la redazione dei documenti richiesti, dopodiché hanno inviato all'Autorità 10 comunicazioni (tutte con gli stessi contenuti) contenenti i documenti comuni previsti dall'art. 61 suddetto; in dettaglio:

- un documento di "linee guida" che costituisce la proposta di struttura armonizzata dei contenuti del Piano di sviluppo, con una indicazione del contenuto di ognuno dei 10 capitoli proposti;
- un insieme di formati (tabella intervento e scheda intervento) e note di compilazione per i documenti di accompagnamento al piano;
- un documento di descrizione dell'approccio metodologico adottato per l'identificazione degli investimenti;
- un documento di definizione delle categorie elementari di investimento.

[34] Atto 27 dicembre 2024, n. 589/2024/I/eel.

[35] Delibere 28 giugno 2023, 296/2023/R/eel, e 27 dicembre 2023, 617/2023/R/eel.

[36] Allegato A alla delibera 27 dicembre 2023, 617/2023/R/eel.

Nel dicembre 2024 l'Autorità ha valutato[37] positivamente i seguenti documenti presentati dai distributori:

- il documento "Linee guida per la predisposizione dell'edizione 2025 dei Piani di Sviluppo", contenente la struttura armonizzata dei piani di sviluppo (con l'esclusione del capitolo 1.10);
- i documenti di accompagnamento "File excel di riepilogo degli interventi del Piano", "Nota di compilazione file excel di riepilogo degli interventi del Piano" e "Scheda intervento";
- il "Documento di identificazione delle categorie elementari di investimento".

Non è stato valutato, invece, positivamente il documento di descrizione dell'approccio metodologico adottato per l'identificazione degli investimenti, in quanto non esplicita né i criteri di pianificazione tecnici e economici né i criteri di dimensionamento di nuovi *asset* ai fini dell'identificazione degli investimenti.

Con il medesimo atto[38] l'Autorità ha, inoltre, integrato le disposizioni[39] del giugno 2023, prevedendo:

- l'obbligo per le imprese distributrici di pubblicare la versione post-consultazione del proprio Piano di sviluppo;
- la pubblicazione delle informazioni di accompagnamento ai piani di sviluppo in formato foglio di lavoro elaborabile e filtrabile;
- la riconciliazione dei costi unitari di investimento presenti nei piani di sviluppo con le informazioni pubblicate dall'impresa distributrice relativamente ai valori di riferimento unitari per i costi medi corrispondenti alla realizzazione di ciascuna soluzione tecnica convenzionale di connessione.

Inoltre, per quanto riguarda gli scenari alla base dei piani di sviluppo, l'Autorità ha esposto[40] i propri orientamenti circa la definizione di ipotesi di scenario per i piani di sviluppo della distribuzione elettrica. Tali orientamenti hanno riguardato i seguenti aspetti:

- la finalizzazione del documento di criteri applicativi comuni per la definizione delle ipotesi specifiche locali di scenario entro il 30 novembre degli anni pari a partire dal 2024, al fine di collocare le tempistiche tra il momento di disponibilità degli scenari Snam-Terna e la scadenza di trasmissione del piano preconsultazione all'Autorità (31 marzo degli anni dispari);
- la previsione che il documento contenente i criteri applicativi comuni per la definizione delle ipotesi specifiche locali di scenario possa far parte della documentazione del Piano di sviluppo e, come tale, possa essere oggetto della consultazione pubblica sul Piano;
- la previsione che un documento congiunto di scenari di distribuzione sia finalizzato contestualmente al termine per la trasmissione del Piano di sviluppo preconsultazione all'Autorità (31 marzo degli anni dispari) e sia pubblicato nell'ambito della consultazione di ciascuna impresa distributrice sul proprio Piano di sviluppo;
- la previsione di una sezione del Piano di sviluppo dedicata alla descrizione delle interazioni effettuate con le istituzioni locali, nonché alle risultanze dei documenti locali di pianificazione energetico-ambientale e territoriale;
- la definizione di specifiche iniziative regolatorie, anche a natura tariffaria, che favoriscano una previsione più accurata dei carichi futuri da parte dell'impresa distributrice e le azioni per una

[37] Delibera 3 dicembre 2024, 521/2024/R/eel.

[38] Delibera 521/2024/R/eel.

[39] Delibera 28 giugno 2023, 296/2023/R/eel.

[40] Documento per la consultazione 18 giugno 2024, 239/2024/R/com.

loro localizzazione efficiente;
- la valutazione delle informazioni più utili per gli *stakeholder* e gli utenti della rete, al fine di definire successivi requisiti rispetto a quanto proposto nei documenti comuni delle imprese distributrici.

In esito alle osservazioni pervenute, nell'ottobre 2024 è stata approvata un'integrazione[41] al TIQD, che prevede la presentazione congiunta all'Autorità, da parte delle imprese distributrici tenute alla presentazione dei piani di sviluppo, di un documento recante criteri applicativi comuni per la definizione delle ipotesi specifiche locali di scenario entro il 30 novembre 2024, da utilizzare come linee guida per la predisposizione dell'edizione 2025 dei piani di sviluppo. Le imprese distributrici hanno presentato all'Autorità tale documento comune.

Gli articoli 58 e 60 del TIQD prevedono che, a partire dal 2024, ciascuna impresa distributrice con oltre 100.000 punti di prelievo pubblichi:

- un rapporto annuale degli output del servizio di distribuzione dell'energia elettrica;
- un rapporto di monitoraggio dell'avanzamento degli interventi presentati nel Piano di sviluppo.

L'Autorità, nel mese di novembre 2024, ha pubblicato un comunicato in cui elenca i link ai siti delle imprese distributrici recanti sia i rapporti annuali degli output del servizio di distribuzione dell'energia elettrica sia i rapporti di monitoraggio dello sviluppo della rete.

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

Il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, in attuazione della direttiva 2019/944/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, reca disposizioni relative ai sistemi di misurazione intelligenti, assegnando all'Autorità l'elaborazione e pubblicazione di un calendario degli interventi di realizzazione e di sostituzione e ammodernamento dei sistemi di misurazione intelligenti in un arco temporale di dieci anni dall'entrata in vigore del decreto. Le installazioni dovranno assicurare che entro il 31 dicembre 2024 l'80% dei clienti finali disponga di contatori intelligenti.

Per le imprese distributrici più grandi (oltre 100.000 punti di prelievo) è proseguita l'applicazione della regolazione per il riconoscimento dei costi legati alla messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G, disposta nel luglio 2019[42] per il periodo 2020-2022 e nel dicembre 2022[43] per il triennio 2023-2025.

Nel corso del 2024 è stato pubblicato sul sito internet dell'Autorità l'aggiornamento del calendario degli interventi di realizzazione dei sistemi di *smart metering 2G*, per le principali imprese distributrici (oltre il 98% degli utenti italiani), in relazione alle installazioni previste fino al 2031 ed effettive fino al 2022, e per le imprese distributrici fino a 100.000 utenti, in relazione alle tempistiche per la conclusione del piano di installazione (previsto entro il 2025 per tali imprese). Le stime delle principali imprese prevedono la messa in servizio di circa 38,6 milioni di misuratori entro la fine del 2024.

[41] Delibera 1° ottobre 2024, 392/2024/R/ com, con cui è stato aggiunto il comma 3 all'art. 61 del TIQD.

[42] Delibera 16 luglio 2019, 306/2019/R/eel.

[43] Delibera 27 dicembre 2022, 724/2022/R/eel.

Nel dicembre 2024 l'Autorità ha determinato[44], per l'impresa distributrice Ireti, la penalità per mancato raggiungimento di un numero (cumulato) minimo di misuratori 2G previsti fino al 2021 nel PMS2 approvato dall'Autorità, tenendo conto che la stessa Ireti non ha recuperato il mancato raggiungimento del numero minimo di misuratori 2G nel corso del 2023, come concesso da disposizione del luglio 2019[45], essendo il 2022 non considerato ai fini di tali verifiche a causa degli effetti della pandemia da Covid-19 e della carenza di semiconduttori.

Tariffe per il servizio di trasmissione elettrica

Nell'ottobre 2024, applicando[46] i criteri di Regolazione per Obiettivi di Spesa e Servizio (ROSS) definiti[47] nell'ottobre 2023, l'Autorità ha approvato i parametri rilevanti ai fini dell'applicazione dei criteri ROSS al servizio di trasmissione dell'energia elettrica per gli anni 2024 e 2025, in particolare lo *Z-factor* per intercettare gli incrementi del costo operativo derivanti da investimenti per la transizione energetica o da variazioni del perimetro di attività, nonchè i tassi di capitalizzazione per la ripartizione della spesa totale nelle componenti *fast* e *slow money*.

Contestualmente l'Autorità ha, inoltre, apportato modifiche alla regolazione tariffaria del servizio di trasmissione elettrica per il sesto periodo di regolazione 2024-2027 (RTTE 6PRTE), volte a prevedere che, in sede di aggiornamento annuale dei ricavi di riferimento per la determinazione delle tariffe, si considerino anche le componenti *slow money* (dell'anno precedente quello tariffario) e *fast money* (dell'anno tariffario) determinate sulla base del tasso di capitalizzazione approvato nell'ambito dell'istanza ROSS e della spesa totale, anche previsiva, nell'ottica di minimizzare le necessità di bilanciamento tra ricavi effettivi e ricavi ammessi derivanti dal *tariff decoupling*, di cui all'art. 6, comma 5 del Testo Integrato della Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio (TIROSS).

Nel dicembre 2024 l'Autorità ha determinato[48] i ricavi di riferimento a copertura dei costi per il servizio di trasmissione e di funzionamento di Terna per l'attività di dispacciamento, e le tariffe di trasmissione per l'anno 2025, in coerenza con le previsioni dell'RTTE 6PRTE e tenendo conto delle componenti *slow money* e *fast money* derivanti dall'applicazione dei criteri ROSS.

Tariffe per i servizi di distribuzione e di misura dell'energia elettrica

In continuità con gli anni precedenti, è previsto il disaccoppiamento tra la tariffa unica applicata ai clienti finali (la "tariffa obbligatoria") e le tariffe di riferimento definite per fissare i vincoli ai ricavi di ciascuna impresa distributrice.

Con riferimento alle imprese che servono almeno 25.000 punti di prelievo, nel marzo 2024 sono state determinate[49] in via definitiva le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura per l'anno

[44] Delibera 27 dicembre 2024, 584/2024/R/ eel,

[45] Delibera 16 luglio 2019, 306/2019/R/eel

[46] Delibera 8 ottobre 2024, 400/2024/R/eel.

[47] Delibera 31 ottobre 2023, 497/2023/R/com.

[48] Delibera 27 dicembre 2024, 579/2024/R/eel.

[49] Delibera 12 marzo 2024, 77/2024/R/eel.

2023, mentre a maggio e luglio 2024 sono state determinate[50] in via provvisoria le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura per l'anno 2024. Le tariffe di riferimento provvisorie 2024 sono le prime definite secondo il nuovo approccio ROSS approvato[51] nel 2023.

Nel dicembre 2024 sono state aggiornate[52], per l'anno 2025, le tariffe per l'uso delle infrastrutture di distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti domestici, non domestici e le condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.

Nel corso del 2024 è stata completata[53] la definizione dei costi riconoscibili tramite fattore correttivo *g* per le imprese sottoposte al regime tariffario parametrico[54], ed è stato avviato[55] il procedimento per la revisione dei criteri parametrici di determinazione dei costi.

Sempre con riferimento al regime tariffario parametrico, nell'ottobre 2024 sono state approvate[56] le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per l'anno 2018. Per consentire la determinazione delle tariffe di riferimento parametriche per gli anni 2019 e seguenti, nel giugno 2024 sono state definite[57] le modalità di presentazione delle istanze per il riconoscimento dei costi tramite fattore correttivo *g*. Le istanze relative agli investimenti effettuati dalle imprese distributrici nel periodo 2017-2023 sono state raccolte e valutate nella seconda metà dell'anno 2024 con successivo invio alle imprese delle risultanze istruttorie.

Nel dicembre 2024 è stata infine estesa[58] all'anno 2025 la formulazione della tariffa parametrica di riconoscimento dei costi per le imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo, posticipando la conclusione del suddetto procedimento di revisione dei criteri parametrici al 31 dicembre 2025.

Oneri generali di sistema del settore elettrico

Nel 2024 il gettito rinveniente dai corrispettivi applicati ai consumatori finali è aumentato per la progressiva riattivazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali e la fine degli interventi a sostegno degli utenti elettrici. La Tavola 3.1 illustra la ripartizione degli oneri generali di sistema, di competenza del 2024, tra le diverse componenti, confermando il peso della componente A_{3*SOS}. Nella Tavola 3.2 sono riportati, per tipologia di clienti e per l'anno 2024, le quantità coinvolte (volumi di energia prelevata, potenza impegnata, punti di prelievo) dalle componenti ASOS e ARIM. Nella Tavola 3.3 sono riportati, per tipologia di clienti e per l'anno 2024, il valore unitario medio (in euro/MWh) delle componenti A_{SOS} e A_{RIM} pagato da ciascuna tipologia di utenza.

[50] Delibere 28 maggio 2024, 206/2024/R/eel, e 30 luglio 2024, 338/2024/R/eel.

[51] Delibere 18 aprile 2023, 163/2023/R/com e 31 ottobre 2023, 497/2023/R/com.

[52] Delibera 27 dicembre 2024, 585/2024/R/eel.

[53] Delibera 2 aprile 2024, 122/2024/R/ eel.

[54] Art. 3-*bis*, comma 5 della delibera 11 aprile 2018, 237/2018/R/ eel.

[55] Delibera 19 marzo 2024, 89/2024/R/eel.

[56] Delibera 1° ottobre 2024, 390/2024/R/eel.

[57] Determina 11 giugno 2024, 3/2024 – DINE.

[58] Delibera 585/2024/R/eel.

Tavola 3.1 Gettiti oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2024: componenti A_{SOS} e A_{RIM} e relativi elementi (in milioni di euro)

ALIQUOTA	DESCRIZIONE	GETTITO ANNUALE DA UTENTI	DA BILANCIO DELLO STATO (LEGGE DI BILANCIO 2024)
A_{SOS}	Oneri relativi al sostegno delle energie da fonti rinnovabili e alla cogenerazione CIP 6/92	8.649,21	-
A_{3*SOS} (A)	Sostegno delle fonti rinnovabili e della cogenerazione CIP 6/92	7.163,22	-
A_{ESOS}	Oneri derivanti dalle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica	1.560,06	-
$A_{91/14SOS}$ (B)	Sconti previsti dal decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91	-74,08	-
A_{RIM} (C)(D)	**Rimanenti oneri generali**	**2.473,27**	**200,00**
A_{4RIM}	Regimi tariffari speciali ferrovie	1.266,29	-
A_{5RIM}	Finanziamento della ricerca	52,92	-
A_{SRIM}	Bonus sociale	815,28	200,00
A_{uc4RIM}	Imprese elettriche minori	63,27	-
A_{uc7RIM}	Efficienza energetica negli usi finali	226,43	-
A_{SVRIM}	Sviluppo tecnologico	49,06	-
TOTALE		11.122,47	200,00

(A) Compresi sconti alle imprese a forte consumo di energia elettrica (c.d. imprese energivore).
(B) L'elemento $A_{91/14SOS}$ è negativo in quanto si tratta di sconti riconosciuti a utenti in bassa e media tensione non inclusi tra le imprese a forte consumo di energia elettrica.
(C) Dal 1° gennaio 2023 sono stati soppressi gli elementi A_{2RIM} e A_{mctRIM} della componente tariffaria A_{RIM}, in quanto a partire dal 2023 gli "oneri nucleari" sono stati posti a carico della fiscalità generale dalla legge di bilancio 2023.
(D) Dal 1° gennaio 2024 è stato soppresso l'elemento A_{3RIM} della componente tariffaria ARIM, in quanto non si prevedono più costi in relazione agli impianti alimentati a rifiuti non biodegradabili.

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

Tavola 3.2 Oneri generali(A)

CLIENTI	ENERGIA PRELEVATA		POTENZA		PUNTI DI PRELIEVO		A_{TOT} SENZA EFFETTO ENERGIVORI	
	TWh	%	GWh	%	N.	%	M€	%
DOMESTICI								
Residenti	49,23	19,81%	80,25	42,81%	24.080.966	64,93%	1.476,15	13,04%
Non residenti	8,02	3,23%	21,03	11,22%	6.198.563	16,71%	792,09	7,00%
TOTALE DOMESTICI	57,26	23,04%	101,28	54,02%	30.279.529	81,64%	2.268,24	20,04%
NON DOMESTICI								
Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	3,63	1,46%	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	178,04	1,57%
Punti di ricarica per veicoli elettrici	0,10	0,04%	0,70	0,37%	13.416	0,04%	7,81	0,07%
Clienti non domestici in bassa tensione (escl. Illuminazione pubblica)	64,61	25,99%	51,33	27,38%	6.692.401	18,04%	3.912,78	34,57%
Clienti in media tensione (escl. illuminazione pubblica)	88,65	35,67%	25,56	13,64%	102.990	0,28%	3.913,03	34,57%
Clienti in alta e altissima tensione (incluso consumi trazione ferroviaria)	34,31	13,80%	8,60	4,59%	1.022	0,00%	1.037,70	9,17%
TOTALE NON DOMESTICI	191,29	76,96%	86,19	45,98%	6.809.830	18,36%	9.049,36	79,96%
TOTALE	248,55	100,00%	187,46	100,00%	37.089.359	100,00%	11.317,60	100,00%

(A) Nei dati esposti non sono considerati gli effetti delle agevolazioni alle imprese energivore e dell'elemento A_{ESOS} (della componente A_{SOS}) a copertura delle medesime agevolazioni.

Fonte: ARERA.

Tavola 3.3 Valore unitario medio delle componenti A_{SOS} e A_{RIM} pagato da ciascuna tipologia di utenza

CLIENTI	ENERGIA PRELEVATA TWh	A_{SOS} M€	A_{SOS} €/Mwh	A_{RIM} M€	A_{RIM} €/Mwh
DOMESTICI					
Residenti	49,23	1.413,35	28,71	411,99	8,37
Non residenti	8,02	781,86	97,46	67,13	8,37
TOTALE DOMESTICI	57,26	2.195,21	38,34	479,11	8,37
NON DOMESTICI					
Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	3,63	170,31	46,98	39,09	10,78
Punti di ricarica per veicoli elettrici	0,10	6,25	65,72	2,68	28,16
Clienti non domestici di bassa tensione non energivori (escl. Illuminazione pubblica)	64,32	3.427,80	53,29	1.103,80	17,08
Clienti non domestici di bassa tensione energivori	0,29	1,74	5,98		
Clienti di media tensione non energivori (escl. illuminazione pubblica)	58,04	2.560,42	44,11	745,28	8,41
Clienti media tensione energivori(A)	30,61	171,67	5,61		
Clienti di alta e altissima tensione non energivori (incluso consumi trazione ferroviaria)	5,10	25,78	5,05	103,30	3,01
Clienti di alta e altissima tensione energivori(A)	29,21	90,02	3,08		
TOTALE NON DOMESTICI	191,29	6.454,00	33,74	1.994,16	10,42
TOTALE	248,55	8.649,21	34,80	2.473,27	9,95

(B) Il contributo delle imprese energivore in classe VAL è stato distribuito tra media e alta/altissima tensione in ragione dei volumi sottostanti.

Fonte: ARERA.

Oneri per il supporto delle energie rinnovabili (conto A_{SOS})

Gli oneri posti in capo al conto alimentato dalla componente A_{SOS} di competenza dell'anno 2024 risultano superiori a quelli dell'anno 2023 di circa 1,3 miliardi di euro, come evidenziato nella Tavola 3.4.

Ciò è riconducibile ai seguenti fattori:

- nel 2024 il PUN è stato mediamente inferiore a quello registrato nel 2023;
- l'impatto degli oneri relativi alle disposizioni che hanno aggiornato[59] la remunerazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di produzione alimentati da biogas e biomasse solide (ai sensi del decreto legge 29 maggio 2023, n. 57);
- gli oneri derivanti dalle disposizioni che hanno regolato[60] la remunerazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da bioliquidi sostenibili (ai sensi del DL n. 181/2023).

Per tutto l'anno 2024 gli oneri del conto A_{SOS} sono stati finanziati dai corrispettivi applicati ai consumatori di energia elettrica.

[59] Delibera 23 luglio 2024, 305/2024/R/eel.

[60] Delibera 23 luglio 2024, 306/2024/R/eel.

Tavola 3.4 Dettaglio degli oneri per il supporto delle energie rinnovabili in capo al conto A_{sos}

ONERI DI COMPETENZA	2023		2024	
	VALORE (M€)	QUOTA %	VALORE (M€)	QUOTA %
Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP 6	-	-	-	-
Ritiro certificati verdi	17	0,23%	2	0,03%
Conversione CV in incentivi	3	0,04%	664	7,63%
Fotovoltaico	5.800	79,02%	5.667	65,07%
Ritiro dedicato	22	0,30%	99	1,14%
Tariffa omnicomprensiva	1.013	13,80%	1.168	13,41%
Scambio sul posto	176	2,40%	283	3,25%
FER incentivi amministrati	237	3,24%	309	3,55%
Autoconsumo e comunità energetiche	0	-	2	0,02%
Delibera 209/2023 - PMG Bioenergie	77	1,04%	-	-
Energy release	-	-	-	-
PMG Biogas e Biomasse - Delibera 305/2024	-	-	219	2,52%
PMG Bioliquidi - Delibera 306/2024	-	-	300	3,45%
Altro	-5	-0,07%	-4	-0,05%
TOTALE RINNOVABILI	7.340	100,00%	8.710	100,00%
Compravendita energia elettrica assimilata CIP 6	-	-	-	-
Oneri CO_2 assimilate	-	-	-	-
Copertura certificati verdi assimilate	-	-	-	-
Risoluzione CIP 6	-	-	-	-
TOTALE ASSIMILATE	-	-	-	-
TOTALE ONERI Asos	7.340	100%	8.710	100%

Fonte: ARERA.

Oneri di sistema nucleari

La legge di bilancio 2023 ha disposto[61] che, a partire dal 2023, gli oneri nucleari non siano più a carico delle utenze elettriche, bensì direttamente del bilancio dello Stato.

Si tratta del trasferimento alla fiscalità generale (c.d. fiscalizzazione) degli oneri nucleari, per cui i costi per il *decommissioning* e le compensazioni territoriali per gli enti locali che ospitano siti nucleari sono posti a carico dello Stato a partire dal 1° gennaio 2023. Fino a tutto il 2022 tali oneri erano a carico dell'utente elettrico e finanziati, rispettivamente, dall'elemento A_{2RIM} e dall'elemento A_{mctRIM} della componente tariffaria A_{RIM}. Ciò ha consentito all'Autorità di abolire[62] detti elementi della componente tariffaria A_{RIM} a partire dal 1° gennaio 2023. Tale disposizione si configura come una misura strutturale che vale anche per gli anni successivi al 2023.

[61] Articolo 1, commi 20, 21 e 22 della legge 29 dicembre 2022, n. 197.

[62] Delibera 735/2022/R/com.

3.1.4 Regolazione della sicurezza e affidabilità delle reti

Servizio di dispacciamento

Il sistema elettrico sta attraversando una fase di profondo rinnovamento legato agli obiettivi di decarbonizzazione previsti a livello europeo, con una sempre crescente penetrazione di risorse produttive di piccola taglia e diffuse sul territorio e una graduale riduzione delle risorse produttive di grande taglia concentrate sui grandi "nodi" della rete di trasporto. Ciò comporta un radicale cambiamento nella gestione del sistema elettrico: emergono sia maggiori esigenze di riserva per compensare la volatilità della produzione da fonti aleatorie (quali eolica, solare e idroelettrica ad acqua fluente) sia la necessità di abilitare un numero maggiore di risorse (quali carichi, dispositivi di accumulo diffuso come le batterie, impianti di produzione di piccola taglia) alla fornitura dei servizi ancillari per far fronte alla riduzione degli impianti di grossa taglia che avevano fornito tali servizi fino a oggi. Occorre, pertanto, innovare in modo significativo il quadro regolatorio del dispacciamento, in quanto le regole attuali, delineate nel 2006[63], non appaiono più in grado di intercettare i cambiamenti in essere, perché costruite avendo come riferimento un sistema basato su risorse programmabili concentrate, le cosiddette unità di produzione o unità di consumo abilitate.

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

In definitiva, se le fonti rinnovabili, distribuite e aleatorie, sostituiscono le fonti tradizionali, concentrate e programmabili, aumenta notevolmente l'esigenza di regolazione (in senso tecnico) della rete, sia in termini quantitativi (servono maggiori servizi; quindi, tutti devono/possono contribuire) sia in termini qualitativi (anche i servizi assumono carattere distribuito). L'Autorità ha raccolto questa sfida di innovazione del quadro del dispacciamento già nel 2015, aprendo[64] uno specifico procedimento, dedicato sia ai servizi ancillari globali sia ai servizi ancillari locali con l'intento finale di redigere un nuovo Testo integrato del dispacciamento elettrico che sostituisca quello attualmente in vigore. L'obiettivo finale è quello di definire un quadro regolatorio del dispacciamento consono all'evoluzione del sistema elettrico.

Nel 2023, è stato quindi approvato[65] il Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE) che, mutuando l'esperienza pluriennale dei progetti pilota delineati nel 2017[66], porta a termine il percorso di innovazione. Si è delineato un modello di dispacciamento di merito economico, coerente con le disposizioni europee di cui al regolamento (UE) 2195/2017 in materia di bilanciamento del sistema

[63] Dalla delibera 9 giugno 2006, 111/06.

[64] Con la delibera 30 luglio 2015, 393/2015/R/eel.

[65] Con la delibera 25 luglio 2023, 345/2023/R/eel.

[66] Di cui alla delibera 5 maggio 2017, 300/2017/R/eel.

elettrico, in cui tutte le risorse della rete (almeno in linea di principio) possono assumere un duplice ruolo: quello "principale" di produrre o consumare energia e quello "ancillare" di prestare servizi, che consistono nella disponibilità a modificare il proprio profilo di immissione e prelievo per far fronte a esigenze di gestione tecnica della rete.

Il nuovo Testo integrato, in particolare:

- definisce ruoli e compiti del *Balancing Service Provider* (BSP), responsabile per la fornitura dei servizi ancillari, e del *Balance Responsible Party* (BRP), responsabile della programmazione delle unità, sia di produzione sia di consumo, e della regolazione degli sbilanciamenti; i ruoli possono essere affidati alla medesima entità oppure a entità differenti, secondo la libera scelta adottata dal titolare di ciascuna risorsa;
- favorisce la competizione fra tutte le unità nella fornitura dei servizi ancillari globali in base al principio della neutralità tecnologica: tutte le risorse che rispettano i requisiti tecnici previsti da Terna per un dato servizio possono concorrere per erogarlo;
- separa la fase di programmazione delle unità dalla fase di negoziazione sui mercati dell'energia del giorno prima e infragiornaliero, già sperimentata nel 2021 con l'avvio del *market coupling* infragiornaliero limitatamente alle transazioni svolte sulla piattaforma XBID; con il TIDE la separazione diviene completa, con programmazione per tutte le unità indipendente dai quantitativi negoziati dalle singole unità sui mercati, e conseguentemente più aderente alle esigenze tecniche delle unità stesse; l'unico vincolo riguarda le immissioni e i prelievi complessivamente programmati per le unità di competenza di un dato BRP, che devono essere, a livello zonale, non inferiori rispettivamente alle quantità vendute o acquistate sui mercati; in altre parole è data massima flessibilità nella programmazione delle unità, nel rispetto dei quantitativi massimi scambiati sui mercati dell'energia;
- razionalizza, in coerenza con il quadro regolatorio europeo derivante dal *Clean Energy Package* e con le disposizioni in materia di *central dispatch* di cui al regolamento (UE) 2195/2017, le finalità del mercato per il servizio di dispacciamento, che acquisisce la forma di un mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento, in cui l'*Integrated Scheduling Process* nodale si affianca alla partecipazione di Terna alle piattaforme per lo scambio dei prodotti di bilanciamento sviluppate a livello europeo;
- differenzia i servizi a seconda dei perimetri di erogazione, nodale (coincidente con un nodo o un aggregato di nodi limitrofi) o zonale (coincidente con una zona di mercato), allineandoli con la nomenclatura dei regolamenti europei e raggruppando nell'ambito del servizio di modulazione straordinaria tutti i servizi di natura emergenziale richiesti da Terna al di fuori del mercato per il servizio di dispacciamento, quali l'interrompibilità del carico, il teledistacco della produzione rinnovabile, l'attuazione delle procedure per la riduzione della generazione distribuita (RIGEDI);
- ridefinisce i criteri di abilitazione delle risorse per la fornitura dei servizi ancillari globali, sia come singola unità (Unità abilitata singolarmente) sia in aggregato con altre unità a livello nodale (Unità virtuale abilitata nodale) o zonale (Unità virtuale abilitata zonale), superando i precedenti criteri di rilevanza (potenza installata non inferiore a 10 MW) e di taglia minima (1 MW); con il TIDE anche aggregati di dimensioni contenute possono abilitarsi e partecipare al mercato dei servizi ancillari;
- ridefinisce, in coerenza con i criteri di abilitazione di cui al precedente punto, gli aggregati rilevanti ai fini della programmazione delle unità e della regolazione degli sbilanciamenti: rimangono le unità singole abilitate (UAS di immissione e di prelievo) e sono introdotte le Unità virtuali nodali (UVN) di immissione e di prelievo, che sono sottoinsiemi delle UVAN differenziati per BRP, per immissione e prelievo e per tipologia di unità di produzione; Terna identifica, altresì, le Unità non abilitate da programmare (UnAP), come le unità per le quali la conoscenza di un

programma esplicito è utile per la gestione in sicurezza del sistema elettrico; le altre unità nella competenza di ciascun BRP rientrano nelle Unità virtuali zonali (UVZ), differenziate fra immissione e prelievo e per tipologia di unità di produzione;
- rivede il *settlement* del servizio di dispacciamento, introducendo i corrispettivi di mancata movimentazione (analoghi ai corrispettivi di sbilanciamento, ma di competenza del BSP), i corrispettivi di compensazione fra BSP e BRP per le attivazioni disposte da Terna sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento e i corrispettivi di compensazione per i BRP per le attivazioni legate al servizio di modulazione straordinaria;
- razionalizza il corrispettivo di dispacciamento, enucleando dal corrispettivo *uplift* tutte le partite economiche (CCT, CCC, proventi delle aste di interconnessione con l'estero, conguagli per le rettifiche) che non sono strettamente attinenti all'approvvigionamento dei servizi ancillari globali.

Il TIDE, inoltre, riordina le disposizioni in materia di organizzazione dei mercati elettrici del giorno prima e infragiornaliero che si erano stratificate nel corso degli anni per effetto delle decisioni adottate dalle Autorità di regolazione e da ACER in coerenza con il regolamento (UE) 1222/2015 (regolamento sul *Capacity Allocation Cogestion Management* – CACM). Il risultato è un unico documento che racchiude tutte le disposizioni relative ai mercati elettrici, sia che esse derivino da decisioni di ACER sia che derivino da provvedimenti di competenza delle Autorità di regolazione nazionale (quali la scelta specifica dei prodotti, le modalità di presentazione delle offerte e i ruoli specifici di GME e Terna).

Il TIDE, infine, definisce i criteri con cui devono essere predisposti i modelli di rete e gli algoritmi che determinano la soluzione ottima di dispacciamento. Anche sul piano della trasparenza si registrano innovazioni importanti: Terna sarà, infatti, tenuta a pubblicare non solo il modello di rete utilizzato per l'ottimizzazione del servizio di dispacciamento (in termini di nodi, linee, resistenze, reattanze e suscettanze verso terra), ma anche lo stato di funzionamento puntuale, ossia la disponibilità di linee e impianti, il fabbisogno stimato dei servizi ancillari e le immissioni e prelievi attesi in ciascun nodo.

L'entrata in vigore del TIDE è stata prevista per il 1° gennaio 2025, ossia un anno e mezzo dopo la sua pubblicazione, per consentire da un lato a Terna e GME di aggiornare il Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (Codice di rete), il Testo integrato della disciplina del mercato elettrico (TIDME) e il Regolamento per la Piattaforma conti energia (Regolamento PCE) e dall'altro a tutti gli altri soggetti interessati di effettuare i cambiamenti organizzativi resi necessari dal nuovo quadro regolatorio.

Nel corso del 2024 sono, tuttavia, intervenute novità regolatorie che hanno indotto l'Autorità ad aggiornare il TIDE prima ancora della sua efficacia: in particolare nel luglio 2024 è stata approvata[67] la versione 2 del TIDE recante le modalità per il superamento dal 1° gennaio 2025 del Prezzo Unico Nazionale (PUN) in coerenza con le disposizioni del decreto ministeriale 18 aprile 2024. In particolare, sono stati disposti:

- il passaggio a una valorizzazione degli acquisti sul mercato del giorno prima basata su prezzi zonali in luogo del PUN con la definizione a cura di GME di un indice di mercato (PUN Index) calcolato ex-post con i medesimi criteri del PUN;
- l'applicazione della componente compensativa prevista dal DM 18 aprile 2024 (pari alla differenza fra PUN Index e prezzi zonali) direttamente agli acquisti effettuati sul mercato del giorno prima in modo tale da mantenere inalterato il quadro regolatorio relativo ai corrispettivi

[67] Delibera 23 luglio 2024, 304/2024/R/eel.

per l'assegnazione della capacità di trasporto e ai corrispettivi di non arbitraggio

Nel luglio 2024 l'Autorità, tenuto conto della complessità della materia, ha, altresì, ritenuto opportuno articolare[68] l'implementazione del TIDE in tre distinte fasi:

- una fase transitoria, dal 1° gennaio 2025 al 31 gennaio 2026, caratterizzata da: il passaggio alla regolazione degli sbilanciamenti su base quartoraria (prevista dal regolamento 2195/2017 proprio dal 1° gennaio 2025); l'avvio della piattaforma di nomina a cura di GME; il superamento del PUN. In questa fase trovano applicazione la nuova versione del TIDME redatta da GME in coerenza con il TIDE, e una versione semplificata del Codice di rete predisposta da Terna a partire dalla versione vigente al 31 dicembre 2024 specificatamente per questa fase;
- una fase di consolidamento, dal 1° febbraio 2026, caratterizzata da: la separazione dei ruoli fra BSP e BRP (e relativo *settlement*) per tutte le unità; l'approvvigionamento dei servizi ancillari con introduzione delle UVAN (e conseguentemente delle UVN) e delle UnAP e avvio delle aste per l'approvvigionamento della FCR secondo criteri di mercato (con superamento graduale dell'obbligo di erogazione oggi vigente che viene sostituito da un obbligo di offerta per un quantitativo analogo). Per questa fase Terna predispone una versione del Codice di rete che implementa tutti gli aspetti del TIDE;
- una fase di implementazione di regime del TIDE da una data definita da Terna con attuazione di tutte le disposizioni del TIDE, ivi incluso l'approvvigionamento della Frequency Containment Reserve (FCR) esclusivamente tramite procedure di mercato.

Fino al termine della fase transitoria, le risorse distribuite che erano state abilitate nel progetto UVAM avviato[69] nel 2017 rimangono abilitate, mentre dal 1° febbraio 2026 con la fase di consolidamento esse dovranno presentare nuovamente la richiesta di abilitazione secondo i nuovi aggregati (UVAN e UVAZ) previsti dal TIDE.

Continuano, inoltre, altri due progetti pilota: uno per la riserva ultra-rapida di frequenza (i cui contratti scadono il 31 dicembre 2027), l'altro per il coordinamento fra Terna e le imprese distributrici, con applicazione di una logica a semaforo con la quale il distributore può inibire, del tutto o in parte, le movimentazioni delle risorse connesse alla propria rete richieste da TERNA in caso di criticità dell'esercizio della rete locale.

L'approvazione della versione 2 del TIDE non ha esaurito l'attività dell'Autorità in ambito TIDE. In previsione dell'avvio della fase transitoria al 1° gennaio 2025, infatti, sono stati adottati anche i seguenti provvedimenti:

- parere[70] rilasciato al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (MASE) nel novembre 2024 sulla nuova versione del TIDME predisposta da GME (che recepisce, altresì, le novità in materia di trasparenza e integrità dei mercati in attuazione del regolamento (UE) 1106/2024);
- verifica[71], con esito positivo, della versione del Codice di rete e dei relativi allegati predisposta da Terna per la fase transitoria di implementazione del TIDE;
- ulteriore revisione[72] del TIDE (terza versione) al fine di definire le modalità di raccordo (in termini

[68] Delibera 23 luglio 2024, 304/2024/R/eel.

[69] Delibera 05 maggio 2017, 300/2017/R/eel.

[70] Parere 19 novembre 2024, 488/2024/I/eel.

[71] Delibera 26 novembre 2024, 499/2024/R/eel.

[72] Delibera 10 dicembre 2024, 539/2024/R/eel.

di definizioni e calcolo dei corrispettivi) con la precedente disciplina[73] del dispacciamento;
- approvazione[74] della nuova versione del Regolamento per la Piattaforma conti energia (PCE) predisposto dal GME in coerenza con il TIDE.

Evoluzione della disciplina del *settlement*

Nel luglio 2024 è stata completata[75] la prima fase del percorso di innovazione della regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica definita ai sensi del Testo integrato *settlement* (di seguito: *settlement*), processo avviato[76] nel luglio 2023 anche ai fini della riforma delle modalità di trattamento delle perdite di rete.

Sono quindi state introdotte le disposizioni necessarie a:

- implementare a partire dal 1° gennaio 2025, a parità di regole vigenti, un *settlement* quart'orario in attuazione di quanto disposto dall'art. 53 del regolamento (UE) 2195/2017 e dal Testo Integrato Dispacciamento Elettrico (TIDE) e, a tal fine, modificare con decorrenza dal 1° gennaio 2025 il Testo integrato del *settlement* (TIS) e il Testo Integrato della Misura (TIME);
- definire gli elementi essenziali della nuova disciplina del *settlement*, affinché le imprese distributrici, Terna, il Gestore del Sistema informativo integrato (SII) e gli Utenti della Distribuzione dispongano delle informazioni necessarie per avviare l'adeguamento dei loro sistemi e dei flussi informativi;
- fissare al 1° gennaio 2026 la fase di avvio della nuova disciplina del *settlement*; conseguentemente, prevedere che, in relazione alla definizione del quadro regolatorio connesso con la nuova disciplina del *settlement* e delle perdite di rete, la data di conclusione del procedimento avviato nel luglio 2023 sia prorogata al 31 dicembre 2025.

In relazione alle disposizioni introdotte a partire dal 1° gennaio 2025, viene stabilito, in particolare, che:

- le sessioni di *settlement* utilizzino sempre tutti i dati di misura effettivi disponibili rilevati al quarto d'ora o eventualmente profilati quart'orari; i dati di misura effettivi relativi ai punti non quart'orari (punti di interconnessione (IP) e altri punti di prelievo e di immissione) devono essere utilizzati nelle sessioni di *settlement* mensile, semestrali e nella sessione annuale finalizzata alla gestione delle rettifiche tardive;
- sia data facoltà all'impresa distributrice, che è responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura, di estendere, ove possibile, l'applicazione del trattamento quart'orario anche ai punti di immissione e di prelievo con potenza disponibile sul punto inferiore o uguale a 55 kW dotati di misuratori 1G;
- i dati di misura dei punti di prelievo non trattati quart'orari diversi dall'illuminazione pubblica siano profilati al quarto d'ora utilizzando un profilo piatto per fascia nel caso di punti misurati per fascia o piatto per mese nel caso di punti monorari;
- per i punti di prelievo non trattati quart'orari corrispondenti a impianti di illuminazione pubblica

[73] Delibera 9 giugno 2006, 111/06.

[74] Delibera 17 dicembre 2024, 552/2024/R/eel.

[75] Delibera 30 luglio 2024, 325/2024/R/eel.

[76] Delibera 25 luglio 2023, 336/2023/R/eel.

sia adottata la metodologia di profilazione convenzionale già applicata a tali punti ai sensi della vigente disciplina del *settlement* utilizzando i dati rilevati nel mese di competenza ed effettuando la loro ripartizione in ciascun quarto d'ora del mese;

- sia introdotto a carico delle imprese distributrici l'obbligo di messa a disposizione al SII, con cadenza mensile, della stima del dato di misura per tutti i punti di prelievo monorari fino a 16,5 kW per i quali non è disponibile il dato di misura effettivo;
- siano utilizzati nell'ambito delle già menzionate sessioni di *settlement* anche i dati di misura relativi all'energia elettrica scambiata nei punti di interconnessione tra le reti dei diversi gestori, finora non gestiti. A tal fine, in relazione a ciascun punto di interconnessione fra reti, l'impresa distributrice mette mensilmente a disposizione del SII, secondo modalità e tempistiche da definirsi successivamente, le misure quart'orarie dell'energia immessa/prelevata in ciascun punto di interconnessione;
- siano utilizzati nell'ambito delle già menzionate sessioni di *settlement* anche i dati di misura relativi ai punti di prelievo per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione misurati o misurabili;
- tutti i dati di misura funzionali al *settlement* elettrico, siano essi relativi ai punti di prelievo (ivi inclusi quelli associati agli usi propri della trasmissione e della distribuzione) e/o sia di immissione e ai punti di interconnessione, siano incrementati delle sole perdite tecniche e non più anche delle perdite commerciali;
- sia determinata l'energia residua (ER) per ciascun gestore di rete e ciascuna zona di offerta. Essa è composta dal differenziale fra le perdite di rete effettive e le perdite di rete standard (che includono interamente le perdite commerciali), dal differenziale fra il profilo reale e il profilo convenzionale dei prelievi e delle immissioni non rilevate al quarto d'ora, dall'energia elettrica relativa agli usi propri non misurabili e dai disallineamenti dovuti a errori nell'attività di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura e all'utilizzo di dati stimati per l'assenza di dati di misura effettivi;
- l'energia residua (ER) e tutta l'energia elettrica prelevata per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione, misurata ovvero misurabile, sia approvvigionata sul libero mercato; e che all'energia elettrica prelevata per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione e all'ER non siano applicati i corrispettivi di trasporto e le relative maggiorazioni.

Per realizzare quanto sopra esposto, viene, inoltre, stabilito che, dal punto di vista operativo:

- sia posto in capo alle imprese distributrici e a Terna l'obbligo di censire nel SII tutti i punti di prelievo per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione misurati o misurabili che insistono sulla propria rete;
- sia posta in capo al SII, ai fini del *settlement* mensile e dello svolgimento delle sessioni di *settlement* semestrali e annuali:
  - la gestione, ai fini dell'aggregazione, dei dati di misura relativi ai punti di interconnessione tra reti;
  - l'attività di profilazione dei dati di misura relativi ai punti di prelievo non trattati quart'orari (IP e altri punti di prelievo) e la messa a disposizione dei dati profilati ai soggetti interessati;
  - l'attività di aggregazione dei prelievi di energia elettrica e dei punti di interconnessione tenendo conto delle nuove logiche di aggregazione delle unità introdotte dal TIDE;
  - la determinazione, per ciascun gestore di rete e ciascuna zona di mercato, di una componente dell'energia residua (ER), denominata energia residuale parziale, calcolata come differenza fra l'energia elettrica immessa mediante i punti di interconnessione alle

altre reti e l'energia elettrica prelevata dai punti di prelievo e dai punti di interconnessione;

- la messa a disposizione della energia residuale parziale a Terna e ai soggetti interessati;

- Terna completi la determinazione della ER, per ciascun gestore di rete e ciascuna zona di offerta, sommando, all'energia residuale parziale comunicata dal SII, l'energia elettrica immessa nella rete elettrica del gestore dai relativi punti di immissione e la renda disponibile ai soggetti interessati;
- siano abrogati il corrispettivo di aggregazione versato dagli utenti del dispacciamento ai sensi dell'art. 15 del TIS con riferimento ai punti di prelievo non trattati su base oraria e la correlata regolazione incentivante in quanto le rimanenti attività di aggregazione dei dati di misura dell'energia elettrica prelevata in capo alle imprese distributrici vengono, con la nuova disciplina del *settlement*, demandate completamente al SII;
- sia posto direttamente in capo a Terna l'obbligo di aggiornare il Registro del SII, per le parti di propria competenza, in relazione ai punti di prelievo che insistono sulla sua rete e di mettere a disposizione del SII i dati di misura di energia elettrica relativi ai punti di prelievo per i quali è responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale;
- nell'ultimo trimestre del 2025, sia effettuata una fase di test con prove in bianco finalizzate ad accertare la piena affidabilità delle modifiche introdotte nel SII e sui sistemi di Terna, a decorrere dal 1° gennaio 2026 e in relazione ai dati di misura di competenza successiva al 31 dicembre 2025.

Disposizioni in materia di *load profiling* e perdite di rete per l'anno 2025

Nel dicembre 2024 l'Autorità ha modificato e integrato[77] la vigente disciplina del *load profiling* e della perequazione delle perdite di rete al fine di renderla applicabile anche all'anno 2025, nelle more del suo superamento e dell'applicazione della nuova disciplina a decorrere dal 1° gennaio 2026 ai sensi di quanto previsto dalla nuova disciplina del *settlement*. I due aspetti principali sono i seguenti:

- l'eliminazione di alcune semplificazioni e approssimazioni nel *load profiling*, che nel 2024 hanno causato criticità applicative a seguito della progressiva riduzione dei volumi di energia elettrica non trattata oraria, dovuta all'installazione diffusa di misuratori orari;
- la definizione degli elementi necessari per estendere al 2025 alcune disposizioni sulla regolazione delle perdite di rete, inclusa la disciplina della perequazione, già applicate nel triennio 2022-2024.

La nuova disciplina ha rivisto le modalità di calcolo dei coefficienti di ripartizione dei prelievi dei punti di prelievo (denominati CRPP) che rappresentano la quota del prelievo residuo di area attribuita a ciascun punto di prelievo non trattato su base oraria. La modifica consiste nel determinare l'energia sottesa ai punti di prelievo non orari (ovvero il denominatore di tali coefficienti) in modo più diretto, utilizzando la somma dell'energia effettivamente prelevata nei medesimi punti.

In materia di perdite di rete, la nuova disciplina:

- ha confermato, anche per l'anno 2025, i fattori percentuali già applicati a fini perequativi per gli anni 2023 e 2024 per le perdite commerciali di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi di cui alla tabella 10 del Testo integrato vendita (TIV), e pari a: 0,90% nella zona Nord, 1,72% nella zona Centro e 4,87% nella zona Sud;
- ha esteso all'anno 2025 i meccanismi correttivi disciplinati ai sensi dei commi 29.2 e 29.3, non

[77] Delibera 3 dicembre 2024, 535/2024/R/eel.

essendo ancora pienamente superata la fase congiunturale che ha caratterizzato gli elevati prezzi all'ingrosso degli anni appena passati;
- ha confermato anche per l'anno 2025 l'applicazione del meccanismo di riconoscimento dei prelievi fraudolenti "non recuperabili", disciplinato dall'art. 31 del TIV. A tal fine, l'anno 2025 è stato accorpato al triennio 2022-2024;
- ha previsto l'erogazione di un acconto nel corso del 2025 per garantire un tempestivo riconoscimento degli importi relativi al periodo 2022-2024 ed evitare ritardi eccessivi. Il saldo sarà corrisposto entro la fine del mese di maggio 2026.

Infine, la nuova disciplina ha anche previsto:

- che le modifiche al calcolo dei CRPP siano implementate in tempo utile per il calcolo dei medesimi coefficienti relativi al mese di gennaio 2025, o al più tardi dal mese di febbraio 2025 a condizione che i controlli di congruità effettuati dal SII non abbiano dato esito negativo in modo continuativo a partire da luglio 2024;
- la possibilità, per ciascun esercente il servizio di maggior tutela, di richiedere a CSEA, previa presentazione di un'apposita istanza, una compensazione a parziale copertura dell'esposizione finanziaria derivante dalle anomalie riscontrate nella quantificazione in acconto dell'energia elettrica prelevata dai punti di prelievo non ancora trattati orari.

Mercato della capacità

Prime procedure concorsuali

Il Mercato della capacità, la cui istituzione è stata prevista dal decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, è volto al raggiungimento e al mantenimento dell'adeguatezza della capacità produttiva, in modo tale che il fabbisogno di energia elettrica sia strutturalmente soddisfatto nel rispetto di predefiniti livelli di sicurezza e di qualità[78].

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

I parametri tecnico-economici e la metodologia per la determinazione del prezzo di esercizio per i periodi di consegna 2022-2023 e 2024-2025 sono stati definiti, rispettivamente, nel 2019 e nel 2021[79]: il prezzo di esercizio, rappresentativo del costo variabile standard di un'ipotetica unità di produzione di tipo turbogas a ciclo aperto alimentata a gas naturale, è pari alla somma di un insieme di componenti, tra cui una componente a copertura del costo per il gas naturale (componente gas naturale) e una componente a copertura dell'onere delle quote di emissione da rendere nell'ambito dell'*Emission Trading System* (componente emissioni).

La metodologia di determinazione del prezzo di esercizio del Mercato della capacità applicata negli

[78] Per una più dettagliata descrizione del quadro normativo di riferimento del Mercato della capacità, si rinvia agli *Annual Report* degli anni passati.

[79] Con le delibere 3 settembre 2019, 363/2019/R/eel, e 28 settembre 2021, 399/2021/R/eel.

anni 2022 e 2023 è stata poi modificata e integrata in via d'urgenza[80], per fare in modo che il citato prezzo potesse riflettere maggiormente il costo variabile della tecnologia di punta, a prescindere dalla dichiarazione del livello di emergenza del sistema gas. A tal fine, è stato stabilito, tra l'altro, di:

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

Per quanto concerne la componente gas naturale e la componente emissioni ai fini del calcolo del prezzo di esercizio del Mercato della capacità per l'anno 2024, l'Autorità, dopo la necessaria consultazione[81], ha modificato la metodologia di determinazione del prezzo di esercizio per l'anno 2024 coerentemente con la metodologia per gli anni 2022 e 2023.

Modifica della disciplina del Mercato della Capacità

Nel corso dell'anno 2024 si sono tenute due procedure concorsuali, relative agli anni di consegna 2025 e 2026. Lo svolgimento delle citate procedure è stato preceduto da un articolato processo amministrativo che ha condotto a rilevanti modifiche della disciplina del Mercato della capacità e delle relative disposizioni tecniche di funzionamento.

Tra marzo e maggio 2023, Terna ha:

- trasmesso al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica le proprie valutazioni sulle condizioni di adeguatezza del sistema elettrico italiano;
- proposto di svolgere nuove aste del Mercato della capacità, apportando alcuni cambiamenti alla normativa relativa, con l'obiettivo, tra l'altro, di incentivare l'adeguamento degli impianti termoelettrici – diversi da quelli a carbone – dotati di sistemi di raffreddamento ad acqua, attraverso interventi che permettano di ridurne la dipendenza dalla disponibilità e dalla temperatura dell'acqua (c.d. *retrofitting*).

Facendo seguito alle comunicazioni di Terna, il Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, ha richiesto[82] a Terna di formulare una proposta di modifica della disciplina funzionale a promuovere gli interventi di *retrofitting*.

Nel mese di marzo 2024, previa consultazione, Terna ha inviato al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e all'Autorità le proposte di modifica:

- alle discipline riguardanti le procedure concorsuali aventi a oggetto gli anni di consegna 2022, 2023 e 2024;
- alla disciplina per le procedure concorsuali relative agli anni di consegna successivi al 2024 (proposta di disciplina post 2024).

Le principali modifiche contenute nella proposta di disciplina *post* 2024 riguardano:

[80] Con la delibera 4 marzo 2022, 83/2022/R/eel.

[81] Documento per la consultazione 17 ottobre 2023, 471/2023/R/eel

[82] Atto di indirizzo del 12 luglio 2023.

- l'introduzione di nuove modalità di calcolo e di remunerazione della capacità disponibile in probabilità (CDP) degli impianti termici, strutturate come segue:
  - per ciascuno degli impianti termoelettrici di maggiore potenza sarà calcolato un coefficiente di riduzione della CDP ulteriore rispetto a quelli determinati per le precedenti procedure concorsuali, definito sulla base del tasso di indisponibilità nelle ore critiche estive;
  - prima dello svolgimento di ciascuna asta, ogni operatore potrà comunicare, per ciascun impianto termoelettrico rilevante, la volontà di effettuare un intervento di *retrofitting* finalizzato all'adeguamento del sistema di raffreddamento;
  - l'operatore che non intenderà realizzare l'intervento di *retrofitting* potrà offrire in asta la CDP ridotta per tener conto del tasso di indisponibilità nelle ore critiche estive, mentre l'operatore che sarà intenzionato a compiere detto intervento potrà offrire in asta la CDP calcolata applicando la metodologia prevista nell'ambito delle precedenti procedure concorsuali;
  - nel caso dell'operatore che avrà comunicato l'intenzione di effettuare l'intervento di *retrofitting*, sino al suo completamento sarà remunerata una CDP inferiore rispetto a quella impegnata, mentre, in seguito allo stesso, l'operatore riceverà il corrispettivo fisso per l'intera CDP impegnata;
  - in fase di consegna, l'operatore di cui al precedente alinea sarà soggetto agli obblighi di offerta e di restituzione del corrispettivo variabile sulla CDP impegnata in esito all'asta;
- l'applicazione di un tasso di *derating* dedicato alle unità di produzione di tipo ciclo combinato di nuova realizzazione dotate di un sistema di raffreddamento esclusivamente ad acqua;
- l'individuazione di un sottoinsieme di mesi dell'anno classificati come critici per l'adeguatezza del sistema;
- rispetto agli obblighi di offerta, il superamento dell'inadempimento definitivo e della conseguente risoluzione contrattuale, mediante la sostituzione con l'inadempimento prolungato, che si verificherà in caso di inadempimento temporaneo protratto per un numero di mesi, anche non consecutivi, pari al minimo tra tre e il numero di mesi oggetto di impegno nel corso del medesimo anno o in caso di inadempimento in almeno uno dei mesi critici;
- in caso di inadempimento prolungato, l'esclusione dal riconoscimento del corrispettivo fisso, soltanto con riferimento ai mesi che hanno determinato l'inadempimento medesimo, e l'applicazione di una penale pari al 10% del citato corrispettivo;
- la possibilità di partecipare alle fasi di mercato successive all'asta madre (aste di aggiustamento e mercato secondario) con la capacità esistente non offerta nella menzionata asta;
- l'apertura delle aste di aggiustamento alla partecipazione della capacità nuova non autorizzata;
- per quanto attiene alle unità nuove, in ripotenziamento e da adeguare, la previsione che l'avvio dei lavori per la realizzazione, il ripotenziamento o l'adeguamento dell'unità sia successivo alla data di esecuzione della procedura concorsuale;
- l'introduzione di una penale pari all'1% del corrispettivo fisso mensile in caso di ritardi nell'entrata in esercizio commerciale della capacità di nuova realizzazione;
- con riferimento alla CDP nuova di unità di produzione rilevanti:
  - l'incremento dal 50% al 100% dell'obbligo di nomina o di offerta sui mercati dell'energia e dei servizi ancillari, in ciascuna ora di ogni anno di consegna e per ciascuna zona, fatte salve alcune franchigie;
  - in caso di violazione di detto obbligo, l'esclusiva applicazione di una penale pari alla differenza tra il premio relativo alla fase del mercato in cui è stata assegnata la capacità per

cui non è stato soddisfatto l'obbligo e il premio marginale per la capacità esistente relativo all'anno oggetto di verifica;

- in relazione alla CDP nuova di unità di produzione non rilevanti:
  - l'incremento dal 50% al 100% della potenza media in immissione che dovrà essere garantita in ciascun anno di consegna e per ciascuna zona, almeno nell'80% delle ore in cui si registrerà un prezzo del mercato del giorno prima maggiore del prezzo di esercizio;
  - in caso di violazione di tale obbligo, l'esclusiva applicazione di una penale pari al 10% del premio annuale dell'ultima fase di mercato;
- l'introduzione della facoltà di recesso dal contratto, che potrà essere esercitata dagli assegnatari pagando un importo pari al 10% del prodotto tra la CDP oggetto di recesso, il premio massimo annuo definito per la corrispondente tipologia di CDP e il numero di anni della durata residua del contratto;
- l'eliminazione del livello standard efficiente triennale di indisponibilità programmata, ai fini del calcolo delle manutenzioni programmate valide per l'esonero dall'obbligo di versare il corrispettivo variabile;
- la possibilità di cambiare la nomina post-asta fino a sei mesi prima dell'inizio del periodo di consegna;
- il posticipo del termine ultimo per la presentazione delle dichiarazioni sul conseguimento dei titoli abilitativi per le unità di produzione non autorizzate;
- l'integrazione della disciplina con un allegato dedicato alle dichiarazioni ai fini delle verifiche antimafia.

Le proposte di modifica alle discipline riguardanti le procedure concorsuali aventi a oggetto gli anni di consegna 2022-2024 sono finalizzate a consentire, su richiesta dell'assegnatario, l'applicazione di alcune novità della proposta di disciplina *post* 2024 anche alla capacità contrattualizzata nelle aste già svolte.

Nell'aprile 2024 l'Autorità ha verificato[83] positivamente le proposte di modifica alla disciplina sopra descritte, le quali sono state successivamente approvate dal Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica con il decreto ministeriale 9 maggio 2024, n. 180.

Modifiche alle disposizioni tecniche di funzionamento

La disciplina del Mercato della capacità definisce le disposizioni tecniche di funzionamento ovvero i documenti che includono i criteri e le metodologie per la determinazione del corrispettivo variabile, del processo di nomina, degli inadempimenti e delle informazioni elencate al comma 13.2 della disciplina medesima, nonché i valori determinati sulla base delle metodologie medesime. Gli aspetti relativi al corrispettivo variabile, al processo di nomina e agli inadempimenti sono stati sinora indicati da Terna nelle c.d. disposizioni tecniche di funzionamento n. 1, mentre la parte restante dei criteri, delle metodologie e dei valori nelle c.d. disposizioni tecniche di funzionamento n. 2.

Nel mese di marzo 2024, tenendo conto degli esiti di una preventiva consultazione, Terna ha trasmesso al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e all'Autorità le proposte di

[83] Delibera 16 aprile 2024, 145/2024/R/eel.

disposizioni tecniche di funzionamento per le procedure concorsuali relative agli anni successivi al 2024.

Nell'aprile 2024 l'Autorità ha[84], tra l'altro:

- verificato positivamente la proposta di disposizioni tecniche di funzionamento n. 1 per le procedure concorsuali relative agli anni successivi al 2024, che include gli adattamenti necessari a tenere conto delle novità contenute nella proposta di disciplina post 2024;
- rimandato a successivo provvedimento la verifica di conformità della proposta di disposizioni tecniche di funzionamento n. 2 per le procedure concorsuali relative agli anni successivi al 2024 (DTF 2 post 2024), per incompletezza delle disposizioni medesime;
- previsto l'invio, da parte di Terna al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e all'Autorità, della proposta delle disposizioni tecniche di funzionamento n. 1 da adottare in caso di esercizio della facoltà di applicazione retroattiva della disciplina post 2024, dato che le disposizioni tecniche di funzionamento n. 1 allora vigenti presentavano elementi di incoerenza con detta applicazione.

Nel maggio 2024 l'Autorità si è espressa[85] favorevolmente in merito alla seconda proposta di DTF 2 *post* 2024, comprensiva dei valori determinati sulla base delle metodologie definite nelle medesime disposizioni tecniche di funzionamento e riferiti alla procedura concorsuale avente a oggetto l'anno di consegna 2025.

L'Autorità nel luglio 2024 ha, inoltre, verificato[86] positivamente le proposte di Terna delle disposizioni tecniche di funzionamento n. 1 relative alle procedure concorsuali aventi a oggetto gli anni di consegna 2022-2024 valide in caso di esercizio della facoltà di applicazione retroattiva di norme *post* 2024, evidenziando, tuttavia, l'esigenza di superare alcune incoerenze con le relative discipline di riferimento e di correggere alcuni riferimenti.

Tra i mesi di luglio e settembre 2024, Terna ha trasmesso al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e all'Autorità l'allegato alle disposizioni tecniche di funzionamento n. 2 con i valori riferiti alle procedure concorsuali aventi a oggetto gli anni di consegna 2026 e 2027. L'Autorità si è espressa[87] favorevolmente in merito.

Parametri economici del Mercato della capacità

Nel settembre 2024 il Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica ha approvato[88] la disciplina del Mercato della capacità ai fini dello svolgimento delle procedure concorsuali per gli anni di consegna 2025, 2026, 2027 e 2028.

La combinazione tra le disposizioni[89] dell'Autorità del luglio 2011 e della disciplina aggiornata del

[84] Delibera 16 aprile 2024, 145/2024/R/eel.

[85] Delibera 14 maggio 2024, 185/2024/R/eel.

[86] Delibera 16 luglio 2024, 294/2024/R/eel.

[87] Delibere 29 agosto 2024, 353/2024/R/eel, e 29 ottobre 2024, 441/2024/R/eel.

[88] Decreto ministeriale 5 settembre 2024, n. 180.

[89] Delibera 21 luglio 2011, ARG/elt 98/11.

Mercato della capacità determina che l'Autorità pubblichi i seguenti parametri economici per ciascuna procedura concorsuale:

- il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità produttiva nuova (per 15 anni, se richiesto dal partecipante), che viene applicato anche alla capacità afferente alle unità di consumo e alla capacità produttiva da adeguare per effetto di provvedimenti amministrativi (per un anno);
- il valore del premio associato al punto centrale di ciascuna curva di domanda;
- il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità produttiva esistente e, in caso di differenziazione, il valore del premio massimo proponibile con riferimento alla medesima capacità (per un anno); detti valori sono applicati anche alla capacità estera (per un anno);
- l'importo minimo di investimento per unità di capacità che, in caso di accettazione in esito all'asta del Mercato della capacità, deve essere sostenuto dall'operatore per poter beneficiare di un contratto di 15 anni in relazione alla propria capacità di produzione nuova;
- i parametri per la definizione del prezzo di esercizio.

Inoltre, il provvedimento dell'Autorità del luglio 2011 prevede che una percentuale non inferiore al 70% dell'onere netto di approvvigionamento della capacità sia allocato sul prelievo degli utenti del dispacciamento nelle ore di picco del sistema. La citata percentuale, che è da considerare nel novero dei parametri economici, è stata fissata al 70% per gli anni di consegna 2022, 2023, 2024 e 2025.

In esito alla consultazione avviata[90] nel marzo 2024, l'Autorità nel maggio 2024 ha fissato[91] i parametri economici delle procedure concorsuali del Mercato della capacità per gli anni di consegna 2025, 2026, 2027 e 2028. In dettaglio:

- il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità produttiva nuova è definito sulla base del limite superiore del costo fisso della tecnologia di punta (turbogas a ciclo aperto) ed è pari a:
  - 85.000 euro/MW/anno per la procedura concorsuale avente a oggetto il periodo di consegna 2025;
  - 86.000 euro/MW/anno per le procedure concorsuali aventi a oggetto i periodi di consegna 2026, 2027 e 2028;
- il premio associato al punto centrale di ciascuna curva è definito sulla base del limite inferiore del costo fisso della tecnologia di punta ed è pari a:
  - 71.000 euro/MW/anno per la procedura concorsuale avente a oggetto il periodo di consegna 2025;
  - 72.000 euro/MW/anno per le procedure concorsuali aventi a oggetto i periodi di consegna 2026 e 2027;
  - 73.000 euro/MW/anno per la procedura concorsuale avente a oggetto il periodo di consegna 2028;
- il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità produttiva esistente è definito in funzione dei costi fissi evitabili della tecnologia prevalente nel parco produttivo italiano (ciclo combinato) ed è pari a 45.000 euro/MW/anno, 46.000 euro/MW/anno, 47.000 euro/MW/anno e 48.000 euro/MW/anno per le procedure concorsuali aventi a oggetto, rispettivamente, i periodi di

[90] Documento per la consultazione 26 marzo 2024, 102/2024/R/eel

[91] Delibera 23 maggio 2024, 199/2024/R/eel.

consegna 2025, 2026, 2027 e 2028;
- l'importo minimo di investimento è pari a 215.000 euro/MW;
- i parametri per la determinazione del prezzo di esercizio sono fissati secondo un approccio tale da consentire a detto prezzo di risultare rappresentativo del costo variabile della tecnologia di punta, prevedendo, tra l'altro, l'indicizzazione giornaliera dei valori rilevanti del gas naturale e delle emissioni, la riduzione del consumo specifico standard di gas naturale e la modifica delle modalità di calcolo del costo standard di logistica nazionale considerato nella componente gas naturale;
- la quota dell'onere netto da allocare sulle ore di picco è pari al 70% fino al 2028.

Esiti delle aste madri del Mercato della capacità per gli anni di consegna 2025 e 2026

Nei giorni 25 e 26 luglio 2024 si è svolta l'asta madre del Mercato della capacità relativa al periodo di consegna 2025, mentre il giorno 18 dicembre 2024 quella riguardante il periodo di consegna 2026.

Dai rendiconti pubblicati da Terna in relazione alle aste madri per gli anni di consegna 2025 e 2026 emerge, tra l'altro, che:

- la spesa complessiva per premi è pari a circa 1,72 e 1,82 miliardi di euro rispettivamente per gli anni 2025 e 2026, al netto dei premi per la capacità nuova già assegnata con le aste precedenti per un periodo quindicennale che include gli anni di consegna 2025 e 2026;
- la capacità esistente selezionata è pari a circa 37,6 e 38,3 GW rispettivamente per gli anni 2025 e 2026 e i relativi premi di equilibrio sono pari ai rispettivi valori massimi del premio riconoscibile alla capacità esistente (45.000 e 46.000 euro/MW/anno) in tutte le aree;
- circa 1 GW della capacità esistente riguarda impianti termoelettrici per i quali è stato assunto l'impegno a realizzare interventi di retrofitting, funzionali a incrementarne la disponibilità nelle ore critiche estive;
- la capacità nuova selezionata – interamente autorizzata – è pari a circa 0,2 e 0,1 GW rispettivamente per gli anni 2025 e 2026 e i corrispondenti premi di equilibrio sono pari a 67.500 e 56.160 euro/MW/anno;
- in entrambe le aste la capacità estera selezionata è pari a circa 4,4 GW, con premi riconosciuti differenziati tra le diverse aree estere (tra circa 3.500 e circa 4.800 euro/MW/anno per l'anno 2025 e tra 4.500 e 11.200 euro/ MW/anno per l'anno 2026);
- la capacità nuova selezionata nell'asta 2025 include 89 MW di accumuli elettrochimici e 85 MW di ripotenziamento termoelettrico a ciclo combinato, mentre quella selezionata nell'asta 2026 comprende, tra l'altro, 84 MW di accumuli elettrochimici, 42 MW di ripotenziamento termoelettrico a ciclo combinato e 10 MW di eolico.

Sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico

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

Nell'agosto 2022 l'Autorità ha illustrato[92] i propri orientamenti sugli aspetti di competenza che

[92] Documento per la consultazione 2 agosto 2022, 393/2022/R/eel.

attengono al nuovo sistema di approvvigionamento a termine delle risorse di stoccaggio elettrico[93].

In esito alla consultazione, l'Autorità[94] ha definito i criteri e le condizioni per il funzionamento del sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico confermando l'impostazione generale confermando gli orientamenti espressi nella consultazione, ma apportando, alcuni cambiamenti, anche alla luce degli elementi emersi in sede consultiva. In particolare, l'Autorità ha previsto, tra l'altro, che:

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

[93] I temi affrontati nella consultazione sono descritti in dettaglio nell'*Annual Report* dello scorso anno.

[94] Con la delibera 6 giugno 2023, 247/2023/R/eel.

- l'eventuale partecipazione della capacità esistente di stoccaggio elettrico alla fornitura di prodotti di *time shifting* e la definizione dei criteri per lo sviluppo diretto da parte di Terna della capacità di stoccaggio elettrico siano rinviati a valle di ulteriori approfondimenti;
- il corrispettivo a copertura dell'onere netto derivante dal sistema di approvvigionamento a termine della capacità di stoccaggio elettrico sia applicato agli utenti del dispacciamento in prelievo in funzione dell'energia elettrica prelevata, in coerenza con le attuali modalità di applicazione dei corrispettivi di dispacciamento;
- la regolazione sul Mercato della capacità sia integrata, al fine di garantire che il fabbisogno di adeguatezza da approvvigionare per il tramite di tale Mercato o la relativa offerta di capacità scontino il contributo fornito dalle risorse di stoccaggio contrattualizzate mediante il sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico.

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

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

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

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

Nel mese di aprile 2024 è stata resa pubblica la decisione della Commissione europea del 21 dicembre 2023 (SA.104106) con la quale è stato approvato il nuovo meccanismo di approvvigionamento a termine della capacità di stoccaggio elettrico, previsto dall'art. 18 del decreto legislativo n. 210/2021 del Mercato a termine degli stoccaggi (MACSE), ritenendolo conforme alle norme dell'Unione europea sugli aiuti di Stato.

La Commissione europea ha evidenziato, tra l'altro, che:

- la misura favorisce lo sviluppo dell'attività economica legata all'installazione degli impianti di stoccaggio dell'energia elettrica;
- il regime è ritenuto necessario e adeguato ad accelerare gli investimenti nel settore, supportando al contempo le principali iniziative politiche dell'Unione europea, come il Green Deal europeo e il pacchetto Fit for 55;

- il meccanismo è proporzionato, in quanto l'entità del sostegno è commisurata alle effettive necessità di finanziamento, e saranno adottate misure di salvaguardia, tra cui una procedura di gara competitiva per l'assegnazione degli aiuti, al fine di limitarli al minimo indispensabile;
- gli aiuti hanno un effetto di incentivazione, poiché gli impianti di stoccaggio sovvenzionati non sarebbero economicamente sostenibili senza il contributo pubblico;
- i benefici derivanti dagli aiuti superano eventuali effetti distorsivi sulla concorrenza e sugli scambi nel mercato interno.

Tenendo conto dei criteri e delle condizioni definite[95] dall'Autorità e degli impegni assunti dallo Stato italiano con la Commissione europea ai fini dell'adozione della decisione SA.104106, Terna, previa consultazione, ha predisposto e trasmesso la proposta di disciplina (MACSE), ai sensi del decreto legislativo n. 210/2021.

Il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica nell'ottobre 2024 ha[96], tra l'altro:

- approvato la suddetta proposta, limitatamente all'approvvigionamento a termine di nuova capacità attraverso la prima asta dedicata alle batterie a ioni di litio e alle tecnologie di stoccaggio elettrico diverse dalle batterie agli ioni di litio e dall'accumulo idroelettrico;
- previsto che Terna elabori e presenti al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica la proposta di modifica della disciplina relativamente alle modalità e alle condizioni per la partecipazione dell'accumulo idroelettrico al meccanismo di approvvigionamento.

3.1.5 Disposizioni in materia di qualità dei servizi di distribuzione e trasmissione

Qualità e continuità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

In attuazione delle disposizioni contenute nel "Testo integrato della regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2020-2023" (TIQ.TRA)[97], nell'ottobre 2024 l'Autorità ha disposto[98] a favore di Terna un premio pari a 15,32 milioni di euro in relazione alla *performance* di continuità registrata nell'anno 2023.

Qualità e continuità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica

Nel maggio 2024 sono state approvate[99] le "Istruzioni tecniche 2024-2027 per la registrazione e documentazione delle interruzioni del servizio di distribuzione dell'energia elettrica": tali istruzioni tecniche, aggiornate, sono destinate alle imprese distributrici e rappresentano un ausilio di buone

[95] Delibera 6 giugno 2023, 247/2023/R/ eel.

[96] Decreto ministeriale 10 ottobre 2024, n. 346

[97] Allegato A alla delibera 27 dicembre 2019, 567/2019/R/eel.

[98] Delibera 29 ottobre 2024, 444/2024/R/eel.

[99] Determina 28 maggio 2024, n. 02/2024 – DINE.

pratiche per la corretta registrazione e documentazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica. Le istruzioni sono state aggiornate anche perché nel dicembre 2023 sono state modificate[100] alcune regole di registrazione delle interruzioni rispetto a quanto disposto in precedenza con il "Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2020-2023" (TIQE)[101].

In attuazione del TIQE, nel dicembre 2024 è stato chiuso[102] il procedimento per la determinazione, per l'anno 2023, 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 sono stati comminati 24,6 milioni di euro di penalità (che sono redistribuite agli utenti del sistema elettrico che pagano le tariffe di rete), come saldo di 5,3 milioni di euro di premi netti erogati a 24 imprese distributrici e penalità nette di 29,9 milioni di euro a 8 imprese distributrici.

Il TIQE aveva, inoltre, previsto, per il periodo 2020-2023, uno specifico meccanismo incentivante detto "esperimento regolatorio" per la sperimentazione di nuove tecnologie in territori con livelli di qualità iniziali (nell'anno 2019) sensibilmente peggiori degli standard fissati dall'Autorità, con l'impegno di raggiungere il livello obiettivo prefissato entro il 2023 secondo un percorso di miglioramento "personalizzato" che avrebbe permesso di evitare le penalità ordinarie durante il quadriennio (2020-2023) a condizione che alla fine del periodo il risultato di fine quadriennio venisse raggiunto: due imprese distributrici (e-distribuzione, con 60 ambiti, e Areti, con 3 ambiti) hanno presentato nel 2020 progetti di esperimento regolatorio, approvati dall'Autorità.

La Tavola 3.5 riporta il quadro di sintesi, per impresa distributrice e per indicatore.

Tavola 3.5 Ambiti territoriali che hanno raggiunto l'obiettivo nel 2023 dell'esperimento regolatorio

IMPRESA DISTRIBUTRICE	INDICATORE	N. AMBITI PARTECIPANTI ALL'ESPERIMENTO	N. AMBITI CHE HANNO RAGGIUNTO L'OBIETTIVO NEL 2023
Areti	durata	3	1
	numero	3	1
e-distribuzione	durata	40	3
	numero	43	3

Fonte: ARERA.

In attuazione del TIQE e tenendo conto della sospensione del 40% del saldo negativo associato al mancato raggiungimento dell'obiettivo dell'esperimento prevista dal TIQD, nel dicembre 2024 sono state determinate[103] le partite economiche relative agli esperimenti regolatori, per il periodo 2020-2023: in totale sono stati determinati saldi di penalità pari a 70,7 milioni di euro, di cui 6,4 milioni di euro per Areti e 64,3 milioni di euro per e-distribuzione.

Con riferimento ai dati di continuità del servizio elettrico del 2023, l'Autorità ha pubblicato la 12°

[100] Allegato A alla delibera 27 dicembre 2023, 617/2023/R/eel, Testo Integrato Qualità Distribuzione (TIQD).

[101] Allegato A alla delibera 23 dicembre 2019, 566/2019/R/eel.

[102] Delibera 27 dicembre 2024, 584/2024/R/eel.

[103] Delibera 27 dicembre 2024, 588/2024/R/ eel.

graduatoria delle imprese di distribuzione di energia elettrica relativa al numero e alla durata delle interruzioni. Ai fini di una migliore confrontabilità fra le imprese, è stato confermato l'utilizzo dell'indice sintetico di durata e numero delle interruzioni (introdotto a partire dalla 10° graduatoria) che attribuisce il medesimo peso alla durata e al numero delle interruzioni e ha valore pari a 10 come media nazionale: un valore inferiore a 10 indica una prestazione migliore della media nazionale, mentre un valore superiore a 10 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.

Il TIQE ha previsto per gli anni dal 2017 al 2023 una regolazione incentivante la riduzione della durata complessiva annua delle interruzioni con preavviso lunghe per utente BT, riferita alle interruzioni con origine sulle reti MT e BT di responsabilità delle imprese distributrici (Durata interruzioni Con Preavviso, DCP): sono stati previsti un meccanismo con soli premi per il periodo 2017-2019 sulla base di un percorso di miglioramento definito da e-distribuzione (unica impresa distributrice a partecipare al meccanismo) e un meccanismo con sole penalità per il periodo 2020-2023 in relazione all'obiettivo fissato dall'impresa nel 2019 e da mantenere per il quadriennio 2020-2023.

Nel dicembre 2024 sono state determinate[104] penalità per e-distribuzione, pari a 5,8 milioni di euro, relative alla regolazione sperimentale incentivante la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso del servizio di distribuzione dell'energia elettrica per l'anno 2023.

La Tavola 3.6 riporta il quadro di sintesi dell'indicatore per e-distribuzione suddiviso per anno di regolazione:

Tavola 3.6 Regolazione incentivante la riduzione della durata delle interruzioni BT con preavviso lunghe per e-distribuzione: sintesi premi e penalità

ANNO	PREMIO (+) O PENALITÀ (-) IN MILIONI DI EURO
2017	+2,1
2018	+1,1
2019	+0,6
2020	-2,6
2021	-8,6
2022	-6,1
2023	-5,8

Fonte: ARERA.

Resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica

Nel dicembre 2023 sono state aggiornate[105] le disposizioni per incentivare la resilienza delle reti elettriche di distribuzione per il periodo 2019-2024. Tra l'altro, è stato stabilito che, a partire dall'istanza di febbraio 2024, il meccanismo incentivante si applichi solo a imprese distributrici alla

[104] Delibera 27 dicembre 2024, 584/2024/R/eel.

[105] Delibera 27 dicembre 2023, 614/2023/R/eel.

cui rete sono connessi almeno 100.000 clienti finali e gli interventi siano eleggibili a solo premio, con potenziale annullamento del medesimo in caso di significativo ritardo.

In attuazione del TIQE, nel luglio 2024 è stato aggiornato[106] l'elenco degli interventi ammessi al meccanismo incentivante per l'incremento della resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica; in particolare:

- sono stati ammessi al meccanismo 37 nuovi interventi presentati entro il 28 febbraio 2024 relativi al fattore critico di rischio ondata di calore per un costo totale previsto di 8,8 milioni di euro;
- sono stati esclusi dal meccanismo 78 interventi che non erano stati avviati e avevano un rapporto limitato tra benefici stimati e costi stimati negli anni precedenti (prima degli incrementi di costo per asset di distribuzione) per un costo totale previsto di 58,2 milioni di euro, così ripartiti:
  - 6 interventi per l'impresa Areti per un costo totale previsto di 4,4 milioni di euro;
  - 71 interventi per l'impresa e-distribuzione per un costo totale previsto di 51,6 milioni di euro;
  - 1 intervento per l'impresa Unareti per un costo totale previsto di 2,2 milioni di euro.

Infine, nell'ottobre 2024 sono stati determinati[107] i premi e le penalità per undici imprese distributrici, con un saldo premiale netto complessivamente pari a 6,8 milioni di euro, relativi agli interventi di incremento della resilienza del servizio di distribuzione dell'energia elettrica completati nel 2023.

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

Nel 2024 si registra un miglioramento rispetto all'anno 2023 per la durata media delle interruzioni senza preavviso (scese a 76 minuti contro i 100 dello scorso anno – Figura 3.1) e un lieve peggioramento per il numero medio delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente in bassa tensione (salite a 5,12 da 4,87 del 2023 – Figura 3.2).

Il miglioramento della *performance* della durata per il 2024 è in parte associato al minor impatto di eventi meteorologici estremi (alluvioni, tempeste di vento e ondate di calore): nell'anno 2024 le regioni maggiormente colpite da tali eventi meteorologici sono state la Campania e, in misura minore, la Sicilia, la Puglia e la Sardegna.

Analizzando in dettaglio le cause di interruzione relative al 2024, ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità, la durata delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 44 minuti per utente in bassa tensione (Figura 3.1), mentre il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (che, insieme, corrispondono alle interruzioni di durata superiore a un secondo) di responsabilità delle imprese distributrici è pari a 3,68 interruzioni per utente in bassa tensione (Figura 3.2).

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

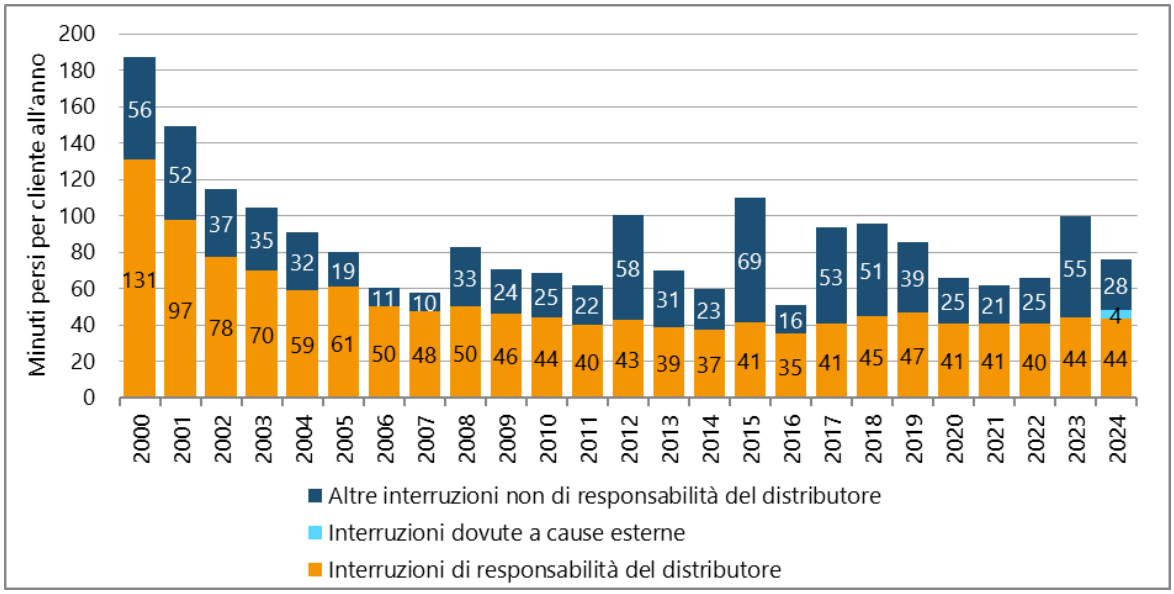
[106] Delibera 30 luglio 2024, 334/2024/R/eel,

[107] Delibera 29 ottobre 2024, 443/2024/R/eel.

partire dall'anno 2024.

Dal 2009 sono in vigore standard individuali per gli utenti in bassa e in media tensione (estesi dal 2012 anche ai produttori in bassa e in media tensione) sulla durata massima delle interruzioni, indipendentemente dalle cause che le hanno provocate. A partire dal 2024 lo standard sulla durata massima delle interruzioni è stato fissato a 8 ore sia per gli utenti in bassa tensione, sia per gli utenti in media tensione e per le interruzioni con e senza preavviso (indipendentemente, quindi, dalla densità abitativa del comune in cui si trova l'utente, detta anche "grado di concentrazione").

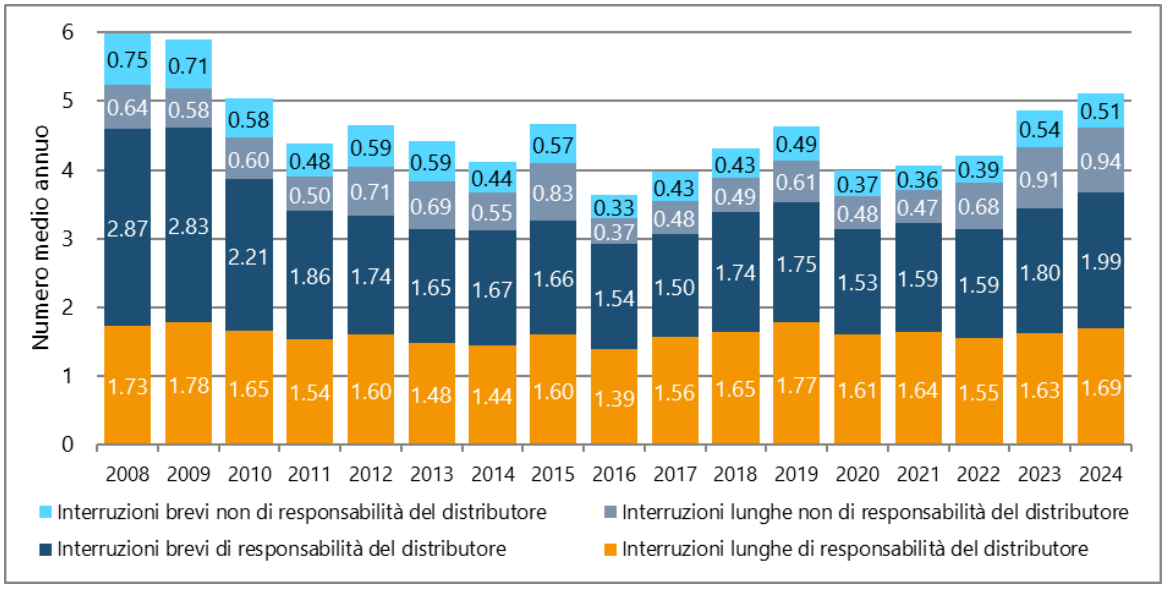
Figura 3.1 Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione(A)



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

Fonte ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

Figura 3.2 Numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente in bassa tensione(A)



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

Fonte: ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

Nel 2024 le imprese distributrici hanno erogato agli utenti in bassa e media tensione indennizzi automatici pari a 42,2 milioni di euro a circa 710.000 utenti in bassa tensione (in media circa 59 € per utente) e pari a 3,2 milioni di euro a circa 2.800 utenti in media tensione (in media circa 1.100 € per utente). Per il 2024, circa 27 milioni di euro di indennizzi – rispetto ai 45,5 milioni di euro totali – sono a carico del Fondo eventi eccezionali, istituito presso la CSEA, in quanto dovuti a interruzioni non di responsabilità delle imprese. Poco più di 18 milioni di euro di indennizzi sono, invece, a carico delle imprese distributrici o di Terna per interruzioni di lunga durata di loro responsabilità.

Tempi di connessione alle reti

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

I dati relativi alla **connessione degli utenti attivi** con la rete di trasmissione, riportati in queste pagine, si riferiscono alle attività che sono state svolte da Terna, mentre i dati relativi alle connessioni degli utenti attivi con le reti di distribuzione si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti[108]. 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.

Nel 2024 Terna ha ricevuto 5.304 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di 474,3 GW, per le quali, nello stesso anno, ha messo a disposizione 3.890 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 2.223 GW. I tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, sono risultati pari a 40 giorni lavorativi. Durante l'anno stati accettati 1.770 dei 3.890 preventivi messi a disposizione, corrispondenti a una potenza totale di circa 136,6 GW. Solo per quattro di questi preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 107 MW, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della Soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD); poiché Terna non l'ha messa a disposizione entro il 31 dicembre 2024 per nessuna di tali richieste, nel 2024 non sono state realizzate e attivate connessioni relative a richieste ricevute da Terna nell'anno stesso.

Anche le imprese distributrici hanno ricevuto più di 291.000 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da allacciare alle reti in bassa e media tensione[109], corrispondenti a una potenza totale di 33 GW, per le quali, nello stesso anno, hanno messo a disposizione poco più di 258.000 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 20,8 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 15 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;

[108] 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. Per il 2024 sono stati utilizzati i dati forniti da otto delle dieci imprese di distribuzione che hanno trasmesso all'Autorità le informazioni relative alle connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica in tempo utile per la redazione di questo *Rapporto*.

[109] Si ricorda che i dati riportati si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte nel 2024 dai distributori con più di 100.000 clienti e che hanno trasmesso all'Autorità le relative informazioni in tempo utile per la predisposizione del presente *Rapporto*.

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

Più di 245.000 preventivi, rispetto al totale di quelli messi a disposizione, sono stati accettati nel corso dell'anno, per una potenza totale di 8,3 GW.

In relazione alle richieste pervenute nel 2024, sono state realizzate più di 185.000 connessioni entro l'anno, corrispondenti a più di 1,9 GW, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 22 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici[110];
- 66 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi[111],

mentre i tempi medi per l'attivazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, sono risultati pari a 5 giorni lavorativi.

Come nell'anno precedente, anche nel 2024 e-distribuzione è stata l'unica impresa distributrice ad aver ricevuto richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti in alta tensione. Più in dettaglio, e-distribuzione ha ricevuto 630 richieste, corrispondenti a una potenza totale di 11,9 GW; nello stesso anno la società ha messo a disposizione 322 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di quasi 6,3 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 61 giorni lavorativi. Tra i preventivi messi a disposizione, 93 di essi, corrispondenti a una potenza totale di 1,8 GW, sono stati accettati nel corso dell'anno; per due di essi (poco più di 28 MW di potenza totale) è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della STMD entro il 31 dicembre 2024.

Tavola 3.7 Connessioni degli utenti passivi con le reti di distribuzione elettriche

LIVELLO DI TENSIONE	NUMERO CONNESSIONI		TEMPO MEDIO (GIORNI LAVORATIVI)(A)	
	2023	2024	2023	2024
Bassa tensione	250.395	183.556	9,9	7,5
Media tensione	1.635	1.296	21,5	26,3
TOTALE	252.030	184.852	13,2	11,6

(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

Per quanto riguarda le **connessioni degli utenti passivi** (), i dati raccolti mostrano che nel 2024 sono state effettuate 184.852 connessioni con le reti di distribuzione, quasi tutte in bassa tensione. Per l'80% di esse la fornitura è stata attivata nel corso dell'anno. Il tempo medio per allacciare i clienti è risultato pari a 11,6 giorni lavorativi.

I dati evidenziano un numero di allacciamenti in significativa flessione (-26,7%) rispetto al 2023, ma un miglioramento complessivo dei tempi di allacciamento: da 13,2 a 11,6 giorni. Più in dettaglio, nel

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

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

2024 gli allacciamenti in bassa tensione hanno richiesto un tempo medio per la realizzazione delle connessioni pari a 7,5 giorni lavorativi, contro i 9,9 richiesti nel 2023. Al contrario, nel 2024 il tempo mediamente impiegato per ottenere una connessione in media tensione è stato di 26,3 giorni lavorativi, contro i 21,5 necessari nel 2023. 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.

3.1.6 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).

3.1.7 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).

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

Coordinamento tra i paesi europei

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 2024, in continuità con gli anni precedenti, è proseguita l'interazione sull'implementazione dei codici di rete e delle linee guida adottate in esito al Terzo pacchetto energia e nel recepimento delle disposizioni rientranti nel cosiddetto Pacchetto energia pulita per tutti i cittadini (*Clean Energy Package*).

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

L'ACER è l'Agenzia introdotta con il Terzo pacchetto energia per favorire la cooperazione fra le autorità di regolazione dei paesi comunitari e assisterle nell'esercizio, a livello comunitario, delle funzioni di regolazione svolte negli Stati membri. L'assetto di funzionamento è attualmente

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

A livello organizzativo, ACER vede la presenza di un direttore, attualmente il danese Christian Zinglersen, che è stato confermato a fine dicembre 2024 per un secondo mandato che scadrà a dicembre 2029, e di un comitato dei regolatori (*Board of Regulators* – BoR) cui partecipano i rappresentanti delle autorità di regolazione dei 27 paesi europei. Alla fine del 2023 Clara Poletti, componente del collegio dell'Autorità, è stata rieletta *chair* del BoR. Il direttore propone le decisioni che l'Agenzia intende adottare al BoR, il quale esprime un parere vincolante a maggioranza qualificata dei due terzi: con il regolamento 942/2019 i membri del BoR possono, altresì, formulare emendamenti alle proposte del direttore che, se approvati a maggioranza qualificata, devono essere tenuti in considerazione dal direttore stesso. L'Agenzia ha anche un *Board of Appeal*, organo giurisdizionale di primo livello, competente per la disamina degli appelli presentati contro le decisioni adottate dall'Agenzia stessa.

L'Autorità 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 2024 ARERA ha visto i propri rappresentanti in qualità di responsabili di specifiche *task force* relative al settore elettrico (*system operation* e infrastrutture) e ha partecipato attivamente alla discussione nei vari gruppi di lavoro fornendo suggerimenti e commenti.

Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER)

Il CEER, l'associazione indipendente delle Autorità nazionali di regolazione energetica, raggruppa tra i suoi membri non solo i rappresentanti dei paesi dell'Unione europea, ma anche quelli di Regno Unito, Norvegia, Islanda e, in qualità di osservatori, di Albania, Svizzera, Montenegro Macedonia del Nord, Kosovo, Moldavia, Bosnia ed Erzegovina, Georgia e Serbia. Da dicembre 2018 il ruolo di Presidente è svolto da Annegret Groebel, Capo dipartimento dell'autorità di regolazione tedesca.

Il CEER funge da piattaforma per la cooperazione, lo scambio di informazioni e l'assistenza tra i regolatori nazionali dell'energia europei e rappresenta la loro interfaccia a livello europeo e internazionale. Il CEER supporta e collabora e con l'ACER e, inoltre, si impegna a condividere le migliori pratiche normative a livello mondiale attraverso la sua adesione alla Confederazione internazionale dei regolatori dell'energia (ICER), che riunisce associazioni simili provenienti da tutto il mondo, tra cui NARUC (America), ERRA (Europa centrale/orientale) e MEDREG (regione del Mediterraneo).

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.

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.

ACER Market Monitoring

Nell'ambito delle previsioni dell'articolo 15 del regolamento (UE) 942/2019, l'Autorità ha collaborato con ACER e con il CEER alla raccolta dati per il rapporto sul monitoraggio dei mercati (www.acer.europa.eu/monitoring/MMR), realizzato su base annuale.

Nel corso del 2024 il monitoraggio ha riguardato l'andamento dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas, incluso il GNL, il livello di disponibilità della capacità di trasmissione a favore degli scambi transfrontalieri, i progressi nell'ambito dell'integrazione dei mercati elettrici, la sicurezza della fornitura elettrica con particolare attenzione all'adeguatezza del sistema e ai meccanismi di remunerazione della capacità, le barriere allo sviluppo della partecipazione al mercato delle risorse distribuite e il mercato *retail*, inclusa la tutela dei consumatori (quest'ultimo rapporto è frutto della collaborazione ACER-CEER). Per la prima volta, sono stati sviluppati degli approfondimenti relativi allo sviluppo infrastrutturale del settore elettrico e all'emergente mercato dell'idrogeno.

Visto il crescente numero di ambiti su cui si focalizza il monitoraggio e il livello di dettaglio raggiunto su alcuni aspetti, negli ultimi anni ACER ha modificato le modalità di pubblicazione, favorendo il rilascio nel corso dell'anno di diversi volumi dedicati alle specifiche tematiche.

Le sfide del sistema elettrico del futuro

A seguito della recente crisi energetica e dei provvedimenti legislativi a livello europeo, ACER e CEER hanno sviluppato alcune riflessioni sul sistema elettrico del futuro volte a identificare le sfide che accompagnano la decarbonizzazione su un orizzonte temporale di lungo termine, in linea con quanto già fatto da altri organismi anche in preparazione dell'insediamento della nuova Commissione europea.

Rapporti e iniziative con paesi non appartenenti all'Unione europea

Nel 2024 l'Autorità ha confermato il proprio impegno a livello internazionale per promuovere la cooperazione e la collaborazione volta a favorire lo scambio di *best practice* e conoscenze di tipo tecnico e istituzionale, sia a livello bilaterale sia multilaterale. Con particolare riguardo al settore energetico, l'Autorità ha consolidato il lavoro svolto attraverso la partecipazione ai principali *network* internazionali e ha promosso lo sviluppo dei mercati dell'energia con l'intento di agevolarne l'integrazione con specifiche attività di *capacity building*. Tenuto conto dei rapidi cambiamenti e delle sfide cui ha dovuto far fronte il settore energetico negli ultimi anni, le aree del Mediterraneo e dei Balcani continuano a essere di interesse strategico per il sistema energetico del nostro Paese.

Mercato dell'energia nei paesi del sud-est Europa

Nell'ottica di fornire supporto al processo di integrazione dei mercati euro-balcanici, nel 2024 l'Autorità ha proseguito le attività intraprese negli anni precedenti. In particolare, attraverso la propria partecipazione ai lavori dell'*Energy Community Regulatory Board* (ERCB), l'Autorità ha continuato la sua azione di coordinamento e di supporto all'implementazione dell'*acquis communautaire* a favore delle parti contraenti del Trattato dell'E*nergy Community*.

Il 2024 non ha registrato particolari passi in avanti rispetto al processo di integrazione dei mercati energetici dei Paesi dei Balcani con quello dell'Unione europea, non essendo stato ancora

trasposto[112] né tantomeno implementato il pacchetto di misure (*Electricity Integration Package*) adottato dal *Ministerial Council* nel dicembre del 2022 (trasposizione prevista per il 31 dicembre 2023).

Il 1° ottobre 2023 è stata avviata la fase transitoria del regolamento (EU) 956/2023 *Cross Border Adjustment Mechanism* (CBAM). Detto regolamento prevede che, a partire dal 1° gennaio 2026, gli importatori degli Stati membri siano tenuti a pagare il controvalore della CO2 incorporata in alcuni beni e servizi, tra cui l'energia elettrica, importati da Paesi terzi che non adottino un sistema di determinazione del prezzo del carbonio simile a ETS. Tale controvalore sarà calcolato a partire dal prezzo della CO2 determinato dall'ETS europeo. Il regolamento prevede la possibilità di esenzione temporanea (fino al 2030) per le importazioni di elettricità da Paesi terzi i cui mercati elettrici siano stati integrati con quello dell'Unione entro il 31 dicembre 2025. I ritardi nella trasposizione e nell'implementazione dell'*Electricity Integration Package* da parte dei Paesi dell'*Energy Community* mettono a rischio l'obiettivo di integrazione dei mercati entro la fine del 2025, precludendo di fatto la possibilità di esenzione dal CBAM.

Il 5 e il 6 giugno 2024 si è tenuto il 29° Forum dell'*Energy Community* sull'elettricità ad Atene. Oggetto del dibattito sono state le principali strategie per sviluppare un mercato elettrico integrato e sostenibile, in particolare la trasposizione e l'implementazione dell'*Electricity Integration Package*, la transizione energetica e gli investimenti nelle fonti rinnovabili. Durante la discussione si è affrontato il tema legato alla necessità di attuare riforme normative e di adottare strumenti contrattuali come i *Power Purchase Agreements* (PPA) e i *Contracts for Difference* (CfD) per migliorare l'efficienza del mercato. Inoltre, sono state individuate le condizioni necessarie per l'attuazione del *coupling* dei mercati, ovvero l'integrazione delle Parti contraenti della comunità energetica nel mercato unico dell'Unione europea per la contrattazione giornaliera (SDAC) e la contrattazione infragiornaliera (SIDC). Le discussioni hanno anche evidenziato la necessità di integrare le fonti di energia rinnovabile e migliorare i processi di connessione alla rete per supportare la transizione energetica.

Si è svolto a Vienna il 17 settembre 2024 il 19° Forum Gas dell'*Energy Community*, che si è concentrato su due fattori chiave che stanno rimodellando il settore del gas: la sostituzione delle forniture di gas provenienti da fonti russe e l'impegno dell'Europa per la decarbonizzazione. Il Forum ha riconosciuto l'impegno dell'Europa per la decarbonizzazione attraverso il pacchetto recentemente adottato per l'idrogeno e il mercato del gas e ha valutato una futura adozione di tali misure anche nel contesto dell'*Energy Community*.

Balkan Energy School – BES

La *Balkan Energy School* (BES)[113] è gestita da un'associazione no profit di diritto italiano promossa

[112] Il quadro giuridico prevede la trasposizione dei provvedimenti dell'Unione europea in materia di energia e in particolare dell'adozione della direttiva 2019/994/CE "*On common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU*", il regolamento (CE) 943/2019 "*On the internal market for electricity*", il regolamento (UE) 942/2019 "*Establishing a 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 Cogestion Management* – CACM 2015/1222, sul *Forward Capacity Allocation* – FCA 2016/1719, sul *Balancing* – BAL 2017/2195, il regolamento sul *System Operation* – SO 2017/2226 e il regolamento "*Emergency and Restoration*" – E&R 2017/2196.

[113] V. www.balkanenergyschool.org. L'associazione, costituita nel 2022, è ospitata a Milano dall'Autorità di regolazione per

dal regolatore italiano; organizza seminari tecnici che favoriscono l'acquisizione e il trasferimento di conoscenze, nonché lo sviluppo di capacità regolatorie in ambito energetico con particolare riferimento alla regione balcanica e del Sud-Est Europa.

Nel corso del 2024, l'associazione si è distinta quale strumento per promuovere lo scambio di conoscenze tecniche in vista della completa integrazione dei mercati euro-balcanici. È, infatti, proseguita con successo la cooperazione con il Forum intergovernativo *Central European Initiative* (CEI), nell'ambito dei programmi *Know Exchange Programme* (KEP), finanziato da un fondo del Governo italiano presso la Banca europea per la ricostruzione e lo sviluppo. È attualmente in corso il progetto "*Support for strengthening energy regulatory authorities in the Western Balkans*", nell'ambito del quale sono stati organizzati i seguenti seminari:

- La decarbonizzazione nei Balcani e le implicazioni del regolamento CBAM, 4 aprile, Milano;
- Il futuro del mercato elettrico in Montenegro e in Bosnia Erzegovina, 12 e 13 novembre, Sarajevo.

Nel 2024, inoltre, si è concluso un precedente progetto KEP iniziato nel 2023 a beneficio del regolatore albanese (ERE), "*Supporting the Albanian Regulatory Authority to improve the efficiency of the wholesale electricity market*", che per l'anno di riferimento ha previsto i seguenti seminari:

- Il nuovo disegno di mercato elettrico europeo e le sue implicazioni per i Balcani, 8 maggio, Tirana;
- Il funzionamento del Gestore dei Mercati Energetici, con visita alla trading room di GME, 23 settembre, Roma.

Il 7 maggio è stato presentato, presso la Residenza d'Italia a Tirana, il report "*Assessment of the Albanian electricity market design and performance*", che prende le mosse da una ricognizione dei fondamentali del mercato elettrico albanese (offerta, domanda, interconnessioni e flussi transfrontalieri), per poi analizzare il quadro legale e regolatorio di riferimento, nonché la *governance* del settore elettrico albanese. Il focus del rapporto si concentra sul funzionamento del mercato all'ingrosso albanese, il cui disegno incentrato sulla borsa elettrica è stato implementato nell'aprile 2023. Nel Rapporto si passano in rassegna gli esiti del mercato nel periodo da maggio a dicembre 2023 e si dà evidenza dell'elevata correlazione tra i prezzi dell'energia elettrica quotati dalla borsa albanese ALPEX e i prezzi quotati dalla borsa ungherese HUPX. Inoltre, è dedicata attenzione al progetto di accoppiamento di mercato tra Albania e Kosovo, ai problemi riscontrati da alcuni operatori in merito al funzionamento del mercato di bilanciamento e alle misure per mitigare il potere di mercato. Infine, nel Rapporto si effettua un confronto tra il mercato albanese recentemente avviato e il mercato italiano nel suo assetto iniziale (2005), al fine di trarre indicazioni utili per i *policy maker* albanesi basate sull'esperienza italiana. Il report si conclude con una lista di raccomandazioni riguardanti la liquidità del mercato, le tempistiche di aggiornamento dei prezzi praticati ai clienti finali, le gare per l'approvvigionamento del fornitore di ultima istanza, la diffusione dei misuratori intelligenti e i segnali di prezzo di lungo periodo.

Su richiesta del regolatore albanese, il documento è stato successivamente integrato con un *addendum*, disponibile anch'esso sul sito della BES, riguardante l'impatto del regolamento UE *Cross Border Adjustment Mechanism* (CBAM) sulle esportazioni di elettricità provenienti dall'Albania.

energia reti e ambiente e include tra i suoi membri fondatori oltre all'Autorità, i regolatori di Albania (ERE), Bosnia ed Erzegovina (SERC), Montenegro (REGAGEN) e Nord Macedonia (ERC). A partire dal 2023 anche il regolatore della Grecia (RAAEY) è divenuto membro dell'Associazione, mentre quello serbo (AERS) è osservatore. L'area geografica di riferimento per l'attività della BES comprende i Paesi firmatari del Trattato dell'*Energy Community*, quelli dell'Unione europea a 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.

Nel corso dell'anno ci si è dedicati anche alle relazioni bilaterali tra Italia e Montenegro e tra i rispettivi regolatori in virtù dell'interconnessione fisica tra i due Paesi, l'elettrodotto Monita, e il processo che condurrà al *coupling* elettrico tra i due Paesi. Il 24 maggio si è svolto a Roma un primo incontro del tavolo energia Italia-Montenegro ospitato presso il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, cui hanno partecipato gli omologhi montenegrini di regolatore, gestore di trasmissione e borsa elettrica, con l'intento di favorire la stesura di un *Memorandum of Cooperation* tra i due Paesi in vista del *coupling* elettrico. L'8 maggio i due regolatori hanno stipulato un *Memorandum of Cooperation*, con il quale è stata definita la *governance* della loro cooperazione.

Mercato dell'energia nei paesi dell'area del mediterraneo

Nel 2024 il regolatore italiano ha proseguito la propria attività a supporto dell'Associazione MEDREG (*Mediterranean Energy Regulators*), di cui è Vicepresidente permanente, prendendo parte ai seguenti incontri:

- 12 giugno, 4° Workshop dei Presidenti delle autorità di regolazione dell'energia membri di MEDREG, a Selinunte. Il workshop ha consentito ai partecipanti di confrontarsi sul potenziale della regione del Mediterraneo e, in particolare, su:
  - ruolo centrale del Mediterraneo e dinamiche energetiche nella regione. Questa sessione ha esplorato la connessione tra la geopolitica e le dinamiche energetiche della regione del Mediterraneo in termini di sicurezza energetica e cooperazione;
  - scambi commerciali di energia transfrontalieri e sistemi energetici isolati. Questa sessione ha affrontato le sfide e le opportunità degli scambi commerciali di energia transfrontalieri nella regione del Mediterraneo, data la presenza di sistemi isolati e di differenti quadri regolatori. Inoltre, i partecipanti hanno analizzato modelli di *business* innovativi, meccanismi di finanziamento e strategie per la diffusione delle energie rinnovabili nei sistemi energetici isolati.

  Il workshop si è concluso con una tavola rotonda con i presidenti di MEDREG, i quali hanno adottato una posizione comune, "Selinunte Statement", per rafforzare la loro cooperazione.
- 13 giugno, 37ª Assemblea generale MEDREG, a Selinunte, durante la quale sono state presentate le attività previste dal piano di lavoro, che verranno finalizzate entro la fine dell'anno:
  - Gruppo istituzionale: aggiornamento del report del "Regulatory Outlook";
  - Gruppo elettrico: aggiornamento del report "MEMO" (Mediterranean Electricity Merket Observatory);
  - Gruppo rinnovabili: predisposizione del report "Regulatory Framework for the Development of Energy Storage and Distributed Flexibility Resources";
  - Gruppo gas: redazione del report "Green LNG as a Hub for the Energy Transition". Inoltre, nell'ambito del gruppo gas, la task force sull'idrogeno ha presentato il primo report sull'implementazione dell'idrogeno nei Paesi del Mediterraneo.
- 3 e 4 dicembre, Workshop Shaping the Euro-Mediterranean Energy Market: Progress and Prospects e 38a Assemblea Generale MEDREG, a Bruxelles. Scopo del dibattito è stata la discussione sullo sviluppo delle infrastrutture e degli scambi energetici, al fine di garantire maggiore sicurezza degli approvvigionamenti nell'area del Mediterraneo. Si rammenta che MEDREG svolge un ruolo a supporto dei suoi membri, al fine di creare un mercato energetico e mediterraneo interconnesso. Ciò risulta ancora più rilevante se si considera la nomina di un Commissario per il Mediterraneo, nonché l'introduzione del "Patto per il Mediterraneo", finalizzato a costruire partenariati focalizzati sull'energia, sugli investimenti e su altre aree chiave nella regione euro-mediterranea, estendendosi fino al Medio Oriente e alle regioni del Golfo.

  Il giorno seguente si è svolta la 38ª Assemblea generale, nel corso della quale sono state

rinnovate le cariche di Presidente, Vicepresidenti e responsabili dei *working groups* per il periodo 2024-2026. Il nuovo *Board* dell'Associazione è composto dal Presidente del regolatore montenegrino (REGAGEN) Branislav Prelevic, quale Presidente, Presidente del regolatore algerino (ARH), Rachid Nadil, e Componente del *Board* del regolatore giordano (EMRC), Mohammad Maayah, quali Vicepresidenti. L'Autorità italiana continuerà a ricoprire il ruolo di Vicepresidente permanente. All'Autorità, inoltre, è stata assegnata la carica di Capo gruppo tecnico per le questioni istituzionali. Per quanto riguarda le attività tecniche sono stati approvati tutti i *report* previsti nel piano delle attività per il 2024.

Comitato consultivo delle Autorità indipendenti dell'Eastmed Gas Forum (EMGF)

Il *Regulatory authority advisory committee* (RAAC) o Comitato consultivo delle Autorità di regolazione dell'*Eastmed Gas Forum* (EMGF) – organizzazione internazionale che raccoglie Cipro, Egitto, Francia, Giordania, Grecia, Israele, Italia e Autorità palestinese allo scopo di promuovere lo sfruttamento delle risorse di gas naturale dell'area e la creazione di un mercato regionale integrato – nel 2024 non ha implementato particolari attività, se non un dialogo con il Segretariato dell'Organizzazione, che si è dedicato all'aggiornamento delle *Rules of procedures*.

National Energy Ombudsmen Network (NEON)

Il NEON – *National Energy Ombudsmen Network* promuove lo sviluppo e la diffusione dell'ADR (*Alternative Dispute Resolution*) nei settori energetici, anche nel quadro delle attività e iniziative connesse all'evoluzione del quadro normativo europeo, sia di settore che trasversale, di tutela dei consumatori, anche mediante lo scambio di esperienze e good practices e la condivisione delle relazioni di attività fra i membri

Arera vi aderisce dal 2016 avendo istituito il Servizio Conciliazione e in quanto autorità competente per l'ADR ai sensi del Codice del consumo (al riguardo, si veda più diffusamente il successivo Capitolo sulla protezione dei consumatori).

Oltre all'Italia, fanno parte dell'associazione *Ombudsmen*[114] Organismi di risoluzione extragiudiziale delle controversie, operanti sia nel territorio UE che extra UE, a livello nazionale o regionale, riconducibili ai seguenti Paesi: Belgio (*Service de Médiation de l'Energie/Ombudsdienst voor Energie*), Irlanda (*Commission for Regulation of Utilities*), UK (*Ombudsman Services*), Francia (*Le Médiateur National de l'Energie*), Grecia (*The Greek Ombudsman*), Georgia (*Energy Ombudsman*), Catalogna (*Sindìc El defensor de les persones*) e Wallonia (*CWAPE Commission Wallonne pour l'Energie*).

Relazioni bilaterali

Allo scopo di favorire gli scambi e di alimentare, secondo le indicazioni di pianificazione strategica, la diffusione delle buone pratiche regolatorie in funzione di una sempre maggiore integrazione dei mercati dell'energia, questa Autorità ha svolto anche nel 2024 attività di *capacity building* e di esame

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

delle pratiche regolatorie, nonché di confronto istituzionale con le autorità di regolazione di Paesi extraeuropei:

- India. Il 22 aprile si è svolto presso lo European University Institute di Firenze un incontro bilaterale tra il regolatore italiano e le Commissioni di regolazione dell'elettricità dell'India. L'evento, promosso dalla Florence School Global, era volto a favorire il trasferimento di conoscenze relative alla transizione energetica e l'integrazione delle rinnovabili.
- Malawi. Il 18 aprile si è tenuto l'incontro bilaterale tra questa Autorità e una delegazione di alto livello della Malawi Energy Regulatory Authority (MERA). Fra i temi trattati, l'importanza dell'istituzione di un regolatore indipendente, il ruolo dell'Autorità di regolazione nazionale nell'evoluzione del sistema elettrico italiano in un contesto di crescita delle fonti rinnovabili, i processi di digitalizzazione.

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

Integrazione del mercato elettrico all'ingrosso e implementazione dei regolamenti europei

I codici di rete e le linee guida sono provvedimenti normativi di carattere tecnico, funzionali al completamento del mercato interno dell'energia. Informalmente, essi possono essere raggruppati in tre grandi famiglie: di mercato, di connessione e di gestione della rete.

Tavola 3.8 Codici di rete e linee guida previsti dal regolamento (CE) 714/2019

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

Fonte: ARERA.

I regolamenti si distinguono in codici di rete (NC) e linee guida (GL): i primi identificano delle regole direttamente implementabili da tutti i paesi dell'Unione, mentre le seconde forniscono indicazioni di massima in base alle quali devono essere elaborate una serie di disposizioni attuative, denominate "*Terms and Conditions*" o "*Methodologies*" (in italiano ci si riferisce a esse con il generico termine "metodologie"). La pubblicazione dei regolamenti non esaurisce, quindi, l'attività di sviluppo e pubblicazione di normativa secondaria; al contrario, ogni regolamento nella forma di linea guida prevede, al suo interno, l'elaborazione a cura dei *Transmission System Operator* (TSO) e/o dei *Nominated Electricity Market Operator* (NEMO) di regole specifiche (appunto, le metodologie) che le autorità di regolazione di ciascuno stato membro dell'Unione europea o ACER sono chiamati a valutare e approvare; lo sviluppo di metodologie può essere, altresì, previsto nell'ambito dei codici di rete, seppure in misura minore.

Regolamento (UE) 2195/2017 (regolamento *Balancing*)

Nel corso del 2024 ci sono state evoluzioni per quanto riguarda l'implementazione del regolamento *Balancing* e la partecipazione alle piattaforme europee di bilanciamento. Nel febbraio 2024 l'Autorità ha formalmente chiuso[115] l'istruttoria conoscitiva avviata a settembre 2023, per approfondire le cause e per individuare possibili soluzioni in merito alle anomalie riscontrate nella formazione dei prezzi di sbilanciamento a seguito dell'avvio della partecipazione del sistema italiano alla piattaforma europea PICASSO per lo scambio di energia di bilanciamento da riserve automatiche per il ripristino della frequenza (aFRR). Le analisi svolte dall'Autorità hanno evidenziato come la formazione sulla piattaforma di prezzi marginali negativi per il sistema italiano è avvenuta sempre a seguito della convergenza nella medesima regione non congestionata di due o più Load Frequency Control (LFC) Area (l'unica frontiera che interconnette l'Italia con gli altri paesi della piattaforma aFRR è quella Italia-Austria) e la quasi totalità degli eventi è riconducibile alla situazione di fabbisogno aFRR inviato da Terna a scendere superiore alla semibanda di riserva secondaria condivisa sulla piattaforma, con la conseguente importazione di offerte estere, acquistate senza limite di prezzo. Per come era implementata la piattaforma PICASSO al suo avvio, infatti, i TSO connessi erano forzati a soddisfare il proprio fabbisogno istantaneo di bilanciamento con l'attivazione di aFRR, acquistate dalla piattaforma senza indicazione di prezzo, ignorando la disponibilità di altre tipologie di riserva più lente, comunque funzionali al bilanciamento del sistema e al ripristino della frequenza, ma potenzialmente più economiche.
A fronte di queste evidenze, l'Autorità ha deliberato la temporanea sospensione della partecipazione alla piattaforma, almeno fino all'implementazione delle misure di mitigazione proposte dai TSO europei a inizio 2024. Tali proposte prevedevano emendamenti al quadro di implementazione della piattaforma e alla metodologia di *pricing* e sono stati approvati da ACER a luglio 2024. A seguito di ciò, le pre-condizioni per la riconnessione alla piattaforma si sono verificate e sono in corso le interlocuzioni tra Terna e l'Autorità per la definizione delle regole funzionali a riavviare la partecipazione in sicurezza.
Le disposizioni[116] del febbraio 2024 prevedevano, inoltre, l'obbligo per Terna di elaborare e di inviare all'Autorità per approvazione un piano di lavoro aggiornato per l'avvio della partecipazione alla piattaforma MARI per lo scambio di energia di bilanciamento da riserve manuali per il ripristino della frequenza (mFRR), prevedendo adeguate tempistiche per la consultazione degli operatori in merito alle scelte implementative e l'approfondimento di possibili impatti negativi per il sistema nazionale. Tale piano di lavoro è stato approvato[117] nel maggio 2024.
Nell'ambito della cooperazione europea nel gruppo di lavoro su *compliance and enforcement*, le Autorità di regolazione hanno approvato all'unanimità un documento di opinione con il quale si impegnano a dare seguito nel loro quadro regolatorio nazionale a procedure di verifica ed eventuale *enforcement* nei confronti del TSO, per assicurare l'ottemperanza agli obblighi di connessione e partecipazione alle piattaforme europee.
Infine, il 2024 ha rappresentato l'ultimo anno di operatività di Terna nella piattaforma TERRE, per lo scambio di energia di bilanciamento da riserve di sostituzione. Nell'ottobre 2024 l'Autorità ha approvato[118] la proposta di Terna di disconnettersi dalla piattaforma entro fine anno; tale scelta

[115] Delibera 27 febbraio 2024 60/2024/R/eel.

[116] Delibera 60/2024/R/eel.

[117] Delibera 8 maggio 2024, 174/2024/R/eel.

[118] Delibera 29 ottobre 2024, 449/2024/R/eel.

deriva dalla decisione dei TSO coinvolti nel progetto TERRE di chiudere definitivamente la piattaforma entro il 2025, a seguito delle innovazioni al disegno di mercato europeo introdotte dal regolamento (UE) 1747/2024, che rende incompatibile il prodotto scambiato su questa piattaforma con l'evoluzione del mercato *intraday*.

Regolamento (UE) 1222/2015 (regolamento CACM)

Nel 2024 si è concretizzata l'iniziativa legata alla riorganizzazione delle Regioni di calcolo della capacità (CCR) in Europa; nel marzo 2024 ACER ha approvato[119] la fusione delle due regioni *Core* e *Italy North*, creando la nuova Regione di calcolo della capacità dell'Europa Centrale (Central Europe CCR) per il calcolo della capacità nel mercato del giorno prima.
In seguito a questa decisione, i TSO della nuova regione, insieme a Swissgrid, il 17 ottobre 2024 hanno avviato una consultazione pubblica sulla proposta di metodologia per il calcolo della capacità per il mercato del giorno prima in conformità con il regolamento CACM. Tale metodologia comporterà l'avvio anche per il sistema italiano del meccanismo di calcolo e allocazione della capacità basato sul *flow-based*, a differenza dell'attuale metodo ATC. L'Autorità ha preso parte attivamente ai gruppi di lavoro con gli altri regolatori della regione e con i TSO coinvolti, monitorando e valutando lo sviluppo di questa metodologia, con l'intento di assicurare che le nuove procedure di calcolo della capacità *flow-based* siano coerenti con gli obiettivi di integrazione del mercato e sicurezza operativa del sistema elettrico nazionale.
Sempre con riferimento all'implementazione del regolamento CACM, nel corso del 2024, ARERA e il regolatore montenegrino REGAGEN hanno avviato i lavori del gruppo di implementazione del progetto di *market coupling* tra Italia e Montenegro, di cui fanno parte anche i gestori di rete Terna e CGES e i gestori di mercato GME e BELEN. In tale ottica il Consiglio dei ministri dell'*Energy Community* aveva adottato, già a fine 2022, i principali regolamenti di mercato (CACM, FCA SOGL, ER e *Balancing*) in una versione adattata per la Regione balcanica, stabilendo in particolare la creazione della Regione per il calcolo della capacità Italia-Montenegro, nell'ambito della quale verranno sviluppate e approvate le metodologie previste dal regolamento CACM e già adottate per l'Italia con riferimento alle Regioni *Italy North* e *Greece-Italy*.

Codice di rete europeo per la *demand response*

Ai sensi dell'articolo 59(1)(e) del regolamento elettrico 943/2019, la Commissione europea ha avviato nel 2021 i lavori volti a definire un Codice di rete per armonizzare le regole di partecipazione ai mercati della *demand response*, ivi inclusi gli accumuli e la generazione distribuita. Nel corso del 2022 ACER, in cooperazione con tutti i regolatori europei, ha sviluppato e approvato le *framework guidelines* di riferimento, alle quali dovranno attenersi i soggetti incaricati alla stesura del futuro codice di rete. A marzo 2023 la Commissione europea ha formalmente invitato ENTSO-E e DSO Entity a elaborare e trasmettere ad ACER una proposta per il codice di rete su *demand response*, in linea con i principi stabiliti dalle *framework guidelines*. Tale proposta è stata formalmente inviata a maggio 2024. Nel corso dell'anno l'Autorità ha partecipato attivamente ai gruppi di lavoro coordinati da ACER, per contribuire alla revisione del codice e alla formulazione della raccomandazione formale da parte di ACER alla Commissione europea.
L'obiettivo dell'Autorità è stato quello di orientare le regole e le procedure verso approcci non

[119] Decisione 4/2024 del 19 marzo 2024.

discriminatori e non sbilanciati, evitando sussidi ingiustificati a favore delle risorse distribuite e flessibili, in linea con il quadro regolatorio nazionale definito nell'ambito dei progetti pilota.

Regolamento (UE) 943/2019 – Adeguatezza

A seguito delle previsioni del regolamento (UE) 943/2019, ENTSO-E ha sviluppato una serie di metodologie per la determinazione del valore dell'energia non fornita (VoLL), del costo del nuovo entrante (CoNE) e dello standard di adeguatezza (RS) e per la valutazione europea di adeguatezza (*European Resource Adequacy Assessment* – ERAA), approvate da ACER nel corso del 2020 (si veda in particolare la decisione n.24/2020).
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 a ENTSO-E 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 dovrebbe essere pienamente attuata da ENTSO-E con l'ERAA 2024. Nel frattempo, ENTSO-E ne ha implementate delle versioni semplificate nel 2021 (ERAA 2021) e nel 2022 (ERAA 2022), che ACER ha deciso di non approvare proprio in considerazione del fatto che tali semplificazioni ne avrebbero potenzialmente compromesso l'affidabilità (sovrastimando, secondo l'Agenzia, il rischio di adeguatezza).
Il 15 dicembre 2023, ENTSO-E ha presentato ad ACER, per approvazione, i risultati dell'ERAA 2023, comprendente lo Scenario A (di riferimento) e un ulteriore Scenario B (di sensitività), come richiesto dal regolamento. L'analisi di ENTSOE conclude che:

- l'adeguatezza a livello nazionale dipende fortemente dalle ipotesi relative all'evoluzione dei sistemi elettrici dei paesi confinanti e, pertanto, evidenzia l'importanza del coordinamento regionale nel processo decisionale (si pensi all'introduzione del *capacity market*);
- nel breve e medio termine (anni target 2025 e 2028), le valutazioni economiche indicano l'esistenza di una significativa quantità di capacità a rischio di smantellamento che non sarà rimpiazzata da altrettanti investimenti sul medesimo arco temporale. Ciò si traduce nella potenziale riduzione dei margini disponibili con rischi di adeguatezza in alcuni paesi e soprattutto la criticità di mantenere l'attuale ritmo di integrazione delle fonti rinnovabili;
- nel lungo termine (anni target 2030 e 2033), le valutazioni economiche mostrano rischi importanti per il parco di generazione termoelettrica ipotizzato e, contemporaneamente, nuovi potenziali investimenti significativi (principalmente centrali elettriche a gas naturale), innescati dagli elevati prezzi di mercato, attesi per alcune ore dell'anno (c.d. ore di scarsità). Nel 2033, i paesi con la maggiore capacità a rischio risultano essere Gran Bretagna, Polonia, Italia, Repubblica Ceca, Cipro, Germania, Lussemburgo, Ungheria, Danimarca, Serbia, Francia, Belgio.

Per la prima volta, l'ERAA 2023 modellizza la regola di aggiustamento automatico del *cap* dei prezzi di mercato sulla base della decisione ACER n.1/2023 (che dall'attuale 4.000 €/MWh salirebbe, nelle simulazioni, fino a 8.500 €/MWh), la cui principale conseguenza, almeno in teoria, sarebbe quella di stimolare gli investimenti e quindi favorire un sistema relativamente adeguato nei prossimi anni, anche considerata la modellizzazione semplificata del premio al rischio. Ciò è in particolar modo riscontrabile nello Scenario A (*central reference*, di riferimento per l'eventuale introduzione del *capacity market* ai sensi del regolamento (EU) 943/2019), laddove lo Scenario B (*sensitivity*), seppure per semplificazioni metodologiche, riflette una minore propensione alla realizzazione di investimenti

puramente a mercato.
Con la decisione n.6/2024 del 2 maggio 2024, ACER ha approvato per la prima volta l'ERAA riconoscendo in particolare che l'analisi prodotta da ENTSO-E ha migliorato la coerenza delle ipotesi utilizzate nella modellizzazione dei rischi di adeguatezza e dei comportamenti di investimento, considerando correttamente l'evoluzione della rete europea nel tempo e gli obiettivi di emissioni di gas serra dell'UE per il 2030.
Tuttavia, affinché l'ERAA sia pienamente conforme alla metodologia e rappresenti uno strumento affidabile per i responsabili politici, l'ACER ritiene che l'ENTSO-E debba rafforzare l'ERAA 2024 adottando approcci di modellizzazione più robusti con particolare riferimento alle strategie di investimento in *asset* di generazione e stoccaggio, stimando la capacità interzonale adottando l'approccio *flow-based* e garantendo una maggiore coerenza con le regole del mercato europeo.

Regolamento (UE) 943/2019 – Rendite di congestione

L'articolo 19 del regolamento (UE) 943/2019 prevede che le rendite di congestione siano primariamente utilizzate per garantire la disponibilità della capacità per gli scambi fra le zone di mercato o per manutenere 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 ACER (si veda la decisione ACER n.38/2020).

In tale quadro l'Autorità nell'aprile 2024 ha pubblicato[120] i dati relativi al saldo dei proventi e degli oneri derivanti dalle procedure di assegnazione della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione con l'estero e sui confini tra zone di mercato interne al territorio italiano per il periodo gennaio 2023-dicembre 2023. Differentemente dal passato, a partire dalla rendicontazione relativa al 2023, i valori sono determinati al lordo dei costi di *firmness* e della remunerazione dei diritti di trasmissione fisica o finanziaria a lungo termine non nominati (secondo quanto previsto dalla raccomandazione ACER n. 01/2022). Tali valori sono riportati nella Tavola 3.9 per la quota parte spettante a Terna, suddivisi per frontiera e includendo anche le rendite relative ai confini tra zone d'offerta interni all'Italia.

Tavola 3.9 Rendite di congestione alle frontiere relative all'anno 2023

CONFINE	RENDITA (M€)
Austria	37,18
Francia	673,57
Grecia	63,82
Montenegro	47,98
Slovenia	92,28
Svizzera	270,55
Zone interne	169,10
TOTALE	1.354,48

Fonte: Terna.

Le rendite di congestione al netto dei costi di *firmness* e della remunerazione dei diritti non nominati

[120] Delibera 9 aprile 2024, 137/2024/I/eel.

(quota parte Terna, quindi spettanti al sistema italiano) per il periodo gennaio-dicembre 2023 ammontano a circa 922 M€ (contro gli 832 M€ del 2022), 737 dei quali relativi all'allocazione della capacità alle frontiere con l'estero e i restanti 185 relativi ai confini tra zone d'offerta interni all'Italia (valore dato dalla somma delle rendite nazionali pari a 169 M€ e il saldo CCC pari a +16 M€).

Con il dell'aprile 2024 l'Autorità nel ha, inoltre, confermato che tali proventi sono stati utilizzati da Terna in conformità agli scopi previsti dall'articolo 19, comma 2, del regolamento (UE) 943/2019 e che nessun provento è stato utilizzato al fine di ridurre tariffe di rete.

3.2 Concorrenza e funzionamento dei mercati

3.2.1 Mercati all'ingrosso

La mostra il bilancio dell'energia elettrica in Italia nel 2024 a confronto con quello dell'anno precedente; i dati sono di fonte Terna e per il 2024 sono provvisori.

Tavola 3.10 Bilancio di Terna dell'energia elettrica in Italia

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI (GWh)	2023	2024(A)	VARIAZIONE
Produzione lorda	264.708	273.295	3,2%
Servizi ausiliari	8.146	9.435	15,8%
Produzione netta	256.562	263.860	2,8%
Ricevuta da fornitori esteri	54.572	55.908	2,4%
Ceduta a clienti esteri	3.321	4.908	47,8%
Destinata ai pompaggi	2.186	2.074	-5,1%
Assorbimento accumuli stand alone	12	135	1060,8%
Disponibilità per il consumo	305.616	312.650	2,3%
Perdite di rete	18.244	19.577	7,3%
Consumi al netto delle perdite	287.372	312.650	2,0%

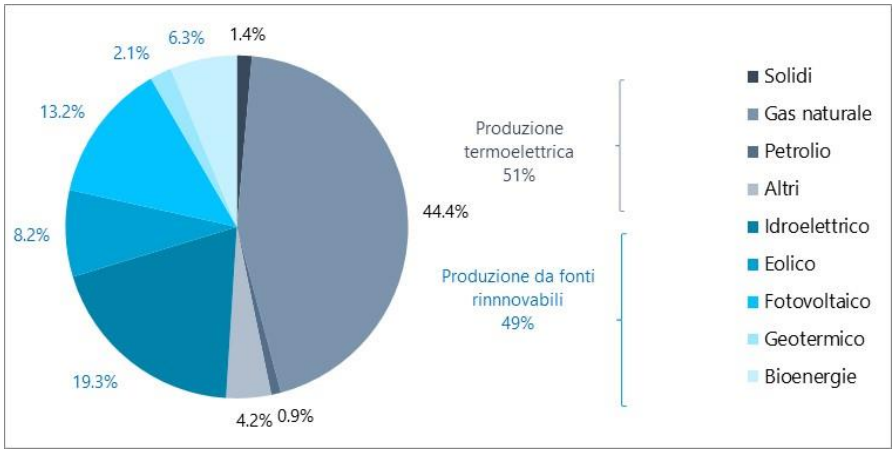
(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione ARERA su dati Terna.

Nel 2024 la richiesta di energia elettrica è risultata pari a circa 312,7 TWh, in aumento del 2,3% rispetto al 2023. Tenuto conto che le perdite di rete sono state pari a 19,6 TWh, i consumi di elettricità sono saliti a 312,7 TWh dai 287,4 TWh registrati l'anno prima. La ripresa ha interessato quasi tutti i settori (vedi oltre). L'energia disponibile per il consumo è stata soddisfatta per l'84,4% dalla produzione nazionale netta e per il restante 16,3% dal saldo con l'estero. La produzione nazionale netta è aumentata del 2,8% rispetto all'anno precedente a fronte di un aumento del 2,4% delle importazioni e una crescita del 47,8% dell'energia destinata alle esportazioni.

Anche la produzione nazionale lorda di energia elettrica è aumentata da 264,7 a 273,3 TWh (+3,2%). In particolare, si è registrata una diminuzione del 6% della produzione termoelettrica a fronte di un aumento del 14,9% della produzione di energia da fonti rinnovabili.

Figura 3.3 Produzione lorda per fonte nel 2024



Fonte: Terna, dati provvisori.

Nell'ambito della generazione termoelettrica, la diminuzione più rilevante si è verificata nella produzione da solidi (-70,8%) e da prodotti petroliferi (-30,4%), mentre la generazione da gas naturale è lievemente cresciuta (2,1%).

Nel caso delle fonti rinnovabili, che nel 2024 hanno concorso per il 49% () al *mix* della produzione elettrica nazionale (la stessa quota nell'anno precedente era pari al 44%), si è registrata una diminuzione solo nella generazione eolica (-5,6%) e una piccola contrazione in quella geotermica (-0,8%), mentre sono nettamente aumentate la produzione idroelettrica (+30,2%) e quella fotovoltaica (17,2%); un incremento significativo, 7,4%, ha registrato anche la generazione da bioenergie.

La riporta per le fonti termoelettrica, rinnovabile e mista il numero dei produttori, la potenza disponibile e la relativa produzione nel 2024, utilizzando i dati raccolti dall'Indagine annuale sui settori regolati svolta dall'Autorità, che quest'anno copre l'89% della generazione lorda indicata da Terna (nei dati provvisoriamente rilasciati). La tavola mostra che gli operatori di tipo misto, con generazione sia termoelettrica sia rinnovabile, detengono gran parte della potenza complessiva, cioè 49.050 MW (il 43% di tutta la potenza) e rappresentano, come di consueto, poco più del 3% dei produttori di energia che hanno partecipato alla rilevazione (sono 574 su 17.542); il loro apporto percentuale alla generazione complessiva è diminuito ancora rispetto allo scorso anno, essendo sceso dal 37,3% al 32,6% (79,5 sui 244,2 TWh complessivi).

Tavola 3.11 Produttori, impianti e generazione di energia elettrica nel 2024

PRODUTTORI, IMPIANTI E GENERAZIONE PER FONTE	TERMOELETTRICO	RINNOVABILI	MISTO	TOTALE
Numero produttori	437	16.531	574	17.542
Potenza lorda (MW)	22.539	42.587	49.050	114.176
Generazione lorda (TWh)	70,7	94,0	79,5	244,2

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La quota della generazione lorda dei primi tre gruppi societari, Enel, Eni ed Edison, è risultata in diminuzione al 28,6% (era al 34,3% nel 2023), soprattutto a causa della diminuzione della quota di Enel (da 16,9% a 13,4%) e di Edison (da 7,9% a 6,1%), ma per tali gruppi, si registra una generale diminuzione attribuibile al calo della generazione termoelettrica. Sono rimasti, rispettivamente, in quarta e in quinta posizione i gruppi A2A (quest'anno con il 5,7% contro il 5,9% del 2023) e il gruppo EPH (con il 4,3% anziché il 4,8% del 2023). L'indice di Herfindahal-Hirschman (HHI) sulla generazione lorda, sempre molto basso nel tempo, è risultato pari a 396 è in notevole diminuzione rispetto al 2023 (537).

Nel 2024 la potenza lorda complessiva rilevata dall'Indagine annuale si è attestata sui 114,2 GW (dato provvisorio), che si ripartisce tra un 51% di rinnovabile e un 49% di termoelettrica[121]. La massima potenza richiesta dal sistema elettrico è stata registrata il 19 luglio quando ha raggiunto 57,9 GW (in diminuzione rispetto al picco 2023, quando il fabbisogno di potenza alla punta raggiunse 58,5 GW). Il picco estivo non ha, comunque, più raggiunto la punta massima assoluta per il sistema elettrico italiano, registrata nell'estate 2015, pari a 60,5 GW.

I gruppi con una quota di capacità lorda installata superiore al 5% sono quattro, gli stessi del 2023: Enel, A2A, Edison ed Eni. La percentuale di capacità detenuta dai primi tre gruppi è del 38,3%. L'indice

[121] Il dato provvisorio di Terna è di circa 137 GW.

HHI relativo alla capacità lorda è pari a 762.

Il picco massimo di domanda, pari a circa 57,9 GW, è stato registrato nella giornata del 19 luglio tra le 14 e le 15.

Tavola 3.12 Evoluzione della richiesta e della capacità installata nel settore elettrico

ANNO	RICHIESTA(A) (TWh)	DOMANDA DI PUNTA (GW)	CAPACITÀ INSTALLATA NETTA (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	89,4	5	57,1
2007	339,9	56,8	93,6	5	54,7
2008	339,5	55,3	98,7	5	52,0
2009	320,3	51,9	101,6	5	50,6
2010	326,2	56,4	106,6	5	48,2
2011	332,3	56,5	118,8	4	43,6
2012	325,5	54,1	124,6	3	41,2
2013	316,0	53,9	124,5	3	39,1
2014	308,2	51,6	121,8	3	41,2
2015	315,0	60,5	117,0	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	117,2	5	33,6
2022	312,4	57,4	120,9	5	34,4
2023	303,4	58,5	127,8	4	34,3
2024(B)	310,6	57,9	135,3	4	28,6

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

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

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*[122]) agli strumenti incentivanti di tipo *feed in premium*[123]. Il costo annuale per la collettività degli incentivi in modalità *feed in tariff* dipende dalla quantità di energia elettrica prodotta e dai prezzi medi di mercato e può divenire negativo quando i costi sostenuti dal GSE per l'erogazione delle tariffe fisse onnicomprensive siano inferiori rispetto ai ricavi che ottiene per la vendita di tale energia

[122] *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.

[123] *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.

sui mercati all'ingrosso, mentre al più si azzera nel caso del *feed in premium variabile*.

Complessivamente, l'incentivazione delle fonti rinnovabili è costata nel 2024 circa 8,9 miliardi di euro, in aumento del 26% rispetto all'anno precedente. Le risorse per il sostegno alle fonti rinnovabili sono in generale poste a valere sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A_{SOS}. A valere sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate sono posti anche i costi relativi ai regimi commerciali speciali (prezzi minimi garantiti e scambio sul posto). Nel periodo compreso tra il 1° ottobre 2021 e il 31 marzo 2023 tali costi sono stati posti a carico della fiscalità generale.

Nell'anno gli strumenti incentivanti hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica pari a circa 53,5 TWh, il 36% della quale è stata prodotta da impianti fotovoltaici, il 25% da impianti eolici, il 22% dalle biomasse, il 14% attraverso impianti idrici e, infine, il 2% dalla fonte geotermica. Rispetto al 2023, l'idrico e le biomasse hanno registrato un piccolo aumento, rispettivamente di 0,9 e 0,2 TWh, mentre le altre fonti hanno registrato un calo. In particolare, è diminuita la produzione incentivata proveniente da impianti eolici (-2,7 TWh) e quella da fonte solare (-0,8 TWh).

Nel 2024 le importazioni sono cresciute di circa 1,3 TWh rispetto all'anno precedente, essendo passate da 54,6 a 55,9 TWh (+2,4%). Però anche le esportazioni sono aumentate, e in misura percentualmente più elevata, da 3,3 a 4,9 TWh (+47,8%); di conseguenza il forte incremento del saldo estero registrato nel 2023 non si è ripetuto nel 2024. Se nel 2023 l'elettricità estera entrata nel sistema italiano era cresciuta del 19,2%, nel 2024 è diminuita dello 0,5%. Poiché la richiesta di energia elettrica (nei dati provvisori di Terna) è stata di 312,7 TWh, la copertura del fabbisogno nazionale da parte dell'elettricità estera è quindi lievemente scesa al 16,3% dal 16,8% registrato lo scorso anno, ma resta una delle più alte degli ultimi vent'anni. Rispetto al 2023, nel 2024 abbiamo importato circa 2,6 TWh in più dalla Francia, circa 500 GWh in più dalla Svizzera, in netto calo, invece, le importazioni dalla Slovenia (circa 1,6 TWh in meno), da Malta e dal Montenegro. In conseguenza delle variazioni nei volumi, sono leggermente mutate rispetto agli anni scorsi le quote di importazione: nel 2024 è la Francia il paese da cui proviene la maggior parte (41,4%) del nostro saldo estero, a seguire troviamo la Svizzera con una quota pari al 40% e subito dopo la Slovenia, con l'8,4%.

La struttura del mercato elettrico

Il Gestore dei mercati energetici (GME) si occupa della gestione dei mercati elettrici, storicamente ripartiti tra Mercato a pronti dell'energia (MPE) – a sua volta articolato nel Mercato del giorno prima (MGP), nel Mercato infragiornaliero (MI) e nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) – e Mercato a termine dell'energia elettrica (MTE) con obbligo di consegna fisica dell'energia. Il GME raccoglie infine le offerte sul Mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento, ovvero l'ex Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) gestito da Terna.

Nel corso del 2024, non si sono registrati cambiamenti nel processo di estensione dell'accoppiamento del mercato del giorno prima italiano coi mercati del giorno prima degli altri stati europei (c.d. *market coupling*), iniziato nel 2011 con l'accoppiamento tra il mercato italiano e quello sloveno. Alla fine del 2022, pertanto, gli stati aderenti al *Single Day-Ahead Coupling* (SDAC) erano ancora 26[124]. Con riferimento ai confini nazionali, permane l'allocazione esplicita della capacità

[124] Austria, Belgio, Bulgaria, Cechia, Croazia, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Italia, Irlanda, Lettonia, Lituania,

di trasporto tra Italia e Svizzera e tra Italia e Montenegro.

Il 1° giugno 2022 è diventata operativa la piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento dalle riserve per il ripristino della frequenza con attivazione automatica, meglio conosciuta come PICASSO *(Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation)* mentre il 5 ottobre 2022 è diventata operativa la piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento dalle riserve per il ripristino della frequenza con attivazione manuale, meglio conosciuta come MARI (*Manually Activated Reserves Initiative*). Terna ha iniziato a utilizzare la piattaforma PICASSO il 19 luglio 2023, mentre per l'accesso alla piattaforma MARI ha ottenuto una deroga fino al 24 luglio 2024. La partecipazione operativa alla piattaforma PICASSO è stata però sospesa in data 15 marzo 2024 ed è stato chiesto a Terna di elaborare un cronoprogramma per valutare i rischi sia del reingresso nella suddetta, piattaforma sia della partecipazione alla piattaforma MARI[125].

Al 31 dicembre 2024 gli operatori iscritti al mercato elettrico erano 376 (26 in più del 2023) e 417 per la piattaforma dei contratti bilaterali PCE (29 in più rispetto al 2023).

Contrattazione in Borsa e contrattazione bilaterale

Nel 2024 la quantità di energia elettrica scambiata nel MGP nel Sistema Italia è risultata pari a 283,9 TWh, in aumento del 2,1% rispetto al 2023. Sono aumentati, in particolare, i volumi contrattati in borsa (226,8 TWh; +8%), a scapito delle contrattazioni bilaterali registrate sulla PCE (57,1 TWh; -16,1%), quasi interamente riferite a zone nazionali (e).

Tavola 3.13 Mercato del giorno prima dell'energia elettrica

ANNO	CONTRATTAZIONI SUL MGP (TWh)		
	Complessive	*di cui Borsa*	*di cui bilaterali*
2010	318,6	*199,5*	*119,1*
2011	311,5	*180,4*	*131,1*
2012	298,7	*178,7*	*120,0*
2013	289,2	*206,9*	*82,3*
2014	282,0	*185,8*	*96,1*
2015	287,1	*194,6*	*92,5*
2016	289,7	*202.8*	*86.9*
2017	292,2	*210,9*	*81,3*
2018	295,6	*213,0*	*82,6*
2019	295,8	*213,3*	*82,6*
2020	280,2	*209,8*	*70,3*
2021	290,4	*221,3*	*69,1*
2022	289,2	*210,9*	*78,3*
2023	278,0	*209,9*	*68,1*
2024	283,9	*226,8*	*57,1*

Fonte: Elaborazione ARERA su dati GME.

Lussemburgo, Norvegia, Olanda, Polonia, Portogallo, Romania, Slovacchia, Slovenia, Spagna, Svezia e Ungheria.

[125] Come disposto dalla delibera del 27 febbraio 2024, 60/2024/R/eel.

Tavola 3.14 Contratti bilaterali acquistati nel settore elettrico

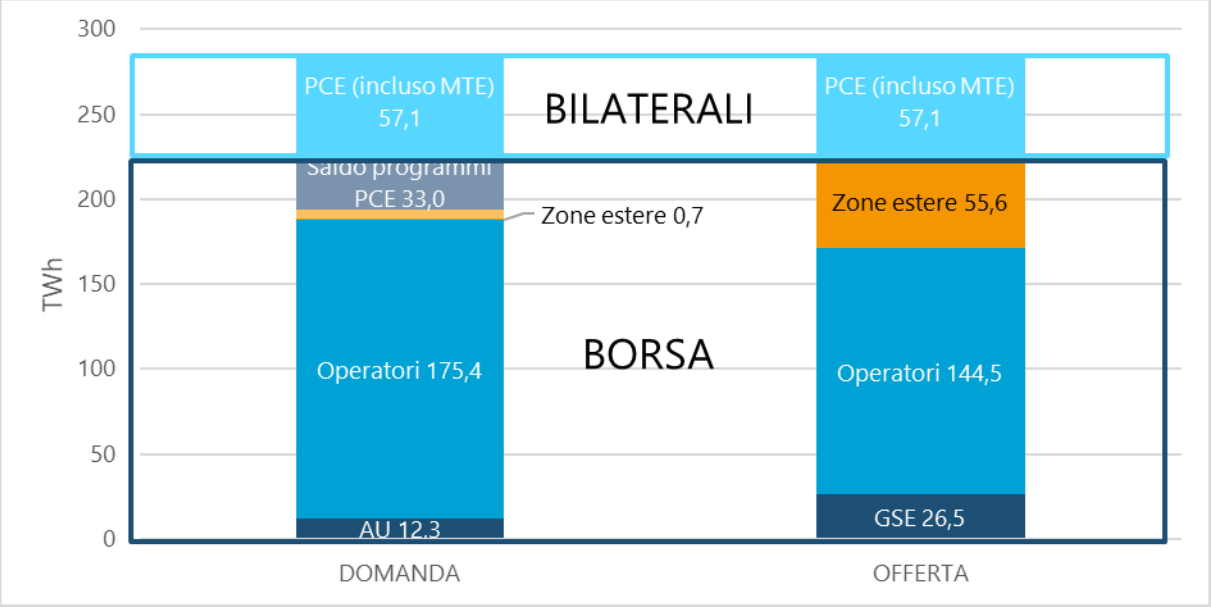
CONTRATTI (GWh)	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Nazionali	129.368	114.745	112.531	106.736	96.914	90.089
di cui Acquirente unico	-	-	0,02	-	186	317
di cui altri operatori	129.368	114.745	112.531	106.736	96.728	89.772
Esteri	-	4	34	19	2	6
Saldo programmi PCE	-46.804	-44.403	-43.445	-24.490	-28.861	-32.967
Contratti bilaterali	82.564	70.346	69.121	78.265	68.055	57.128

Fonte: Elaborazione ARERA su dati GME.

Sono aumentati anche gli scambi con l'estero, trainati da un aumento delle importazioni, per un totale di 57,4 TWh (+3%) e pari al 25% delle vendite totali in borsa, e al 3% delle vendite bilaterali. Peraltro, anche le esportazioni sono risultate in crescita, per un totale di 5,4 TWh (+41%), negoziati quasi totalmente in borsa. A seguito del termine del servizio di maggior tutela per i clienti domestici non vulnerabili, è diminuita ancora la quota di volumi contrattati dall'Acquirente unico (13 TWh; -32%), mentre sono aumentate le vendite del GSE (26 TWh; +8%), che insieme rappresentano il 7% dei volumi scambiati (-1% rispetto al 2023) ().

I volumi complessivamente venduti sulle zone nazionali sono saliti a 227 TWh (+2% rispetto al 2023); essi rappresentano l'80% delle vendite sull'intero sistema. A livello zonale è da evidenziare una crescita dei volumi approvvigionati nelle zone Nord (120 TWh; +7%) e Centro-Sud (27 TWh; +8%), mentre un calo ha interessato i volumi approvvigionati al Sud (40 TWh; -9%) e in Sicilia (13 TWh; -12%).

Figura 3.4 Composizione della domanda e dell'offerta di energia elettrica nel 2024



Fonte: Elaborazione ARERA su dati GME.

Gli impianti termici hanno prodotto il 51% dell'energia, cioè 114 TWh, venduta sulle zone nazionali. Tali valori sono in calo rispetto al 2023, quando l'energia scambiata nelle zone nazionali e proveniente dagli impianti termici era risultata di 127 TWh, equivalenti al 57% del totale. La riduzione ha toccato tutte le relative fonti di combustibile: il carbone (3,7 TWh; -59%) è calato particolarmente

al Nord (-100%), il gas naturale (94 TWh; -3%) è diminuito in Sicilia (-29%), ma aumentato al Centro-Sud (+84%), mentre l'olio combustibile (0,3 TWh; -93%) è diminuito soprattutto al Sud (-100%).

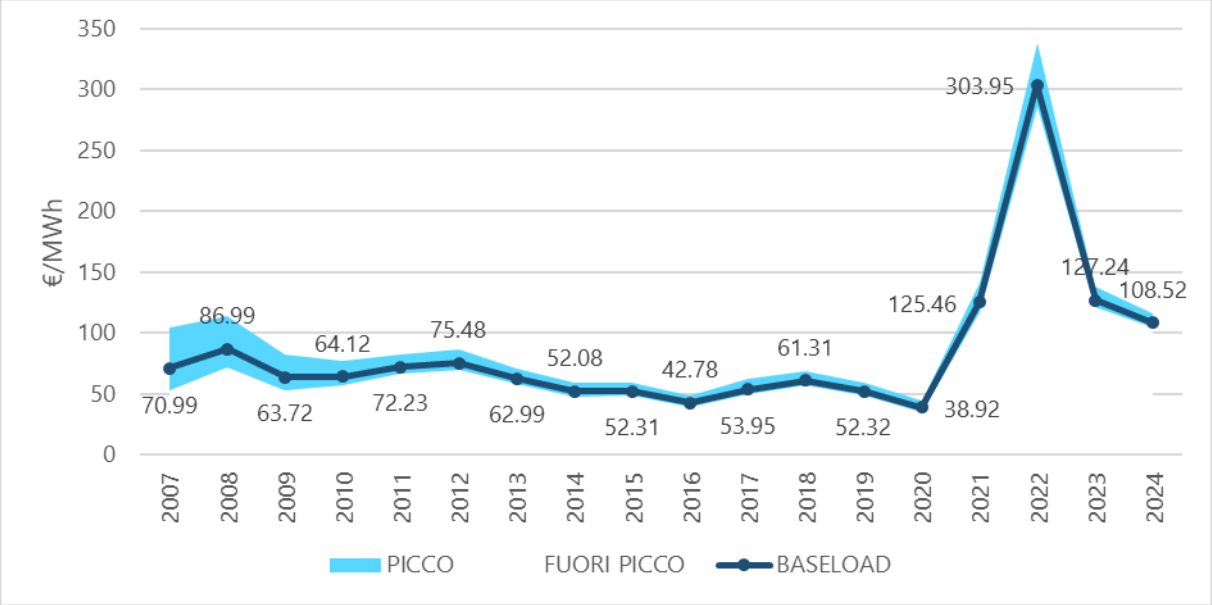
Sono cresciute, invece, le vendite da impianti alimentati da fonti rinnovabili (109 TWh; +16%) che ammontano al 49% delle vendite totali (+6% rispetto al 2023). In particolare, è aumentata di 6 punti percentuali la quota dell'idroelettrico con l'esclusione dei pompaggi (55 TWh; +31%), soprattutto al Nord (+47%), così come è salita di un punto percentuale la quota del fotovoltaico (3,3 TWh; +75%), aumentando particolarmente nelle isole (+264% in Sicilia e +104% in Sardegna). È rimasta, infine, stabile la quota prodotta da impianti eolici (21 TWh; -3%).

3.2.1.1 Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso

Il mercato del giorno prima

Il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica (PUN) nel 2024 è diminuito rispetto al 2023, attestandosi a 108,5 €/MWh (-14% rispetto al 2023); tale calo si è distribuito in tutte e tre le fasce orarie: 116 €/MWh (-16%) nelle ore di picco, 108 €/MWh (-14%) nelle ore fuori picco dei giorni lavorativi e 100 €/MWh (-14%) nei giorni festivi ().

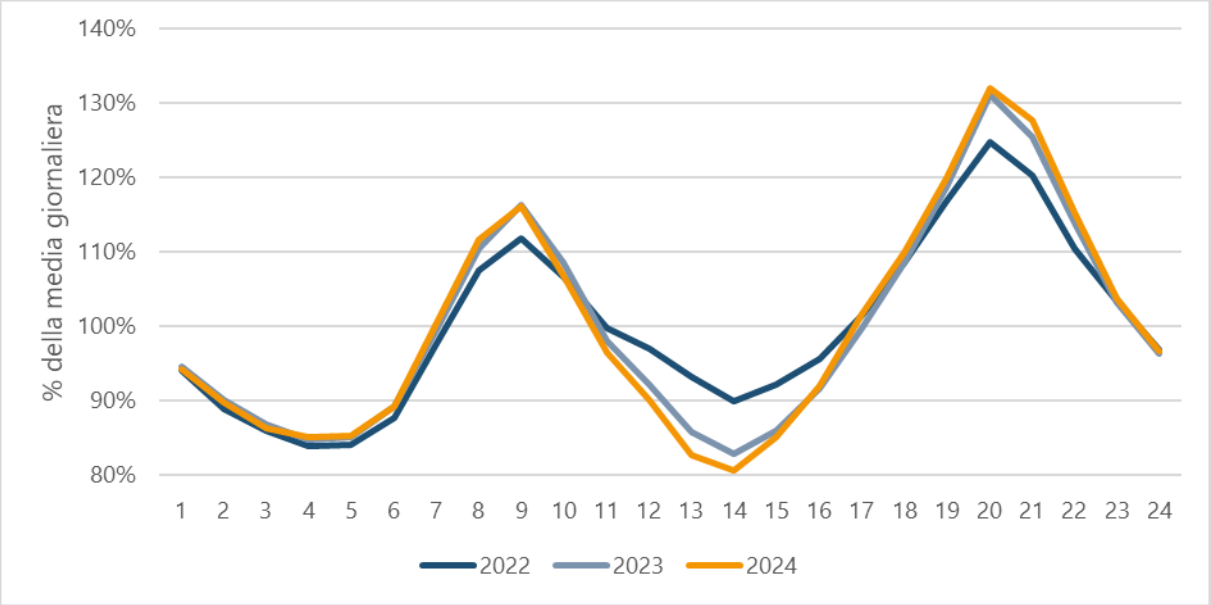
Figura 3.5 Andamento annuale del PUN e del differenziale picco/fuori picco



Fonte: GME.

Osservando il profilo orario (), nel 2024 è rimasto costante lo scarto dalla media giornaliera delle ore del mattino "1-8" (91%; come nel 2023), mentre è leggermente diminuito il differenziale delle ore di picco "9-19" (96%; -1% rispetto al 2023) ed è aumentato seppur di poco il differenziale delle ore della sera "20-24" (113%; +1% sul 2023).

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

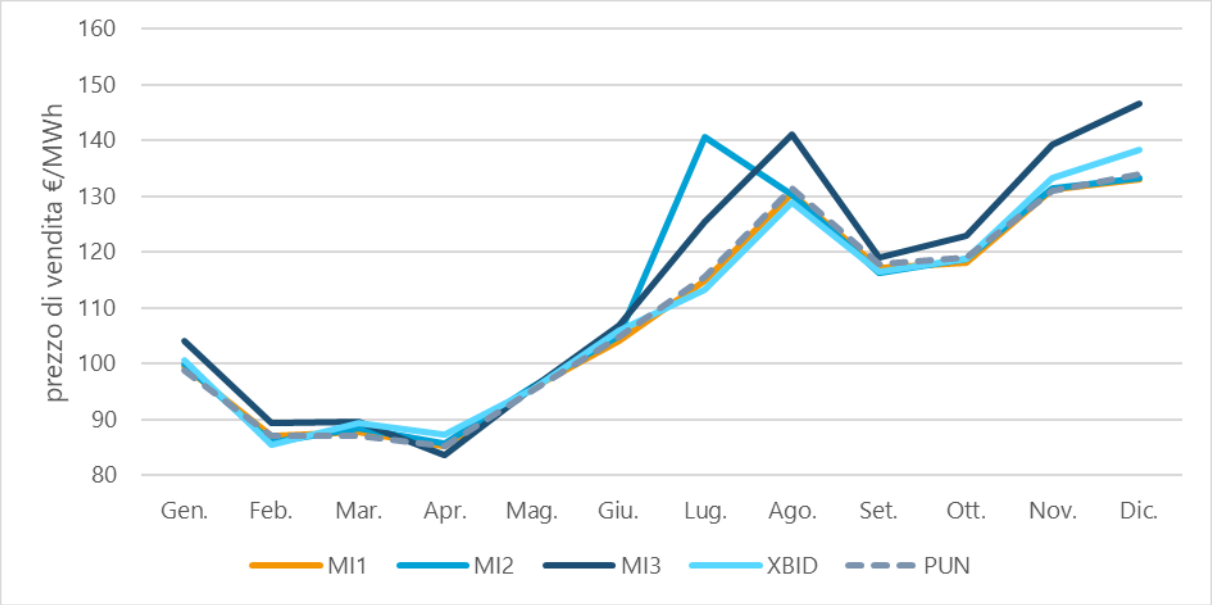


Fonte: GME.

Mercato infragiornaliero

I volumi complessivamente scambiati, nel 2024, nel Mercato infragiornaliero (35,4 TWh) sono risultati in significativo aumento rispetto all'anno precedente (+22%). La maggior parte di questi volumi (43%, -6 punti percentuali) è stata scambiata nella prima sessione ad asta MI-A1 (15 TWh; +3% rispetto al 2023); una quota minore è stata intermediata nelle rimanenti sessioni ad asta, rispettivamente il 17% nell'MI-A2 (5,9 TWh) e l'8% nell'MI-A3 (3 TWh), mentre i rimanenti volumi (32%; +9% rispetto al 2023) sono stati scambiati nella sessione in negoziazione continua XBID (11,5 TWh; +69% sul 2023).

Figura 3.7 Andamento mensile dei prezzi nel MI nel 2024



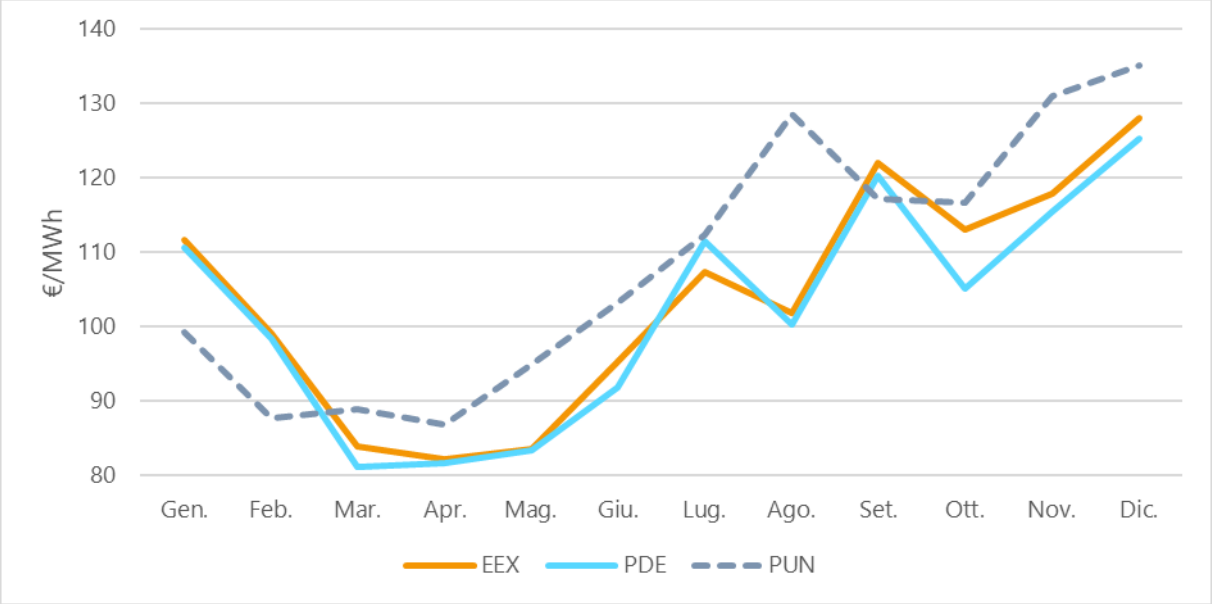
Fonte: GME.

I prezzi medi registrati sull'MI () si sono mantenuti fortemente correlati ai livelli medi dei corrispondenti valori del MGP, in particolare nella prima sessione ad asta (MI1) per la quale il differenziale medio annuo con il prezzo del MGP è risultato negativo e inferiore al punto percentuale in tutte le zone; tale differenziale è risultato, invece, positivo per tutte le zone nella seconda sessione ad asta (MI2), così come nella terza sessione ad asta (MI3) che si riferisce alle sole ore 13-24, registrando un +5,8% nella zona Sicilia. Nel corso dell'anno i prezzi medi mensili sono risultati sostanzialmente allineati con il relativo prezzo di vendita di MGP, tranne che nel mese di luglio per MI2 (con uno scarto medio di circa +15 €/MWh) e nei mesi di agosto, novembre e dicembre per MI3 (con uno scarto medio fino a +12 €/MWh).

Mercato a termine dell'energia

Nel mercato a termine gestito dal GME, relativamente ai prodotti standardizzati con consegna fisica, nel 2024 non si sono registrati abbinamenti; si sono avute, invece, 19 transazioni bilaterali a soli fini di *clearing*, per un totale di 85 GWh (-21% rispetto al 2023); tali transazioni riguardano il solo profilo *baseload* per scadenze perlopiù trimestrali e annuali. Dopo un periodo d'inattività durato otto anni, sono riprese sull'MTE le registrazioni di transazioni bilaterali a soli fini di *clearing*, per un totale di 107 GWh in 16 abbinamenti.

Figura 3.8 Andamento mensile nel 2024 delle quotazioni a termine del prodotto M+1 per mese di consegna



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

Osservando l'andamento delle quotazioni del prodotto a termine generalmente più liquido, ovvero il *baseload* mensile con scadenza nel mese immediatamente successivo (M+1), le negoziazioni degli operatori (dichiarate sulla piattaforma dei contratti a termine PDE, ai sensi del Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento[126]) hanno determinato, per il 2024, prezzi in calo nel primo trimestre fino a un

[126] Di cui alla delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08.

minimo di 81 €/MWh a marzo e in risalita fino a un massimo di 125 €/MWh a dicembre ().

Tale andamento risulta in linea con la tendenza registrata nel corso dell'anno dal sottostante PUN, fatta eccezione per il mese di agosto (-28 €/MWh).

Nel 2024 sono aumentate le negoziazioni nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG), che registra 509 transazioni (+70% rispetto al 2023), per un totale di 752 GWh scambiati, quasi unicamente per il profilo *baseload*. Con riferimento a quest'ultimo, il prezzo medio dei prodotti giornalieri di profilo *baseload* si attesta nell'intorno di 0,86 €/MWh (-30% rispetto allo scorso anno).

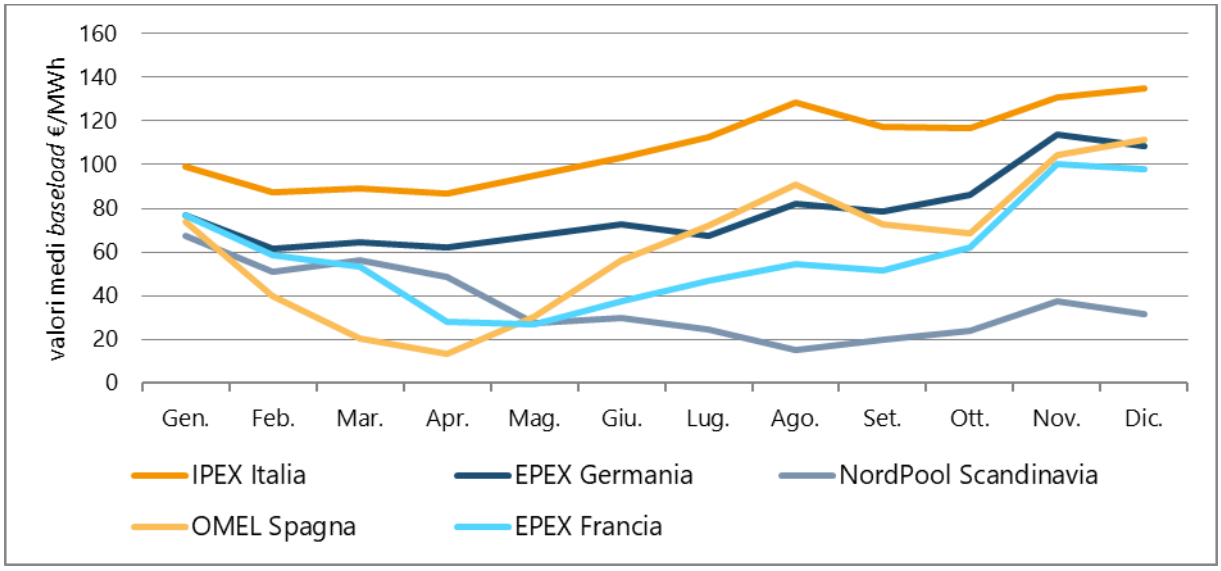
Il mercato italiano nel contesto europeo

Le quotazioni nelle borse europee nel 2024 hanno registrato ovunque una diminuzione rispetto al 2023, pur avendo avuto nel corso dell'anno andamenti oscillanti.

Nel primo trimestre dell'anno i prezzi hanno mantenuto in tutte le borse europee l'andamento in calo, almeno sino al mese di maggio (). Durante i mesi estivi, la discesa si è interrotta e le quotazioni hanno ripreso ad aumentare. Nell'ultimo mese, poi, si è registrata ancora qualche diminuzione.

Anche nel 2024 non si è quindi riassorbita la crisi energetica cominciata nel 2021 come dimostra il fatto che i prezzi medi osservati nel 2024 risultano ancora in media del 75% più elevati di quelli del 2019. Con l'eccezione della borsa scandinava, infatti, dove le quotazioni hanno completamente recuperato il livello del 2019, la quotazione media del 2024 è risultata ancora poco più che doppia in Italia e in Germania, e quasi del 50% più elevata in Francia e in Spagna.

Figura 3.9 Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2024 (valori medi *baseload*)



Fonte: Elaborazione ARERA su dati delle Borse elettriche europee.

In media d'anno i prezzi europei dell'elettricità si sono collocati in una fascia di prezzo compresa tra 36,1 €/MWh, il prezzo minimo registrato nel Nordpool, e 108,5 €/MWh, cioè il prezzo massimo registrato nella borsa italiana, replicando di fatto le storiche differenze connesse alle caratteristiche dei parchi di produzione nazionale. Il PUN italiano è tornato, infatti, a mostrare un andamento piuttosto distante dai prezzi che si sono affermati nelle borse di Spagna e Francia, perché è

fortemente dipendente dalla generazione a gas e per questo tende a subire in misura maggiore le oscillazioni che si producono sui mercati internazionali di questa fonte.

Quotazioni medio annue molto simili tra loro si sono osservate nel caso della spagnola OMEL (63 €/MWh) e della francese EPEX Francia (58 €/MWh), mentre a un livello intermedio si è collocato il prezzo della borsa tedesca EPEX Germania, pari a 78,5 €/MWh. La Germania, infatti, condivide con l'Italia un ampio uso del gas, ma il suo prezzo all'ingrosso è rimasto di circa 30 euro inferiore a quello italiano (come nel 2023), anche a causa dell'aumento dello *spread* tra il prezzo del gas sul mercato italiano (PSV) e quello del mercato tedesco (THE), nonché di quello del mercato di riferimento europeo (TTF), che nei mesi estivi si è ampliato fino a più di 3 €/MWh.

Un prezzo più basso, come sempre, si è osservato anche nell'area scandinava (36 €/MWh) che storicamente mostra prezzi discosti e inferiori a quelli i paesi presi in esame.

La discesa del prezzo più elevata si è manifestata nella borsa francese, dove il prezzo medio annuo ha registrato una diminuzione rispetto al 2023 del 40%. Un calo leggermente più contenuto, ma di entità molto simile, ha interessato i prezzi delle borse scandinava (-36%) e spagnola (-28%). La discesa più piccola si è manifestata nella borsa italiana, dove le quotazioni sono scese del 15% rispetto al 2023, mentre quelle della borsa tedesca sono diminuite del 18%.

I punti di massimo sono stati raggiunti negli ultimi due mesi dell'anno, quando le quotazioni hanno toccato 100 €/MWh in Francia, hanno superato 110 €/MWh in Germania e Spagna e sono arrivate a 135 €/MWh in Italia.

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

Monitoraggio del mercato all'ingrosso

In una fase evoluta della regolazione, la funzione di monitoraggio dei mercati all'ingrosso rappresenta lo strumento principale che l'Autorità possiede per valutare la struttura dei mercati e il loro corretto funzionamento, nonché il comportamento degli operatori e l'adeguatezza del sistema. Nel settore elettrico, l'Autorità si è quindi dotata[127], 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

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

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

Nel febbraio 2024 si è conclusa[128] l'istruttoria per approfondire le cause e per individuare possibili soluzioni in merito alle anomalie riscontrate nella formazione dei prezzi di sbilanciamento a seguito dell'avvio della partecipazione del sistema italiano alla piattaforma europea di bilanciamento PICASSO, in esito alla quale è stata pubblicata un'apposita Relazione[129]. Con il provvedimento di chiusura dell'istruttori, inoltre, l'Autorità ha stabilito che Terna (il TSO):

- sospenda, non appena tecnicamente possibile e comunque entro il 15 marzo 2024, la partecipazione operativa alla piattaforma PICASSO, in attesa dell'approvazione e dell'implementazione delle misure di mitigazione proposte dai TSO a livello europeo;
- approfondisca nelle sedi opportune le regole di risoluzione e di definizione di prezzo dell'algoritmo della piattaforma, per chiarire le potenziali incoerenze dei risultati emerse con l'analisi dei dati, dandone evidenza all'Autorità entro 2 mesi;
- invii entro 4 mesi, un rapporto sul fenomeno delle deviazioni persistenti di fabbisogno aFRR, che individui le cause, il legame con il dimensionamento delle riserve e delle proposte per possibili mitigazioni;
- elabori e invii, entro un mese all'Autorità per approvazione un piano di lavoro aggiornato per l'avvio della partecipazione alla piattaforma MARI.

Inoltre, ha dato mandato agli uffici dell'Autorità di approfondire, nell'ambito del monitoraggio ai sensi del TIMM e con la cooperazione di Terna, gli standard e il processo di approvvigionamento delle riserve negli ultimi anni, per giustificare la tendenza di riduzione e verificare il rispetto dei requisiti del regolamento (UE) 1485/2017 della Commissione del 2 agosto 2017 che stabilisce orientamenti in materia di gestione del sistema di trasmissione dell'energia elettrica, del regolamento (UE) 943/2019 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 sul mercato interno dell'energia elettrica, del *Frequency Control Block Operational Agreement* (LCBOA) e del Codice di rete di Terna.

Nel mese di ottobre, inoltre, l'Autorità ha avviato[130] un'indagine conoscitiva finalizzata alla valutazione degli esiti dei mercati elettrici ad asta con consegna a breve termine, nel biennio 2023-

[128] Con la delibera 27 febbraio 2024, 60/2024/R/eel, che ha concluso l'istruttoria avviata con la delibera 17 ottobre 2023, 475/2023/R/eel.

[129] Report on the formation of imbalance prices, following the start of the Italian TSO operation on the European 'PICASSO' platform for the exchange of AFRR.

[130] Con la delibera 8 ottobre 2024, 401/2024/R/eel.

2024. La delibera ha disposto la pubblicazione di un primo rapporto di indagine, entro il 31 marzo 2025, per la valutazione degli esiti del mercato del giorno prima e delle sessioni ad asta del mercato infragiornaliero e di un secondo rapporto, entro il 30 giugno 2025, per la valutazione degli esiti del mercato (dell'energia) di bilanciamento, tenendo debitamente conto anche dei risultati degli approfondimenti in corso ai sensi della conclusione dell'istruttoria sopracitata.

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, come modificato e integrato dal regolamento (UE) 1106/2024 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 aprile 2024, 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 2024 sono state condotte le attività preistruttorie derivanti *ex officio* dall'attività di monitoraggio dei mercati oppure da segnalazioni esterne di ordini e/o transazioni sospette nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale, potenzialmente abusive ai sensi del regolamento REMIT. Le suddette attività, in alcuni casi, sono state propedeutiche all'avvio di procedimenti sanzionatori.

L'Autorità ha, inoltre, partecipato al processo di revisione del regolamento REMIT, che ha portato all'adozione del regolamento (UE) 1106/2024, confrontandosi con l'ACER e con le autorità di regolazione nazionale degli altri paesi europei sulle tematiche oggetto di modifica e coordinando la propria posizione con gli uffici del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

Procedimenti sanzionatori in tema di mercato all'ingrosso

Nel 2024 è stato avviato un procedimento sanzionatorio per violazione delle disposizioni in materia di integrità e trasparenza dei mercati all'ingrosso di cui al regolamento REMIT. In particolare, è stata contestata all'operatore la violazione dell'articolo 4 del REMIT per non avere comunicato al pubblico in modo efficace e in tempo utile le informazioni privilegiate in suo possesso relative all'indisponibilità di un impianto di produzione. In tale procedimento la società ha presentato una proposta di impegni attualmente al vaglio dell'Autorità.

Nella medesima materia, si sono chiusi due procedimenti conclusisi con l'irrogazione di una sanzione amministrativa pecuniaria di 940.000 euro, è stata accertata la violazione dell'articolo 5 del REMIT recante il divieto di manipolazione dei mercati dei prodotti energetici all'ingrosso. In particolare, per la prima volta la condotta manipolativa sanzionata rientra nella fattispecie di cui al punto iii) dell'art. 2, numero 2), lettera a), del REMIT, consistendo nell'utilizzo di uno strumento fittizio o di qualsiasi

altra forma di raggiro o artifizio che invii, o sia suscettibile di inviare, segnali falsi o tendenziosi riguardanti l'offerta, la domanda o il prezzo di prodotti energetici all'ingrosso.

3.2.2 Mercato al dettaglio

Nel 2024, in base ai dati provvisori pubblicati da Terna, i consumi totali (al netto delle perdite) sono risultati pari a circa 293 TWh, in aumento del 2% rispetto a quelli del 2023. La flessione ha interessato tutti i settori (distinti secondo una nuova disaggregazione richiesta da Eurostat), eccetto i trasporti e la pesca che sono risultati in aumento di oltre il 5% ().

Tavola 3.15 Ripartizione dei consumi elettrici nazionali per settore finale

SETTORE PRODUTTIVO (GWh)	2023	2024(A)	VARIAZIONE
Energia	8.497	8.450	-0,5%
Industria	106.733	105.700	-1,0%
Trasporti	8.846	8.850	0,0%
Domestico	63.413	66.000	4,1%
Commercio e pubblici servizi	93.432	97.500	4,4%
Agricoltura/Foreste	6.089	6.236	2,4%
Pesca	244	229	-6,1%
Altri	107	109	1,5%
TOTALE	287.361	293.074	2,0%

(A) Dati provvisori.

Fonte: Terna.

Nell'ambito dell'Anagrafica operatori dell'Autorità, hanno dichiarato di aver svolto nel 2024 (anche per un periodo limitato dell'anno) l'attività di vendita di energia elettrica: 99 soggetti nel servizio di maggior tutela, 7 nel servizio a tutele graduali per i clienti domestici, 16 nel servizio a tutele graduali per le piccole imprese, 18 nel servizio a tutele graduali per le microimprese[131], 3 nella salvaguardia e 692 nel mercato libero.

593 delle 692 imprese che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere la vendita a clienti nel mercato libero (cioè l'86%) hanno risposto all'Indagine annuale, comunicando in 50 casi di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Tenendo conto che 47 società vendono energia sia nel mercato libero, sia in quello tutelato, che le imprese che operano nella salvaguardia e nei servizi a tutele graduali vendono energia anche nel mercato libero e/o nel servizio di maggior tutela (e sono quindi già conteggiate in quei segmenti), il totale delle imprese attive e che hanno operato nel mercato finale della vendita elettrica nel 2024 e hanno risposto all'Indagine annuale risulta pari a 642.

La presenta la ripartizione delle vendite finali di energia elettrica (al netto degli autoconsumi e delle

[131] I numeri dei venditori per i servizi a tutele graduali includono anche i soggetti che, pur non avendo partecipato alle aste, applicano le condizioni di tali servizi ai clienti che ne hanno diritto nelle isole non interconnesse.

perdite di rete) insieme al numero totale dei clienti[132] per tipologia di mercato, determinata sulla base dei dati dell'Indagine annuale dell'Autorità forniti dagli operatori elettrici: produttori, esercenti i servizi di maggior tutela, tutele graduali e di salvaguardia, grossisti e venditori del mercato libero. I risultati dell'Indagine raggiungono una copertura del 90% circa dei consumi finali stimati da Terna per il 2024[133], 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 3.16 Mercato finale della vendita di energia elettrica (al netto degli autoconsumi e delle perdite)

MERCATI E CLIENTI	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2023	2024	VARIAZ.	2023	2024	VARIAZ.
Servizio di maggior tutela	14.422	8.488	-41,1%	9.219	5.553	-39.8%
Domestico	13.728	8.488	-38,2%	8.866	5.553	-37.4%
Non domestico	694	0	-	353	0	-
Servizio a tutele graduali per i domestici		3.103	-	-	1.675	-
Servizio a tutele graduali microimprese(A)	1.547	1.516	-2,0%	827	829	0,3%
Servizio a tutele graduali piccole imprese(A)	1.506	1.238	-17,8%	93	77	-16,8%
Servizio di salvaguardia	5.119	3.563	-30,4%	98	80	-18,2%
Mercato libero	220.458	225.075	2,1%	27.146	29.399	8,3%
Domestico	42.343	47.169	11,4%	21.423	23.222	8,4%
Non domestico	178.114	177.906	-0,1%	5.723	6.177	7,9%
MERCATO FINALE	243.051	242.983	-0,0%	37.382	37.613	0,6%

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

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La principale novità del 2024 è il consistente passaggio tra i mercati dei clienti domestici, dovuto alla cessazione del servizio di maggior tutela per la generalità della clientela domestica e alla nascita del nuovo servizio a tutele graduali per coloro che, anche al termine del servizio di tutela, non hanno scelto un fornitore nel mercato libero. Come verrà descritto più in dettaglio più oltre, dal 1° luglio 2024 il servizio di maggior tutela è riservato ai clienti domestici vulnerabili[134].

I dati evidenziano, inoltre, che la fase di riduzione dei consumi, cominciata nel 2022 e peggiorata nel 2023, nel 2024 ha subito una battuta d'arresto: secondo i dati raccolti, infatti, dopo il lieve calo del 2022 (-0,3%) e quello più rilevante (-3,6%) del 2023, nel 2024 i consumi di energia elettrica sono rimasti stabili con vendite complessive pari a 243 TWh a 37,6 milioni di clienti (Tav. 2.28). Rispetto al 2023 i punti di prelievo, invece, sono aumentati di circa 230.000 unità (0,6%).

[132] 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).

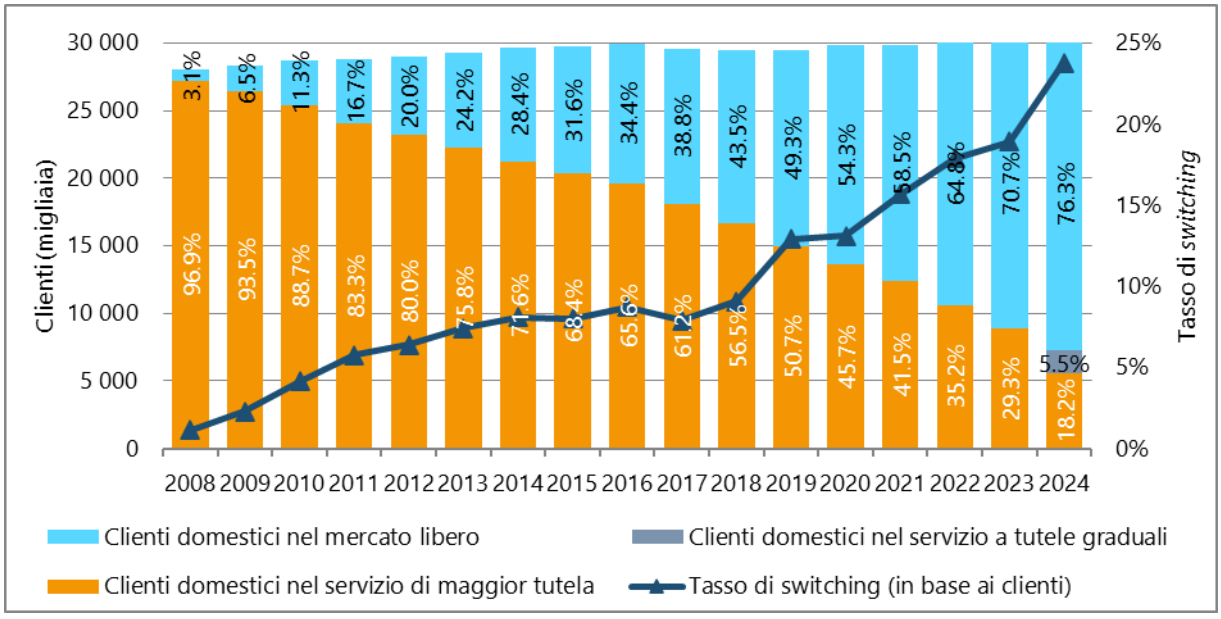
[133] Per ottenere la percentuale indicata, occorre sommare ai consumi finali esposti nella tavola 3.15 anche i quantitativi che nell'Indagine sono stati dichiarati come autoconsumi (propri e di gruppo) che non sono inclusi nella tavola.

[134] Ovvero coloro che si trovino in almeno una delle seguenti condizioni: hanno compiuto 75 anni, hanno diritto a ricevere il bonus sociale elettrico o siano soggetti con disabilità (ai sensi dell'art. 3 della legge 104/1992), si trovino in una struttura abitativa di emergenza a seguito di eventi calamitosi, siano ubicati in un'isola minore non interconnessa.

La stabilità dei consumi complessivi è il risultato di un calo nelle vendite ai clienti non domestici che è stato controbilanciato dall'aumento di quelle alla clientela domestica. Infatti, il settore domestico ha acquistato complessivamente 58,8 TWh contro i 56,1 TWh del 2023, registrando così un aumento del 4,8%. Al contrario, l'energia acquisita dal settore non domestico è diminuita da 185,4 a 184,2 TWh, evidenziando quindi un calo dello 0,7% e restando quindi ancora distante dai livelli pre-Covid (198 TWh nel 2019) che erano stati in parte recuperati nel 2022.

Nel 2024 il numero di punti di prelievo domestici ha raggiunto i 30,5 milioni, con un incremento dello 0,5% (+161.000 punti di prelievo) rispetto al 2023. Di questi, 5,6 milioni sono stati serviti in maggior tutela, 1,7 milioni nel nuovo servizio a tutele graduali e circa 23,2 milioni nel mercato libero (). I punti domestici serviti nel mercato libero sono saliti al 76,3%, quelli serviti in maggior tutela sono scesi sotto il 20% e quelli nel servizio a tutele graduali rappresentano il 5,5%. Poiché, come detto, il numero dei clienti è calcolato con il criterio del *pro die*, ciò implica che un cliente che è uscito dal servizio di maggior tutela alla fine di giugno e dal 1° luglio è stato automaticamente trasferito al servizio a tutele graduali (in quanto non vulnerabile) nei dati del 2024 è stato conteggiato tra i clienti di entrambi i servizi (0,5 nella maggior tutela e 0,5 nel servizio a tutele graduali). È, quindi, probabile che nel 2025 si registrerà un'ulteriore diminuzione nei punti di maggior tutela accompagnata da un incremento corrispondente in quelli del servizio a tutele graduali. Nel 2025 il numero dei domestici nel servizio a tutele graduali includerà dei punti aggiuntivi dovuti alla possibilità introdotta dal Governo[135] per i clienti vulnerabili, serviti da un operatore del mercato libero o della maggior tutela, di richiedere l'attivazione del servizio a tutele graduali entro il 30 giugno 2025.

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



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Se, come si è appena visto, la quota dei punti **domestici** serviti nel mercato libero è arrivata nel 2024 al 76,3%, in termini di volumi di energia venduta al solo settore domestico la percentuale sale all'80,3%; sempre in termini di volumi, la quota del **servizio di maggior tutela** è scesa nel 2024 al 14,5% e quella del **servizio a tutele graduali** è risultata del 5,3%.

[135] Ai sensi dall'articolo 24 della legge n. 193/2024 (Legge Concorrenza 2024).

Nel 2024 nel **servizio a tutele graduali per le piccole imprese** (nato nel 2021 per accogliere le piccole imprese connesse in bassa tensione e le microimprese con potenza contrattualmente impegnata eccedente 15 kW che non avevano più diritto al servizio di maggior tutela e non avevano scelto un'offerta nel mercato libero) i consumi si sono ridotti di 268 GWh (-17,8%), così come i punti di prelievo serviti sono diminuiti di 15 mila unità (-16,8%). Ugualmente, nel **servizio a tutele graduali per le microimprese** (iniziato il 1° aprile 2023 per servire i clienti non domestici titolari di punti di prelievo fino a 15 kW che hanno perso il diritto a essere serviti in maggior tutela e non avevano ancora scelto un fornitore nel mercato libero) i consumi sono scesi a 1,5 TWh (-2%), mentre i punti di prelievo serviti sono rimasti stabili (+0,3%) a poco meno di 830.000 unità. Sempre secondo i dati raccolti con l'Indagine annuale (da considerarsi provvisori qui e in tutto il rapporto), anche il **servizio di salvaguardia** ha registrato una contrazione: sono stati serviti 80.039 punti di prelievo, il 18,2% in meno del 2023 e sono stati prelevati 3.563 GWh, a fronte dei 5.119 GWh registrati nel 2023 (-30,4%). Al contrario, le vendite nel **mercato libero** sono cresciute (+2,1%) raggiungendo il ragguardevole volume di 225 TWh, distribuite su 29,4 milioni di clienti.

Switching

Sulla base dei dati forniti dai distributori nell'ambito dell'Indagine annuale e dei dati provenienti dal SII[136], anche nel 2024 l'attività di *switching* è risultata molto elevata tra i consumatori domestici, sicuramente in parte stimolata dalle comunicazioni che hanno ricevuto sulla fine del servizio di maggior tutela. È verosimile, infatti, che l'uscita dal servizio di maggior tutela abbia spinto alcuni di loro a informarsi e a cercare un fornitore alternativo sapendo di dover comunque cambiare contratto.

Anche nel 2024 l'attività di *switching* è risultata molto elevata tra i consumatori domestici, sicuramente in parte stimolata dalle comunicazioni che hanno ricevuto sulla fine del servizio di maggior tutela. Lo *switching* della clientela domestica (che non include i passaggi automatici dalla maggior tutela al servizio a tutele graduali), infatti, è cresciuto di quasi cinque punti percentuali rispetto al 2023 in termini di clienti e di oltre due punti percentuali in termini di volumi (), superando quello delle utenze non domestiche (). Nel 2024 il 23,8% dei clienti domestici (più di 7 milioni di punti di prelievo, pari al 26,8% dell'energia acquistata dal settore domestico) ha cambiato fornitore nel corso dell'anno. I

Il tasso di *switching* dei clienti non domestici è, invece, diminuito rispetto al 2023, sia in termini di punti (dal 25,6% è sceso al 21,7%), sia in termini di volumi (dal 27,8% al 22,6%), pur rimanendo comunque elevato. In particolare, i clienti non domestici in bassa tensione, hanno evidenziato nel 2024 un tasso di cambio fornitore pari al 26,9% (equivalente al 21,8% dei volumi), quasi sei punti percentuali inferiore a quello del 2023. Anche in questo caso parte della spiegazione è da rintracciare nel venir meno dell'effetto di stimolo dovuto alla graduale esclusione *ex lege* dal servizio di maggior tutela della clientela non domestica che è terminata nel 2023. L'attività di *switching* degli altri clienti non domestici è rimasta su livelli elevati, sebbene – nel caso dei clienti in media tensione – inferiore a quella degli anni precedenti.

Complessivamente, nel 2024 hanno cambiato fornitore oltre 8,5 milioni di punti di prelievo. In termini

[136] 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.

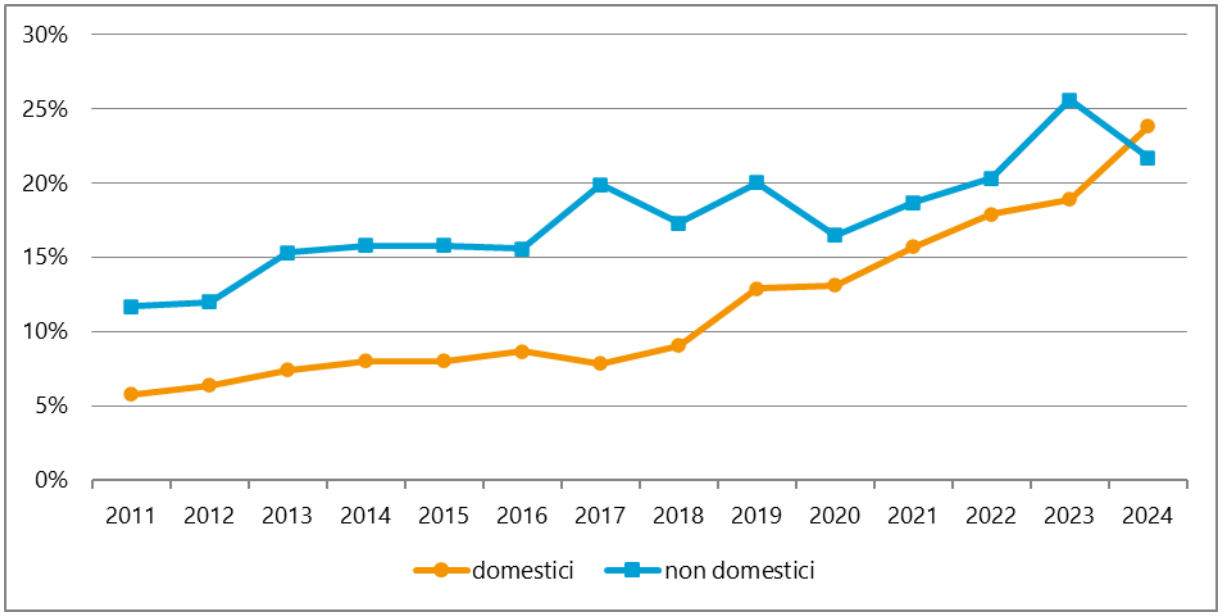
di volumi sottesi, 57,5 TWh, che corrispondono al 22,6% dei volumi acquistati nell'intero mercato elettrico.

Tavola 3.17 Tassi di *switching* dei clienti dell'energia elettrica

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2023		2024	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	18,9%	24,5%	23,8%	26,8%
Non domestico:	25,6%	27,8%	21,7%	22,6%
di cui:				
- bassa tensione	25,6%	32,8%	21,8%	26,9%
- media tensione	23,2%	29,3%	19,7%	22,5%
- alta e altissima tensione	25,9%	13,0%	27,8%	13,5%
TOTALE	20,1%	27,0%	23,4%	23,6%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati e SII.

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



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

Servizio di maggior tutela

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.

Fin dal suo esordio, il servizio ha accolto i clienti che non hanno un venditore nel mercato libero, ma nel corso del tempo ha subito un graduale percorso di rimozione dei clienti che avevano diritto ad accedervi. In particolare, dal 1° gennaio 2021 hanno perso il diritto al servizio le piccole imprese connesse[137] in bassa tensione nonché le microimprese[138] titolari di almeno un punto di prelievo connesso in bassa tensione con potenza contrattualmente impegnata eccedente 15 kW e, dal 1° aprile 2023, per tutte le altre microimprese. Da maggio 2023, quindi, il servizio è rimasto riservato ai soli clienti domestici. Da ultimo, a partire dal 1° luglio 2024, solo i clienti domestici vulnerabili[139] possono a essere riforniti dagli attuali esercenti la maggior tutela.

Nel 2024, le vendite nel servizio di maggior tutela sono state pari a 8,5 TWh, distribuite su circa 5,6 milioni di punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*) (come visto nella). Rispetto al 2023, si è verificata una significativa contrazione dei consumi, pari a 5,9 TWh (-41,1%) e una diminuzione del numero di punti serviti di circa 3,7 milioni di unità (-39,8%). Nel dettaglio, oltre ai clienti non domestici, nel 2024 hanno abbandonato il servizio di maggior tutela circa 3,3 milioni di clienti domestici (-37,4%), di cui 2,5 milioni di residenti (-37,4%) e 0,8 milioni di non residenti (-37,3%), evidenziando una riduzione proporzionale tra le due categorie. Per quanto descritto non sorprende che nel 2024 si siano registrate contrazioni così significative, sia in termini di energia fornita sia di punti di prelievo attivi, dovute all'uscita dal servizio di tutte le utenze non domestiche e di quelle domestiche non vulnerabili.

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

Nell'ambito dei **clienti domestici** (), la quasi totalità dei punti (93,6%) rientra nelle prime quattro classi di consumo, ovvero acquista al massimo 3.500 kWh all'anno; tra i clienti domestici i residenti rappresentano l'87,4% dei punti di prelievo e il 76,1% dei consumi. Nel 2024 il consumo medio annuo complessivo è stato pari a 1.528 kWh, diminuito dell'1% rispetto al 2023. Per la clientela residente, il valore si è attestato a 1.755 kWh dai precedenti 1.771 kWh (-0,9%), mentre per i non residenti il calo è risultato più marcato (-3,6%), essendo sceso da 837 a 807 kWh Oltre i tre quarti della clientela

[137] 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.

[138] Sono microimprese i soggetti produttivi con meno di 10 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 2 milioni di euro titolari di soli punti di prelievo in bassa tensione.

[139] I clienti vulnerabili sono i clienti domestici che si trovano in almeno una delle seguenti condizioni:

- abbiano compiuto 75 anni;
- abbiano diritto a ricevere il bonus sociale elettrico perché in condizioni di disagio economico o il bonus per gravi condizioni di salute (tali da richiedere l'utilizzo di apparecchiature medico-terapeutiche alimentate dall'energia elettrica);
- siano portatori di disabilità ai sensi dell'art. 3 della Legge 104/92;
- siano ubicati in una struttura abitativa di emergenza a seguito di eventi calamitosi;
- siano ubicati in un'isola minore non interconnessa.

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

Tavola 3.18 Clienti domestici nel servizio di maggior tutela nel 2024, per tipologia e per classe di consumo

TIPOLOGIA DI CLIENTE E CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI (GWh)	QUOTA DEI VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	QUOTA DEI CLIENTI	CONSUMO MEDIO (kWh)
0-1.000 kWh	877	10,3%	2.227	38,80%	394
1.000-1.800 kWh	1.994	23,5%	1.437	26,80%	1388
1.800-2.500 kWh	1.887	22,2%	892	16,80%	2115
2.500-3.500 kWh	1.789	21,1%	616	11,20%	2904
3.500-5.000 kWh	1.100	13,0%	271	4,60%	4059
5.000-15.000 kWh	709	8,4%	107	1,70%	6626
> 15.000 kWh	132	1,6%	5	0,10%	26400
TOTALE DOMESTICI	8.488	100,0%	5.555	100,0%	1.528
DI CUI:					
Domestici residenti	7.418	87,4%	4.227	76,1%	1.755
Domestici non residenti	1.070	12,6%	1.326	23,9%	807

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Le condizioni contrattuali offerte nel servizio di maggior tutela si articolano in due modalità: monoraria e bioraria. La modalità bioraria continua a rappresentare la scelta predominante tra la clientela domestica, coinvolgendo il 99,5% dei punti di prelievo.

Il principale operatore, il Servizio Elettrico Nazionale del gruppo Enel, ha registrato una quota pari all'84,0%, ma sostanzialmente in linea con il dato dell'anno precedente (-0,1%), nonostante il calo dei volumi complessivi. Anche le altre principali imprese mostrano variazioni contenute nelle rispettive quote di mercato: Acea Energia registra un incremento dello 0,3%, A2A evidenzia un calo dello 0,2%, mentre Iren Mercato segna un lieve aumento dello 0,1%. Di fatto le prime sei posizioni nella graduatoria dei principali operatori rimangono invariate rispetto all'anno precedente, a conferma di una struttura competitiva stabile. Le prime tre società coprono una quota del 93,9% del servizio di maggior tutela, confermando una concentrazione molto elevata di questo mercato, anche se in leggero calo rispetto al 2023 (94,2%). L'indice HHI è rimasto, invece, sostanzialmente invariato, addirittura sale lievemente (+0,5%) da 7.221 del 2023 a 7.257 restando non troppo distante da quota 10.000, che indica la concentrazione massima, corrispondente alla presenza di un solo operatore.

Servizio a tutele graduali

Il servizio a tutele graduali è il servizio disciplinato dall'Autorità per accompagnare il passaggio al mercato libero dell'energia elettrica e garantire la continuità della fornitura a quei clienti che, dopo la rimozione della tutela di prezzo (cioè quando perdono il diritto ad acquistare l'energia nel servizio di maggior tutela), non hanno scelto un'offerta in tale mercato. Questo servizio si differenzia in base alla tipologia dei clienti e si articola in tre modalità: una per i clienti domestici non vulnerabili, una per le microimprese e una per piccole imprese. La fornitura viene erogata da venditori selezionati attraverso specifiche procedure concorsuali. Ogni area territoriale è servita da un solo fornitore, che può operare in più aree contemporaneamente, purché abbia partecipato e sia risultato vincitore nelle gare per l'aggiudicazione del servizio.

Servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili

Il servizio a tutele graduali è destinato ai clienti domestici non vulnerabili che, al termine dal servizio di maggior tutela, non avevano ancora scelto un fornitore nel mercato libero dell'energia elettrica. Il servizio è divenuto operativo a partire dal 1° luglio 2024.

A seguito delle procedure concorsuali per il periodo di erogazione va dal 1° luglio 2024 al 31 marzo 2027, le ventisei aree territoriali sono state assegnate a sette operatori (tra parentesi il numero di aree che si sono aggiudicati): A2A Energia (2), E.On Energia (1), Edison Energia (4), Enel Energia (7), Hera Comm (7), Illumia (3), Iren Mercato insieme con Salerno Energia Vendite (2). Enel Energia e Hera Comm si sono aggiudicate il maggior numero di ambiti, risultando vincitrici in sette aree ciascuna.

Secondo i dati (provvisori) dell'Indagine annuale, nel 2024 il servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili ha registrato la vendita di 3,1 TWh di energia elettrica, distribuiti su 1.675.000 punti di prelievo, calcolati con il criterio *pro die* (Tavola 3.19).

Tavola 3.19 Servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili nel 2024 per classe di consumo

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI (GWh)	QUOTA DEI VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	QUOTA DEI CLIENTI	CONSUMO MEDIO (kWh)
< 1000 kWh	244,9	7,9%	553,7	33,1%	442
1000 - 1800 kWh	561,1	18,1%	395,6	23,6%	1.419
1800 - 2500 kWh	610,2	19,7%	291,0	17,4%	2.097
2500 - 3500 kWh	782,7	25,2%	260,2	15,5%	3.008
3500 - 5000 kWh	479,7	15,5%	117,0	7,0%	4.101
5000 - 15000 KWh	371,6	12,0%	55,5	3,3%	6.700
> 15000 kWh	52,4	1,7%	2,1	0,1%	25.426
TOTALE	3.102,7	100,0%	1.675,0	100,0%	1.852,4

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il 74% dei punti di prelievo rientra nella prime tre classi dimensionali, cioè consuma meno di 2.500 kWh all'anno. Nonostante raccolgano la quota più numerosa di clienti, l'insieme delle prime tre classi consuma meno della metà dell'energia (il 45,6%). La classe di consumo più rilevante in termini di energia assorbita è, invece, la quarta, cioè quella che include i clienti con consumi compresi tra 2.500 e 3.500 kWh/anno, che pur rappresentando solo il 15,5% dei punti di prelievo totali, consuma un quarto dei volumi complessivi. Il consumo medio per cliente domestico servito nel regime di tutele graduali è pari a 1.852 kWh; l'analisi disaggregata per tipologia di cliente evidenzia differenze significative: i clienti residenti, infatti, mostrano un consumo medio annuo di 2.116 kWh, mentre quello dei non residenti si attesta a 1.124 kWh.

Servizio a tutele graduali per le piccole imprese

Come detto nei paragrafi precedenti, dal 1° gennaio 2021 il servizio di maggior tutela è cessato per le piccole imprese di energia elettrica connesse in bassa tensione e per le microimprese titolari di almeno un punto di prelievo connesso in bassa tensione e con potenza contrattualmente impegnata eccedente 15 kW. L'Autorità ha, quindi, definito le condizioni economiche e contrattuali di erogazione del servizio a tutele graduali per le piccole imprese.

Per il primo periodo di attuazione del servizio, che andava dal 1° luglio 2021 al 30 giugno 2024, si

sono aggiudicate il servizio quattro imprese: A2A Energia, Axpo Italia, Hera Comm, Iren Mercato, una per ciascuna delle quattro aree territoriali. Per il secondo periodo, che va dal 1° luglio 2024 al 31 marzo 2027, la nuova procedura concorsuale ha aggiudicato il servizio, suddiviso in sette aree territoriali, a tre venditori A2A Energia (che si è aggiudicata due aree), Enel Energia (che si è aggiudicata due aree) e Iren Mercato (che si è aggiudicata tre aree).

I dati dell'Indagine annuale mostrano che nel 2024 nel servizio a tutele graduali per le piccole imprese sono stati venduti 1,2 TWh a 77.132 punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*;). Rispetto al 2023, i consumi si sono ridotti (-268 GWh, -17,8%), mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti di 15.000 unità (-16,8%).

Tavola 3.20 Clienti non domestici nel servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel 2024, per tipologia e per classe di consumo

TIPOLOGIA DI CLIENTE E CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI (GWh)	QUOTA DEI VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	QUOTA DEI CLIENTI	CONSUMO MEDIO (kWh)
0-5 MWh	59,6	4,8%	38,7	50,1%	1.541
5 – 10 MWh	77,7	6,3%	10,2	13,3%	7.590
10 - 15 MWh	83,4	6,7%	6,6	8,5%	12.707
15 - 20 MWh	79	6,4%	4,5	5,8%	17.719
20 - 50 MWh	364,8	29,5%	11,4	14,8%	31.924
50 - 100 MWh	280,2	22,6%	4,1	5,3%	69.093
100 - 500 MWh	274,4	22,2%	1,7	2,2%	163.529
500 – 2.000 MWh	18,7	1,5%	0	0,0%	659.460
TOTALE NON DOMESTICI	1.237,8	100,0%	77,1	100,00%	16.050
DI CUI:					
Illuminazione pubblica	112,6	9,10%	9,1	11,8%	12.374
Non domestici altri usi	1.125	90,92%	68	88,2%	16.550

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

All'interno del servizio, la tipologia di clientela più numerosa è rappresentata dai clienti non domestici con usi diversi dall'illuminazione pubblica (o clienti altri usi), che acquistano il 91% dei volumi complessivi e rappresentano l'88% dei punti di prelievo.

Il 72% circa dei punti di prelievo per altri usi ricade nelle prime tre classi dimensionali (fino a 15 MWh/anno), ma nel loro insieme tali classi assorbono solo il 17,8% dei consumi della categoria. La maggior parte dei consumi (74,3%) è concentrato nelle tre classi medio-grandi (da 20 a 500 MWh/anno) che includono il 22,3% dei punti di prelievo, mentre le classi successive hanno un'incidenza quasi irrilevante, sia in termini di punti serviti, sia in termini di energia acquistata (). Il consumo medio nazionale è pari a 16.050 kWh.

Servizio a tutele graduali per le microimprese

Dal 1° aprile 2023 anche le microimprese, cioè i clienti non domestici titolari di punti di prelievo fino a 15 kW hanno perso il diritto ad accedere al servizio di maggior tutela. L'Autorità ha, quindi, definito le condizioni economiche e contrattuali di erogazione del servizio a tutele graduali per le microimprese per un periodo di quattro anni.

A seguito delle procedure concorsuali per il periodo di aggiudicazione del servizio che va dal 1° aprile 2023 al 31 marzo 2027, le dodici aree territoriali sono state assegnate a sette esercenti: A2A Energia,

ACEA Energia, AGSM AIM Energia, Estra Energie, Hera Comm, Illumia e Sorgenia. A2A Energia e Sorgenia si sono aggiudicate il maggior numero di ambiti, risultando vincitrici rispettivamente in quattro e tre aree.

I dati dell'Indagine annuale mostrano che nel 2024 nel servizio a tutele graduali per le microimprese sono stati venduti 1,5 TWh a 829.000 punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die)* (). Nell'ambito del servizio, la quasi totalità dei punti e dei volumi è rappresentata dai clienti non domestici con consumi diversi dall'illuminazione pubblica (o clienti "altri usi"); l'illuminazione pubblica rappresenta, infatti, lo 0,1% del totale dei punti e lo 0,3% dei volumi.

Tavola 3.21 Servizio a tutele graduali per le microimprese nel 2024 per classe di consumo

TIPOLOGIA DI CLIENTE E CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI (GWh)	QUOTA DEI VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	QUOTA DEI CLIENTI	CONSUMO MEDIO (kWh)
0-5 MWh	745,8	49,2%	759,9	91,7%	981
5 – 10 MWh	295,7	19,5%	41,5	5,0%	7.125
10 - 15 MWh	200,2	13,2%	16,1	1,9%	12.471
15 - 20 MWh	96,7	6,4%	5,5	0,7%	17.564
20 - 50 MWh	162,4	10,7%	5,9	0,7%	27.713
50 - 100 MWh	12,9	0,8%	0,2	0,0%	60.476
100 - 500 MWh	1,1	0,1%	0,0	0,0%	155.770
500 – 2.000 MWh	1,0	0,1%	0,0	0,0%	1.003.439
TOTALE NON DOMESTICI	1.547	100,0%	827,6	100,0%	1.871
DI CUI:					
Illuminazione pubblica	4,0	0,3%	0,8	0,1%	4.737
Non domestici altri usi	1.542,4	99,7%	828,2	99,9%	1.825

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2024 i clienti altri usi hanno consumato circa 1,5 TWh e sono risultati pari a circa 828.000 punti di prelievo. Il consumo medio unitario di tali clienti, pari a 1.825 kWh è sceso del 2,3% rispetto all'anno precedente; in misura molto maggiore (-21,3%) è, invece, diminuito il consumo medio dei clienti per illuminazione pubblica, passato da 6.000 a 4.737 kWh. ().

Il 91,7% dei punti di prelievo ricade nella prima classe dimensionale (fino a 5 MWh/anno), e acquista il 49,2% dei volumi complessivi. Tali utenze presentano un consumo medio molto basso pari a 981 kWh. Le tre classi successive (da 5 a 20 MWh/anno) includono solo il 7,6% dei punti per un consumo complessivo pari al 39,1%.

Servizio di salvaguardia

Il servizio di salvaguardia accoglie i clienti non domestici che si trovano, anche temporaneamente, senza un contratto di compravendita di energia elettrica nel mercato libero, ma non hanno titolo per accedere al servizio di maggior tutela o a quello delle tutele graduali. Questi stessi clienti, inoltre, vengono ammessi al servizio di salvaguardia quando perdurano in una condizione di morosità. Dal 2008 il servizio viene erogato da società di vendita selezionate tramite un'asta, che ottengono il diritto a esercitare il servizio per due anni consecutivi.

L'asta per il servizio di salvaguardia per il biennio 2023-2024 si è conclusa a novembre 2022 con l'aggiudicazione del servizio agli stessi tre venditori che avevano gestito il servizio nel biennio

precedente: A2A Energia, Enel Energia ed Hera Comm. È cambiata però la ripartizione dei territori loro assegnati. Fino al 2022, A2A Energia gestiva il servizio in Lombardia, Marche, Toscana e Sardegna; Hera Comm svolgeva il servizio in Campania, Abruzzo e Umbria, mentre Enel Energia si era aggiudicata il servizio nelle restanti 13 regioni. Dal 2023, la salvaguardia è svolta da A2A Energia in 11 regioni (Liguria, Piemonte, Valle d'Aosta, Trentino-Alto Adige, Lombardia, Veneto, Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Marche, Toscana e Sardegna) contro le precedenti 4; Enel Energia gestisce il servizio in Lazio, Puglia, Molise, Basilicata e Sicilia (5 regioni, al posto delle 13 del biennio precedente); Hera Comm serve le restanti 4 regioni: le prime tre già servite nel precedente biennio (Campania, Abruzzo e Umbria) a cui si è aggiunta la Calabria.

Secondo i dati forniti dai tre esercenti, il servizio di salvaguardia ha registrato una contrazione nel 2024, interrompendo la crescita osservata nell'anno precedente. In particolare, sono stati serviti 80.039 punti di prelievo, calcolati secondo il criterio del *pro die*. Il dato evidenzia una riduzione del 18,2% rispetto al 2023, anno in cui erano stati serviti 97.830 punti, e risulta inferiore anche al valore registrato nel 2022, pari a 88.903 punti. Il livello minimo storicamente raggiunto resta quello del 2020, con 69.900 clienti serviti, che continua a rappresentare la soglia più bassa osservata nel mercato della salvaguardia dalla sua istituzione. Complessivamente nel 2024 sono stati prelevati 3.563 GWh, a fronte dei 5.119 GWh registrati nel 2023, cioè il 30,4% in meno ().

Tavola 3.22 Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)			PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)		
	2023	2024	VARIAZIONE	2023	2024	VARIAZIONE
Illuminazione pubblica	394	290	-26,4%	20	16,2	-19,0%
Altri usi	4.725	3.273	-30,7%	78	64	-18,0%
TOTALE SALVAGUARDIA	5.119	3.563	-30,4%	88,9	97,8	10,0%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

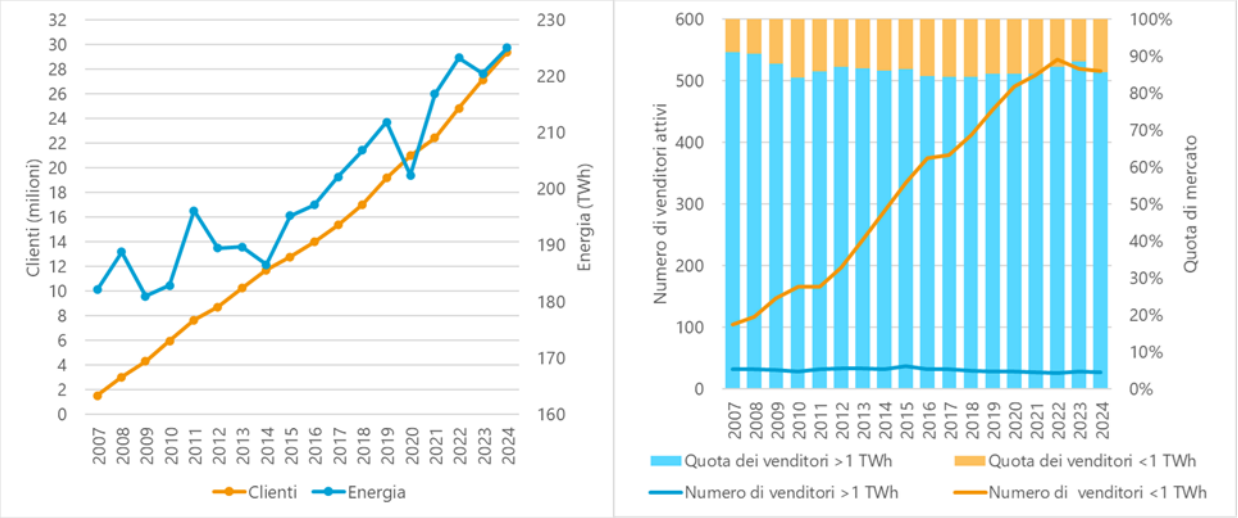
Il 79,8% dei punti di prelievo serviti in salvaguardia sono altri usi mentre il 20,2% sono punti di illuminazione pubblica. Entrambi hanno registrato una contrazione rispetto al 2023: di circa 14.000 unità nel caso degli altri usi (-18%) e di circa 3.700 punti nel caso dell'illuminazione pubblica (-19%). Anche i volumi venduti in questo servizio sono nettamente diminuiti dall'anno precedente: nel complesso sono stati acquistati 1,6 TWh in meno rispetto al 2023. Complessivamente degli oltre 3,5 TWh venduti in salvaguardia il 92% (3,3 TWh) vengono utilizzati per usi industriali e commerciali e l'8% (0,3 TWh) è impiegato per l'illuminazione pubblica. Rispetto al 2023 i primi sono diminuiti del 30,7%, mentre i secondi hanno evidenziato una riduzione del 26,4%. Il consumo medio unitario degli utenti connessi in bassa tensione è diminuito del 4,4 % (da 15,9 a 15,2 MWh), mentre quello degli utenti connessi in media tensione è sceso del 18,1%, (da 468,8 a 384 MWh), una riduzione del 5,5% si è registrata, infine, nel consumo medio dell'alta tensione (da 18 a 17 GWh).

Alla luce delle differenti dinamiche territoriali e della contrazione dei consumi su scala nazionale, tutti gli esercenti del servizio di salvaguardia hanno registrato una riduzione nei volumi di energia elettrica venduti. In particolare, A2A Energia, che detiene una quota del 46% del totale dei volumi venduti in salvaguardia, ha registrato una flessione del 33,7%, da 2,5 TWh a 1,6 TWh. Enel Energia, con una quota pari al 29,4%, ha evidenziato una contrazione del 31,5%, da 1,5 TWh a 1,0 TWh nel 2024. Infine, Hera Comm, titolare del 24,2% dei volumi, ha ridotto le proprie forniture del 21,4%, passando da 1,0 TWh a 0,8 TWh.

Mercato libero

Come già anticipato nelle pagine precedenti, secondo i dati (provvisori) raccolti nell'Indagine annuale sui settori regolati, nel 2024 sono stati venduti nel mercato libero dell'energia elettrica 225,1 TWh, 4,6 TWh in più del 2023, a circa 29 milioni di clienti, cresciuti dell'8,3% rispetto al 2023. I clienti nel mercato libero, in costante e marcata crescita, hanno raggiunto ormai il 78,2% dell'intero mercato della vendita di energia elettrica italiano, così come l'energia intermediata è passata da 182 TWh del 2007 agli attuali 225 TWh, benché tale espansione non abbia mantenuto sempre lo stesso ritmo e, anzi, nell'arco del tempo abbia sperimentato anche qualche battuta d'arresto (). A prescindere dall'andamento del mercato, comunque, il numero di venditori attivi è cresciuto ininterrottamente dal 2007 fino al 2022. Il 2023 è stato essere il primo anno in cui tale tendenza si è interrotta, e anche nel 2024 si è registrato un piccolo calo.

Figura 3.12 Evoluzione del mercato libero di energia elettrica



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2024, infatti, in base alle risposte ottenute dall'Indagine annuale sui settori regolati, le imprese attive nel mercato libero sono risultate 543, cioè 4 in meno rispetto al 2023 (-0,7%). Poiché nel frattempo le vendite sono cresciute (2,1%), il volume medio unitario di vendita delle imprese che operano in questo mercato è tornato a crescere, dopo anni di costante diminuzione. Nel 2024, infatti, il volume medio unitario di vendita delle imprese che operano sul mercato libero è risultato pari a 415 GWh, anziché i 403 GWh registrati nel 2023. Rispetto a quello osservato nel 2007, anno di completa apertura del mercato, pari a 1.349 GWh, il valore attuale è 3,3 volte inferiore.

La composizione societaria del capitale sociale delle imprese che operano nella vendita a clienti finali liberi al 31 dicembre 2024, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello[140], mostra una significativa importanza delle persone fisiche, che risultano possedere il 34% del capitale delle società di vendita; quote rilevanti appartengono anche alle imprese energetiche nazionali (11,6%) 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 3% e allo 0,2%), mentre la categoria di soci più rilevante è quella delle società diverse, la quale risulta possedere il

[140] Le quote sono calcolate senza alcuna ponderazione.

42,8% delle quote di capitale sociale dell'insieme dei venditori. Relativamente alla provenienza dei soci che detengono quote del capitale sociale dei soggetti rispondenti, si rileva come essa sia sostanzialmente italiana, con il 4,4% che è detenuto da soggetti di origine straniera.

Il 21,9% dei 543 venditori attivi che hanno risposto all'Indagine annuale vende energia in un numero di regioni compreso tra 1 e 5; il 42,9% dei venditori ha venduto energia elettrica in su tutto il territorio nazionale (cioè in almeno 18 regioni); il restante 35,2% delle società ha operato in un numero di regioni compreso tra 6 e 17. La quota delle imprese che serve l'intero territorio nazionale sta crescendo costantemente nel tempo: nel 2023 era pari al 37,5%.

Il dettaglio dei clienti per tipologia e per tensione () mostra un aumento di oltre 2,2 milioni di punti serviti. Tale risultato è dovuto per la maggior parte ai clienti in bassa tensione e in particolare a quelli domestici, anche se un aumento numericamente significativo si è avuto anche nei punti di prelievo degli altri usi allacciati in bassa tensione. I punti domestici serviti nel mercato libero sono aumentati di 1.799.000 unità, ovvero dell'8,4% rispetto al 2023; circa 8.000 nuovi punti di prelievo hanno acquistato l'elettricità nel mercato libero per altri usi in bassa tensione (+3,4%), come pure i punti in media tensione sono cresciuti di quasi 1.800 unità (+1,7%). Al contrario, i punti di prelievo in alta/altissima tensione hanno evidenziato un calo di quasi 100 unità (-7,6%) che li ha portati a circa 1.050 unità. Un piccolo aumento (+8.000 unità) ha interessato anche gli usi per l'illuminazione pubblica in bassa tensione, mentre quelli in media tensione sono rimasti stabili.

Tavola 3.23 Mercato libero dell'energia elettrica per tipologia di cliente

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)			PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)		
	2023	2024	VARIAZIONE	2023	2024	VARIAZIONE
Bassa tensione	105.140	111.775	6,3%	27.043	29.295	8,3%
Domestico	42.343	47.169	11,4%	21.423	23.222	8,4%
Illuminazione pubblica	3.111	2.938	-5,5%	248	256	3,4%
Altri usi	59.686	61.668	3,3%	5.373	5.816	8,3%
Media tensione	91.723	92.575	0,9%	102	103	1,7%
Illuminazione pubblica	212	214	0,7%	0,74	0,75	1,2%
Altri usi	91.511	92.361	0,9%	101	103	1,7%
Alta e altissima tensione	23.595	20.725	-12,2%	1,14	1,05	-7,6%
Altri usi	23.595	20.725	-12,2%	1,14	1,05	-7,6%
TOTALE	220.458	225.075	2,1%	27.146	29.399	8,3%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Anche in termini di energia venduta, con l'eccezione dei clienti in alta/altissima tensione e dell'illuminazione pubblica, tutti gli altri usi e livelli di tensione hanno registrato un dato in crescita. Le vendite ai clienti in bassa tensione sono aumentate del 6,3% rispetto al 2023, grazie soprattutto alla crescita del settore domestico; i clienti in media tensione hanno acquistato circa 850 GWh in più dell'anno precedente (+0,9%), mentre, come detto, i consumi dei clienti in alta tensione sono scesi di quasi 3 TWh, registrando un calo del 12,2%.

Nel 2024 il consumo medio dei **clienti domestici** è risultato di 2.031 kWh/anno, in leggero aumento rispetto al 2023 (+2,8%). Come di consueto, le classi più rilevanti in termini di punti di prelievo sono le prime due, cioè quelle con consumi annui fino a 1.800 kWh, che insieme raccolgono più di metà dei clienti. Tuttavia, anche le due classi successive possiedono un peso non troppo distante. Di fatto l'87% dei clienti italiani consuma meno di 3.500 kWh/anno ().

Tavola 3.24 Mercato libero domestico dell'energia elettrica nel 2024 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	3.519	7,5%	6.490	27,9%	542
1.000-1.800 kWh	8.253	17,5%	5.837	25,1%	1.414
1.800-2.500 kWh	9.155	19,4%	4.286	18,5%	2.136
2.500-3.500 kWh	10.663	22,6%	3.626	15,6%	2.941
3.500-5.000 kWh	8.107	17,2%	1.978	8,5%	4.099
5.000-15.000 kWh	6.576	13,9%	969	4,2%	6.784
> 15.000 kWh	896	1,9%	36	0,2%	25.203
TOTALE DOMESTICI	47.169	100,0%	23.222	100,0%	2.031
di cui con contratto dual fuel					
< 1.000 kWh	177	5,4%	306	19,7%	578
1.000-1.800 kWh	615	18,8%	437	28,2%	1.407
1.800-2.500 kWh	720	22,1%	338	21,8%	2.131
2.500-3.500 kWh	824	25,2%	281	18,1%	2.926
3.500-5.000 kWh	555	17,0%	137	8,8%	4.066
5.000-15.000 kWh	343	10,5%	52	3,4%	6.594
> 15.000 kWh	29	0,9%	1	0,1%	22.741
TOTALE CON CONTRATTO *DUAL FUEL*	3.263	100,0%	1.552	100,0%	2.102

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nelle varie classi, con l'eccezione della prima e dell'ultima, i consumi medi che emergono dai dati relativi al mercato libero risultano molto simili a quelli dei clienti domestici che acquistano nei servizi di maggior tutela e tutele graduali (e Tavola 3.19). Principalmente a causa delle differenze nelle classi estreme (la prima e l'ultima), il consumo medio complessivo delle famiglie nel libero, pari a 1.977 kWh, risulta del 28% più elevato di quello delle famiglie in maggior tutela, pari a 1.548 kWh.

Nel 2024 circa 1,6 milioni di punti domestici risulta aver sottoscritto un contratto *dual fuel*[141]. Il numero di tali clienti è molto cresciuto rispetto al 2023 (erano 1,3 milioni); la loro quota sul totale dei clienti serviti nel mercato libero è salita al 6,7% dell'intera clientela domestica, dal 5.9% registrato lo scorso anno. Il consumo di energia elettrica complessivo dei clienti con un contratto di fornitura congiunto per elettricità e gas è pari a poco meno di 3,3 TWh, il 6,9% di tutta l'elettricità venduta ai clienti domestici sul mercato libero. Con l'eccezione della prima classe, i consumi medi dei clienti *dual fuel* sono generalmente più bassi di quelli dei clienti che sottoscrivono contratti per la sola energia elettrica. Per effetto di un maggior consumo nella prima classe (+6,6% rispetto ai clienti con la fornitura solo di energia elettrica), però, a livello totale il consumo medio risulta del 3,5% superiore a quello della generalità dei clienti domestici.

La disaggregazione dei clienti per tariffa applicata nel mercato libero mostra una sostanziale preferenza per il prezzo monorario, che nel 2023 è stato scelto dal 66,7% dell'intera clientela, equivalente al 66% dei volumi. Il 17,6% dei clienti ha scelto la modalità bioraria e il 15,7% quella multioraria. La prevalenza del prezzo monorario nel 2024 è salita di quasi due punti percentuali rispetto al 2023, e con l'eccezione di qualche anno, è andata crescendo nel tempo: gli elementi che

[141] 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.

lo rendono più attraente sono probabilmente dovuti alla semplicità di calcolo e di controllo dei costi in bolletta, oltre che l'assenza di un vincolo nel momento del consumo. La tariffa bioraria è ormai ridotta a una quota molto piccola di utenze, mentre la tariffa multioraria risulta da tre anni in significativa crescita.

Nel 2024 anche l'interesse verso i contratti *dual fuel* da parte della **clientela non domestica** è leggermente aumentato: i punti di prelievo che hanno scelto questo contratto sono risultati l'1,7% dei quasi 6,2 milioni di clienti non domestici totali, pressoché tutti connessi in bassa tensione. I clienti *dual fuel* hanno acquistato 3,6TWh, cioè il 2% dell'energia venduta ai clienti non domestici (Tavola 3.25). Nel 2023 i clienti non domestici con contratto di fornitura congiunta di elettricità e gas erano l'1,5% dei clienti non domestici e i loro consumi incidevano per l'1,7%.

Tavola 3.25 Mercato libero non domestico nel 2024 per livello di tensione

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI GWh	DI CUI *DUAL FUEL* GWh	PUNTI DI PRELIEVO	DI CUI *DUAL FUEL*
Bassa tensione	64.606	1.674	6.072.433	105.103
Media tensione	92.575	1.807	103.432	1.516
Alta/altissima tensione	20.725	149	1.052	14
TOTALE NON DOMESTICI	177.906	3.631	6.176.948	106.633

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La suddivisione dei clienti non domestici per classe di consumo (Tav. 2.64) 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 57,9% dell'energia complessivamente acquistata da tale clientela. Il 66,2% 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 2023. Le uniche eccezioni sono evidenziate dai clienti in alta/altissima tensione di più piccola dimensione (<20 MWh/anno), i cui consumi medi sono quasi raddoppiati, nonché dai clienti nell'ultima classe (>150.000 MWh/anno), per i quali il prelievo medio è cresciuto del 6,4%. In netto calo, invece, sono risultati i consumi medi dei clienti in media e in alta tensione delle classi 20.000-50.000 MWh/anno e 50.000-70.000 MWh/anno, scesi, rispettivamente, del 13,7% e del 26,4%.

Complessivamente il consumo medio di tutta la clientela non domestica che acquista l'elettricità nel mercato libero è risultato nel 2024 pari a 28.802 kWh, il 7,5% inferiore a quello che era emerso nei dati del 2023 (31.122 kWh).

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

L'Indagine annuale sui settori regolati ha sottoposto anche quest'anno ai venditori di energia elettrica e di gas naturale alcune domande tese a valutare la quantità di offerte che le imprese mettono a disposizione dei clienti che scelgono di rifornirsi nel mercato libero e, soprattutto, la distribuzione della loro clientela tra le diverse tipologie contrattuali che hanno effettivamente scelto[142]. 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

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

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.

Nel 2024, la **media delle offerte commerciali** che ogni impresa di vendita è in grado di proporre alla clientela domestica a è risultata pari a 30 offerte commerciali, di cui 11 disponibili esclusivamente online. Per la clientela non domestica, che, ovviamente, gode di una maggior possibilità di scelta e alla quale il venditore è sicuramente in grado di fornire servizi più personalizzati e contratti individualizzati, le offerte medie salgono a 36, ma solo 4 di queste sono acquistabili tramite canali digitali. Il numero di offerte disponibili è cresciuto, rispetto al 2023, per i clienti domestici per i quali era risultato pari a 26,4, così come per i non domestici (pari a 30 nel 2023).

La quota di venditori che ha almeno un'offerta **acquistabile online** (pari al 21%), risulta leggermente in calo rispetto all'anno precedente (23%). Il 31,3% (il 26,4% nel 2023) dei venditori mette a disposizione un numero di offerte online uguale al numero di offerte che complessivamente propone ai clienti; pertanto, tre quarti dei venditori propongono un numero di offerte online inferiore alle offerte totali. Nonostante la crescente digitalizzazione dei servizi, la diffusione delle offerte online nel settore energia si conferma ancora marginale. Le proposte acquistate sul *web* rappresentano appena il 9,5% del totale per i clienti domestici. Ancora più bassa è la percentuale per la clientela non domestica, dove le offerte acquistate online costituiscono solo il 2,8% del totale.

Per quanto riguarda la **tipologia di prezzo** preferita (Tavola 3.26), è risultata in netto calo la quota di clienti domestici che scelgono contratti a prezzo fisso nel mercato libero: la percentuale passa, infatti, dal 66,8% del 2023 al 54,8%. Diversa la tendenza tra i clienti non domestici, dove continua a rafforzarsi la preferenza per i contratti a prezzo variabile. Questa tipologia di offerta, già prevalente nel 2023 con una quota del 68,3%, raggiunge nell'anno in corso l'80%.

Tavola 3.26 Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2024 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	54,8%	259,42	20,0%	208,19
Contratti a prezzo variabile	45,2%	212,47	80,0%	148,89
TOTALE CLIENTI	100%	237,18	100%	153,34

(A) Percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati.
(B) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2024 i clienti domestici hanno pagato mediamente un prezzo più basso per la componente energia, pari a 237,18 €/MWh, rispetto ai 259,84 €/MWh del 2023 (quasi 23 €/MWh in meno rispetto all'anno precedente). Analoga riduzione per la clientela non domestica: nel 2024, il prezzo medio pagato è stato di 153,34 €/MWh, in calo rispetto ai 181,31 €/MWh dell'anno precedente.

Tra i clienti che hanno scelto un contratto a prezzo variabile è emersa, come in passato, la netta propensione dei clienti domestici verso un'**indicizzazione all'andamento del PUN** legato all'andamento medio delle quotazioni dell'elettricità in borsa (il PUN), che ha raccolto oltre il 90% dei punti di prelievo. Analoga netta preferenza si è riscontrata tra i clienti non domestici: quasi 82 contratti su 100 hanno un prezzo variabile legato al PUN. Da sottolineare è anche la crescita nel tempo dei contratti a prezzo dinamico: la quota dei clienti domestici con questo tipo di contratto è

salita al 5,9% dal 3,3% dello scorso anno, quella dei clienti non domestici è passata dall'8,7% del 2023 al 12,7%, divenendo la seconda modalità più importante di indicizzazione tra i clienti non domestici.

Tra i clienti domestici i contratti con indicizzazione limitata[143] hanno raccolto, invece, una percentuale trascurabile, pari allo 0,11%, così come la quota di coloro che hanno scelto un contratto indicizzato all'andamento di una qualche variabile esterna e controllabile (come, per esempio, il prezzo del petrolio Brent, o l'indice Istat che misura l'inflazione, o l'indice ITEC o ITEC12[144]) è divenuta pressoché insignificante. Tra i clienti non domestici, invece, dopo i contratti indicizzati al PUN medio e quelli con prezzo dinamico, solo l'1% dei clienti risulta avere un contratto con prezzo legato all'andamento di uno o più corrispettivi stabiliti dall'Autorità.

Per la clientela domestica, guardando ai valori medi della componente di approvvigionamento pagata nei contratti con differenti tipi di indicizzazione, si può osservare che la metodologia risultata più conveniente, escludendo la tipologia modalità di indicizzazione non specificata, è quella con sconto sul prezzo stabilito in gara pubblica Consip o altra gara pubblica seguita da quella dei contratti con indicizzazione limitata (-23%), sebbene come visto le quote di tali contratti sia molto ridotta per entrambe le tipologie.

Per i clienti non domestici, i contratti indicizzati con sconto sul prezzo stabilito in gara pubblica Consip o altra gara pubblica evidenziano un valore della componente energia del 7% più conveniente rispetto al suo valore medio totale, ancora più conveniente risulta quella legata ai contratti con altra indicizzazione (per es: ITEC, ITEC 12, indice dei prezzi al consumo, Brent ecc.) (-9%).

Analizzando la componente di approvvigionamento dei contratti più scelti, cioè quelli con indicizzazione al PUN, si nota che è sostanzialmente uguale a quella media calcolata su tutti i contratti indicizzati[145], e risulta più cara del valore medio complessivo sia per i clienti domestici, sia per quelli non domestici (rispettivamente dell'1% e del 5%).

Il 32% 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.). Più in dettaglio, risulta che lo sconto è applicato al 53% dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo fisso e al 47% di quelli con prezzo variabile. Le quote di contratti acquistati che prevedono un abbuono o uno sconto sono in linea con quelle del 2023. Tra i clienti non domestici solo il 16% dei contratti sottoscritti prevede un abbuono o uno sconto; tra questi quelli a prezzo fisso, registrano la percentuale pari al 29%.

Come sempre, nell'Indagine annuale è stata indagata anche la presenza di **servizi aggiuntivi** nei

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

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

[145] Si ricorda che i prezzi sono calcolati come valori medi ponderati in base all'energia fatturata ai clienti e non in base alla numerosità dei clienti.

contratti e la loro consistenza ().

Tavola 3.27 Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2024 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	1,85%	236,52	58,21%	202,30
Garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile	50,66%	258,42	33,54%	211,27
Garanzia di energia prodotta in Italia	0,00%	228,91	0,00%	262,17
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	39,70%	264,44	3,35%	237,52
Servizi energetici accessori	1,53%	231,49	4,18%	366,09
Omaggio o gadget	1,22%	237,82	0,01%	162,89
Servizi di mobilità elettrica	0,00%	252,49	0,00%	234,72
Altri prodotti o servizi offerti insieme con l'elettricità	3,52%	269,04	0,23%	206,43
Altro	1,52%	228,78	0,47%	262,17
TOTALE CONTRATTI A PREZZO FISSO	100%	276,92	100%	235,95
Servizi aggiuntivi dei contratti a prezzo variabile				
Nessun servizio aggiuntivo	28,25%	204,83	55,41%	146,61
Garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile	42,88%	214,02	35,50%	157,45
Garanzia di energia prodotta in Italia	0,00%	302,39	0,00%	0
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	11,86%	216,36	1,14%	0
Servizi energetici accessori	8,17%	217,86	5,18%	143,48
Omaggio o gadget	1,53%	223,93	0,04%	174,41
Servizi di mobilità elettrica	0,00%	0	0,00%	0
Altri prodotti o servizi offerti insieme con l'elettricità	3,48%	219,09	1,15%	242,17
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	3,82%	215,69	1,57%	150,55
TOTALE CONTRATTI A PREZZO VARIABILE	100%	212,47	100%	148,89

(A) Percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati.
(B) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Dai risultati raccolti è emersa, come in passato, per i clienti domestici a prezzo fisso una netta propensione ad acquistare energia con un contratto che include almeno un servizio aggiuntivo (la quota dei clienti che stipula contratti senza alcun servizio ulteriore è pari al 1,8% -2,2% nel 2023). Tra i servizi aggiuntivi, come nell'anno precedente, la maggiore preferenza è per i contratti con garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (50,7%) e per i contratti con programmi fedeltà (39,7%). Un discreto interesse riscuote anche l'opportunità di avere altri prodotti o servizi insieme alla fornitura elettrica (3,5%). Tra i clienti domestici con contratto a prezzo variabile, il 28,3% sceglie un contratto senza alcun servizio aggiuntivo, percentuale in calo rispetto al 2023 (era 32,3%). Quando scelgono contratti che includono servizi aggiuntivi, l'interesse maggiore di tali clienti è rivolto alla garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (42,9% dei casi). I contratti con punti fedeltà rappresentano la seconda scelta (11,9%), mentre la terza preferenza va alla possibilità di ottenere, insieme all'elettricità, servizi energetici accessori (8,2%).

I clienti non domestici mostrano, invece, un significativo disinteresse per i servizi aggiuntivi, il 58,2% dei contratti a prezzo fisso e 55,4% dei contratti con prezzo variabile non sceglie alcun servizio. Tra i clienti non domestici che hanno scelto un contratto a prezzo fisso, il 33,5% di questa clientela mostra apprezzamento per la garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile e un modesto interesse per la presenza di servizi energetici accessori, o di un programma di raccolta punti o di altri prodotti/servizi offerti insieme all'elettricità. Una sostanziale indifferenza verso i servizi aggiuntivi

emerge anche per i clienti non domestici che hanno sottoscritto un contratto a prezzo variabile, poco più di un terzo di questi clienti, invece, ha scelto un contratto con almeno un servizio aggiuntivo, e anche in questo caso il gradimento più elevato è raccolto dalla garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile (35,5% dei punti di prelievo).

Osservando i valori della componente di costo di approvvigionamento mediamente pagata nei contratti con dettaglio dei servizi aggiuntivi, si osserva che nei contratti dei clienti domestici a prezzo fisso quelli senza alcun servizio aggiuntivo risultano più economici rispetto al a quelli dotati di servizi aggiuntivi (-9%, in calo di 10 punti rispetto all'anno 2023); per i contratti con il servizio aggiuntivo più gradito (la garanzia da fonte rinnovabile) non si riscontra, invece, alcuna differenza con la media delle offerte con servizi aggiuntivi. Per i contratti dei clienti domestici con prezzo variabile senza servizi aggiuntivi si riscontra un piccolo risparmio rispetto alla media di tutti i contratti (-3,6%); per i contratti con il servizio aggiuntivo più gradito (la garanzia da fonte rinnovabile) si riscontra, invece, una lieve maggiorazione (0,7%) del valore medio della componente energia per i contratti a prezzo variabile.

Anche, per i clienti non domestici a prezzo fisso senza alcun servizio aggiuntivo, la componente di approvvigionamento mostra un prezzo inferiore del 3% rispetto al prezzo mediamente pagato dai clienti con contratto che include servizi aggiuntivi. Nei contratti non domestici a prezzo fisso, il costo di approvvigionamento più economico (escludendo la categoria residuale che contiene dati non omogenei) si ha per i contratti con programma di raccolta punti, a seguire i contratti con altri prodotti o servizi offerti insieme all'elettricità; tuttavia, tali contratti, come descritto sopra, sono poco scelti. Nei contratti dei clienti non domestici a prezzo variabile, infine, il costo di approvvigionamento dei contratti privi di servizi aggiuntivi è leggermente inferiore alla media (-2%), tutte le altre tipologie di contratti risultano più care rispetto alla media, con l'eccezione dei contratti con servizi accessori che risultano lievemente più economici (-4%).

Concentrazione nel mercato *retail* di energia elettrica

La classifica (provvisoria, data la natura preconsuntiva dei dati raccolti) dei primi venti gruppi per vendite totali al mercato finale nel 2024 presenta pochi cambi di posizione, quasi tutti nelle posizioni centrali: in crescita si riscontrano i gruppi Alperia, Duferco e Sorgenia, mentre hanno perso posizioni Acea, E.On e Agsm Aim ().

Il gruppo Enel rimane l'operatore dominante dell'intero mercato elettrico italiano, sebbene con una quota del 26,8%, in significativa riduzione rispetto al 33,5% del 2023, a causa di una netta diminuzione delle vendite complessive del gruppo (-20%). Se le vendite alla clientela domestica e ai clienti non domestici in bassa e media tensione sono scese intorno al 15%, quelle verso i clienti in alta tensione si sono più che dimezzate (da 8,1 a 4,4 TWh), facendo perdere al gruppo la prima posizione in questo segmento. La predominanza del gruppo Enel nel *mass market*, costituito dal settore domestico e dai clienti non domestici allacciati in bassa tensione, è rimasta comunque significativa: il 33,7% di questo mercato è, infatti, servito da Enel (era pari a 41,6% nel 2023) e la quota del gruppo inseguitore resta molto distante (A2A con il 7,1%).

Con una quota dell'8,9% il gruppo A2A ha consolidato la seconda posizione della classifica complessiva. Nel 2024 le vendite del gruppo A2A sono cresciute complessivamente di 1,4 TWh (6,8%), in quasi tutti i segmenti e in modo particolare in quello dei clienti domestici (16,7%); pertanto anche nel segmento del *mass market* ha conservato la seconda posizione (con una quota del 7,1%), mezzo punto percentuale superiore a quella ottenuta nel 2023. Anche per questo gruppo, però, le vendite ai clienti in alta tensione sono nettamente diminuite rispetto all'anno precedente (-10%).

È rimasto in terza posizione con la quota complessiva del 6,6% anche il gruppo Hera, le cui vendite hanno sfiorato i 16 TWh (in aumento dell'11,2% rispetto al 2023); tale crescita è dovuta, in particolare, sia alle vendite al segmento domestico (+55%), sia a quelle ai clienti in alta tensione (+14%).

Tavola 3.28 Primi venti gruppi per vendite al mercato finale dell'energia elettrica nel 2024

GRUPPO	VENDITE (GWh)					QUOTA	POSIZIONE NEL 2023
	CLIENTI DOMESTICI	CLIENTI NON DOMESTICI BT	MT	AT/AAT	TOTALE		
Enel	25.955	16.989	18.801	3.448	65.194	26,8%	1°
A2A	2.592	6.441	10.684	1.981	21.698	8,9%	2°
Hera	3.318	4.685	7.761	232	15.997	6,6%	3°
Edison	2.639	2.818	6.542	2.530	14.528	6,0%	4°
Axpo Group	333	2.690	7.551	2.440	13.014	5,4%	5°
Eni	5.936	1.471	3.840	423	11.669	4,8%	6°
Engie	645	363	3.104	5.310	9.422	3,9%	7°
Alperia	776	1.365	3.143	273	5.557	2,3%	9°
Duferco	367	1.796	1.511	1.561	5.235	2,2%	13°
Acea	1.851	1.660	1.548	119	5.179	2,1%	8°
Iren	2.136	1.617	1.035	234	5.021	2,1%	11°
Sorgenia	681	2.265	1.403	51	4.400	1,8%	14°
E.On	838	1.122	2.264	2	4.226	1,7%	10°
Nova Coop	77	982	2.909	81	4.049	1,7%	16°
Repower	0	2.183	1.821	2	4.006	1,6%	15°
Agsm Aim	588	1.549	1.602	160	3.898	1,6%	12°
C.V.A.	121	748	2.542	44	3.455	1,4%	17°
Dolomiti Energia	715	1.204	1.001	1	2.921	1,2%	18°
Alpiq	0	85	1.956	195	2.236	0,9%	20°
Exergia	1	320	1.463	163	1.948	0,8%	22°
Altri operatori	9.190	16.151	11.916	2.071	39.328	16,2%	-
TOTALE OPERATORI	58.760	68.505	94.396	21.322	242.983	100,0%	-

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

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

Utilizzando le misure di concentrazione calcolate sull'energia venduta, si osserva che nel 2024 il livello di concentrazione del mercato totale è diminuito in tutti i segmenti di mercato, come si evince dalle diverse misure normalmente utilizzate per misurarlo. Il C3, ossia la quota di mercato dei primi tre operatori (gruppi societari), è sceso dal 47,8% al 42,3%. L'indice HHI è sceso da 1.356 a 988, abbondantemente quindi sotto la prima soglia di attenzione che è pari a 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 ne indica uno fortemente concentrato (il valore massimo dell'indice è 10.000). Il numero dei gruppi societari che occorrono per superare il 75% delle vendite complessive è salito da 11 a 14.

La concentrazione del mercato elettrico italiano ha però due facce contrapposte: nel segmento delle famiglie è ancora piuttosto elevata (il C3 è sceso dal 69,2% al 59,9%, l'HHI è passato da 3.248 a 2.164), seppure in costante diminuzione, mentre in quello dei clienti non domestici è bassa: il C3 è sceso al 38,6% (era 43,1%) e l'indice HHI è passato da 1.016 a 783.

Utilizzando gli indicatori calcolati sui punti di prelievo, i valori di concentrazione si innalzano leggermente rispetto a quelli indicati dai volumi di energia venduta, tranne – ovviamente – quelli relativi alla clientela non domestica servita in alta e altissima tensione.

Tavola 3.29 Misure di concentrazione nel mercato *retail* dell'energia elettrica (calcolate sui gruppi societari)

LIVELLO DI TENSIONE	2023			2024		
	GRUPPI >5%	C3	HHI	GRUPPI >5%	C3	HHI
MISURE CALCOLATE IN BASE ALL'ENERGIA VENDUTA DAI GRUPPI SOCIETARI						
Clienti domestici	2	69,2%	3.248	3	59,9%	2.164
Clienti non domestici	5	43,1%	1.016	5	38,6%	783
Bassa tensione	3	45,5%	1.113	3	41,0%	857
Media tensione	5	41,4%	900	5	39,5%	795
Alta e altissima tensione	5	60,4%	1.722	6	52,9%	1.328
MERCATO TOTALE	5	47,8%	1.356	5	42,3%	988
Clienti domestici	2	70,5%	3.473	3	62,8%	2.460
Clienti non domestici	3	49,6%	1.410	4	42,6%	964
Bassa tensione	3	49,6%	1.414	4	42,5%	963
Media tensione	4	48,3%	1.205	4	46,8%	1.095
Alta e altissima tensione	6	37,7%	803	7	31,6%	659
MERCATO TOTALE	2	65,9%	2.983	4	57,5%	2.089

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

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

Monitoraggio del livello dei prezzi del mercato al dettaglio

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

- quella dei *Prezzi medi praticati nel mercato dell'energia elettrica e del gas naturale* effettuata ai sensi della delibera 29 marzo 2018, 168/2018/R/com, nella quale con cadenza semestrale vengono rilevati i dati trimestrali relativi ai prezzi fatturati[146] dai venditori ai clienti domestici e non domestici, distinti in classi di consumo e per tipo di mercato;
- quella effettuata nell'ambito dell'*Indagine annuale sui settori regolati*, nella quale vengono rilevati dati di competenza per l'anno precedente e distinti secondo varie categorie di dettaglio (tipo di mercato, settore e classi di consumo, tipologia di contratto applicata).

I prezzi raccolti sulla base della delibera 168/2018/R/com confluiscono anche nel monitoraggio del mercato *retail* effettuato dall'Autorità ai sensi del *Testo integrato del monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale* (TIMR)[147], che oltre ai prezzi effettua l'analisi di numerosi indicatori relativamente agli esercenti l'attività di vendita finale di energia

[146] 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.

[147] Approvato con la delibera 3 novembre 2011, ARG/com 151/11.

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*[148].

L'Autorità, in considerazione degli obblighi da assolvere, ha introdotto per i venditori una procedura al termine della quale, qualora si riscontrino inadempimenti agli obblighi di comunicazione semestrale dei prezzi medi di energia elettrica e gas, vengono applicate penalità commisurate alla dimensione dell'impresa in termini di clienti serviti[149]. Ciò in ragione del fatto che queste mancate comunicazioni generano distorsioni informative che, oltre a ostacolare l'esercizio delle funzioni dell'Autorità o a condurre alla pubblicazione di dati non corretti da parte dell'Autorità stessa (sia pure nella responsabilità delle imprese), nuocciono alla trasparenza nei due settori e ricadono negativamente sui consumatori e sugli altri operatori. La conoscenza delle dinamiche dei prezzi, per altro, ha assunto negli ultimi anni una particolare rilevanza, tenuto conto della transizione di significative categorie e quote di clienti finali dai regimi di tutela al mercato libero. Per il mancato invio dei dati relativi al primo semestre 2024[150] la penalità è stata applicata a 8 imprese (per 1 delle quali la penalità è stata maggiorata del 10% essendo già risultata inadempiente alla trasmissione dei dati nel secondo semestre 2023); per il mancato invio dei prezzi relativi al secondo semestre 2024[151] le penalità sono state applicate a 7 soggetti che non hanno fornito alcun riscontro imprese (per 3 delle quali la penalità è stata maggiorata del 10% essendo già risultate inadempienti alla trasmissione dei dati nel primo semestre 2024).

I prezzi raccolti nell'*Indagine annuale*, che sono rilevati secondo il criterio della competenza, risultano maggiormente funzionali alla predisposizione della reportistica annuale.

Nell'ambito dell'*Indagine annuale sui settori regolati*, è stato chiesto agli operatori della vendita, come di consueto, di trasmettere i dati relativi ai prezzi finali praticati ai loro clienti sia al netto delle imposte, sia per la parte connessa ai soli costi di approvvigionamento, che sono dati dalla somma delle componenti relative all'energia, al dispacciamento, alle perdite di rete, allo sbilanciamento e ai costi di commercializzazione della vendita.

L'analisi dei dati trasmessi dalle imprese mostra la consueta variabilità nella spesa unitaria sostenuta dai clienti, con valori inversamente proporzionali alla dimensione del consumo. Come si vede nella , che mostra le medie dei prezzi praticati ai clienti domestici suddivisi per classe di consumo annuo, i valori sono compresi tra i 219 €/MWh, riscontrabili per i clienti grandi (consumi oltre 15.000 kWh/anno), e i 633 €/MWh, relativi alla classe più piccola (0-1.000 kWh). Tale andamento ricalca quello del costo di approvvigionamento che, come sempre, diminuisce continuativamente al crescere del consumo pro-capite, passando dai 344 €/MWh della classe più piccola ai 158 €/MWh di quella più grande.

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

[149] Delibera 21 dicembre 2021, 592/2021/R/com.

[150] Delibera 17 dicembre 2024, 545/2024/E/com

[151] Delibera 15 aprile 2025, 163/2025/E/com.

Tavola 3.30 Prezzi medi dell'energia elettrica ai clienti domestici nel 2024

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	4.640	9.270	632,6	344,5
1.000-1.800 kWh	10.809	7.669	350,7	236,2
1.800-2.500 kWh	11.651	5.469	303,3	213,4
2.500-3.500 kWh	13.235	4.502	280,1	200,5
3.500-5.000 kWh	9.687	2.367	263,8	191,1
5.000-15.000 kWh	7.657	1.131	242,5	177,3
> 15.000 kWh	1.080	42	218,9	158,2
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	58.760	30.450	316,8	215,6

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nella , invece, è riportata la disaggregazione dei prezzi tra mercato libero e servizio di maggior tutela, che dal 1° luglio 2024 è riservato ai soli clienti vulnerabili. Dopo la parentesi del 2022, il mercato libero presenta nuovamente valori notevolmente superiori al servizio di maggior tutela per tutte le classi di consumo. Nel dettaglio, per la componente approvvigionamento, la maggiore onerosità del mercato libero è compresa tra il 61% della classe più grande (consumi superiori a 15.000 kWh/anno) e il 91% della seconda classe (clienti medio-piccoli con consumi tra 1.000 e 1.800 kWh/anno). Il prezzo finale, comprensivo di tutte le componenti eccetto le imposte, presenta differenze analoghe tra i due mercati, in proporzione più contenuta ma comunque elevata: dal minimo del 37% della classe più grande (oltre 15.000 kWh/anno) al 55% delle due classi medio-piccole (consumi tra 1.000 e 2.500 kWh/anno).

Tavola 3.31 Prezzi medi dell'energia elettrica ai clienti domestici nel 2024 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	235,2	397,1	69%	577,3	666,2	91%
1.000-1.800 kWh	140,8	269,6	91%	247,4	384,0	69%
1.800-2.500 kWh	128,0	238,1	86%	210,3	328,8	57%
2.500-3.500 kWh	121,5	219,7	81%	197,5	299,5	46%
3.500-5.000 kWh	116,7	205,2	76%	188,9	277,4	34%
5.000-15.000 kWh	112,1	187,0	67%	158,3	253,6	23%
> 15.000 kWh	104,2	167,3	61%	166,6	227,5	12%
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	137,6	237,2	72%	246,5	335,7	52%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Per quanto riguarda i clienti non domestici, nella sono riportati i dati relativi alle loro quantità e ai prezzi a loro applicati, distinti per livello di tensione. I prezzi più elevati sono ovviamente associati ai clienti allacciati in bassa tensione, che hanno consumi medi unitari molto bassi.

Tavola 3.32 Prezzi medi dell'energia elettrica per i clienti non domestici nel 2024

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	68.505	7.053,7	175,6	284,1
Media tensione	94.396	108,2	136,7	192,1
Alta e altissima tensione	21.322	1,1	117,9	136,9
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	184.223	7.163,2	149,0	219,9

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nella è riportata la disaggregazione dei clienti non domestici in bassa tensione per tipo di mercato, che presenta elevati differenziali di prezzo. I due servizi a tutele graduali (microimprese e piccole imprese), che beneficiano degli effetti competitivi delle procedure concorsuali svolte per la loro aggiudicazione, presentano la componente di approvvigionamento più bassa (rispettivamente 120 e 139 €/MWh); segue il mercato libero (176 €/MWh) e, infine, il servizio di salvaguardia, molto distanziato (254 €/MWh).

Tavola 3.33 Prezzi medi dell'energia elettrica per i clienti non domestici in bassa tensione nel 2024, 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 APPROVVIGIONA-MENTO (€/MWh)
Tutele graduali piccole imprese	1.238	77	138,9	244,3
Tutele graduali microimprese	1.515	829	120,3	335,1
Salvaguardia	1.145	75	253,9	351,6
Mercato libero	64.606	6.072	176,3	282,4
CLIENTI NON DOMESTICI IN BT	68.505	7.054	175,6	284,1

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 3.34 Prezzi medi dell'energia elettrica nel 2024 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 APPROVVIGIONA-MENTO (€/MWh)
Monoraria	32.754	16.437	336,1	239,9
Bioraria	14.220	8.350	280,2	178,3
Multioraria	11.786	5.663	307,4	193,4
Clienti domestici	58.760	30.450	316,8	215,6
Monoraria	30.919	1.724	228,2	155,4
Bioraria	27.941	713	203,7	147,8
Multioraria	121.799	4.646	219,3	145,5
Clienti non domestici[A]	180.659	7.083	218,4	147,6

(A) Sono esclusi i clienti in salvaguardia per i quali il tipo di tariffazione non è disponibile.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 3.35 Prezzi dell'energia elettrica nel mercato libero per i clienti con contratto *dual fuel* nel 2024

CLASSE DI CONSUMO (kWh/anno)	QUANTITÀ DI ENERGIA (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	PREZZO MEDIO AL NETTO DELLE IMPOSTE (€/MWh)	DI CUI: COSTI DI APPROVVIGIONA-MENTO (€/MWh)
Clienti domestici				
< 1.000 kWh	177	306	583,8	310,3
1.000-1.800 kWh	615	437	338,3	218,6
1.800-2.500 kWh	720	338	288,7	195,9
2.500-3.500 kWh	824	281	261,8	181,8
3.500-5.000 kWh	555	137	240,8	169,2
5.000-15.000 kWh	343	52	220,4	155,5
> 15.000 kWh	29	1	195,7	140,3
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	3.263	1.552	291,1	193,6
Bassa tensione	1674	105,1	213,7	138,1
Media tensione	1807	1,5	163,6	125,6
Alta e altissima tensione	149	0,0	138,7	121,4
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	3631	106,6	185,7	131,2

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La mostra, infine, i costi di approvvigionamento pagati dai clienti del mercato libero che hanno aderito a un contratto *dual fuel*. Per i clienti domestici del mercato libero i prezzi dell'energia elettrica che emergono dai contratti *dual fuel* (291 €/MWh) risultano meno convenienti rispetto all'acquisto di elettricità con un contratto distinto per commodity.

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

Il decreto legislativo 1° giugno 2011 n. 93, in attuazione delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, ha dato il compito all'Autorità di effettuare il monitoraggio dei mercati al dettaglio, con riferimento sia al settore elettrico sia al settore del gas naturale. Tale attività è stata avviata nel 2011 per entrambi i settori con il *Testo integrato del sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale* (TIMR)[152] 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 2023***[153], 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 2023 analizza i dati raccolti in materia di: dinamiche concorrenziali, offerte e prezzi, qualità

[152] Adottato con la delibera 7 novembre 2011, ARG/com 151/11.

[153] Rapporto 23 luglio 2024, 317/2024/I/ com, (Rapporto 2023). Tutti i contenuti presenti nel Rapporto 2023, nei precedenti rapporti, dati e analisi del Monitoraggio *retail*, sono pubblicati sulla pagina web del Monitoraggio retail del sito dell'Autorità (https://www.arera.it/rapporti-e-relazioni/monitoraggio-retail).

del servizio di vendita, qualità della fatturazione e 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 concorrenzialità raggiunte tra i vari segmenti di clientela.

I risultati dell'attività di Monitoraggio retail per l'anno 2023 in primo luogo confermano per i clienti MT altri usi del settore elettrico l'assenza di specifiche criticità rilevanti. La concentrazione è in diminuzione secondo molti dei relativi indici ed è compatibile con condizioni di effettiva concorrenza. La dinamicità dei clienti è sostenuta e in leggero aumento rispetto all'anno precedente. Pertanto, anche per il 2023, è possibile affermare che il funzionamento del mercato, con riferimento al segmento di clienti MT altri usi, non richieda interventi regolatori specifici.

Per i clienti BT altri usi le evidenze circa le dinamiche concorrenziali e la struttura del mercato della vendita mostrano alcuni incoraggianti segnali di vivacità, ma anche altri aspetti di attenzione. Tali segnali sono meritevoli di verifica nell'attività di monitoraggio a venire, anche al fine di poterne trovare conferma con ulteriori riscontri, soprattutto con riferimento all'evoluzione della concentrazione e alla dinamicità dei clienti finali.

Per i clienti domestici del settore elettrico e i domestici e condomini del settore del gas, nonostante i miglioramenti emersi soprattutto in termini di dinamicità dei clienti, permangono tuttora le criticità che storicamente caratterizzano tali segmenti. Queste suggeriscono maggiore attenzione nel processo di accompagnamento, anche regolatorio, alla completa liberalizzazione del mercato. In dettaglio, 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 ancora insufficiente livello di capacità del cliente "medio" di 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 4 agosto 2017, n. 124, 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.

Nell'ambito dell'evoluzione del sistema di Monitoraggio *retail*, al fine di ridurre le asimmetrie informative tra operatori, rendere più efficace la collaborazione con le altre istituzioni del Paese ed europee e favorire la ricerca anche accademica, l'Autorità ha reso disponibili degli strumenti di consultazione dei consumi medi mensili di energia elettrica e gas naturale, con dettagli geografici fino alla provincia. Inoltre, nell'ambito del Monitoraggio *retail*, l'Autorità ha introdotto un Indicatore di prezzo (IP) delle offerte scelte dai clienti nell'ambito del mercato libero[154], disponibile alla pagina "Prezzi applicati ai clienti domestici nel mercato libero". Tale Indicatore è calcolato considerando in ciascun mese, a partire dal gennaio 2023, le offerte effettivamente scelte dai clienti domestici che hanno cambiato fornitore e simulando la relativa spesa annua per i 12 mesi successivi, nonché il relativo prezzo medio atteso. Il valore di questo indice, aggiornato all'ultimo mese disponibile, rappresenta quindi la migliore stima della spesa unitaria che i clienti che hanno cambiato fornitore sosterranno nei 12 mesi successivi. L'indicatore viene riferito alla spesa unitaria totale, comprensiva di tutte le voci (materia energia, trasporto, oneri di sistema e imposte), in modo da fornire una rappresentazione concreta del costo totale sostenuto dal consumatore.

[154] Presentato per la prima volta nel Rapporto 27 febbraio 2024 59/2024/I/com, Rapporto che l'Autorità produce annualmente per il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (vedi oltre).

In aggiunta al Rapporto annuale di monitoraggio *retail*, l'Autorità è tenuta per legge[155] a trasmettere al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica o MASE (ex Ministro della transizione ecologica o Ministro dello sviluppo economico) e alle Commissioni parlamentari competenti un ***Rapporto di monitoraggio dei mercati di vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas*** (Rapporto MASE).

Tale rapporto deve essere elaborato deve essere elaborato utilizzando le informazioni provenienti dal Sistema Informativo Integrato (SII) ogni sei mesi a decorrere dal 1° luglio 2021 e fino al 31 dicembre 2022; l'Autorità è, inoltre, tenuta proseguire il monitoraggio di cui al presente rapporto anche nel biennio 2023-25[156].

A partire dal 27 luglio 2021, l'Autorità ha inviato semestralmente al MASE i rapporti di monitoraggio[157]. Le analisi ivi contenute si concentrano 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(m^3)/anno.

Il Rapporto MASE - Rapporto di aggiornamento gennaio 2025 presenta una sintesi delle principali evidenze sui mercati di energia elettrica e gas al dettaglio, aggiornate fino a settembre 2024:

- la maggior parte dei clienti domestici (77,9%) e BT Altri usi (86,6%) è nel mercato libero dell'elettricità e anche nel gas oltre l'86% dei clienti domestici si approvvigiona nel mercato libero. Tuttavia, molte offerte del mercato libero risultano meno convenienti rispetto ai servizi di tutela.
- il tasso di cambio fornitore è in crescita, con una maggiore dinamicità tra i clienti più giovani e e tra clienti già usciti dalla tutela, con una significativa disomogeneità territoriale; la maggior parte dei clienti che cambiano fornitore preferisce offerte di mercato libero, spesso con venditori dello stesso gruppo del fornitore di tutela, anche se non sempre sceglie le offerte più economiche.
- la conoscenza del mercato libero è limitata, e i canali digitali sono i più utilizzati per sottoscrivere contratti. Molti clienti non verificano le offerte disponibili sul Portale Offerte.
- l'Autorità ha rafforzato i controlli sulle offerte pubblicate sul Portale Offerte, verificando la correttezza delle informazioni e la conformità delle condizioni contrattuali (con anomalie riscontrate in circa il 3,8% dei casi), nonché misure per rafforzare la trasparenza e la comparabilità delle offerte, anche in vista del superamento della tutela di prezzo.
- sono stati introdotti strumenti come lo "Scontrino dell'energia" e il Portale Consumi per semplificare la comprensione delle spese e migliorare la consapevolezza dei clienti.
- sono state realizzate anche campagne di comunicazione e supporto ai clienti vulnerabili, con lo scopo di sensibilizzare i consumatori sul mercato libero e sui loro diritti.

[155] 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*".

[156] Decreto del Ministro della Transizione Ecologica del 31 agosto 2022, n° 315/2022,art. 2.5.

[157] Rapporto 27 luglio 2021, 327/2021/I/com; Rapporto 1 febbraio 2022, 37/2022/I/com; Rapporto 19 luglio 2022, 342/2022/I/com; Rapporto 31 gennaio 2023, 30/2023/I/com; Rapporto 25 luglio 2023, 343/2023/I/com, Rapporto 27 febbraio 2024, 59/2024/I/com, Rapporto 30 luglio 2024, 346/2024/I/com e Rapporto 18 febbraio 2025, 52/2025/I/com.

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)[158], ha stabilito, infatti, una serie di regole a tutela dei clienti finali e indicatori di qualità commerciale, che tutte le società di vendita di energia elettrica e gas sono tenute a rispettare. Tali indicatori sono di due tipologie: generali e specifici.

Gli **standard generali** rappresentano il livello di qualità riferito al complesso delle prestazioni di uno stesso tipo. Il loro mancato rispetto non comporta indennizzi al cliente, ma in caso di violazione grave di questi standard, l'Autorità può aprire un procedimento per infliggere sanzioni amministrative al venditore inadempiente. Quando il venditore non rispetta gli **standard specifici** di qualità commerciale, invece, il cliente riceve automaticamente un indennizzo nella prima fatturazione utile. L'indennizzo automatico di base (pari a 25 euro) raddoppia se l'esecuzione della prestazione sottoposta a indennizzo avviene oltre un tempo doppio dello standard e triplica se l'esecuzione della prestazione avviene oltre un tempo triplo dello standard o oltre. Indipendentemente dall'*escalation* prevista, l'indennizzo deve comunque essere erogato al cliente entro sei mesi da parte del venditore che ha ricevuto il reclamo scritto o la richiesta di rettifica di fatturazione o di doppia fatturazione. L'indennizzo non è dovuto se nell'anno solare sia già stato pagato un indennizzo al cliente per mancato rispetto del medesimo standard di qualità e nel caso di reclami per i quali non sia possibile identificare il cliente (perché il reclamo non contiene le informazioni minime necessarie). Il venditore, inoltre, non è tenuto a corrispondere l'indennizzo automatico se il mancato rispetto degli standard specifici di qualità sia riconducibile a cause di forza maggiore – intese come atti dell'autorità pubblica, eventi naturali eccezionali per i quali sia stato dichiarato lo stato di calamità, scioperi indetti senza il preavviso previsto dalla legge, mancato ottenimento di atti autorizzativi – oppure a cause imputabili al cliente o a terzi, ovvero danni o impedimenti provocati da terzi.

I reclami scritti, le rettifiche di fatturazione e le rettifiche di doppia fatturazione sono sottoposti a standard minimi specifici sul tempo di effettuazione delle prestazioni, mentre le richieste di informazione scritte sono sottoposte a standard generali.

Per il 2024 hanno comunicato i dati relativi alla qualità commerciale dei servizi di vendita nel settore dell'energia elettrica 492 imprese, che hanno dichiarato di aver servito, nel complesso, 32,6 milioni di clienti elettrici. I tempi medi effettivi di esecuzione per le risposte ai reclami, alle rettifiche di fatturazione e alle richieste di informazioni dichiarati dai venditori per il 2024 risultano inferiori agli standard specifici fissati dal TIQV, mentre i tempi effettivi per le rettifiche di doppia fatturazione risultano superiori allo standard fissato ().

[158] Allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com.

Tavola 3.36 Standard per il servizio di vendita di elettricità e tempi medi effettivi nel 2024

PRESTAZIONI	STANDARD SPECIFICI (giorni solari)	STANDARD GENERALI (%)	TEMPI MEDI EFFETTIVI (giorni solari)
Tempo massimo di risposta motivata ai reclami scritti	30	-	15,29
Tempo massimo di rettifiche di fatturazione	60 o 90(A)	-	33,11
Tempo massimo di rettifiche di doppia fatturazione	20	-	34,64
Risposte a richieste scritte di informazioni inviate entro il tempo massimo di 30 giorni solari	-	95%	6,16

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

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dichiarati dagli operatori.

Nel complesso, le imprese che hanno servito clienti del settore elettrico hanno ricevuto 298.690 **reclami scritti**, in diminuzione rispetto all'anno precedente (-8,3%); il 58,0% dei reclami è stato inoltrato da clienti domestici del mercato libero, il 18,6 % da clienti non domestici del mercato libero, il 9,5% dai clienti domestici in maggior tutela, il 6,4% da clienti multisito, il 4,4% dai clienti non domestici in tutele graduali per le microimprese, il 2,0% dai clienti domestici in tutele graduali, lo 1% dai clienti in media tensione ().

Tavola 3.37 Reclami, richieste di informazione e rettifiche di fatturazione ricevute dai venditori

	2020	2021	2022	2023	2024
Numero di reclami	297.341	289.035	337.863	325.681	298.690
Numero di richieste di informazione	193.960	228.171	313.144	329.429	261.117
Numero di rettifiche di fatturazione	8.053	7.862	10.567	6.606	6.566
Numero di rettifiche di doppia fatturazione	967	859	713	1.320	565

Fonte: ARERA elaborazione su dati dichiarati dagli operatori.

Le **richieste di informazione** ricevute dalle imprese ammontano complessivamente 261.117, in diminuzione del 20,7% rispetto all'anno precedente. La maggioranza delle richieste (62,1%) proviene da clienti domestici del mercato libero, il 14,7% da clienti non domestici del mercato libero. Una quota pari all'8,2% delle richieste di informazione ha interessato i clienti multisito, il 6,1% il segmento dei clienti domestici in tutela, il 4,8% dai clienti non domestici in tutele graduali per le microimprese, il 3,3% dai clienti domestici in tutele graduali. Lo 0,8% delle richieste di informazione ha interessato i clienti in media tensione.

Le **rettifiche di fatturazione** sono risultate complessivamente 6.566, in diminuzione dello 0,6% rispetto all'anno precedente. Le rettifiche, che fanno seguito a reclami scritti su fatture già pagate ma che vengono contestate, hanno riguardato prevalentemente il segmento dei clienti domestici elettrici nel mercato libero (68,4%), seguiti dai clienti non domestici del mercato libero (17,7%). Una quota pari al 8,8% delle rettifiche ha interessato i clienti multisito, mentre il 2,8% delle rettifiche di fatturazione è stata effettuata dai clienti non domestici in tutele graduali (microimprese), l'1,2% delle rettifiche ha interessato i clienti in media tensione, lo 1% il segmento dei clienti domestici in tutela, lo 0,2% dai clienti domestici in tutele graduali.

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 565, in diminuzione del 57,2% rispetto all'anno precedente e comunque contenute se rapportate ai milioni di *switching* annui. Le rettifiche hanno interessato prevalentemente il segmento dei clienti domestici elettrici nel mercato libero (60,5%), seguiti dai clienti non domestici

del mercato libero (22,1%). Una quota pari al 9,2% delle rettifiche ha interessato i clienti multisito, mentre il 5,8% delle rettifiche proviene dai clienti non domestici in tutele graduali per le microimprese, l'1,4% dai clienti domestici in tutele graduali e lo 0,5% delle rettifiche ha interessato i clienti in media tensione. Infine, lo 0,4% delle rettifiche è stato inerente al segmento dei clienti domestici in tutela.

L'analisi delle ragioni di mancato rispetto delle prestazioni soggette a standard evidenzia che, complessivamente, nel 98,1% dei casi il mancato rispetto degli standard specifici relativamente alle prestazioni in esame sia da attribuire a cause dipendenti dalla responsabilità dell'impresa, mentre nell'1,88% a cause dovute a terzi (cliente, altri soggetti) e nello 0,02% a cause di forza maggiore.

Considerando, invece, il numero di **indennizzi automatic**i erogati per mancato rispetto degli standard specifici da parte dei venditori elettrici, il 95,9% degli indennizzi è connesso al mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti, il 3,5% ai fuori standard per le rettifiche di fatturazione e lo 0,6% ai fuori standard delle rettifiche di doppia fatturazione. Il 56,1% degli indennizzi è stato percepito dai clienti domestici del mercato libero, il 21,88% dai clienti non domestici del mercato libero, l'8,8% dai clienti domestici del mercato tutelato, l'8,44% dai clienti multisito, il 2,8% dai clienti non domestici in tutele graduali per le microimprese, l'1,4% dai clienti in media tensione, lo 0,6% dai clienti domestici nel servizio a tutele graduali. In termini di importi corrisposti ai clienti, a titolo di indennizzo dovuto per le prestazioni di qualità commerciale che non hanno rispettato gli standard, nel 2024 sono stati erogati in bolletta indennizzi automatici per oltre 1,1 milioni di euro.

I clienti domestici del mercato libero risultano essere i destinatari del 55,13% del totale degli indennizzi corrisposti, il 22,92% degli indennizzi è stato corrisposto ai clienti non domestici del mercato libero, il 9,19% ai clienti multisito. I clienti domestici in maggior tutela sono stati beneficiari dell'8,05% degli indennizzi, mentre i clienti non domestici nel servizio a tutele graduali per le microimprese e i clienti in media tensione sono stati destinatari, rispettivamente, del 2,79% e dell'1,52% degli indennizzi. Infine, i clienti domestici in bassa tensione nel servizio a tutele graduali sono stati destinatari dello 0,4% degli indennizzi.

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

Indagini e ispezioni

L'attività di tutela del consumatore e di *enforcement* è attuata dall'Autorità 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.

Le ispezioni presso i soggetti regolati, sono effettuate con la collaborazione del Nucleo Speciale Beni e Servizi della Guardia di finanza, sulla base di quanto previsto dal vigente Protocollo di intesa tra le due istituzioni, ai sensi dell'art. 3 del decreto legislativo 19 marzo 2001, n. 68. Nei casi in cui dalle attività di controllo emergano inottemperanze 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 della sua efficacia, nel processo

adottato di *ciclo regolatorio*. Le attività di controllo si affiancano a un crescente numero di iniziative dell'Autorità volte alla promozione *ex ante* della *compliance* regolatoria, attraverso l'interazione con i soggetti interessati, seminari informativi e di divulgazione, finalizzati a illustrare le modalità applicative dei provvedimenti, in particolare di nuova emanazione. Nel corso del 2024, la Guardia di finanza ha effettuato, su richiesta dell'Autorità, controlli telefonici nei confronti dei *call center* di alcuni venditori del mercato libero, con riferimento alle informazioni precontrattuali fornite durante i contatti telefonici con potenziali clienti.

Inoltre, l'Autorità ha approvato le disposizioni necessarie per rendere operativa, a partire da ottobre 2024, presso la sede di Milano, l'unità del Nucleo Carabinieri dipendente dal Comando per la Tutela Ambientale e la Sicurezza Energetica. Il Nucleo sarà impegnato nello svolgimento di attività progettuali e di *enforcement*.

Anche nel 2024, l'attività di vigilanza si è articolata in ispezioni, controlli telefonici e verifiche documentali, consentendo di monitorare l'operato di un'ampia platea di soggetti e di estendere il controllo a nuovi ambiti di attività. Più in dettaglio l'attività di vigilanza è stata svolta attraverso:

- verifiche ispettive *in loco*, riguardanti temi prioritari come la tutela dei consumatori (bonus sociale), il corretto funzionamento dei mercati, la determinazione di tariffe e incentivi e la sicurezza e la qualità del servizio;
- controlli telefonici tramite chiamate ai call center dei venditori di energia elettrica e gas;
- controlli documentali, relativi in particolare alle verifiche sui dati fiscali dichiarati dalle imprese a forte consumo di energia elettrica (energivori), *all'unbundling* contabile e alla dichiarazione di investimenti da parte degli operatori nei servizi infrastrutturali dell'energia elettrica e del gas nonché alla corretta contribuzione, da parte delle imprese regolate, degli oneri di funzionamento dell'Autorità

Nel 2024, il numero complessivo delle ispezioni si è attestato a 22, registrando un lieve calo rispetto all'anno precedente (Tavola 3.38). Delle 22 ispezioni, 7 (di cui 4 ispezioni in materia di Bonus sociale) hanno avuto a oggetto la tutela dei consumatori; le restanti attività ispettive hanno riguardato tematiche inerenti alle tariffe e *all'unbundling*, la qualità del servizio e la connessione degli impianti di produzione.

In parallelo sono state introdotte nuove modalità di accertamento e, in particolare, sono stati effettuati, attraverso il Nucleo Speciale Beni e Servizi, controlli telefonici ai numeri dei call center commerciali dei venditori di energia elettrica e gas nel mercato libero in materia di informazioni precontrattuali fornite ai clienti finali nell'illustrazione delle proprie offerte. In esito a tale attività sono stati avviati 8 procedimenti sanzionatori per violazioni del Codice di condotta commerciale, dovute a carenza nelle informazioni comunicate dagli operatori sulla spesa complessiva annua prevista e sui corrispettivi dovuti dai clienti finali, nonché su specifiche condizioni di fornitura, come garanzie richieste, durata delle condizioni economiche, modalità rinnovo o oneri di recesso anticipato.

Tavola 3.38 Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo

ARGOMENTO	2020	2021	2022	2023	2024
Tutela dei consumatori	1	1	4	3	7
Tariffe e *unbundling*	–	–	2	–	3
Qualità del servizio	36	16	17	19	8
Mercati all'ingrosso e *retail*	5	2	2	2	2
Connessione degli impianti di produzione	3	–	–	–	2
TOTALE	45	19	25	24	22

Fonte: ARERA

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

Le ispezioni hanno portato a contestazioni per infrazioni pari a circa 8,4 milioni di euro. Si segnala, in particolare, che, grazie alle verifiche in materia di bonus sociali elettrico e gas, le imprese ispezionate hanno "sbloccato" l'erogazione di bonus in favore di 16.000 nuclei familiari in condizioni di disagio economico, per un totale di 2,4 milioni di euro.

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

Nel 2024 sono stati avviati **due** procedimenti sanzionatori nei confronti di altrettante società per violazioni in materia di volture, *switching* e accreditamento degli operatori al Sistema informativo integrato (di seguito SII) e, per uno dei due procedimenti, anche in materia di bonus sociale. Segnatamente, è stato contestato alle imprese di avere messo in atto strategie di trattenimento della clientela gestendo alcuni processi del SII, come le volture e gli *switching*, nonché le informazioni rese al SII, in contrasto con la regolazione.

Sono stati avviati anche **quattro** procedimenti, nei confronti di altrettante società di vendita, per violazioni in materia di ***bonus sociale*** che si sono tutti conclusi con adesione alla procedura semplificata e, dunque, con la corretta erogazione dei bonus agli aventi diritto e la corretta rendicontazione bimestrale al SII dei bonus erogati, nonché con il pagamento delle sanzioni in misura ridotta per complessivi euro 109.266. Sempre in materia di bonus sociale, è stato, altresì, avviato 1 procedimento sanzionatorio nei confronti di un'impresa di distribuzione di gas naturale per mancata fatturazione e pagamento del bonus sociale gas ai propri utenti del servizio di distribuzione.

Inoltre, come già anticipato, sono stati avviati **cinque** procedimenti sanzionatori in materia di **funzionamento del SII**. Le condotte contestate agli esercenti hanno riguardato la violazione di disposizioni poste a presidio della sicurezza del SII. Come premesso, 3 di questi procedimenti si sono conclusi con l'irrogazione di sanzioni pecuniarie, mentre nell'ambito di 1 procedimento la società interessata ha presentato una proposta di impegni, dichiarata però inammissibile, con conseguente prosecuzione dell'ordinario procedimento sanzionatorio.

È stato, altresì, avviato, nei confronti di una società di vendita, **un** procedimento sanzionatorio in materia di **trasparenza della fatturazione,** oltre che in materia di separazione contabile

È stato, infine, avviato **un** procedimento sanzionatorio in materia di **riconoscimento degli oneri generali di sistema non riscossi** dai clienti finali e già versati alle imprese distributrici.

In tema di **tutela dei clienti finali,** nel corso del 2024 si è concluso, con l'irrogazione di una sanzione amministrativa pari a 10.000 euro, **un** procedimento per la violazione dell'obbligo partecipativo alle procedure conciliative dell'Autorità di cui all'art. 9, comma 4 del TICO (Testo integrato conciliazione – Allegato A alla delibera 209/2016/E/com e s.m.i.).

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 graduali;
- revisione organica della regolazione della Bolletta 2.0 con l'obiettivo di perseguirne un miglioramento dal punto di vista della semplicità, comprensibilità e uniformità;
- definizione di obblighi informativi in capo agli esercenti la vendita.

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

4 IL MERCATO DEL GAS NATURALE

4.1 Regolamentazione delle infrastrutture

4.1.1 Estensione delle reti, sviluppo e ottimizzazione

Infrastrutture del gas

In Italia le imprese che gestiscono la **rete di trasporto del gas nazionale** (10.597 km) **e regionale** (24.839 km) sono otto: tre una che operano sulla rete nazionale e regionale e cinque che operano solo sulla rete regionale. L'impresa maggiore di trasporto gas e TSO italiano è Snam Rete Gas, oltre a essa operano sulla rete nazionale altre due società che ne possiedono e gestiscono piccoli tratti: Società Gasdotti Italia e Infrastrutture Trasporto Gas. Il gruppo Snam (composto da Snam Rete Gas e Infrastrutture Trasporto Gas) possiede il 93% delle reti.

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

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

Il TAP è il gasdotto più recente; costituisce il tratto europeo del Corridoio Meridionale del Gas, è entrato in servizio alla fine del 2020 e ha ricevuto (nel 2013) dalle Autorità competenti di Grecia, Albania e Italia un'esenzione per 25 anni dall'accesso dei terzi per la capacità iniziale di 10 miliardi di metri cubi l'anno (la sua attuale capacità è espandibile sino a 20 G(m^3) all'anno). L'espansione della capacità a lungo termine del gasdotto è in corso e dovrebbe salire da 10 a 11,2 G(m^3)/anno a partire dal 2026.

Il **gas naturale liquefatto** viene immesso nella rete nazionale di trasporto italiana attraverso l'interconnessione con i terminali in funzione a Panigaglia (in Liguria), a Cavarzere (in Veneto), a Livorno e a Piombino (in Toscana). L'impianto di Panigaglia, della società GNL Italia appartenente al gruppo Snam, ha una capacità di rigassificazione annua di 3,5 G(m^3) e una massima di 13 M(m^3)/giorno. Il terminale di Cavarzere è una struttura *off-shore* situata nel Mar Adriatico al largo di Rovigo con una capacità di rigassificazione annua di 8 G(m^3) e di circa 26,4 M(m^3)/giorno. L'80% della capacità di rigassificazione massima, cioè 21 M(m^3)/giorno, è riservata all'operatore del terminale, la società Terminale GNL Adriatico, che ha ottenuto l'esenzione all'accesso dei terzi per l'80% della capacità per 25 anni, cioè sino all'anno termico 2032-2033; il rimanente 20%, insieme all'eventuale capacità non utilizzata, è offerta sul mercato attraverso procedure di sottoscrizione di capacità. Alla fine del 2021, il Ministro della transizione ecologica di concerto con il Ministro delle infrastrutture e della mobilità sostenibili ha concesso[159] alla società di aumentare la capacità di rigassificazione

[159] Con il decreto ministeriale n. 543 del 22 dicembre 2021.

dell'impianto di 1 G(m^3), che è salita dagli iniziali 8 a 9,6 G(m^3) all'anno. Anche la capacità tecnica nel terminale di Livorno, che è anch'esso una FSRU entrata in esercizio nel dicembre 2013 e gestita dalla società OLT *Offshore* LNG Toscana, è aumentata nel 2023; nel mese di maggio[160] la società è stata, infatti, autorizzata ad accrescere la capacità massima di rigassificazione annuale che è passata dagli iniziali 3,75 G(m^3) agli attuali 5 G(m^3)/anno. La società OLT *Offshore* LNG Toscana è posseduta per il 49,07% da Snam, per il 48,24% dal *global asset manager* Igneo Infrastructure Partners e per il 2,69% da Golar LNG, una società di *shipping* specializzata nell'acquisizione, la gestione e il noleggio di navi metaniere e FSRU.

La FSRU destinata al porto di Piombino, è stata acquistata da Snam nel giugno 2022: è una nave che può immagazzinare circa 170.000 m^3 e ha una capacità di rigassificazione di 5 G(m^3)/anno. Nella prima metà del 2023 si sono concluse le procedure per il primo conferimento di capacità di rigassificazione su questo terminale per il periodo di 20 anni compreso tra gli anni termici 2023/2024 e 2043/2044, che hanno visto l'assegnazione del 95% della capacità per il periodo 2023/2024-2025/2026 e l'86% della capacità fino al 2044. Nella seconda metà del 2026, è previsto che la nave rigassificatrice di Piombino venga ricollocata in un altro luogo. Nel corso del 2024 il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica ha svolto una consultazione per lo spostamento della nave in Liguria, al largo di Vado Ligure, in provincia di Savona, dove la FSRU rimarrebbe per 17 anni.

Nel 2025 dovrebbe entrare in funzione il quinto impianto di rigassificazione, cioè la FSRU ormeggiata a circa 8 chilometri al largo di Ravenna, che Snam ha acquistato nel luglio 2022. Costruita nel 2015, questa nave ha una capacità di rigassificazione di 5 G(m^3)/anno. Una volta in pieno esercizio consentirà di portare la capacità complessiva di rigassificazione italiana a 28 G(m^3)/anno, equivalente ai volumi importati via gasdotto dalla Russia nel 2021, prima del conflitto russo-ucraino. Il 12 giugno 2025 è stato scaricato presso il terminale di Ravenna il primo carico commerciale. A fine giugno 2025 Snam ha pubblicato la procedura per il primo conferimento di capacità di rigassificazione relativa a prodotti ventennali, decennali e quinquennali.

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. Nel giugno 2024 Snam ha presentato un'offerta per acquisire gli stoccaggi gas di Edison. Poi, nel marzo 2025 Snam, attraverso la controllata Stogit, ha annunciato il perfezionamento dell'acquisizione del 100% di Edison Stoccaggio, a seguito dell'ottenimento delle necessarie autorizzazioni antitrust: il capitale sociale di Edison Stoccaggio è stato interamente acquisito da Stogit e la società è stata rinominata Stogit Adriatica.

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. Nel 2023 il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (MASE) ha autorizzato il potenziamento dei siti di Ripalta e di Sergnano, in considerazione delle criticità per il sistema nazionale del gas derivanti dalle riduzioni dei flussi provenienti di gas russo. Stogit è stata autorizzata ad ampliare la capacità di stoccaggio nel giacimento di Ripalta, mediante l'incremento graduale della pressione massima di esercizio fino a raggiungere il 110% della pressione originaria del giacimento, fino al 31 dicembre 2026, cioè fino alla scadenza della concessione per lo stoccaggio di Ripalta. Anche per il sito di Sergnano il Ministero ha autorizzato Stogit ad aumentare la capacità di stoccaggio mediante l'incremento della pressione massima di esercizio, ma in questo caso non oltre il 105%.

[160] Con il decreto emesso il 26 maggio 2023 dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica di concerto con il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti.

Nel giugno 2024, inoltre, il Ministero ha accordato a Stogit la seconda proroga decennale della concessione per il sito di Fiume Treste, fissando il nuovo termine di scadenza al 20 giugno 2032.

Il sistema di stoccaggio del gas italiano ha dimensioni importanti: nell'anno termico 2024-2025, che si è concluso il 31 marzo 2025, il sistema ha offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio complessivo (c.d. *working gas*) pari a 17,85 G(m^3), di cui 4,6 G(m^3) destinati allo stoccaggio strategico. La capacità disponibile per lo stoccaggio di modulazione di punta è pari a 7,861 G(m^3); la restante capacità è associata a prodotti con un profilo di prelievo uniforme nel corso dell'anno o che comunque ampliano l'offerta di flessibilità.

La **distribuzione** di gas naturale in Italia avviene per mezzo di 272.175 km di rete (di cui 303 non in funzione nel 2024), il 57,1% in bassa pressione, il 42,3% in media pressione e lo 0,6% in alta pressione. La lunghezza delle reti è cresciuta di circa 1.000 km rispetto al 2023. Oltre alle reti, la distribuzione del gas avviene per mezzo di 6.921 cabine e 104.363 gruppi di riduzione finale. Il 57,1% delle reti (155.475 km) è collocato al Nord, il 22,6% al Centro (61.600 km) e il restante 20,2% (55.100 km) si trova al Sud e nelle Isole. Nel 2024 le imprese attive nella distribuzione gas sono risultate 183 (quattro in meno del 2023), 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), 89 piccole (10.000-50.000) e 46 piccolissime (meno di 5.000 clienti). Dal 2020 il numero delle imprese con più di 100.000 punti di riconsegna è pari a 28 unità e la loro quota in termini di gas distribuito è rimasta stabile intorno all'85%. Complessivamente i 183 operatori attivi nel 2024 hanno distribuito 25,8 G(m^3), 0,2 G(m^3) in più dell'anno precedente, a 21,8 milioni di consumatori.

Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas

Nel gennaio 2024 l'Autorità ha avviato[161] un procedimento per aggiornare le proprie disposizioni in materia di piani di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale, con la finalità, tra le altre, di tenere conto dei recenti vincoli legislativi che prevedono l'obbligo per l'impresa maggiore di trasporto di trasmettere il Piano unico del trasporto del gas naturale con cadenza biennale, rendendo di fatto inefficace l'obbligo di invio da parte dei gestori delle reti di trasporto dei propri Piani di sviluppo 2024.

Contestualmente all'avvio suddetto, l'Autorità ha abrogato la deroga dall'obbligo di applicazione dell'analisi costi/benefici per i Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas relativi all'anno 2023, prevedendo al contempo l'obbligo per i gestori del sistema di trasporto che avessero fatto uso di tale deroga di integrare i propri Piani di sviluppo trasmessi a dicembre 2023 con le relative analisi costi/benefici.

Ai sensi di quanto disposto dall'art. 16 comma 2 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93 e dall'Autorità nel settembre[162] 2018, l'Autorità medesima sottopone i Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale alla consultazione degli utenti della rete effettivi o potenziali e di tutti gli altri soggetti interessati, rendendo poi pubblici i risultati di tale consultazione; sono stati pertanto resi disponibili, sul sito internet dell'Autorità, i piani di sviluppo 2023 di nove imprese che gestiscono tratti della rete di trasporto nazionale o regionale (Consorzio Media Valtellina Trasporto Gas; Energie Rete Gas; Enura; Gasdotti Alpini; Infrastrutture Trasporto Gas; Metanodotto alpino;

[161] Delibera 30 gennaio 2024, 23/2024/R/com.

[162] Delibera 27 settembre 2018, 468/2018/R/gas, e s.m.i..

Retragas; Società Gasdotti Italia; Snam Rete Gas).

L'Autorità ha, altresì, reso disponibili i seguenti documenti:

- il documento di coordinamento dei Piani, predisposto ai sensi della regolazione[163] da Snam Rete Gas, in qualità di impresa maggiore di trasporto, che contiene tutti gli interventi presenti nei Piani decennali di sviluppo 2023-2032 dei gestori del sistema di trasporto (compresa la stessa Snam Rete Gas), in cui, per ciascun progetto, sono evidenziate eventuali sovrapposizioni tra gli interventi di sviluppo della rete ed eventuali azioni necessarie per garantirne la realizzazione;
- i criteri applicativi dell'analisi costi-benefici, inclusivi della relativa appendice informativa, contenente la stima dei costi unitari standard e gli altri parametri unitari rilevanti ai fini della predisposizione dei Piani 2023;
- il documento di descrizione degli scenari applicati nei Piani 2023.

I soggetti interessati hanno avuto la possibilità di far pervenire le proprie osservazioni all'Autorità entro il 14 agosto 2024; queste sono state poi trasmesse ai gestori del sistema di trasporto per una loro analisi e valutazione: sia le osservazioni che le controdeduzioni sono state pubblicate sul sito internet dell'Autorità.

In data 11 luglio 2024, in conformità alla regolazione[164], Snam Rete Gas, in coordinamento con gli altri gestori del sistema di trasporto, ha organizzato una sessione pubblica di presentazione dei Piani, al fine di garantire la massima partecipazione al processo di consultazione, dandone adeguata pubblicità sul proprio sito internet.

Nuova metodologia per il piano unico di sviluppo del trasporto gas

Nel corso del 2024 l'Autorità ha, altresì, iniziato un aggiornamento delle proprie disposizioni per la predisposizione dei piani di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale, in relazione sia alla modifica del quadro normativo primario[165] che a un insieme di altre evoluzioni e raccomandazioni, a livello europeo, relative alle attività di pianificazione; pertanto, nell'ambito del procedimento avviato[166] nel gennaio 2024, nel dicembre del medesimo anno l'Autorità ha presentato[167] i propri orientamenti per la predisposizione di un Piano unico di sviluppo della rete di trasporto.

Le proposte dell'Autorità tengono conto, come detto, delle recenti evoluzioni del quadro comunitario, sia riguardo al "Pacchetto decarbonizzazione"[168] sia con riferimento alle recenti politiche

[163] Art. 5 della delibera 27 settembre 2018, 468/2018/R/gas.

[164] Art. 4 comma 3 della delibera 468/2018/R/gas.

[165] Legge 30 dicembre 2023, n. 214.

[166] Delibera 30 gennaio 2024, 23/2024/R/com.

[167] Documento per la consultazione 3 dicembre 2024, 522/2024/R/gas.

[168] Il "pacchetto decarbonizzazione" si compone di due testi legislativi: Direttiva UE 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, relativa a norme comuni per i mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno, e Regolamento UE 2024/1789 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, sui mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno.

energetico-ambientali.

Nel dettaglio, nella consultazione sono stati esposti orientamenti riguardanti:

- il processo di predisposizione del Piano unico, in particolare riguardo alle responsabilità dei soggetti coinvolti, al loro coordinamento, alle tempistiche;
- l'aggiornamento dei requisiti minimi per la predisposizione del Piano unico e per l'analisi costi/benefici.

Per quanto riguarda il processo di predisposizione del Piano unico, l'Autorità ha espresso i seguenti orientamenti:

- attribuire all'impresa maggiore di trasporto il compito di valutare non solo il coordinamento di tutti gli interventi, ma anche la coerenza delle proposte di sviluppo promosse dalle altre imprese di trasporto con l'assetto potenziale della rete, verificando anche le stime di costo trasmesse dalle altre imprese, e sviluppare e aggiornare le analisi dei costi e dei benefici; invece, i compiti di individuazione (e, nelle fasi successive, di evoluzione di un progetto già pianificato e di aggiornamento) dei dettagli progettuali degli specifici interventi di sviluppo, nonché di effettiva realizzazione degli interventi e relativo monitoraggio, rimarrebbero prerogative dei singoli gestori;
- non rendere più disponibile l'attuale documento di coordinamento degli sviluppi dei vari gestori in forma separata rispetto al Piano, ma renderlo una parte integrante di questo, per dare evidenza del processo di coordinamento tra gestori, propedeutico all'elaborazione del Piano, degli input trasmessi all'impresa maggiore di trasporto e delle azioni da essa adottate;
- mantenere, nella definizione di un termine biennale per l'invio del Piano unico gas, a partire dal 2027, una logica di sostanziale allineamento con il settore della trasmissione elettrica e, in termini prospettici, con il settore dell'idrogeno e fissare la scadenza del 28 febbraio degli anni dispari, a partire dal 2027;
- prevedere che i gestori diversi dall'impresa maggiore possano trasmettere a quest'ultima tutte le informazioni rilevanti per la finalizzazione del Piano unico (inclusa la sua sintesi tabellare) entro il 31 gennaio di ciascun anno dispari;
- fissare la scadenza al 31 luglio 2025 per quanto riguarda l'edizione del Piano unico 2025, al fine di identificare un punto intermedio tra dicembre 2023 e febbraio 2027, così da poter attuare un processo ordinato di passaggio alla nuova periodicità biennale e alle nuove attività e processi di coordinamento ed elaborazione del Piano unico.

Per quanto riguarda, invece, l'aggiornamento dei requisiti minimi per la predisposizione del Piano unico e per l'analisi costi/benefici, gli orientamenti dell'Autorità riguardano:

- la previsione che il Piano unico gas includa anche le informazioni relative alle infrastrutture di rete che saranno dismesse, incluse le relative tempistiche previste, l'informazione se la finalità sia di rimozione e smantellamento, o di riutilizzo, nonché le indicazioni sui costi associati alla dismissione, i ricavi derivanti dalla cessione di asset e, in termini generali, gli impatti tariffari, approfondendo, inoltre, gli eventuali effetti di tali dismissioni sul sistema del gas naturale; tali informazioni sarebbero richieste per tutte le attività di dismissione;
- l'applicazione, in caso di effettuazione di specifiche analisi costi/benefici delle dismissioni, delle stesse soglie di costo di investimento previste per l'esecuzione delle analisi costi/benefici degli interventi di sviluppo;
- la previsione che i costi fisici di smantellamento di porzioni di rete, nei casi in cui l'attività non

risponda a principi generali di efficienza del sistema, non siano ammissibili (né ai fini di riconoscimento dei costi, né nella valutazione dei piani di investimento), in particolare qualora siano in corso o siano stati realizzati negli ultimi dieci anni precedenti al piano di interventi per nuove capacità di trasporto di gas sullo stesso percorso o su un percorso parallelo;

- la previsione che il Piano unico contenga informazioni più dettagliate possibile sia in merito ai progetti di trasporto di promotori terzi (ossia diversi da gestori di reti nazionali o regionali di gasdotti) al di fuori del perimetro della rete nazionale di gasdotti, anche in fase di studio/valutazione, sia in merito a progetti di sviluppo di infrastrutture di stoccaggio e rigassificazione che siano in fase di studio, valutazione, pianificazione, autorizzazione o realizzazione;
- la previsione che le informazioni, in particolare i costi e i tempi previsti e, opzionalmente, i benefici, vengano fornite dai soggetti promotori dei singoli progetti in un formato standardizzato nella forma di sintetiche schede progetto, la cui predisposizione e pubblicazione del template, così come la successiva raccolta, sarebbero in capo all'impresa maggiore di trasporto;
- la previsione che le schede progetto delle iniziative di promotori terzi, di gestori (anche potenziali) di infrastrutture di stoccaggio e di rigassificazione siano di accompagnamento al Piano unico, nell'ambito di uno specifico Allegato nel quale sarà anche effettuato il monitoraggio dell'avanzamento dei progetti di allacciamento/interconnessione alla rete di trasporto a fronte delle richieste di utenti e/o gestori; i progetti ricadenti in questo specifico Allegato non sarebbero oggetto di specifica valutazione dell'Autorità;
- la previsione che l'impresa maggiore di trasporto individui nel Piano unico in maniera trasparente le eventuali infrastrutture che si rendano necessarie a seguito della realizzazione dei progetti terzi di cui al punto precedente;
- la valutazione dell'adozione di un approccio maggiormente strutturato e integrato all'identificazione dei *system needs* per il settore gas, anche in coerenza con quanto previsto da alcuni anni per il settore della trasmissione elettrica riguardo al rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo, coordinando gli orizzonti temporali di analisi;
- la previsione che, laddove vi fosse capacità disponibile nel sistema del gas naturale, si debba analizzare se tale capacità possa essere utilizzata in ottica cross-settoriale per risolvere limitazioni nelle capacità di trasmissione di energia elettrica;
- la correlazione dell'analisi delle capacità di trasporto disponibili con la definizione delle capacità di trasporto obiettivo del settore elettrico, valutando, inoltre, se l'informazione sulle capacità disponibili possa diventare un elemento utile per prospettive di riutilizzo delle infrastrutture per il trasporto di idrogeno o altre finalità;
- la sostituzione dell'attuale categoria di beneficio B6 con un indicatore quantitativo (impatto I6 – Variazione delle emissioni di gas inquinanti non climalteranti);
- l'eliminazione della categoria di beneficio B2m – Sostituzione di combustibili per metanizzazione di nuove aree;
- la presentazione di una sintesi tabellare degli interventi del Piano unico, in formato foglio di lavoro elaborabile, relativa a tutti gli interventi contenuti nel Piano, differenziata tra interventi soggetti e non soggetti ad analisi costi/benefici;
- la previsione di uno specifico rapporto di monitoraggio dell'avanzamento del Piano di sviluppo anche per quanto riguarda il Piano unico del gas, da predisporre negli anni pari e quindi con frequenza biennale, in quanto negli anni dispari tali informazioni di monitoraggio sarebbero contenute direttamente nel piano stesso.

4.1.2 Accesso alle reti e alle infrastrutture del gas

Accesso agli impianti ed erogazione del servizio di rigassificazione del GNL

Nell'ottica incrementare le disponibilità di gas in sostituzione del gas di provenienza russa, dopo che nel 2023 è entrato in esercizio il nuovo terminale di rigassificazione inizialmente ubicato nel porto di Piombino, nel corso dell'anno 2024 sono stati completati i lavori alla *Floating Storage and Regassification Unit* (FSRU) e alla piattaforma di ormeggio del nuovo terminale di rigassificazione, ubicato in prossimità della costa di Ravenna, che dispone di una capacità di rigassificazione annuale di circa 4,5 miliardi di Sm^3 ed è gestito dalla società Snam FSRU Italia . Nel gennaio 2024 l'Autorità ha approvato[169] il codice di rigassificazione e la proposta di procedura di primo conferimento della capacità di rigassificazione del Terminale di Ravenna. L'entrata in esercizio del nuovo impianto di rigassificazione è prevista per la prima metà del 2025.

Il decreto-legge 17 maggio 2022, n. 50 prevede disposizioni per la realizzazione di nuova capacità di rigassificazione mediante unità galleggianti di stoccaggio e rigassificazione da allacciare alla rete di trasporto esistente al fine di diversificare le fonti di approvvigionamento di gas e la sicurezza energetica nazionale. Per tali finalità, l'art. 5 del decreto suddetto ha istituito un fondo di 30 milioni di euro per ciascuno degli anni dal 2024 al 2043, prevedendo che i criteri di accesso e le modalità di impiego del fondo siano definiti con decreto del Ministro dell'economia e delle finanze, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, sentita l'Autorità, che si è espressa[170] nel marzo 2024.

Accesso al servizio di stoccaggio

Nel 2018 è stata introdotta l'incentivazione alle imprese di stoccaggio, recepita nella Regolazione in materia di garanzie di libero accesso al servizio di stoccaggio di gas naturale (di seguito: RAST), con l'obiettivo di favorire la messa a disposizione di capacità di breve termine e di servizi che consentano una maggiore flessibilizzazione delle prestazioni dello stoccaggio.

A partire dal 2022, le imprese di stoccaggio hanno sviluppato diversi servizi innovativi (il servizio di giacenza residua, quello di controflusso invernale, servizi infrastagionali) che, anche mediante il meccanismo dell'allocazione implicita di capacità stagionale, hanno rivestito un ruolo importante per raggiungere gli obiettivi di riempimento. Tale evoluzione ha reso necessario chiarire che il regime di incentivazione riguarda le sole capacità aggiuntive rispetto a quelle afferenti ai servizi di base.

In questo contesto l'Autorità nel marzo 2024 ha introdotto[171] alcune modifiche alla RAST funzionali ad adeguare sia il quadro regolatorio dei servizi di stoccaggio alla luce dell'evoluzione del contesto, sia l'assetto del sistema incentivante, rendendolo uno strumento di regolazione strutturato e a regime. L'Autorità ha, altresì, fissato, per il biennio 2024-2025, i parametri con cui le imprese di stoccaggio calcolano i proventi trattenuti a titolo di incentivo.

Nel luglio 2022, a fronte delle conseguenze dell'insorgere del conflitto russo-ucraino, il Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica (allora Ministro della transizione ecologica) aveva

[169] Delibera 30 gennaio 2024, 16/2024/R/gas.

[170] Parere 19 marzo 2024, 88/2024/I/gas.

[171] Delibera 12 marzo 2024, 76/2024/R/gas.

previsto[172] che il GSE offrisse un servizio di riempimento di ultima istanza (di seguito: servizio STUI), al fine di garantire il raggiungimento degli obiettivi di riempimento degli stoccaggi. Tale decreto aveva, altresì, previsto che l'Autorità riconoscesse gli "eventuali costi non recuperati sostenuti dal GSE, tenendo conto dei costi complessivi del servizio e con l'obiettivo di salvaguardare l'equilibrio economico-finanziario del GSE medesimo". A tal fine, nel giugno 2024 l'Autorità ha disposto[173] l'erogazione da parte della Cassa per i servizi energetici e ambientali a favore del GSE, a valere sul "Conto oneri stoccaggio", dei costi compensativi e ambientali (componente CCOMP) associati all'utilizzo degli stoccaggi, per il periodo agosto 2022-dicembre 2023, e dei costi relativi alle transazioni effettuate per la cessione del gas in stoccaggio, per il periodo agosto 2022-marzo 2023, come rendicontati dal GSE.

Nel maggio 2024 l'Autorità ha aggiornato[174], per il periodo 1° ottobre 2024-31 marzo 2025, il valore della componente tariffaria aggiuntiva CRV^{OS} [175] ponendolo pari a 0,0364 €/Smc. Contestualmente, l'Autorità ha adottato le seguenti disposizioni (confermate[176] nel giugno 2024, dopo una breve consultazione) relative all'applicazione della componente CRV^{OS} ai punti di consumo afferenti a impianti di produzione termoelettrica:

- l'applicazione integrale della componente tariffaria suddetta, salvo successiva restituzione della parte di tale componente relativa alla copertura dei costi del servizio di riempimento degli stoccaggi di ultima istanza (di seguito: servizio STUI), rimandando a successivo provvedimento le modalità applicative di dettaglio;
- in applicazione di quanto sopra, la restituzione ai produttori termoelettrici, per il periodo 1° ottobre 2024 - 31 marzo 2025, in relazione ai prelievi di gas naturale effettuati per la produzione di energia elettrica immessa in rete, della quota pari a 0,0226 €/Smc, della componente CRVOS funzionale alla copertura dei costi del servizio STUI;
- l'assegnazione alla società GSE della gestione delle restituzioni di cui al punto precedente;
- la copertura, da parte della generalità dei clienti finali del settore elettrico, della quota dei costi del servizio STUI non coperta dai produttori termoelettrici.

Nel settembre 2024 l'Autorità ha definito[177] le modalità implementative relative alla restituzione ai produttori termoelettrici della parte della componente CRV^{OS} funzionale alla copertura dei costi del servizio STUI e al recupero di tale quota non coperta dai produttori termoelettrici attraverso una componente tariffaria posta direttamente a carico della generalità dei clienti finali del settore elettrico. In dettaglio, è stato definito che:

- il meccanismo di restituzione, dal GSE ai produttori termoelettrici, dell'elemento OSSTUI sia analogo al meccanismo178 già vigente per la restituzione dell'elemento RE_{TEE};

[172] Decreto del Ministro della transizione ecologica 20 luglio 2022.

[173] Delibera 11 giugno 2024, 229/2024/R/gas.

[174] Delibera 14 maggio 2024, 182/2024/R/gas.

[175] Comma 41.1, lettera f), della RTTG.

[176] Delibera 11 giugno 2024, 227/2024/R/gas.

[177] Delibera 17 settembre 2024, 364/2024/R/com.

[178] Delibera 26 marzo 2020, 96/2020/R/eel.

- il GSE, previa consultazione, aggiorni e invii per approvazione all'Autorità il "Regolamento Operativo per il ristoro dell'elemento RE_{TEE}", garantendo la piena coerenza procedurale tra la restituzione dell'elemento OS_{STUI} e la restituzione dell'elemento RE_{TEE};
- il gettito necessario per garantire la restituzione dell'elemento OS_{STUI} sia raccolto da Terna (tramite i corrispettivi di dispacciamento applicati dagli utenti del dispacciamento all'energia elettrica prelevata) sull'intero anno solare, e non solo nel periodo invernale, come inizialmente proposto dall'Autorità;
- il gettito di cui al precedente punto vada ad alimentare il Conto oneri e stoccaggi da cui il GSE attinge per effettuare le restituzioni;
- Terna, GSE e CSEA trasmettano, per approvazione, una procedura operativa per la gestione dei flussi relativi alla restituzione dell'elemento OS_{STUI}.

Nel marzo 2024 il Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica ha emanato[179] le disposizioni per l'anno termico dello stoccaggio 2024-2025 confermando l'assetto previgente dei servizi di stoccaggio. In attuazione delle suddette disposizioni, l'Autorità nell'aprile 2024 ha definito[180] il quadro generale delle regole applicabili ai servizi di stoccaggio per l'anno termico 2024-2025, determinando, tra le altre cose, i prezzi di riserva per tutte le capacità oggetto di conferimento.

Accesso al servizio di trasporto del gas

Nell'aprile 2024 l'Autorità ha aggiornato[181] alcune disposizioni del Testo integrato del bilanciamento (TIB) per adeguarle alle nuove modalità di gestione di alcune partite economiche (relative ad autoconsumi, perdite di rete e gas non contabilizzato) introdotte dalla "Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione 2024-2027" (RTTG), approvata[182] nell'aprile 2023. Contestualmente è stato definito, con riferimento al *linepack*, un prezzo fisso convenzionalmente determinato in linea con l'attuale valore di mercato, che renda neutra Snam rispetto alle variazioni di prezzo previste dalla precedente modalità di valorizzazione.

Nel settembre 2024 è stata modificata[183] la regolazione in materia di servizio di *default* trasporto, prevedendo che i quantitativi di gas funzionali al servizio possano essere approvvigionati da Snam con i medesimi meccanismi e criteri necessari al funzionamento del sistema[184], ovvero anche secondo modalità definite da Snam e approvate dall'Autorità. In dettaglio:

- sono state introdotte nel Testo Integrato Bilanciamento (TIB) le modalità di approvvigionamento dei quantitativi per il servizio di *default* trasporto presso la piattaforma AGS del GME (dove sono acquistati i quantitativi per il funzionamento del sistema) e con l'integrazione del meccanismo di

[179] Decreto 28 marzo 2024, emanato ai sensi dell'art. 14 del decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1 e dell'art. 12, comma 7, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

[180] Delibera 2 aprile 2024, 129/2024/R/gas.

[181] Delibera 2 aprile 2024, 120/2024/R/gas.

[182] Delibera 4 aprile 2023, 139/2023/R/gas.

[183] Delibera 24 settembre 2024, 374/2024/R/gas.

[184] Comma 1.4 del TIB.

neutralità di Snam rispetto alle relative partite economiche;
- è stato modificato il prezzo[185] applicato ai soggetti forniti in servizio di *default* trasporto. In particolare, è previsto che il prezzo a copertura dei costi di approvvigionamento della materia prima non sia solo correlato ai costi sostenuti da Snam ma abbia un livello minimo pari al prezzo di sbilanciamento applicato agli utenti "corti", per evitare possibili utilizzi impropri del servizio in ragione di possibili condizioni più vantaggiose di quelle applicate a tali utenti.

Inoltre, sono state approvate integrazioni al TIB, relative al sistema di neutralità, per il recepimento di modalità che tengano conto delle disposizioni[186] relative al meccanismo di copertura dal rischio di mancato pagamento ed è stato previsto che, a decorrere dal 1° ottobre 2024, sia il termine che definisce la differenza tra i consumi effettivi e quelli stimati nelle procedure di *settlement* gas sia il disequilibrio di competenza del servizio di *default* trasporto non siano oggetto di regolazione economica nell'ambito dei meccanismi di neutralità[187].

Nel novembre 2024 sono state apportate[188] alcune modifiche alla disciplina del bilanciamento, con particolare riferimento:

- a una nuova formulazione del cosiddetto *piccolo aggiustamento*[189] funzionale a ridurre le possibilità di arbitraggio dovute all'asimmetria temporale tra i sistemi di liquidazione del GME e di Snam; il valore del *piccolo aggiustamento* è stato correlato al valore dell'onere di un'operazione di finanziamento a breve termine, temporalmente coerente con l'asimmetria tra i tempi di regolazione dei pagamenti relativi all'acquisto di gas presso il mercato centralizzato (GME) e ai corrispettivi di sbilanciamento (Snam). Trattandosi di una modifica con impatti sull'intera comunità degli utenti del bilanciamento, la delibera prevede che la modifica stessa entri in vigore a ottobre 2025, consentendone l'anticipazione nelle dinamiche commerciali degli scambi di gas all'ingrosso;
- all'adeguamento del sistema degli incentivi per Snam, sia alla luce di particolari situazioni in cui quest'ultima può trovarsi a operare (ad es.: volatilità dei prezzi di mercato), sia per migliorare la bontà della definizione dei prelievi attesi relativamente ai punti di prelievo con frequenza di misura diversa dalla mensile con dettaglio giornaliero. In merito, l'Autorità ha disposto:
  - alcune integrazioni all'indicatore di performance di Snam "p2" volte a individuare situazioni in cui può risultare arbitrario attribuire alla performance p2 un carattere di efficienza o di inefficienza, sulla base di target prefissati, come nei casi di prezzi eccessivamente bassi (inferiori a 20 €/MWh) o volatili;
  - alcune integrazioni all'indicatore di performance p3 per tenere conto anche delle differenze tra volumi nominati e transitati che si generano fisiologicamente nell'esercizio dei sistemi interconnessi e che per loro natura non sono programmabili (OBA);
  - la rimodulazione su base stagionale dell'incentivo I4 sulla base delle evidenze legate all'andamento della performance p4 e con l'inclusione dei volumi afferenti al servizio di

[185] Delibera 14 giugno 2012, 249/2012/R/gas.

[186] Art. 10 della delibera 249/2012/R/gas.

[187] Art. 8 del TIB e commi 16.3 e 24.3 del TISG.

[188] Delibera 19 novembre 2024, 482/2024/R/gas.

[189] Art. 5, comma 1, lett. a) del TIB.

default trasporto per i quali nel settembre 2024 è stato disposto[190] che siano approvvigionati alla stregua di quelli per il funzionamento del sistema;

- la riduzione delle risorse destinate all'incentivo I5 e non più necessarie a raggiungere gli obiettivi di minimizzazione degli interventi dell'RdB nella sessione *infraday* del comparto per l'Approvvigionamento del gas di sistema (AGS), liberando al contempo risorse per altre aree di incentivazione;
- l'introduzione di un nuovo indicatore di performance p6, che definisce l'errore giornaliero nella previsione dei prelievi attesi relativamente ai punti di riconsegna con frequenza di misura diversa da quella mensile, prevedendo, in prima applicazione, un valore cumulato annuo dell'incentivo I6 non negativo;
- la durata quadriennale del periodo di incentivazione.

Infine, nel settembre 2024 l'Autorità ha parzialmente modificato[191] le disposizioni fondamentali[192] in materia di accesso al servizio di trasporto, per introdurre flessibilità aggiuntiva nell'utilizzo della capacità di trasporto con lo scopo di eliminare le incertezze legate agli effetti derivanti da un'eventuale risoluzione anticipata del contratto di fornitura per inadempienza del cliente finale, anche favorendo la sottoscrizione di contratti di durata inferiore all'anno. Più in dettaglio, per i punti di riconsegna della rete di trasporto direttamente collegati alle utenze industriali e alle utenze termoelettriche, è stato previsto che l'utente che ne assume la fornitura, con contratti di fornitura che terminano nel corso del medesimo anno termico e non vengono rinnovati, possa estinguere anticipatamente il conferimento della sottostante capacità di trasporto annuale secondo apposite tempistiche e modalità.

Accesso al servizio di trasporto presso i punti di interconnessione con l'estero

Nel settembre 2023 è stata aggiornata[193] la disciplina in materia di richiesta di accesso alla capacità di trasporto presso i punti interconnessi con l'estero[194], diversi dai punti interconnessi con Paesi appartenenti all'Unione europea e con la Svizzera. Più precisamente, i punti interessati dall'aggiornamento sono stati quelli di Mazara del Vallo (collegamento con l'Algeria) e Gela (collegamento con la Libia). Per tali punti, così come già previsto per i punti di entrata interconnessi con Paesi appartenenti all'Unione europea (Tarvisio, Gorizia e Melendugno) e con la Svizzera (Passo Gries), è stato disposto il possesso dell'autorizzazione all'importazione rilasciata dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (di cui all'art. 3, comma 1, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164), non più in sede di presentazione di un'offerta di acquisto di capacità, ma successivamente ai fini dell'utilizzo della capacità conferita.

[190] Delibera 24 settembre 2024, 374/2024/R/gas.

[191] Delibera 17 settembre 2024, 363/2024/R/gas.

[192] la delibera 17 luglio 2002, 137/02

[193] Delibera 26 settembre 2023, 421/2023/R/gas.

[194] Precedentemente regolata dalla delibera 17 luglio 2002, 137/02.

Approvazione e aggiornamento dei Codici dei servizi

La disciplina dell'accesso e dell'erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale, contenuta nel decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, prevede che le imprese eroganti i predetti servizi definiscano i propri codici in conformità ai criteri stabiliti dall'Autorità, che li approva una volta verificatane la coerenza con i criteri medesimi.

Nel corso del 2024, sono stati aggiornati alcuni codici dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione, al fine di recepire nuove previsioni normative, disposizioni dell'Autorità o modalità gestionali funzionali al miglioramento dell'erogazione del servizio.

Tra le misure adottate si segnalano, in particolare:

- con la delibera 5 novembre 2024, 455/2024/R/gas, l'Autorità ha approvato una proposta di modifica del Codice di Rete e del Codice Tariffe della società TAP finalizzata all'introduzione dei prodotti di capacità di durata infragiornaliera, in linea con la pertinente regolazione europea in materia di allocazione della capacità presso i punti di interconnessione;
- con la delibera 30 gennaio 2024, 16/2024/R/gas, l'Autorità ha approvato lo schema di Codice di Rigassificazione del nuovo Terminale di Ravenna presentato dalla società Snam FSRU Italia, gestore dell'impianto;
- con la delibera 1° ottobre 2024, 389/2024/R/gas, l'Autorità ha approvato, per quanto di competenza, la proposta di aggiornamento del Codice di Rete di Snam Rete Gas funzionale al recepimento di quanto stabilito con la delibera 30 luglio 2024, 333/2024/R/gas, recante modifiche e/o integrazioni al TISG funzionali al recepimento nelle procedure di *settlement* relative ai punti dotati di *smart meter* G4 e G6;
- con la delibera 29 ottobre 2024, 438/2024/R/gas, l'Autorità ha approvato la proposta di aggiornamento del Codice di Rigassificazione presentata dalla società OLT *Offshore* LNG Toscana che prevede: l'incremento della tolleranza operativa nella consegna dei carichi e della tipologia del GNL che può essere ricevuto dal terminale, l'adozione dell'anno solare quale riferimento temporale per la programmazione degli *slot* di discarica, in luogo dell'anno termico, e l'introduzione di *slot* di discarica complementari, ovvero piccoli *slot* che possono essere offerti su base infrannuale;
- con la delibera 26 novembre 2024, 500/2024/R/gas, l'Autorità ha approvato la proposta di aggiornamento del Codice di Rigassificazione presentata dalla società GNL Italia, con la quale è stata prevista l'introduzione dei servizi di *Small Scale* LNG e il servizio di liquefazione virtuale, oltre alla possibilità per il terminale di offrire, nell'ambito delle procedure di conferimento *spot*, slot di dimensioni ridotte con capacità di rigassificazione pari a due giorni, equivalente a circa 35.000 m^3 liquidi;
- con la delibera 17 dicembre 2024, 559/2024/R/gas, l'Autorità ha approvato la proposta di GNL Italia di avviare una sperimentazione nelle procedure per l'offerta della capacità di rigassificazione ad anno termico avviato, finalizzata a promuovere l'utilizzo del Terminale di Panigaglia con particolare riferimento all'inverno 2024-2025; nonché, per l'offerta di un nuovo prodotto di capacità con conferimento implicito del servizio di stoccaggio temporaneo.

4.1.3 Tariffe per l'accesso alle infrastrutture gas

Tariffe per il servizio di rigassificazione GNL

Nel maggio 2023 l'Autorità ha adottato[195] i criteri di regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione del GNL per il sesto periodo di regolazione (RTRG 2024-2027). In relazione a tali criteri, nel febbraio 2024 l'Autorità ha espresso[196] i propri orientamenti in materia di criteri di determinazione del tasso di variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi e dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati da utilizzare ai fini delle determinazioni tariffarie per il servizio di rigassificazione del GNL, nonché in materia di trattamento degli aggiornamenti del tasso di remunerazione del capitale investito.

In esito a tale consultazione, nel giugno 2024 l'Autorità ha disposto[197] modifiche all'RTRG 6PR GNL, prevedendo in particolare di:

- allineare ai criteri ROSS la determinazione del deflatore degli investimenti fissi lordi (incluso il c.d. raccordo), mantenendo in questo modo la coerenza con la regolazione del servizio di trasporto;
- allineare ai criteri ROSS le modalità di riconoscimento dell'inflazione;
- al fine di consentire alla tariffa di riflettere i costi propri del servizio, prevedere un meccanismo per regolare gli scostamenti derivanti dalla rideterminazione dei ricavi di riferimento per tenere conto di eventuali modifiche di WACC, deflatore, inflazione e dati patrimoniali di consuntivo.

Contestualmente l'Autorità ha approvato[198] le proposte tariffarie per il servizio di rigassificazione del GNL per l'anno 2025, inclusa la proposta tariffaria del nuovo Terminale di Ravenna, e ha disposto il rilascio del nulla osta all'erogazione delle spettanze del fattore di copertura dei ricavi e delle partite di conguaglio per l'anno 2023.

Tariffe e corrispettivi per il servizio di stoccaggio

I criteri di regolazione tariffaria per il servizio di stoccaggio del gas naturale (RTSG) per il quinto periodo di regolazione (5PRS) 2020-2025 sono stati definiti nell'ottobre 2019[199].

Nell'agosto 2023 l'Autorità ha approvato[200] i ricavi di riferimento per il servizio di stoccaggio del gas naturale relativi all'anno 2024. In esito alla definizione dei ricavi, le società Stogit, Edison Stoccaggio e Ital Gas Storage hanno determinato, trasmesso e pubblicato il valore dei corrispettivi tariffari per l'anno termico 2024-2025, come previsto dalla regolazione.

[195] Delibera 9 maggio 2023, 196/2023/R/gas.

[196] Documento per la consultazione 27 febbraio 2024, 56/2024/R/gas.

[197] Delibera 25 giugno 2024, 253/2024/R/gas.

[198] Delibera 253/2024/R/gas.

[199] Delibera 23 ottobre 2019, 419/2019/R/gas.

[200] Delibera 3 agosto 2023, 379/2023/R/gas.

Nel luglio 2024 l'Autorità ha avviato[201] un procedimento per la definizione di criteri di regolazione tariffaria del servizio di stoccaggio del gas naturale per il sesto periodo di regolazione, decorrente dal 2026. Nel novembre 2024 l'Autorità ha illustrato[202] i propri orientamenti in materia, i quali, pur in un quadro di sostanziale stabilità rispetto ai criteri vigenti, contengono alcuni elementi di novità, di seguito esposti:

- l'allineamento ai criteri ROSS per la durata del periodo regolatorio, il trattamento delle partite inflattive, le voci di costo operativo escluse dal riconoscimento tariffario e le modalità di attivazione del parametro Y;
- l'introduzione di un meccanismo che possa creare una stretta relazione tra efficienza dei costi, utilità per il sistema e incentivazione per l'impresa, vincolando il riconoscimento costi di capitale nei limiti dei costi stimati ex ante e introducendo un meccanismo di sharing dei risparmi eventualmente conseguiti;
- l'introduzione di una nuova categoria di cespite con vita utile inferiore a quella di pozzi e condotte per interventi di manutenzione straordinaria rivolti al mantenimento in esercizio e all'allungamento della vita utile degli asset e che al contempo non ne comportino la sostituzione o il rifacimento;
- il superamento del meccanismo potenziato di incentivazione, che prevede la facoltà per l'impresa di stoccaggio di trattenere una maggiore quota di gettito derivante dall'offerta dei servizi di stoccaggio di breve termine, a fronte della riduzione della quota di ricavo soggetta a garanzia tramite fattore di copertura;
- per i ricavi di riferimento delle nuove imprese di stoccaggio, coerentemente con quanto previsto per il servizio di rigassificazione del GNL, l'introduzione di un meccanismo di simmetrica ripartizione tra impresa e sistema delle efficienze (o inefficienze) conseguite dall'impresa rispetto alla stima di costo, prevedendo la rideterminazione ex post della voce di ricavo a copertura dei costi operativi;
- il superamento del meccanismo di conguaglio su livello ricavi di riferimento dell'anno successivo e l'introduzione di un meccanismo di compensazione degli scostamenti con Cassa attraverso il fattore copertura dei ricavi.

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 trasportato. La capacità di stoccaggio restante (oltre il 70%), destinata a servizi di modulazione stagionale e pluriennale, viene conferita e remunerata in base a procedure concorsuali, disciplinate dalla regolazione per l'accesso ai servizi di stoccaggio e per la loro erogazione (RAST), come definita dall'Autorità nel febbraio 2019[203]. 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.

[201] Delibera 30 luglio 2024, 336/2024/R/gas.

[202] Documento per la consultazione 12 novembre 2024, 473/2024/R/gas.

[203] Delibera 26 febbraio 2019, 67/2019/R/gas.

Nel corso del 2024 Stogit, Edison Stoccaggio e Ital Gas Storage hanno effettuato le aste per l'anno termico 1° aprile 2024 – 31 marzo 2025. Rispetto all'anno precedente, vi è stata una lieve riduzione nella capacità conferita su base d'asta (-2,6 TWh, -3%) e il dimezzamento nei livelli dei corrispettivi (prezzi medi di assegnazione), scesi dai 6,04 €/MWh del 2023 ai 2,98 €/MWh del 2024, che rappresentano, tuttavia, il ritorno a ordini di grandezza consueti negli anni pre-pandemici.

Tariffe per il servizio di trasporto del gas

Nell'aprile 2023 l'Autorità ha approvato[204] la regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale (RTTG) per il periodo 2024-2027 (sesto periodo di regolazione - 6PRT), In particolare, la regolazione contiene i criteri di:

- determinazione dei ricavi riconosciuti, incluse le modalità di raccordo con la metodologia ROSS (regolazione per obiettivi di spesa e di servizio) per costi di capitale e costi operativi;
- incentivazione ed efficientamento dello sviluppo infrastrutturale, introducendo in via sperimentale: un meccanismo di stimolo al mantenimento in esercizio delle reti di trasporto del gas naturale completamente ammortizzate, un meccanismo di incentivazione per le centrali di compressione *dual fuel* e criteri di efficientamento dello sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione;
- semplificazione della determinazione delle partite a copertura di perdite di rete, autoconsumi, gas non contabilizzato, oneri ETS;
- determinazione dei corrispettivi per il servizio di trasporto, confermando l'adozione della metodologia della distanza ponderata per la capacità e prevedendo una modifica della ripartizione *entry/exit* da 28/72 a 25/75;
- determinazione dei corrispettivi per il servizio di misura del trasporto, confermando l'articolazione tariffaria in due componenti, una che copre i costi di misura generali e una che copre i costi di misura dei soli punti di riconsegna dei clienti finali, quest'ultima espressa in euro/PdR/anno e articolata in cinque classi distinte in funzione della portata dell'impianto di misura.

Nel maggio 2024 l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto ai sensi della RTTG 6PRT, ha approvato[205] i ricavi di riferimento e determinato i corrispettivi tariffari per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per l'anno 2025.

Tariffe per i servizi di distribuzione e misura

A fine dicembre 2022 è stata approvata[206] la regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG) in vigore negli anni 2023-2025.

[204] Delibera 4 aprile 2023, 139/2023/R/gas.

[205] Delibera 29 maggio 2024, 216/2024/R/gas.

[206] Con la delibera 29 dicembre 2022, 737/2022/R/gas.

Nel dicembre 2024 sono state approvate[207] le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale per l'anno 2025.

Nel giugno 2024 l'Autorità ha avviato[208] il procedimento per dare esecuzione alle sentenze del Consiglio di Stato[209] in materia di tariffe per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, con particolare riferimento alla determinazione dei costi operativi riconosciuti per il periodo di regolazione 2020-2025, in esito a un articolato contenzioso intentato da una pluralità di operatori. Tenendo anche conto di quanto chiarito da alcune sentenze del TAR Lombardia[210], nell'ottobre 2024 l'Autorità ha illustrato[211] i propri orientamenti, individuati secondo un principio generale di coerenza dell'azione regolatoria, di seguito esposti:

- difetto di trasparenza:
  - criteri di elaborazione dei dati di costo/ricavo delle imprese;
  - quantificazione del valore complessivo dei maggiori recuperi di produttività conseguiti dal settore nel periodo regolatorio 2014-2019;
  - esplicitazione dei criteri e delle modalità di calcolo adottati per la determinazione dei costi operativi riconosciuti per il periodo 2020-2025, approvati con la delibera 570/2019/R/gas;
- determinazione dei costi operativi effettivi per l'anno 2018:
  - rappresentatività dei campioni;
  - criteri di esclusione dei valori anomali;
  - calcolo dei costi unitari effettivi medi del settore;
- tassi di riduzione dei costi operativi riconosciuti (X factor):
  - rideterminazione dell'X-factor da applicare alla generalità delle imprese;
  - meccanismo di correzione dell'X-factor specifico per impresa, che garantisca il raggiungimento degli obiettivi di efficientamento previsti dalla regolazione, attivato su istanza al ricorrere di specifiche condizioni;
  - rimodulazione dei coefficienti per differenziare i costi riconosciuti in funzione della densità di utenza servita.

[207] Delibera 27 dicembre 2024, 587/2024/R/gas.

[208] Delibera 11 giugno 2024, 231/2024/R/gas.

[209] Sezione II, numeri 10185/2023, 10293/2023, 10294/2023, 10295/2023 e 1450/2024.

[210] Sezione I, numeri 507/2024, 877/2024, 883/2024, 884/2024 e 1029/2024.

[211] Documento per la consultazione 22 ottobre 2024, 427/2024/R/gas.

4.1.4 Qualità dei servizi infrastrutturali

Qualità del servizio di stoccaggio del gas

I criteri di regolazione della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale in vigore per il periodo regolatorio 2020-2025 (RQSG 5PRS) sono stati approvati[212] nell'ottobre 2019, in un quadro di sostanziale continuità rispetto alla previgente regolazione.

Nel luglio 2024 l'Autorità ha avviato[213] un procedimento per la definizione di criteri di regolazione della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il sesto periodo di regolazione, decorrente dal 2026. Nel novembre 2024 l'Autorità ha illustrato[214] i propri orientamenti in materia, i quali, pur in un quadro di sostanziale stabilità rispetto ai criteri vigenti, contengono alcuni elementi di novità, di seguito riassunti:

- in tema di sicurezza del servizio, il rafforzamento delle previsioni in materia di dispersioni attraverso introduzione di obblighi aggiuntivi, quali la rilevazione e la comunicazione dei volumi di gas oggetto di dispersione, la rilevazione e la comunicazione del numero degli eventi che danno luogo a emissioni di gas e dei relativi volumi e la pubblicazione della metodologia utilizzata per la stima delle emissioni;
- in tema di continuità del servizio, il superamento del meccanismo di penalità per mancato rispetto degli obblighi contrattuali, e l'introduzione del confronto tra prestazioni di erogazione o di iniezione complessivamente disponibili agli utenti e quelle delle curve prestazionali individuate con decreto ministeriale, da rilevare anche nell'ambito del rapporto sulla qualità del servizio.

Qualità del servizio di trasporto del gas

Nel dicembre 2023 l'Autorità, previa consultazione[215], ha approvato[216] i criteri di regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale (RQTG) per il periodo 2024-2027 (sesto periodo di regolazione - 6PRT), in sostanziale continuità rispetto alla previgente regolazione, prevedendo in particolare:

- in materia di odorizzazione, di aggiornare il Piano di odorizzazione annualmente, invece che semestralmente, e rimandare a un successivo specifico provvedimento la valutazione di una eventuale segnalazione al Parlamento e al Governo sulla necessità di un riordino normativo in materia;
- in materia di emissioni, che le imprese di trasporto pubblichino la metodologia utilizzata per la stima delle perdite in un'apposita sezione del proprio sito internet;
- di dare mandato all'impresa maggiore di trasporto, nell'ambito di gruppi di lavoro che coinvolgano le altre imprese di trasporto, di promuovere un'attività di definizione di un insieme di requisiti tecnici e prestazionali per l'identificazione univoca delle caratteristiche di una rete

[212] Delibera 23 ottobre 2019, 419/2019/R/gas.

[213] Delibera 30 luglio 2024, 336/2024/R/gas.

[214] Documento per la consultazione 12 novembre 2024, 473/2024/R/gas.

[215] Documento per la consultazione 10 ottobre 2023, 451/2023/R/gas.

[216] Delibera 12 dicembre 2023, 589/2023/R/gas.

idonea al trasporto di idrogeno, anche sulla base della metodologia *Asset Health*, sviluppata su impulso[217] dell'Autorità;
- con riferimento ai criteri di regolazione della continuità del servizio, di invitare l'impresa maggiore di trasporto a valutare una semplificazione della procedura di adesione e attivazione del servizio di fornitura alternativo tramite carro bombolaio, tenendo conto delle informazioni minime necessarie per garantire il servizio alternativo preventivamente;
- di dare mandato all'impresa maggiore di trasporto di condurre una consultazione sul possibile funzionamento di un meccanismo incentivante di premi e penalità basato sulla *customer satisfaction*, nonché sull'utilità percepita dagli utenti dell'integrazione di tale meccanismo incentivante nel quadro regolatorio.

Nel settembre 2024 l'Autorità ha modificato[218] la Regolazione del servizio di misura sulla rete di trasporto del gas naturale (RMTG[219]) al fine di far fronte a segnalazioni di criticità pervenute nei primi mesi del 2024, prevedendo in particolare:

- l'esenzione dall'applicazione del sistema di corrispettivi economici previsti dall'RMTG per gli impianti di misura con Q_{ero} inferiore a 200 S(m^3)/h;
- l'estensione del criterio di dimensionamento dei corrispettivi per il mancato rispetto dei livelli di servizio dell'attività di *metering*, basato sul costo unitario fisso previsto dalla regolazione a carico del gestore per il Gas Non Contabilizzato, anche alle imprese di distribuzione (considerata l'introduzione del meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione sul Delta *in-out*);
- la riduzione della frequenza minima di aggiornamento dei dati di qualità per i soggetti sottoposti a metrologia legale con impianti di misura con portate inferiori a 4.000 S(m^3)/h connessi a pressioni superiori a 5 bar, quindi ricadenti nell'ambito di applicazione dell'indicatore D, da mensile a trimestrale, prevedendo un periodo transitorio di tre anni, fino al 31 dicembre 2026, con una frequenza minima semestrale.

Contestualmente sono state approvate le proposte di modifica del Codice di Rete di Snam Rete Gas e di SGI coerenti con le suddette modifiche.

Qualità del servizio di distribuzione del gas

La regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (RQDG)[220] 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

[217] Delibera 03 maggio 2022, 195/2022/R/gas

[218] Delibera 24 settembre 2024, 377/2024/R/gas.

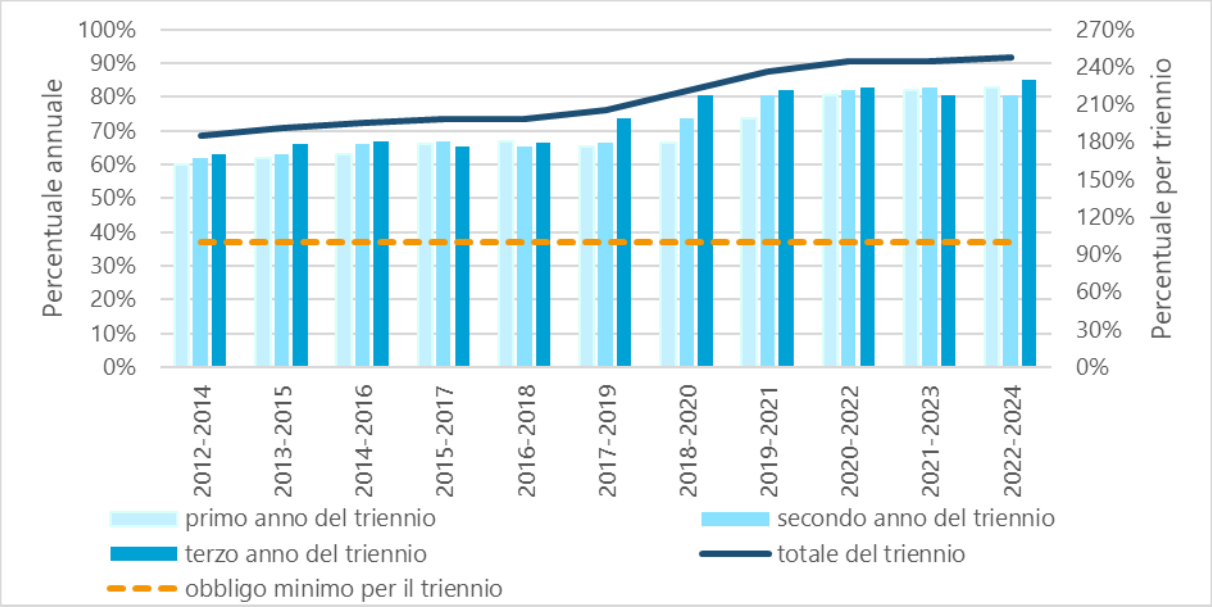
[219] La RMTG è stata approvata nel 2021 (512/2021/R/gas) e definisce: (i) responsabilità e perimetro delle attività di *metering* e *meter reading*; (ii) requisiti minimi e ottimali di carattere impiantistico, prestazionale e manutentivo; (iii) predefiniti livelli di qualità del servizio; (iv) un sistema di incentivazione al rispetto di tali livelli di qualità del servizio; (v) un sistema di monitoraggio dei requisiti dei livelli di qualità.

[220] Approvata con la delibera 27 dicembre 2019, 569/2019/R/gas.

localizzazione delle dispersioni a seguito di ispezione o per segnalazione da parte di terzi e l'odorizzazione del gas. La regolazione di tali materie ha l'obiettivo di minimizzare il rischio di esplosioni, di scoppi e di incendi provocati dal gas distribuito e, dunque, ha come fine ultimo la salvaguardia delle persone e delle cose da danni derivanti da incidenti provocati dal gas distribuito. I grafici e le tavole riportati di seguito illustrano l'andamento della sicurezza del settore del gas negli ultimi anni.

L'ispezione della rete ha innanzitutto l'obiettivo di intercettare il fenomeno delle dispersioni di gas favorendo, di fatto, una maggiore sicurezza dei cittadini. Nei prossimi anni, con l'adozione, da parte del Parlamento e del Consiglio europei, del regolamento – attualmente in fase finale di approvazione – sulla riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia, le dispersioni e le fuoriuscite di gas assumeranno maggiore importanza, sia perché dovranno essere rilevate e riparate immediatamente dopo il loro rilevamento (se al di sopra di determinati livelli) in tempi che garantiscano la sicurezza fisica del sistema, sia perché dovranno essere quantificate e limitate per ridurre i livelli di emissione del gas naturale, secondo soltanto all'anidride carbonica in termini di contributo complessivo ai cambiamenti climatici.

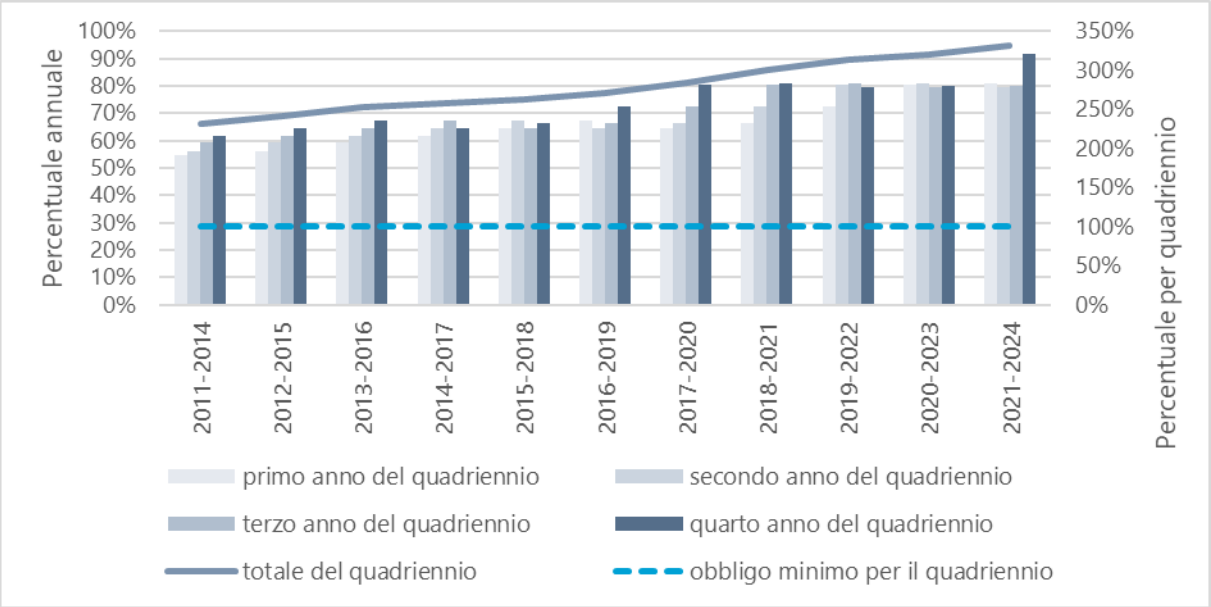
Figura 4.1 Percentuale di rete in alta/media pressione ispezionata dal 2014, per triennio



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'ARERA.

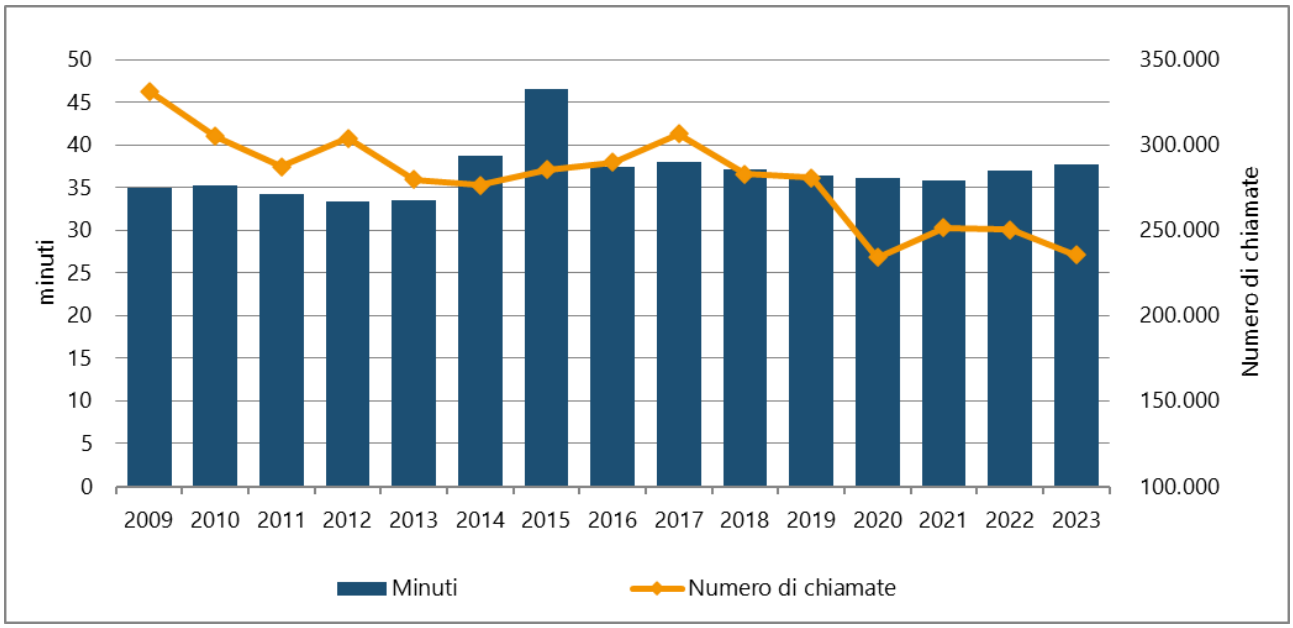
Dal 2014, la regolazione ha introdotto un obbligo minimo di ispezione pari al 100% della rete nel triennio (rete in alta/media pressione, AP/MP) o nel quadriennio mobile (rete in bassa pressione, BP). La e la rappresentano per ciascun triennio/quadriennio la percentuale di rete ispezionata in ciascun anno tramite un istogramma, mentre la linea rappresenta la percentuale totale del periodo. Rispetto al 2023, per il 2024 si registra un incremento della percentuale di ispezione sia delle reti in alta/media pressione sia della rete in bassa pressione. Per quanto riguarda la percentuale totale del periodo di riferimento, comunque ampiamente sopra il minimo d'obbligo, è nettamente crescente per la rete in bassa pressione e in lieve aumento per la rete in alta/media pressione.

Figura 4.2 Percentuale di rete in bassa pressione ispezionata dal 2014, per quadriennio



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'ARERA.

Figura 4.3 Pronto intervento su impianto di distribuzione dal 2009



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'ARERA.

Con riferimento agli obblighi in materia di pronto intervento, la mostra il tempo di arrivo sul luogo di chiamata (telefonica) aggiornato al 2024. Il valore medio nazionale è diminuito di quasi 37 minuti rispetto al 2023. Inoltre, la percentuale di rispetto del tempo massimo di arrivo entro 60 minuti risulta del 99,9% a fronte di un obbligo di almeno il 90%; tale percentuale è calcolata non considerando le chiamate per cui il tempo di intervento sia stato superiore ai 60 minuti per forza maggiore o colpa di terzi.

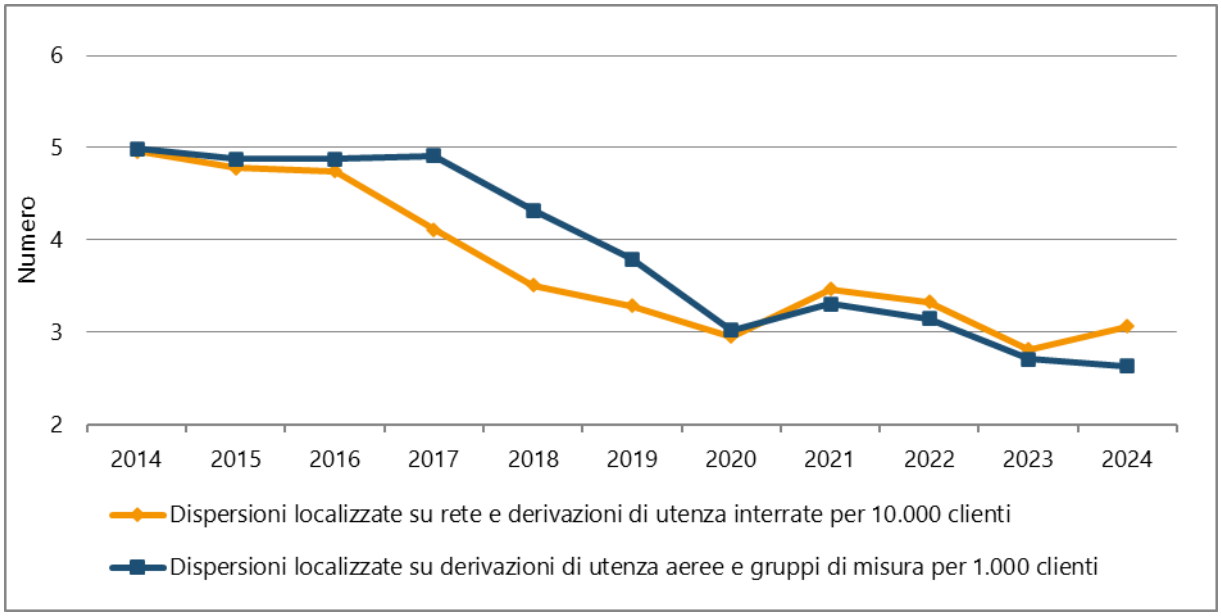
L'obbligo di registrazione vocale delle chiamate, introdotto dall'RQDG a partire dal 1° luglio 2009, accompagnato dalla consueta campagna di controlli sul servizio di pronto intervento gas delle aziende attuato con l'ausilio della Guardia di finanza, induce le aziende a registrare i dati in modo

preciso, ed è proprio per questo motivo che vengono mostrati i dati a partire da tale anno. Inoltre, va aggiunto che la platea delle imprese obbligate a partecipare alla regolazione premi-penalità relativa ai recuperi di sicurezza è via via aumentata e il rispetto della disciplina sul pronto intervento è un requisito indispensabile per il riconoscimento dei premi. Per questo motivo, il servizio di pronto intervento gas costituisce un servizio essenziale per la sicurezza dei cittadini. La tempestività degli interventi può evitare incidenti da gas che potrebbero avere conseguenze molto gravi. per questo il rispetto della disciplina sul pronto intervento è un requisito indispensabile per il riconoscimento dei premi nell'ambito della regolazione premi-penalità relativa ai recuperi di sicurezza, regolazione la cui platea è stata estesa a tutte le imprese di distribuzione, indipendentemente dal numero di clienti finali.

La metà delle chiamate ai centralini di pronto intervento si rivela in realtà un falso allarme.

La mostra, a partire dal 2014, per tutti gli impianti per i quali le imprese di distribuzione hanno comunicato i dati all'Autorità, il numero di dispersioni localizzate su derivazioni di utenza aeree e gruppi di misura ogni 1.000 clienti e quelle localizzate su rete e su derivazioni di utenza interrate ogni 10.000 clienti (considerando complessivamente sia le dispersioni localizzate a seguito di ispezione, sia quelle localizzate a seguito di chiamata di terzi o di personale proprio). Nel 2024 le dispersioni localizzate su rete e sulla parte interrata delle derivazioni di utenza, che di norma sono le più pericolose, sono in aumento, sia in valore assoluto che in percentuale rispetto ai clienti.

Figura 4.4 Numero di dispersioni localizzate rispetto ai clienti



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'ARERA.

Tempi di connessione alle reti di trasporto e distribuzione

I dati relativi alle connessioni si differenziano a seconda che si tratti di collegamenti di metanodotti con le reti di trasporto o di connessioni di condotte con la rete di distribuzione (). 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 2024 sono state realizzate 64 connessioni con le reti di trasporto, di cui 58 alle condotte in alta pressione e 6 a quelle in media pressione. Mediamente, è stata registrata un'attesa di 139,8 giorni lavorativi per le connessioni in alta pressione e di 14,4 giorni per quelle in media pressione. Rispetto all'anno precedente, è diminuito il numero di connessioni in alta pressione ed è aumentato quello relativo alle tubazioni in media pressione; in merito al tempo medio per la realizzazione dei collegamenti, vi è stato un incremento per le condotte in alta pressione (20 giorni lavorativi in più), mentre per quelle in media pressione vi è stata una forte contrazione. Poco meno della metà delle 64 connessioni complessivamente realizzate hanno attivato la fornitura nel corso dell'anno (più precisamente, 24 sulle 58 in alta pressione e 2 sulle 6 realizzate in media pressione).

Nel caso delle reti di distribuzione locale si è verificata una lieve diminuzione nel numero di connessioni realizzate: 59.236 nel 2024 rispetto alle 61.826 del 2023. Come sempre, la maggior parte degli allacciamenti ha riguardato le condotte in bassa pressione (94,2%) e la restante le tubazioni in media pressione, dal momento che nessuna connessione è stata effettuata alle condotte di distribuzione in alta pressione, come già negli ultimi anni. Si registra un aumento dei tempi di attesa, sia per le connessioni alle tubazioni in media pressione (da 9,2 a 11,8 giorni lavorativi), sia per le connessioni alle condotte in bassa pressione (da 34,1 a 36,7 giorni lavorativi).

In media, nel corso dell'anno ciascun distributore ha effettuato 295 connessioni alle condotte in bassa pressione. Se si escludono dal conto i distributori che non ne hanno realizzata nemmeno una (26 soggetti), la media sale a 342 connessioni per distributore.

Tavola 4.1 Connessioni alle reti elettriche e tempo medio di allacciamento

PRESSIONE	2023		2024	
	NUMERO	TEMPO MEDIO(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO(A)
CONNESSIONI ALLE RETI DI TRASPORTO				
Media pressione	2	132,0	6	14,4
Alta pressione	65	119,7	58	139,8
TOTALE	67	120,1	64	128,0
CONNESSIONI ALLE RETI DI DISTRIBUZIONE				
Bassa pressione	58.504	9,2	55.771	11,8
Media pressione	3.322	34,1	3.465	36,7
Alta pressione	0	-	0	-
TOTALE	61.826	10,6	59.236	13,2

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

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

4.1.5 Bilanciamento del sistema

Disciplina del *settlement*

La disciplina del *settlement* nel settore gas è evoluta nel 2024 secondo due principali direttrici: da un lato, l'utilizzo della maggiore granularità nelle misurazioni dei consumi, dall'altro la riduzione delle differenze fra prelievi giornalieri attesi ed effettivi, in ottica di bilanciamento del sistema.

Rientra nel primo obiettivo quanto l'iniziativa[221] del luglio 2024, con cui è stato dato mandato ad Acquirente unico, in qualità di Gestore del Sistema Informativo Integrato (SII), di effettuare le modifiche necessarie affinché nelle sessioni di *settlement* siano acquisite ed elaborate anche le misure mensili dei punti di prelievo con misuratori elettronici (*smart meter*) di piccolo calibro (G4 e G6). La modifica è decorsa dal 1° ottobre 2024 per tutti i misuratori di tale tipologia installati al 30 giugno 2024; per i misuratori installati dopo tale data, la disciplina prevede che il passaggio alla misurazione mensile decorra dal primo giorno del mese successivo al novantesimo giorno dall'installazione dello *smart meter* G4 o G6.

Rispetto al secondo obiettivo, nel luglio 2024 è stata confermata[222], per tutti i punti di consumo che dispongono di misura mensile, compresi quelli con i piccoli apparecchi sopra richiamati, l'adozione della metodologia di profilazione convenzionale, per determinare il quantitativo giornaliero atteso di gas che viene allocato agli utenti, già utilizzata per i punti di prelievo con frequenza di lettura inferiore alla mensile. Tali prelievi giornalieri previsivi sono determinati da Snam in anticipo rispetto al termine del giorno gas e vengono utilizzati anche nella determinazione delle partite fisiche giornaliere provvisorie di competenza di ciascun utente del bilanciamento. Le partite economiche derivanti dalla differenza fra consumi effettivi e consumi stimati vengono successivamente regolarizzate da Snam con l'utente. Questa modifica è accompagnata da opportuni obblighi informativi a carico di Snam per mettere gli utenti del bilanciamento nelle condizioni di conoscere le misure acquisite e quindi i profili giornalieri di gas approvvigionato al fine di minimizzare gli oneri di sbilanciamento.

Sempre per migliorare le informazioni agli utenti per un più efficiente bilanciamento, è stato stabilito che, in caso di *switching*, i dati storici di misura dei clienti finali aventi misure mensili o annuali, siano messi a disposizione del nuovo fornitore relativamente agli ultimi 12 mesi antecedenti la data di cambio fornitore.

Nell'ottica di migliorare la previsione dei consumi, nel novembre 2024 l'Autorità ha disposto[223] che la metodologia di profilazione convenzionale, come definita nel Testo integrato del *settlement* gas (TISG), sia ulteriormente affinata con l'introduzione di un parametro funzionale a tarare il profilo di prelievo sulla base dell'andamento effettivo del prelievo, rilevabile giornalmente, così da cogliere con tempestività le dinamiche di consumo, sia di carattere transitorio sia strutturali. È attribuito a Snam il compito di definire, previa consultazione, una metodologia del calcolo del nuovo parametro che assicuri anche un adeguato livello di trasparenza e prevedibilità. La piena applicazione delle disposizioni è fissata 1° ottobre 2025, per dare modo al Gestore del SII termine di adeguare i sistemi informativi.

Nel novembre 2024 sono state approvate[224] disposizioni in merito alla liquidazione delle partite economiche determinate in esito alle sessioni di aggiustamento effettuate nell'anno 2024 e le relative disposizioni alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA). In particolare, è stato previsto che Snam proceda:

- all'emissione dei documenti contabili e alla regolazione delle partite economiche derivanti dalla sessione di aggiustamento pluriennale relativa agli anni 2019-2022 nei confronti dei soli utenti

[221] Delibera 30 luglio 2024, 333/2024/R/gas.

[222] Delibera 333/2024/R/gas

[223] Delibera 19 novembre 2024, 482/2024/R/gas.

[224] Delibera 26 novembre 2024, 505/2024/R/gas.

del bilanciamento risultati creditori netti;
- alla fatturazione e regolazione delle partite economiche derivanti dalla sessione di aggiustamento pluriennale relativa agli anni 2019-2022 a valle dell'emissione dei documenti contabili della sessione di aggiustamento annuale 2023, procedendo alla compensazione delle partite economiche relative agli esiti di entrambe le sessioni, pluriennale e annuale, per i rimanenti utenti del bilanciamento che sono risultati debitori netti in esito alla sessione di aggiustamento pluriennale riguardante gli anni 2019-2022.

Tali disposizioni sono state adottate per evitare che il processo di liquidazione delle partite economiche, emergenti dalle due sessioni di aggiustamento, risultasse inefficiente per effetto dell'erogazione entro la fine del 2024, dagli utenti del bilanciamento a Snam, delle partite economiche derivanti dalla sessione di aggiustamento pluriennale relativa agli anni 2019-2022 e della restituzione di gran parte di tali importi da Snam agli utenti del bilanciamento, entro i primi mesi del 2025, a seguito della sessione di aggiustamento annuale relativa all'anno 2023.

Responsabilizzazione delle imprese di distribuzione sulla differenza tra gas immesso e prelevato (Delta^{IO})

Nel luglio 2024 l'Autorità ha disposto[225] il rinvio dell'entrata in vigore del meccanismo semplificato di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione adottato[226] nell'agosto 2022. L'obiettivo del meccanismo è quello di incentivare le imprese di distribuzione a migliorare l'efficienza dell'attività di distribuzione, riducendo le perdite nella rete e migliorando la raccolta e la qualità dei dati di misura. Un parametro che sinteticamente rappresenta la qualità complessiva dell'attività di distribuzione è il cosiddetto delta *in-out*, ossia la differenza giornaliera tra tutto ciò che è misurato in ingresso alla rete e ciò che è misurato (o stimato) in uscita, differenza che idealmente tende a zero. La disciplina prevede che il delta *in-out* non sia allocato agli utenti del bilanciamento, ma venga approvvigionato da Snam e i relativi oneri siano posti a carico del sistema. In considerazione degli esiti di un'analisi approfondita circa le procedure di *settlement* attuate, il Gestore del SII ha programmato una serie di interventi atti a rimuovere la maggior parte delle criticità rilevate con la sessione di *settlement* e che saranno completati nel corso del 2025. Pertanto, nel luglio 2024 è stato stabilito[227] che, nel corso del 2025, si tengano tre sessioni di calcolo delle penalità, ovvero:

- due sessioni con riferimento ai trienni 2020-2022 e 2021-2023 sulla base degli esiti della sessione di aggiustamento pluriennale;
- una sessione con riferimento al triennio 2022-2024 sulla base degli esiti della sessione di aggiustamento pluriennale per gli anni 2022 e 2023 e, per l'anno 2024, sulla base degli esiti della sessione di aggiustamento annuale[228].

[225] Delibera 23 luglio 2024, 303/2024/R/gas.

[226] Delibera 2 agosto 2022, 386/2022/R/gas.

[227] Delibera 303/2024/R/gas.

[228] Comma 8.1 della delibera 386/2022/R/gas.

4.1.6 Coordinamento internazionale

Cooperazione internazionale in materia di gas

Per quanto attiene alle collaborazioni con paesi esteri e organismi internazionali in materia di gas, si rimanda a quanto riportato nella sezione "Coordinamento internazionale in materia di energia elettrica e gas naturale" all'interno del capitolo relativo al settore elettrico del presente *Annual Report*.

Coerenza del piano decennale di sviluppo della rete con il Piano europeo di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale

Ai sensi dell'art. 16 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, l'Autorità ha il compito di valutare se il Piano decennale di sviluppo della rete contempli tutti i fabbisogni in materia di investimenti individuati nel corso della procedura consultiva e se esso sia coerente con il piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello europeo (TYNDP). Nell'ambito delle proprie valutazioni, come previsto dalla regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale (RTTG), l'Autorità verifica che gli investimenti siano compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema e con criteri di economicità.

Nel giugno 2024 l'Autorità ha effettuato la consultazione sui Piani decennali di sviluppo della Rete di Trasporto relativi al 2023 che si è conclusa nell'agosto 2024 (cfr. paragrafo 4.1.1).

L'aggiornamento delle disposizioni per la predisposizione di scenari per le reti energetiche PNIEC e della loro coerenza con gli scenari predisposti ai fini dei TYNDP di ENTSO-E e ENTSO-G è comune tra settore elettrico e gas, ed è descritta nel paragrafo 3.1.3 di questo *Annual Report*.

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 2024 il consumo lordo di gas naturale è cresciuto di 340 M(m^3) rispetto al 2023 (). La variazione è appena positiva, ma si tratta di un risultato importante dopo due anni in cui i consumi di gas hanno registrato due cali molto significativi. La ripresa è stata sostenuta dall'andamento climatico, che ha spinto i consumi del settore civile, e dal segno ancora positivo – seppur debole – dell'economia nel suo complesso.

Tavola 4.2 Consumo lordo di gas naturale in Italia

DISPONIBILITÀ (M(m^3))	2023	2024(A)	VARIAZIONE
Produzione nazionale	2.705	2.595	-4,1%
Importazioni	61.824	59.436	-3,9%
Esportazioni	2.619	620	-76,3%
Variazione delle scorte	-457	381	183,4%
CONSUMO INTERNO LORDO	61.452	61.792	0,6%

(A) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

Nel 2024 la produzione nazionale ha registrato una riduzione del 4,1%, scendendo a 2,6 G(m^3) dai 2,7 G(m^3) raggiunti nel 2023. Anche il saldo estero è diminuito dello 0,7%, a causa di un calo del 3,9% delle importazioni, scese a 59,4 G(m^3) dai 61,8 G(m^3) del 2023, solo parzialmente compensato da una forte riduzione delle esportazioni di 2 G(m^3) (da 2,6 a 0,6 G(m^3)). Poiché negli stoccaggi i volumi immagazzinati a fine anno sono risultati di circa 0,4 G(m^3) superiori ai quantitativi di inizio anno, il consumo interno lordo nel 2024 è risultato pari a 61,8 G(m^3), un valore dello 0,6% superiore a quello del 2023. Di conseguenza il livello di dipendenza dall'estero, misurato come rapporto tra le importazioni nette e il valore lordo dei consumi nazionali, è leggermente diminuito: nel 2024 il 95,2% del gas disponibile in Italia è arrivato dall'estero (nel 2023 era pari a 96,3%). Tenendo conto anche dei consumi di sistema e delle perdite di rete i consumi netti di gas nel 2024 sono valutabili in 60,4 G(m^3), 0,6 punti percentuali al di sopra di quelli del 2023.

Produzione

Anche i dati raccolti con la consueta Indagine annuale sui settori energetici svolta dall'Autorità, che dal 2022 comprendono anche la produzione di biometano, confermano la caduta della produzione nazionale di gas. Nel 2024, infatti, la produzione nazionale risulta essersi fermata a 2.671 M(m^3) contro i 2.980 M(m^3) registrati nel 2023; pertanto, nei dati raccolti dall'Indagine, il calo di produzione nazionale risulta maggiore rispetto ai dati ministeriali.

La discesa nei volumi di gas coltivato è significativa per i grandi operatori. Nel 2024, infatti, le società del gruppo Eni hanno estratto circa 123 M(m^3) in meno del 2023, registrando quindi un calo produttivo del 6,6%, ma il gruppo resta comunque l'operatore dominante di questo segmento con una quota decisamente maggioritaria e largamente distante dal secondo gruppo, Royal Dutch Shell. Anche la produzione di quest'ultimo ha subito un calo del 6,6%, avendo estratto 32 M(m^3) in meno rispetto al 2023. Lo stesso è accaduto al gruppo Gas Plus che ha estratto 81 M(m^3) contro i 92 del 2023 (-12%). Nel 2024 il gruppo Total ha, invece, estratto 62 M(m^3), 6 in più dell'anno precedente

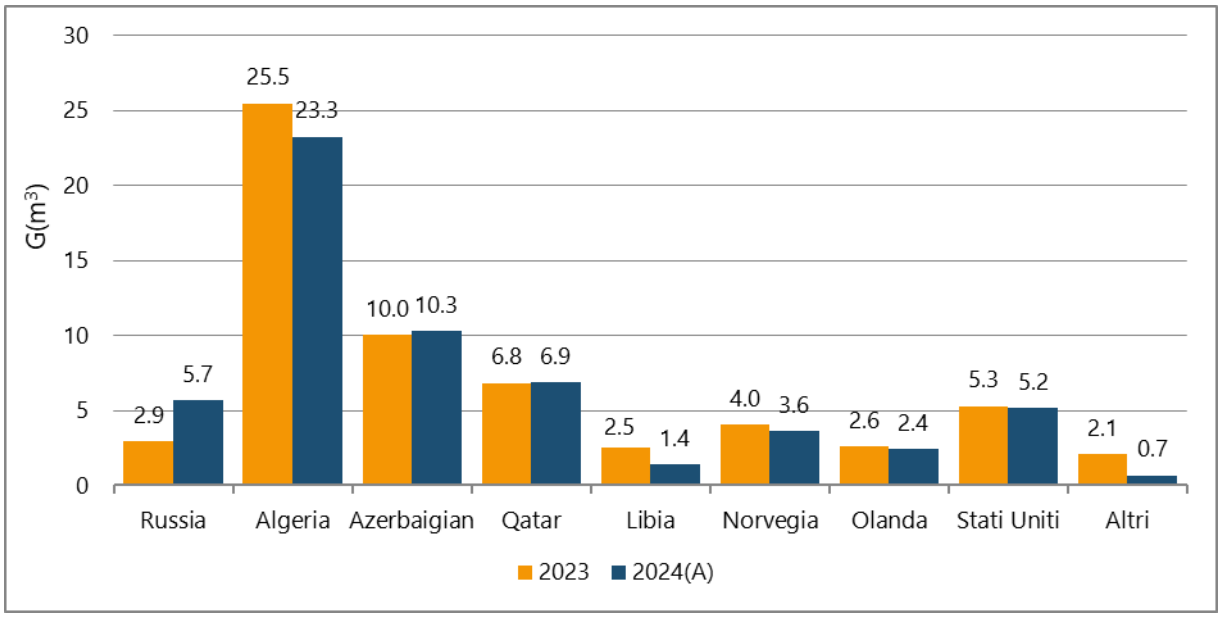
(9,9%).

La produzione di biometano nel 2024 ha superato di poco i 220 M(m^3), cioè l'8,4% della produzione nazionale. Gli attori più importanti in questa attività sono la Società Estense Servizi Ambientali (S.E.S.A.), la cui produzione ha raggiunto 35 M(m^3), la società Bioman del gruppo Finam, che ha prodotto 19,8 M(m^3), Herambiente e Biorg, entrambe del gruppo Hera, che insieme hanno prodotto circa 10 M(m^3), e la Società Agricola Agriman la cui produzione ha superato 28 M(m^3). Una produzione leggermente inferiore (13,3 M(m^3)) è stata realizzata dalla società Sant'Ilario Bioenergia del gruppo Vallette. Anche il gruppo Snam è attivo attraverso diverse società nella produzione di biometano; complessivamente il gruppo ha prodotto poco meno di 13,8 M(m^3). La produzione di biometano da parte di tutte le imprese citate è cresciuta rispetto al 2023.

Importazioni

Come appena anticipato, secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, nel 2024 l'Italia ha importato 2,4 G(m^3) di gas naturale in meno rispetto al 2023: le importazioni lorde sono, infatti, scese a 59,4 G(m^3), dai 61,8 G(m^3) del 2023, evidenziando quindi un calo del 3,9%. Si tratta del terzo calo consecutivo che porta il livello delle importazioni lorde di gas vicino a quello del 2014 (55,8 G(m^3)), che è il punto di minimo storico degli ultimi 15 anni.

Figura 4.5 Importazioni lorde di gas secondo la provenienza



(A) Dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

Il calo più rilevante, pari a -3,6 G(m^3), si è avuto nei volumi di gas nordafricani: nel 2024, infatti, le importazioni dall'Algeria sono diminuite di 2,2 G(m^3), di cui 1,7 via tubo e 0,5 via nave, così come quelle dalla Libia che si sono quasi dimezzate, passando da 2,5 a 1,4 G(m^3). Riduzioni significative, si sono però registrate anche da altre zone: rispetto al 2023 abbiamo importato 651 m(m^3) in meno dal nordeuropa (-426 dalla Norvegia e -225 dall'Olanda) e -1,4 G(m^3) dall'insieme dei Paesi classificati come "Altri" nella che include zone di provenienza di più recente rapporto con l'Italia, come la Nigeria, il Mozambico, il Congo o la Guinea Equatoriale e altri. In compenso abbiamo importato più

gas dall'Azerbaijan, +300 M(m^3), dal Qatar, +62 M(m^3) e dalla Russia, +2,8 G(m^3). Quest'ultimo incremento non è però riconducibile a una risalita dell'import di gas che dalla Russia attraversa l'Ucraina (rimasto costante fino alla completa interruzione dal 1° gennaio 2025), ma a maggiori erogazioni dagli stoccaggi austriaci che transitano dal punto di Tarvisio e che sono attribuiti statisticamente alla Russia.

Lo scorso anno è diminuita anche l'importazione di gas naturale liquefatto, che negli ultimi anni è stato sempre più importante nelle forniture italiane ed europee. A fronte dei 16,5 G(m^3) acquistati nel 2023, i volumi di GNL si sono fermati nel 2024 a 14,7 G(m^3), evidenziando quindi una riduzione dell'11%. La quota del GNL sull'import complessivo è scesa dal 27% del 2023 al 25% nel 2024. Come nel 2023, il 95% di tutto il GNL importato è giunto da Qatar, Algeria e Stati Uniti. Accanto a queste provenienze, nell'importazione via nave del 2024 hanno assunto una discreta importanza anche i carichi provenienti da: Congo (1,9%), Trinidad e Tobago (1,3%) e dalla Guinea Equatoriale (0,7%).

Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori energetici dell'Autorità, nel 2024 sono stati importati in Italia 57,6 G(m^3), poco meno dei 57,7 importati nel 2023[229]. Il calo risulta quindi inferiore a quello valutabile nei dati del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica[230].

L'8% del gas complessivamente approvvigionato all'estero, cioè 4,6 G(m^3) circa, risulta acquistato presso le borse europee. Nonostante il calo delle importazioni complessive, la quota di gas importato attraverso le borse europee è cresciuta rispetto al 2023, quando era risultata del 6,6%.

L'elenco dei primi venti non presenta variazioni nelle prime tre posizioni. Come sempre, al primo posto si trova Eni che nel 2024 ha importato 17,8 G(m^3), quasi 0,9 G(m^3) in meno dell'anno precedente. In conseguenza del calo delle importazioni di Eni (-4,8%), la quota di mercato della società è scesa dal 32,3% al 30,9% (29,9% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale). I volumi acquistati all'estero da Edison, seconda in classifica, sono, invece, leggermente cresciuti da 10 a 10,1 G(m^3) (1,4%); per questo la relativa quota è leggermente salita al 17,6% (era al 17,3%) e la distanza da Eni si è accorciata di circa due punti percentuali. Un aumento significativo, invece, si è avuto nei quantitativi importati dalla società Azerbaijan Gas Supply Company, che importa il gas azero che approda a Melendugno attraverso il TAP: con 9,2 G(m^3) importati in corso d'anno (un miliardo in più del 2023, +12,8%) ha decisamente consolidato la terza posizione con una quota in aumento (dal 14,1% al 15,9%). Si sono avvicendati tra la quarta e la quinta posizione le altre due importanti società di importazione, Enel Global Trading e Shell Energy Europe: i volumi di importazione della prima si sono ridotti di 0,6 G(m^3), mentre la seconda ha importato 1,3 G(m^3) in meno rispetto al 2023.

I gruppi[231] 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 2023) (). Insieme hanno importato 44 dei 57,6 G(m^3) del gas estero entrato nel mercato italiano. Considerando anche le quantità prodotte

[229] Dato sempre di fonte Indagine annuale sui settori energetici.

[230] Le differenze rispetto ai dati ministeriali dipendono, in parte, dal numero di imprese che risponde all'Indagine annuale dell'Autorità e, in parte, da discordanze nella classificazione dei dati di importazione. È probabile che alcuni quantitativi che nei dati ministeriali sono classificati come importazioni, vengano considerati come "Acquisti alla frontiera italiana" nell'Indagine dell'Autorità, in considerazione delle operazioni di sdoganamento.

[231] 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.

all'interno dei confini nazionali, i cinque gruppi incidono per il 76,7% di tutto il gas approvvigionato. I cinque gruppi sono anche gli unici che possiedono ciascuno una quota maggiore del 5% del gas disponibile (che oltre alle importazioni e alla produzione comprende anche il gas negli stoccaggi), e che complessivamente ne coprono una quota del 77,8% (di poco superiore a quella del gas approvvigionato).

Tavola 4.3 Sviluppo del mercato all'ingrosso gas

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
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%
2104	210,9	330	7,1	298,6	3	3	51,4%
2015	244,5	340	6,8	293,8	3	3	50,6%
2016	267,4	384	5,8	296,4	3	3	46,3%
2017	285,7	425	5,5	294,0	3	3	44,4%
2018	287,5	396	5,4	293,8	4	4	47,2%
2019	329,4	394	4,9	293,8	3	3	46,8%
2020	386,4	366	4,0	291,4	4	4	42,1%
2021	361,6	391	3,2	297,8	5	5	39,1%
2022	281,3	377	3,1	298,4	5	5	39,1%
2023	269,0	333	2,7	294,4	5	5	37,6%
2024	286,5	339	2,6	294,4	5	5	34,5%

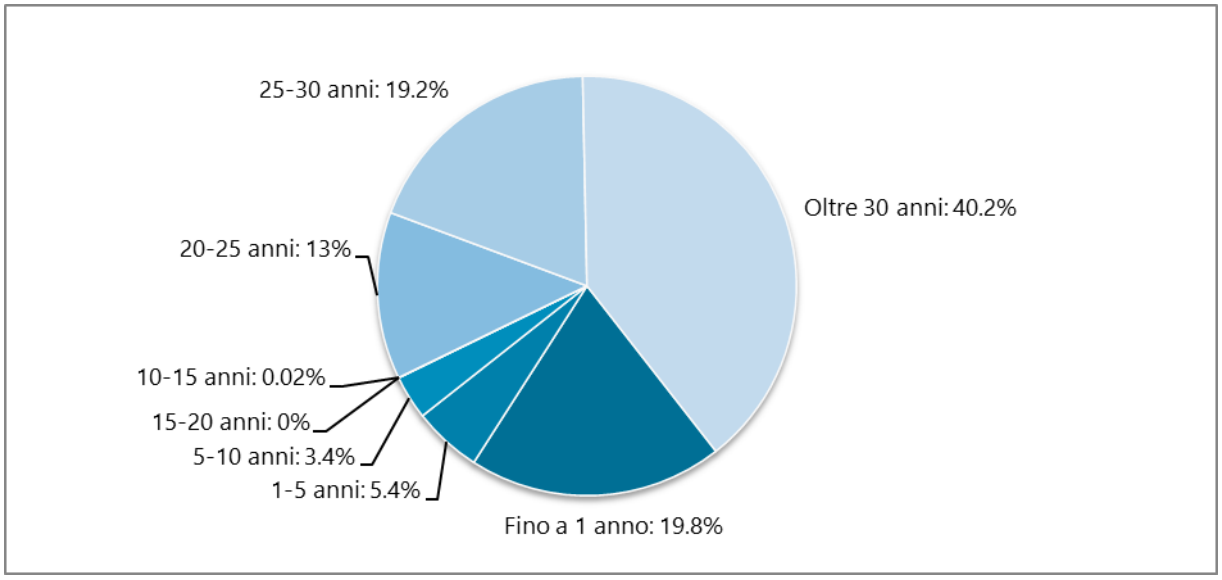
(A) Volumi di gas venduto sul mercato nazionale all'ingrosso e al dettaglio; include le rivendite e gli autoconsumi.
(B) Il volume indicato comprende le immissioni, le erogazioni da stoccaggio, le perdite e i consumi interni di rete.
(C) Numero di società con una quota di gas prodotto e/o importato superiore 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.

La struttura dei contratti di importazione (annuali e pluriennali) attivi nel 2024 secondo la durata intera () è rimasta sostanzialmente invariata rispetto al 2023. Infatti, l'incidenza delle importazioni a breve, quelle cioè con durata inferiore a cinque anni, è lievemente salita al 24,9% dal 23,4% registrato nel 2023. L'incidenza dei contratti di media durata (5-20 anni) si è ridotta dal 4,9% al 3,4%, mentre quella delle importazioni di lunga durata (oltre 20 anni) è passata dal 71,7% al 71,6%. L'incidenza delle importazioni *spot*[232], quelle cioè con durata inferiore all'anno, è diminuita di mezzo punto percentuale portandosi a poco meno del 20%. Importante è però sottolineare che, come nel 2023, le *Annual Contract Quantity* sottostanti alle quote espresse nella figura non sono diminuite, come è accaduto per quasi tutti gli anni dal 2010 al 2021, quando i vecchi contratti d'importazione di lunga durata giungevano via via a scadenza e non venivano rinnovati o sostituiti con contratti di pari durata.

Figura 4.6 Struttura dei contratti d'importazione attivi nel 2024, secondo la durata intera

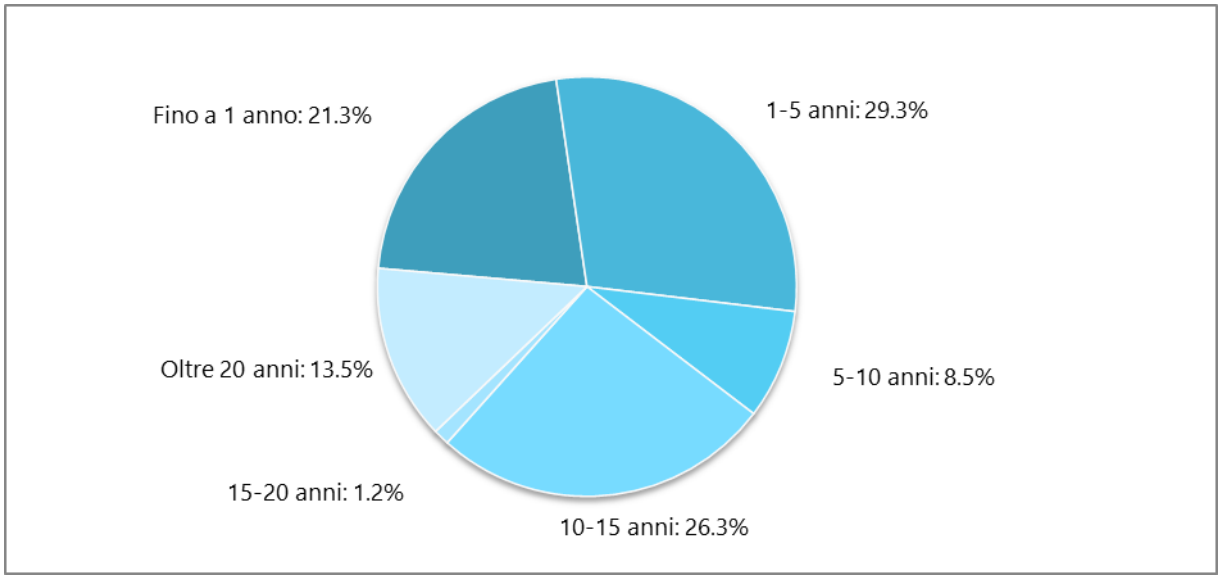
[232] Valutata, come negli anni passati, escludendo le *Annual Contract Quantity* di contratti *spot* che non hanno dato origine a importazioni in Italia, in quanto il gas è stato rivenduto direttamente all'estero dall'operatore, attivo in Italia, che l'ha acquistato.



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in essere al 2024 () mostrano un certo allungamento rispetto allo scorso anno: il 50,5% dei contratti scadrà entro i prossimi cinque anni (la stessa quota era al 46% nel 2023) e il 59% giungerà al termine entro i prossimi dieci anni (era il 52,1%). Il 14,8% dei contratti oggi in vigore possiede una vita residua superiore a 15 anni. Tale quota è leggermente cresciuta rispetto allo scorso anno, quando era pari al 13,8%.

Figura 4.7 Struttura dei contratti d'importazione attivi nel 2024, secondo la durata residua



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2024 la **domanda totale del settore gas**, intesa come somma dei volumi di gas venduti nel mercato all'ingrosso (incluse le rivendite) e nel mercato al dettaglio più gli autoconsumi, è cresciuta del 6,5%, raggiungendo 286,5 G(m^3) (). Ciò soprattutto grazie alla buona ripresa del gas commercializzato nel mercato della vendita all'ingrosso e, in misura minore, di quello commercializzato nel mercato al dettaglio.

La crescita del mercato all'ingrosso, infatti, è stata del 7,6%, considerando che nel 2024 questo

mercato ha movimentato 228,4 G(m^3) contro i 212,2 G(m^3) del 2023; anche l'incremento nel mercato al dettaglio è significativo, considerando che stati venduti 46 G(m^3), cioè 1,3 G(m^3) in più del 2023 (+3%), mentre gli autoconsumi sono rimasti praticamente invariati a poco più di 12 G(m^3). I gruppi industriali che nel 2024 possiedono una quota della domanda totale superiore al 5% sono 4, mentre nel 2023 erano 5. Più precisamente si tratta dei gruppi: Eni (14,3%), Engie (12%), Edison (8,2%) e Royal Dutch Shell (8%). A questi, nel 2023 si aggiungeva Enel, la cui quota è scesa dal 6,2% al 4,8%. I primi tre gruppi coprono insieme il 34,5% della domanda totale, una quota di tre punti percentuali inferiore a quella dello scorso anno (37,6%).

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 930. Hanno risposto all'*Indagine annuale* 712 imprese (77%), 64 delle quali hanno dichiarato di essere collegate societariamente a un'impresa di distribuzione di gas naturale e 14 a un'impresa di trasporto.

Delle 712 società che hanno partecipato all'indagine, 83 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Tra le rimanenti 629 attive, 154 hanno venduto gas unicamente al mercato all'ingrosso e sono state classificate come **grossisti puri**, 328 hanno venduto gas soltanto a clienti finali e sono state classificate come **venditori puri**. Le rimanenti 147, che hanno operato sia sul mercato all'ingrosso sia sul mercato finale, sono state classificate come **operatori misti**.

Tavola 4.4 Vendite e prezzi nel mercato all'ingrosso nel 2024

Operatori	Numero	Vendite M(m^3)	Prezzo c€/m^3
Grossisti puri	154	154.600	40,9
Operatori misti	147	73.758	43,4
TOTALE INGROSSO	301	228.358	41,7

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il mercato all'ingrosso è stato fornito per il 68% da grossisti puri e per il restante 32% da operatori misti. Nel 2024 il numero di imprese che ha operato nel mercato all'ingrosso è rimasto sostanzialmente invariato rispetto al 2023 (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 è cresciuto, come si è visto poco sopra, di 16 G(m^3), con il risultato che il volume medio unitario di vendita è aumentato dell'11%, passando da 682 a 759 M(m^3). I dati testimoniano quindi una significativa ripresa, la prima dopo tre anni consecutivi di forte ridimensionamento, ma i volumi restano ancora distanti dal massimo, raggiunto nel 2020, quando nel mercato all'ingrosso furono intermediati 314,5 G(m^3).

La maggior parte delle imprese (61%) che operano esclusivamente all'ingrosso che hanno risposto all'Indagine sul 2024 sono società di diritto non italiano.

Nel corso dell'anno 11 imprese hanno avviato l'attività di vendita all'ingrosso di gas naturale e 3 imprese l'hanno cessata; 5 aziende sono state incorporate e 5 hanno cambiato gruppo societario.

Nel 2024 il livello di concentrazione di tale mercato è rimasto sostanzialmente invariato: la quota delle prime tre società (Shell Energy Europe, Engie Global Markets ed Eni), infatti, è risultata del 23,6% contro il 25,9%, calcolato nel 2023. La quota cumulata delle prime cinque imprese (le tre già citate più Edison ed Eni Global Energy Markets) è passata dal 37,0% al 35,1 %. Anche l'indice HHI calcolato sul solo mercato all'ingrosso è lievemente diminuito da 442 a 427.

Nel 2024 il prezzo mediamente praticato nel mercato all'ingrosso è risultato pari a 41,7 c€/m^3, ancora in forte ribasso (-30% circa) rispetto ai 59,1 c€/m^3 richiesti nel 2023. La discesa dei prezzi è coerente con l'andamento dei prezzi internazionali della *commodity* che nel corso del 2024 hanno registrato riduzioni in tutti i mercati europei. Il prezzo praticato dagli operatori misti è risultato pari a 43,4 c€/m^3, ovvero 2,49 centesimi di euro superiore a quello praticato dai grossisti puri (pari a 40,9 c€/m^3).

Punto di scambio virtuale

La principale piattaforma di scambio nel mercato all'ingrosso in Italia è il Punto di scambio virtuale (PSV), gestita dall'operatore della rete di trasporto, Snam Rete Gas. Le cessioni che possono essere registrate sono sia quelle avvenute attraverso contratti bilaterali (*over-the-counter o OTC)*, sia quelle realizzate nell'ambito dei mercati regolamentati gestiti dal GME. Da settembre 2015 è possibile registrare al PSV anche i contratti gestiti dalle Borse terze[233], allargando così l'offerta di prodotti a termine con consegna fisica del gas al PSV. Per operare al PSV è necessario essere sottoscrittori, cioè essere in possesso dei requisiti richiesti e aver sottoscritto un modulo di adesione o un contratto di accesso, con il quale ci si impegna al rispetto delle condizioni approvate dall'Autorità[234].

Nel 2024, 322 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV (). Soltanto 54 di questi erano *trader* puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto. Il numero dei sottoscrittori del PSV è lievemente cresciuto rispetto all'anno precedente, essendosi attestato a 387 unità contro le 374 del 2023 (+3%). Il numero dei sottoscrittori che hanno effettuato scambi è aumentato di pari misura (+4%), da 311 soggetti a 322. Diversamente dagli anni scorsi è, invece, rimasto stabile il numero dei trader puri, pari a 55 (contro i 54 del 2023).

La 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*.

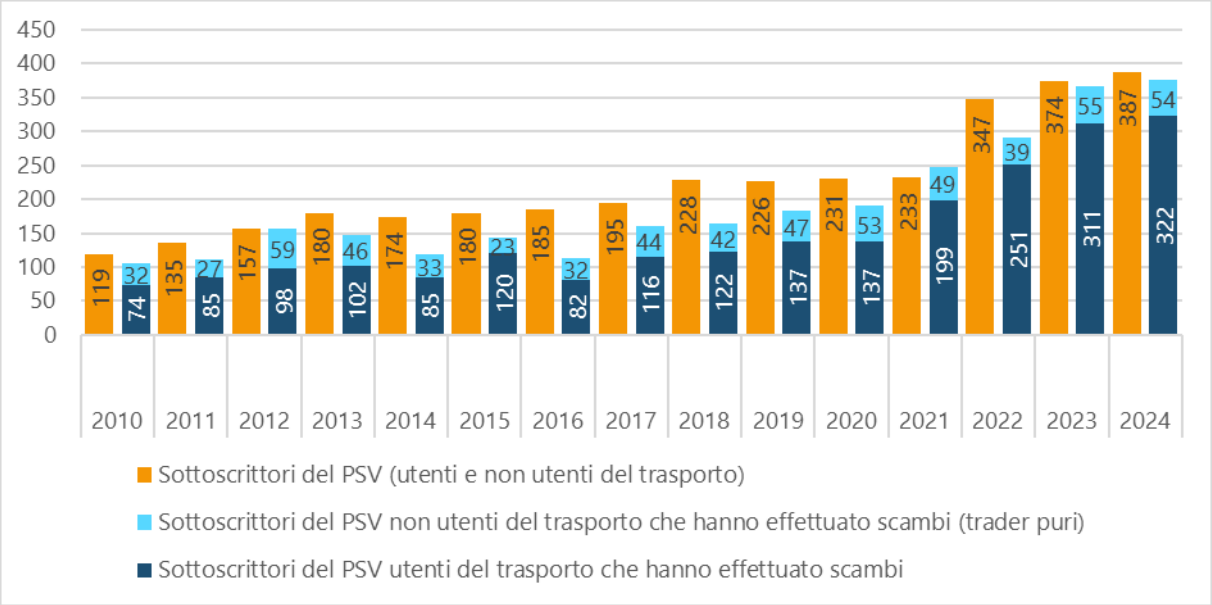
Nel 2024 i volumi OTC sono cresciuti dell'8,1% da 113,9 a 123 G(m^3); una forte crescita ha interessato anche i volumi con consegna forzosa al PSV, che in un anno sono saliti da 28 a 183 M(m^3). Pertanto, il complesso delle riconsegne al PSV è aumentato dell'8,2% rispetto al 2023, essendo passato da 114 a 123 G(m^3). Anche i volumi derivanti dagli scambi nei mercati hanno registrato una netta crescita

[233] 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.

[234] Con la delibera 16 marzo 2017, 147/2017/R/gas.

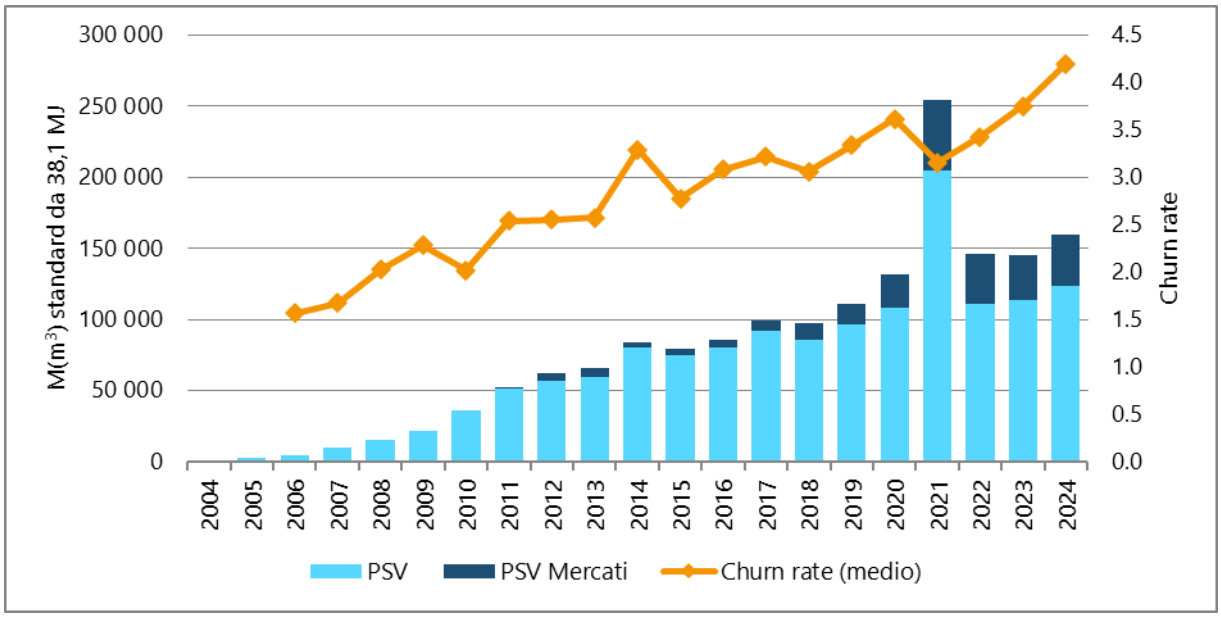
(+13,5%), recuperando integralmente il calo dello scorso anno. I volumi scambiati in borsa sono, infatti, tornati a 35,9 G(m^3) cioè a un livello appena superiore a quello del 2022 (35,5); ciò grazie all'incremento dei volumi gestiti nei mercati centralizzati (+14,8%) a cui si è accompagnata una discreta risalita anche del gas scambiato come *clearing house* (+4,6%).

Figura 4.8 Sottoscrittori del PSV dal 2010



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Figura 4.9 Volumi delle transazioni al PSV e *churn rate*



Fonte: Elaborazione ARERA su dati di Snam Rete Gas.

Ovviamente la crescita è avvenuta anche nel numero medio delle transazioni giornaliere che nel 2024 è complessivamente aumentato del 15%, da circa 1.100 a quasi 1.300, e questo grazie a quelle avvenute nei mercati (+13,8%), ma soprattutto a quelle effettuate OTC (+15,7%).

La crescita degli scambi e dei volumi sottesi spiega l'incremento da 3,8 a 4,2 del *churn rate*,

l'indicatore sintetico che misura il numero medio di volte in cui la *commodity* (il gas) è oggetto di scambio tra il momento della vendita iniziale e quello della sua consegna fisica. L'indicatore può essere calcolato in modi diversi. Quello illustrato nella figura è ottenuto rapportando il totale dei volumi oggetto di *trading* al PSV al valore delle registrazioni che si traducono in consegna fisica. Più il mercato è liquido e più questo valore aumenta. Questo tasso è molto cresciuto tra il 2006 e il 2014, nel 2015 ha evidenziato un netto calo per poi stabilizzarsi, negli anni dal 2016 al 2018, intorno a 3,1. Nel 2019 l'incremento delle attività ne ha portato il valore a 3,3 e la crescita è stata ancor più significativa nel 2020, quando ha raggiunto il valore di 3,6. Tornato al 3,2 nel 2021, negli ultimi tre anni ha, invece, consolidato un trend di crescita. Il 4,2 raggiunto nel 2024 è il valore più alto dalla nascita del PSV.

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.

Tra gennaio e febbraio 2018 sono state introdotte alcune misure per favorire lo sviluppo della liquidità dei mercati del gas naturale e, in particolare, del mercato a pronti. Di particolare rilievo è stata la creazione di figure di *market making*, ossia di soggetti (c.d. *liquidity provider)* che si impegnano, a fronte di un vantaggio economico, a mantenere nel mercato contemporaneamente offerte di vendita e di acquisto contenute entro un differenziale di prezzo predefinito; i *liquidity provider* operano nella negoziazione di prodotti *day-ahead*. Ai *liquidity provider* che abbiano svolto l'attività di *market making* nel rispetto dei termini, modalità e condizioni previste, relativamente a un mese di calendario, il GME riconosce un corrispettivo fisso pari a 160 € per ciascuna sessione utile e un corrispettivo pari a 0,01 euro/MWh per ciascun MWh negoziato sull'MGP-GAS per il prodotto giornaliero G+1. Nel 2018 è stata disposta anche l'integrazione dei mercati gestiti dal GME nell'ambito della piattaforma Trayport, dove erano già presenti i principali mercati esteri, una misura che consente agli utenti di ottimizzare le attività di *trading* attraverso l'operatività contemporanea su più mercati da una singola piattaforma di negoziazione.

Sempre al fine di promuovere la liquidità del mercato a pronti del gas naturale, ampliando l'offerta dei prodotti disponibili per la negoziazione e la flessibilità per i soggetti che vi operano, alla fine del 2019 il Ministero della transizione ecologica ha introdotto il prodotto *weekend* nel mercato MGP-GAS, che è negoziabile dal 1° gennaio 2020. Dal 1° gennaio 2020 è stato, infine, attivato un nuovo comparto dell'M-GAS funzionale all'approvvigionamento da parte del Responsabile del bilanciamento (RdB) delle risorse necessarie al funzionamento del sistema[235]. 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.

A partire dal 20 luglio 2023, il GME ha introdotto l'I*talian Gas Index* (IGI), un indice di prezzo basato sui prezzi delle transazioni concluse nel Mercato del gas naturale (MGAS), quindi per prodotti '*title transfer'* con nomina automatica al PSV. Si tratta, in sostanza, di un indice elaborato ogni giorno sulla base delle contrattazioni avvenute nell'MGAS con l'obiettivo di fungere da riferimento per la definizione dei contratti. L'indice è calcolato per ciascun giorno gas (di consegna) come media

[235] Il cui assetto è stato definito con la delibera 5 novembre 2019, 451/2019/R/gas.

aritmetica dei prezzi di tutte le negoziazioni concluse:

- nel comparto MGP-GAS in negoziazione continua;
- nella fascia oraria 17:15-17:30;
- nel giorno lavorativo precedente alla data di consegna (per il prodotto giornaliero), oppure nel venerdì (per il prodotto *weekend*);
- con prezzo compreso nell'intorno (±30%) della media aritmetica dei prezzi registrati dalle precedenti cinque transazioni.

Prezzi e Volumi

Nell'ambito dei mercati gas gestiti dal GME nel 2024 sono stati negoziati volumi complessivi per 181,7 TWh, in aumento rispetto al 2023 (+17%) ().

La liquidità nel Mercato del giorno prima è cresciuta (76%; +7% rispetto al 2023) grazie a un significativo aumento dei volumi negoziati (137 TWh; +29% sul 2023). La quota maggiore di questi ultimi (82%; +8%) è stata contrattata in negoziazione continua (111,7 TWh; +42%). L'andamento mensile ha evidenziato, inoltre, livelli più alti negli ultimi due mesi dell'anno. Il comparto AGS dell'MGP ha registrato scambi per un totale di 25,3 TWh, in calo rispetto al 2023 (-10%).

È diminuita la quota di volumi negoziati nel Mercato infragiornaliero (22%; nel 2023 era al 29%) per un totale di 40,2 TWh, in calo del 10% rispetto al 2023. Gli scambi in negoziazione continua (39,2 TWh; -12%) hanno continuato a essere preponderanti (pari al 97% dell'intero mercato), mentre nel comparto AGS i volumi sono leggermente meno marginali dell'anno precedente (1 TWh).

Tavola 4.5 Volumi annuali per ciascuno dei mercati gas gestiti dal GME (GWh)

MERCATI	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
P-GAS							
Aliquote	2.426.485	444.292	-	2.216.982	2.031.021	629.548	957.915
M-GAS							
MGP-GAS	13.048.604	24.794.256	55.782.408	79.292.760	127.159.680	106.451.328	136.987.608
MGP-Continuativa	13.048.604	24.676.608	30.043.296	45.593.472	75.780.648	78.522.624	111.713.568
MGP-AGS	-	117.648	25.739.112	33.699.288	51.379.032	27.928.704	25.274.040
MI	27.815.964	41.052.864	51.064.320	45.932.952	43.126.512	44.544.312	40.207.512
MI-Continuativa	27.815.964	41.052.864	46.701.360	44.325.192	40.528.008	44.385.336	39.202.152
MI-AGS	-	-	4.362.960	1.607.760	2.598.504	158.976	1.005.360
MGS	13.502.340	13.365.494	6.449.968	5.084.077	5.133.885	3.274.177	3.515.669
MPL	-	-	-	-	-	-	-
MT-GAS	790.080	3.192.048	478.272	22.320	-	-	-
TOTALE	56.793.393	79.656.906	113.296.696	132.526.771	177.451.098	154.899.365	181.668.704

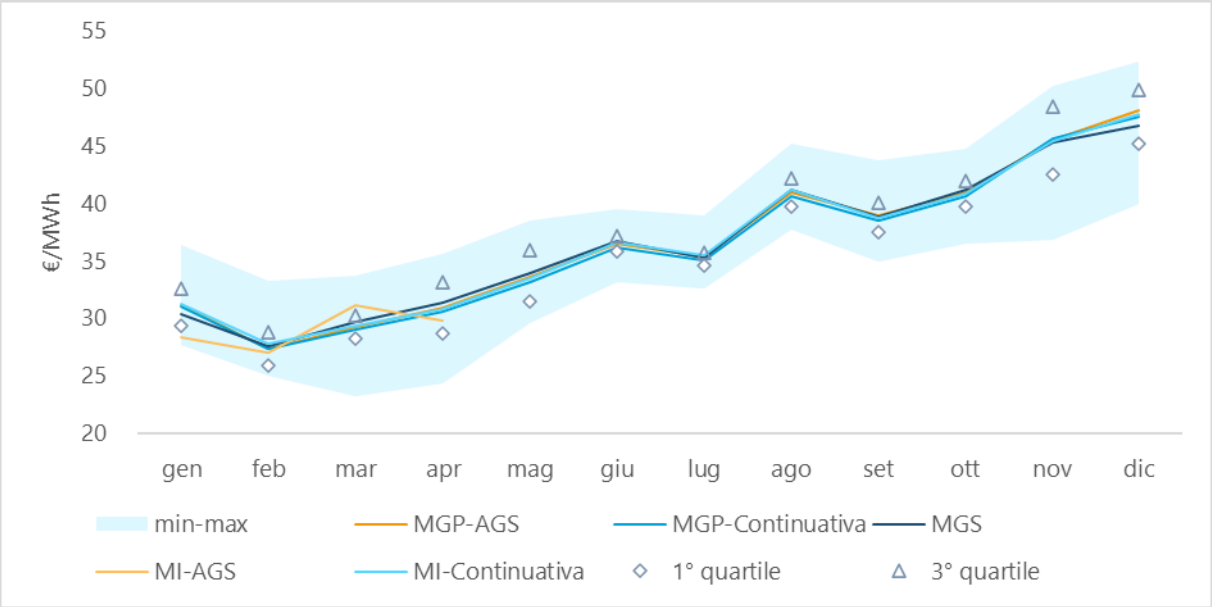
Fonte: GME.

Nel 2024 sono risultate in aumento anche le negoziazioni nel Mercato del Gas in Stoccaggio (MGS), con scambi pari a 3,5 TWh (+7%), mentre – come in passato – Snam non ha attivato alcuna sessione nel Mercato dei prodotti *locational*.

Relativamente ai prodotti negoziati a termine nel MT-GAS non si sono osservate negoziazioni, mentre le allocazioni relative al comparto "Royalties" della P-GAS sono risultate pari a 1 TWh (+52%).

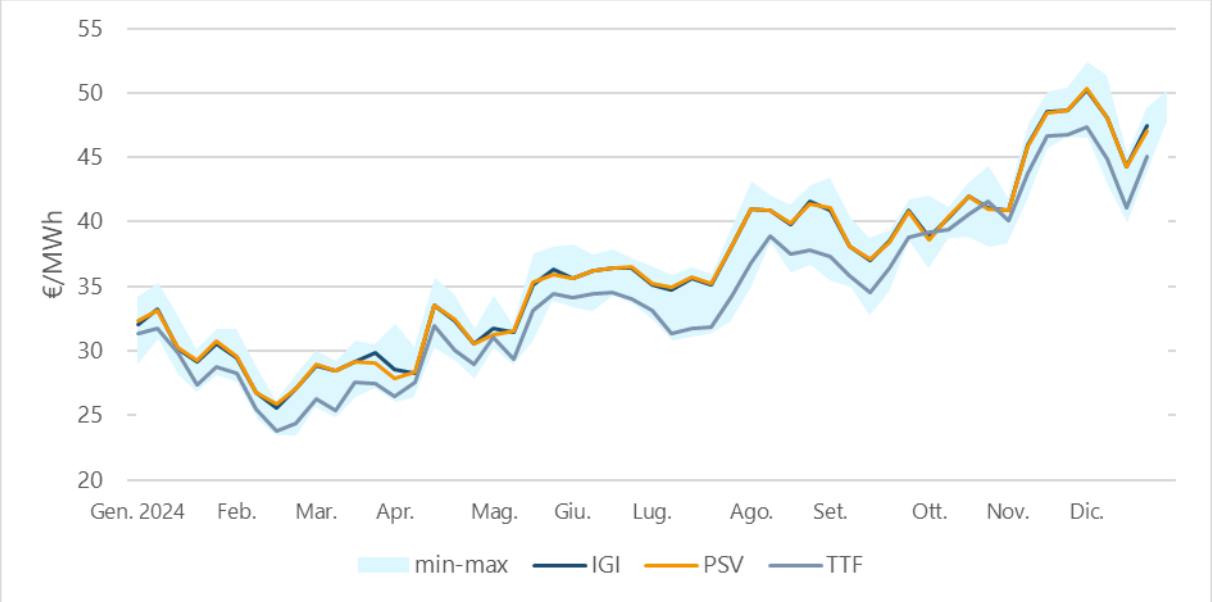
Si sono osservati infine 42 slot (20 in meno del 2023) allocati sulla Piattaforma di assegnazione della capacità di Rigassificazione (PAR) per un totale di 1,7 M(m^3) liquefatti (-69%).

Figura 4.10 Prezzi nei mercati dell'M-GAS e valori minimi e massimi nel 2024



Fonte: GME.

Figura 4.11 Confronto tra indici di prezzo per giorno di flusso (medie aritmetiche settimanali)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati GME (IGI) e Refinitiv (PSV e TTF).

Relativamente ai prezzi registrati sulle diverse piattaforme di negoziazione, si possono approssimare tutti a una media annuale di circa 36,54 €/MWh (), in calo del 13% rispetto al 2023 e in linea con la quotazione media annua del prezzo delle transazioni *over the counter* al PSV (36,59 €/MWh) a sua volta scesa del 15% rispetto all'anno precedente. In particolare, i prezzi medi dei due comparti in contrattazione continua dell'M-GAS, rispettivamente pari a 36,49 €/MWh per MGP e 36,60 €/MWh per MI, hanno mostrato un andamento infra-annuale che riflette quello del prezzo al PSV.

La media annuale dell'indice di prezzo IGI elaborato dal GME () è pari a 36,36 €/MWh e il suo andamento nell'anno è risultato in linea con il prezzo medio registrato al PSV (di fonte ICIS) con riferimento ai prodotti *day-ahead* e *weekend* (36,34 €/MWh). Nel grafico è riportato anche il prezzo

medio al TTF (di fonte LSEG Data & Analytics) per il prodotto *day-ahead* che mostra un andamento strettamente abbastanza correlato.

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

Monitoraggio del mercato all'ingrosso

Alla fine del 2018 l'Autorità ha adottato[236] il Testo Integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale (TIMMIG) al fine di rafforzare la propria funzione di monitoraggio nel settore[237].

Il TIMMIG ha incaricato il GME del monitoraggio della dimensione concorrenziale e l'impresa maggiore di trasporto, Snam Rete Gas del monitoraggio della dimensione strutturale. Inoltre, prevede che l'impresa maggiore di trasporto raccolga e organizzi i dati relativi alle attività di monitoraggio all'interno di un database, denominato "Database dei dati fondamentali". Tale database è accessibile all'Autorità e al GME. Lo schema della Convenzione, nonché i successivi aggiornamenti, sono approvati dall'Autorità, sulla base di una proposta di SRG e del GME.

A seguito della crisi russo-ucraina e del conseguente abnorme aumento dei prezzi del gas, con il decreto legge 21 marzo 2022, n. 21, il Governo ha stabilito, all'art. 7, comma 5, che, per finalità di monitoraggio, i titolari dei contratti di approvvigionamento di volumi di gas per il mercato italiano sono tenuti a trasmettere, la prima volta entro quindici giorni dalla data di entrata in vigore del decreto, al Ministero della transizione ecologica (ora Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica) e all'Autorità i medesimi contratti e i nuovi contratti che verranno sottoscritti, nonché le modifiche degli stessi, sempre entro il termine di quindici giorni. Le informazioni tramesse devono essere trattate nel rispetto delle esigenze di riservatezza dei dati commercialmente sensibili. In attuazione del suddetto decreto legge, l'Autorità[238] ha definito le modalità per la trasmissione dei contratti di approvvigionamento di volumi di gas per il mercato italiano. In particolare, i titolari di tali contratti sono tenuti a effettuare la trasmissione integrale dei contratti di approvvigionamento di durata almeno annuale e i relativi dettagli (specificamente definiti dall'Autorità per quelli più rappresentativi tra loro). Per contratti di approvvigionamento di durata inferiore all'anno è richiesta, invece, la trasmissione delle sole informazioni rilevanti (per esempio, volumi immessi nel sistema nazionale del gas naturale e i relativi prezzi).

Come ogni anno, in linea con le disposizioni, sono stati approvati i costi a consuntivo sostenuti dall'impresa maggiore di trasporto nel 2023 per l'attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale[239], nonché il Piano di attività e il corrispondente preventivo dei costi trasmessi dall'impresa maggiore di trasporto in relazione all'attività di monitoraggio del mercato del gas

[236] Con la delibera 5 dicembre 2018, 631/2018/R/gas.

[237] Per maggiori dettagli sulla struttura, le finalità e le disposizioni del TIMMIG si rimanda all'*Annual Report* 2019.

[238] Con la delibera 30 marzo 2022, 143/2022/R/gas.

[239] Con la delibera 21 maggio 2024, 191/2024/R/gas.

all'ingrosso per l'anno 2025[240].

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 2024 sono stati venduti nel mercato al dettaglio 45,7 G(m^3), cui vanno aggiunti 243 M(m^3) forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*. Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali è risultato di poco inferiore a 46 G(m^3), con un aumento di 0,7 G(m^3) rispetto al 2023 (). Per avere un dato confrontabile con quello del consumo finale di gas pubblicato dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, e commentato nelle pagine precedenti, occorre, tuttavia, considerare i volumi relativi agli autoconsumi, 12,2 G(m^3), che portano il valore dei consumi complessivi risultanti dall'Indagine annuale a 58,1 G(m^3), cioè a un valore paragonabile ai 60,3 G(m^3) 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 2024 ha quindi evidenziato una lieve ripresa (1,2%) rispetto a quello del 2023.

Tavola 4.6 Consumi finali di gas naturale

	VOLUMI M(m^3)			PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)		
	2023	2024	VARIAZIONE	2023	2024	VARIAZIONE
Vendite al dettaglio	44.664	45.724	2,4%	21.738	21.671	-0,3%
Forniture di ultima istanza e *default*	630	243	-61,4%	199	31	-84,4%
TOTALE MERCATO	45.295	45.967	1,5%	21.937	21.702	-1,1%
Autoconsumi	12.142	12.181	0,3%	1,8	1,6	-8,3%
CONSUMI FINALI	57.437	58.148	1,2%	21.939	21.704	-1,1%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Dei 46 G(m^3) di gas venduti nel mercato al dettaglio, 11,9 G(m^3) sono stati ceduti da venditori puri, mentre i restanti 30,9 G(m^3) sono stati intermediati da venditori che operano anche nel mercato all'ingrosso ().

Tavola 4.7 Vendite e prezzi del gas nel mercato al dettaglio nel 2024

Operatori	Numero	Vendite M(m^3)	Prezzo c€/m^3
Venditori puri	328	13.731	93,7
Operatori misti	147	32.236	61,5
TOTALE DETTAGLIO	475	45.967	71,1

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il prezzo mediamente praticato ai clienti del mercato *retail* dalle imprese di vendita che operano in tale mercato è risultato pari a 71,1 c€/m^3, circa 5 centesimi più basso (-6,7%) rispetto al 2023. Al solito, tale prezzo è superiore a quello offerto al mercato finale dai grossisti, che – come si è visto nelle pagine precedenti – è risultato pari a 61,5 c€/m^3. La ragione del differenziale positivo risiede principalmente nel tipo di clientela servita e nelle sue caratteristiche. I clienti dei venditori nel mercato

[240] Con la delibera 17 dicembre 2024, 557/2024/R/gas.

retail sono per lo più clienti civili collegati alle reti di distribuzione, i quali, pur essendo molti, hanno consumi relativamente bassi. I clienti finali dei grossisti, invece, sono tipicamente i grandi consumatori, soprattutto nel settore industriale, che grazie ai loro elevati livelli di consumo sono in grado di ottenere prezzi più vantaggiosi e spesso sono direttamente collegati alla rete di trasporto, e quindi non pagano i costi di distribuzione.

Come già nel 2023, anche nel 2024 il numero di venditori attivi nel mercato al dettaglio è diminuito[241]. Poiché al contempo i volumi di gas venduto sono cresciuti, il volume medio unitario di vendita ha registrato una significativa ripresa: da 92 a 97 M(m^3) (5,5%). Per molti anni l'allargamento del numero dei venditori ha mantenuto questo valore in costante discesa dai 237 M(m^3) del 2010 (massimo storico); tale incremento è sostanzialmente il primo che si verifica da oltre 10 anni a questa parte. Il 5,5% delle imprese attive nel mercato finale, cioè 26 su 475, ha venduto nel 2024 oltre 300 M(m^3); complessivamente, tali società coprono l'83,9% di tutto il gas acquistato nel mercato al dettaglio.

Anche nel 2024 sono state comunicate attraverso l'Anagrafica operatori dell'Autorità numerose operazioni societarie: 24 imprese hanno avviato l'attività di vendita a clienti finali, mentre 10 l'hanno cessata; 1 impresa hanno acquisito o ceduto l'attività di vendita (anche parzialmente); 12 imprese sono state incorporate; 6 imprese hanno cambiato gruppo societario.

Il 33,3% (vale a dire 158 imprese) dei 475 venditori attivi che hanno risposto all'Indagine annuale serve clienti in gran parte del territorio nazionale cioè in almeno 17 regioni italiane; il 51,2% (243 imprese) ha venduto gas in un numero di regioni compreso tra 6 e 16; le restanti 74 imprese (il 15,5%) hanno operato in un numero di regioni compreso tra 1 e 5. La quota di imprese che opera su tutto o su un'ampia parte del territorio nazionale (da 17 a 20 regioni) è nettamente cresciuta rispetto al 2023 (era al 22,3%). La composizione societaria del capitale sociale dei venditori di gas, limitando l'analisi alle partecipazioni dirette, mostra una scarsa presenza straniera: solo 34 società hanno un socio di maggioranza non italiano. I partecipanti stranieri diretti risultano per lo più società cinesi, svizzere, britanniche, spagnole e lussemburghesi, ma sono presenti anche società di altre 12 nazionalità.

Come già accennato, nel 2024 sono stati venduti poco più di 58 G(m^3) – di cui 12 destinati all'autoconsumo e quasi 46 alla vendita – a 21,7 milioni di clienti (punti di riconsegna) (). Complessivamente, rispetto al 2023 i consumi di gas sono cresciuti del 2,9%. Gli autoconsumi, che perlopiù afferiscono al settore industriale e a quello della generazione elettrica, hanno registrato una sostanziale stabilità (0,3%), i quantitativi di gas venduti nel mercato libero, pari a 44,2 G(m^3), hanno evidenziato un aumento del 6,8%, mentre le vendite nel servizio di tutela della vulnerabilità e nei servizi di ultima istanza, pari a 1,7 G(m^3), si sono più che dimezzate. Per il 2023 i valori del mercato tutelato illustrati nella tavola non comprendono i quantitativi forniti nei servizi di *default* e di ultima istanza che nel 2023 erano risultati pari a 630 M(m^3).

I consumi del settore domestico (domestici e condomini) sono cresciuti dell'1,1%, da 13,5 a 13,6 G(m^3), mentre quelli dei settori produttivi (industria e generazione termoelettrica) sono saliti da 36,6 a 37,5 G(m^3), registrando quindi un aumento del 2,5%. I consumi del terziario (commercio e servizi

[241] Come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato all'ingrosso, infatti, quest'anno hanno risposto all'Indagine annuale 712 imprese sulle 930 che, nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita di gas all'ingrosso o al dettaglio nel corso del 2024 (anche soltanto per un periodo limitato dell'anno). A parte le 83 imprese che hanno dichiarato di essere rimaste inattive, sulle restanti 629 ve ne sono 154 che hanno venduto gas esclusivamente nel mercato all'ingrosso. I soggetti che hanno operato nel mercato al dettaglio sono risultati, pertanto, 475, cioè 12 in meno del 2023.

insieme con attività di servizio pubblico) sono cresciuti del 4,3%, passando da 6,7 a 7 G(m^3).

Tavola 4.8 Mercato finale del gas naturale per settore di consumo

SETTORE DI CONSUMO	2023 SERVIZIO DI TUTELA	2023 MERCATO LIBERO	2023 AUTO-CONSUMI	2023 TOTALE	2024 TUTELA DELLA VULNERABILITÀ E *DEFAULT*	2024 MERCATO LIBERO	2024 AUTO-CONSUMI	2024 TOTALE
VOLUMI (M(m^3))								
Domestico	3.044	8.689	0	11.734	1.477	10.268	0	11.745
Condominio uso domestico	181	1.566	10	1.756	25	1.854	7	1.887
Commercio e servizi	-	6.104	17	6.120	126	6.146	39	6.310
Industria	-	14.256	752	15.008	2	14.587	784	15.373
Generazione elettrica	-	10.256	11.364	21.620	0	10.817	11.350	22.167
Attività di servizio pubblico	-	569	0,4	569	91	574	0,4	666
TOTALE VOLUMI	3.225	41.439	12.135	56.807	1.721	44.247	12.181	58.148
PUNTI DI RICONSEGNA (migliaia)								
Domestico	5.685	14.683	0,0	20.367	2.640	17.689	0	20.330
Condominio uso domestico	36	141	0,5	178	2	170	0,4	173
Commercio e servizi	-	993	1,1	994	20	971	1,0	992
Industria	-	152	0,1	152	1	150	0,1	151
Generazione elettrica	-	1	0,1	1	0	1	0,1	1
Attività di servizio pubblico	-	48	0,0	48	9	49	0.0	58
TOTALE PUNTI DI RICONSEGNA	5.721	16.018	1,8	21.740	2.671	19.031	1,6	21.704

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Più in dettaglio, nel 2024 le vendite di gas:

- al settore domestico sono rimaste sostanzialmente stabili a 11,7 G(m^3) (0,1%); quelle nel servizio di tutela della vulnerabilità sono ammontate a 1,5 G(m^3), mentre quelle nel mercato libero sono salite a 10,3 G(m^3) (18,2%);
- ai condomini (al netto degli autoconsumi) sono cresciute del 7,6% (18,4% nel mercato libero);
- al settore industriale sono passate da 14,3 a 14,6 G(m^3) (2,3%) e gli autoconsumi cresciuti del 4,3%, complessivamente, quindi, nel 2024 i consumi dell'industria sono aumentati del 2,3%;
- al settore termoelettrico sono cresciute del 5,5% (+0,6 G(m^3)), mentre gli autoconsumi hanno registrato un lievissimo calo (-0,1%): tenendo conto di entrambe le voci, quindi, i consumi del settore sono passati da 21,6 a 22,2 G(m^3), risultando così del 2,5% superiori a quelli del 2023;
- al settore del commercio e servizi sono aumentate del 2,7%; anche gli autoconsumi sono saliti, quindi, complessivamente, i consumi del commercio hanno raggiunto 6,3 G(m^3), registrando una variazione del 3,1%;
- alle attività di servizio pubblico sono passate da 569 a 666 M(m^3), quantificando la risalita nel 17%.

Il consumo medio per le famiglie è risultato pari a 578 m^3, quello dei condomini con uso domestico pari a 10.929 m^3, 6.363 m^3 per il commercio, 101,9 migliaia di m^3 per l'industria, 24 M(m^3) per la generazione elettrica e, infine, 11.456 m^3 per le attività di servizio pubblico. Nel mercato libero il consumo medio delle famiglie (580 m^3) è rimasto leggermente più alto di quello riscontrato nel mercato di tutela della vulnerabilità (560 m^3).

La porzione di volumi acquistati in media sul mercato libero è del 76,1%, quella del servizio di tutela

della vulnerabilità e dei servizi di ultima istanza è del 3%, mentre il 20,9% è autoconsumata. Se si considerano le vendite in senso stretto e si escludono, quindi, gli autoconsumi, il 96,3% del gas risulta acquistato sul mercato libero e il restante 3,7% nei servizi di tutela della vulnerabilità e di ultima istanza. In termini di clienti, invece, l'87,7% acquista nel mercato libero.

Considerando solo il **settore domestico**, si può osservare che la quota di volumi acquistati sul mercato libero nel 2024 ha raggiunto l'87,4% per le famiglie e il 98,7% per i condomini (entrambe le quote sono calcolate sul totale delle vendite in senso stretto, cioè al netto degli autoconsumi). Nel 2023 i valori erano, rispettivamente, del 74,1% e dell'89,6%. In termini di punti di prelievo, nel 2024 la quota delle famiglie che usufruiscono del servizio di tutela della vulnerabilità è del 13%.

Tavola 4.9 Mercato finale del gas naturale nel 2024 per tipologia e dimensione dei clienti

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	
TUTELA DELLA VULNERABILITÀ E ULTIMA ISTANZA	1.477	127	45	51	19	-	1.502
Domestico	1.448	29	0	-	-	-	1.477
Condominio uso domestico	1	20	4	1	-	-	25
Commercio e servizi	20	46	23	25	12	-	126
Industria	1	1	0	-	-	-	2
Generazione elettrica	-	-	-	-	-	-	0
Attività di servizio pubblico	8	31	18	26	8	-	91
MERCATO LIBERO	11.349	4.088	1.973	4.728	8.338	13.771	44.247
Domestico	10.096	168	3	1	-	-	10.268
Condominio uso domestico	137	1.363	301	52	1	-	1.854
Commercio e servizi	919	1.786	962	1.605	732	141	6.146
Industria	151	568	573	2.627	5.961	4.707	14.587
Generazione elettrica	0	2	13	301	1.579	8.922	10.817
Attività di servizio pubblico	46	202	120	142	64	-	574
TOTALE	12.826	4.216	2.018	4.780	8.357	13.771	45.749

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il dettaglio delle vendite al mercato finale (al netto degli autoconsumi) per settore di consumo e dimensione dei clienti () mostra che in media la classe con consumo annuo fino a 5.000 m^3 acquista il 28% di tutto il gas venduto nel mercato *retail*, quella con consumo tra 5.000 e 50.000 m^3/anno ne assorbe il 9%, la terza classe (50.000-200.000 m^3/anno) il 4,3%, la quarta classe (200.000-2.000.000 m^3/anno) il 10,3%, la penultima (da 2 a 20 milioni) il 18,2% e l'ultima (oltre 20 milioni) il 30,1%. Il 98,3% dei volumi venduti al settore domestico viene acquistato da famiglie con un consumo annuo che non supera i 5.000 m^3. La quota maggiore di volumi venduti ai condomini si concentra, invece, nella classe di consumo annuo compreso tra 5.000 e 50.000 m^3 che assorbe il 73,5%. Il 59,9% di tutto il gas acquistato dal settore commerciale si concentra nelle prime tre classi. Viceversa, le classi con i consumi annui più elevati sono particolarmente rilevanti per i consumi industriali e della generazione termoelettrica. I consumi delle attività di servizio pubblico sono concentrati tra le classi intermedie: il 35,1% è effettuato dai clienti con consumi annui tra 5.000 e 50.000 m^3, il 15,7% da quelli con consumi tra 50.000 e 200.000 m^3, il 25,3% è assorbito dai clienti con consumi annui tra 200.000 e 2.000.000 m^3, un altro 10,8% viene venduto ai clienti che consumano tra 2 e 20 M(m^3)/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 energetici e dati provenienti dal Sistema informativo integrato (SII), gestito dall'Acquirente unico. Sulla base dei dati forniti dagli operatori del trasporto e dei dati provenienti dal SII, la percentuale di *switching*, cioè del numero di clienti[242] che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2024, è risultata complessivamente pari al 18,7%, ovvero al 23,5% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio ().

Tavola 4.10 Tassi di *switching* dei clienti finali gas

CLIENTI PER SETTORE	2023		2024	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	14,6%	20,9%	18,6%	24,1%
Condominio uso domestico	27,6%	41,1%	24,1%	30,0%
Attività di servizio pubblico	37,1%	57,2%	35,8%	54,7%
Altri usi	21,2%	14,1%	18,1%	22,4%
TOTALE	15,2%	17,1%	18,7%	23,5%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati e SII.

Lo *switching* dei consumatori domestici nel 2024, si è ampliato di quattro punti percentuali, accrescendo la già significativa vivacità raggiunta negli anni più recenti. Più in dettaglio, risultano avere effettuato almeno un cambio di fornitore circa 4 milioni di clienti, equivalenti a una quota del 18,6% dei clienti domestici totali (e corrispondente a una porzione di volumi del 24,1%). Lo *switching* dei domestici è stato sicuramente favorito dal termine della possibilità di accedere alle condizioni economiche tutelate stabilite dall'Autorità per la clientela domestica, perché dal 1° gennaio 2024 tali condizioni sono state riservate ai clienti domestici vulnerabili[243]. È verosimile, infatti, che l'uscita dalla tutela abbia spinto alcuni di loro a informarsi e a cercare un fornitore alternativo sapendo di dover comunque cambiare contratto.

Altrettanto 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 30% del relativo settore di consumo. Questa clientela ha perso il diritto ad accedere al servizio di tutela già nel 2023, e in effetti, il tasso di cambio fornitore è rimasto elevato, ma è diminuito rispetto al 2023.

Il 35,8% (equivalenti al 54,7% 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 18,1% del totale in termini di clienti, nonché il 22,4% in termini di volumi (corrispondenti a circa 2,8 G(m^3)).

[242] 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.

[243] I clienti domestici vulnerabili sono le persone delle seguenti categorie: età superiore a 75 anni, percettori del bonus sociale gas in base all'ISEE, con disabilità ai sensi della legge 104/92, utenti in strutture abitative di emergenza a seguito di eventi calamitosi.

Le offerte disponibili e i contratti di vendita nel mercato libero del gas

Come già evidenziato nel Capitolo 3 (cfr. il paragrafo 3.2.2), anche quest'anno l'Indagine annuale sui settori energetici ha sottoposto ai venditori di energia elettrica e di gas naturale alcune domande tese a valutare la quantità di offerte che le imprese mettono a disposizione dei clienti che scelgono di rifornirsi nel mercato libero e, soprattutto, la distribuzione della loro clientela tra le diverse tipologie contrattuali che hanno effettivamente scelto[244]. Anche qui, come si è già detto nel Capitolo 3, si ribadisce che l'obiettivo delle domande sulla quantità e qualità delle offerte commerciali è teso a classificare le numerose offerte presenti sul mercato, seppure non completamente esaustive della realtà. Vale pertanto la consueta avvertenza di accogliere con cautela i risultati presentati in queste pagine.

La **media delle offerte commerciali** che ciascun venditore di gas risulta in grado di proporre ai propri potenziali clienti è pari 20,5 per la clientela domestica (9,2 sono acquistabili solo online), 8,8 per i condomini con uso domestico (2,6 solo online) e 15,7 per la clientela non domestica (3,5 solo online). Tutti numeri sono in diminuzione rispetto al 2023 (quando erano pari, rispettivamente, a 17,1, 7,7 e 14,1), come nel 2023 è la clientela domestica ad avere una possibilità di scelta maggiore rispetto alle altre due categorie di clientela.

Nel 2024, analogamente a quanto osservato nel settore elettrico, l'interesse delle famiglie verso le **offerte online** risulta ancora limitato, nonostante il crescente processo di digitalizzazione. Solo il 9,7% dei clienti domestici ha, infatti, scelto di sottoscrivere un'offerta tramite canali digitali. La quota risulta più elevata tra i clienti non domestici, dove si attesta al 20,6%, mentre rimane particolarmente contenuta nel segmento dei condomini con uso domestico, con una penetrazione pari al 2% (dati sostanzialmente invariati rispetto al 2023).

Circa la **tipologia di prezzo** preferita (), è risultato che la percentuale di clienti domestici che ha sottoscritto nel mercato libero un contratto a prezzo fisso (il cui prezzo non cambia per almeno un anno dal momento della sottoscrizione) è diminuita in modo significativo rispetto all'anno precedente, passando dal 44% al 28,6%. Per i condomini con uso domestico, la formula a prezzo variabile ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso[245], continua a essere ampiamente prevalente, rappresentando il 93,6% dei contratti stipulati. Anche tra i clienti non domestici, tale tipologia risulta dominante, con una quota pari all'85,7%.

Rispetto al 2023 si osserva anche una differenza di prezzo tra contratti a prezzo fisso e variabile più marcata, in particolare per il segmento domestico; tale differenza, valutabile in base al valore della componente relativa al costo di approvvigionamento, risulta, infatti, sempre a vantaggio del prezzo variabile. Più in dettaglio, il differenziale a favore dei contratti a prezzo variabile è particolarmente elevato per i clienti domestici (29,4 c€/m^3), è molto significativo per i condomini (23,1 c€/m^3) ed è più contenuto per i clienti non domestici (6,9 c€/m^3).

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

[245] Tutte le informazioni richieste ai venditori riguardano i contratti in essere nel 2023 a prescindere dall'anno in cui sono stati sottoscritti: in altri termini, il conteggio dei punti di riconsegna che li hanno sottoscritti, l'energia venduta e il prezzo medio indicati dai venditori sono quelli relativi ai clienti che sono stati serviti nel corso dell'anno anche in base a un contratto sottoscritto negli anni precedenti (ma non scaduto).

Tavola 4.11 Contratti per la fornitura di gas naturale nel mercato libero nel 2024 per tipo di prezzo e prezzo medio

CONTRATTI	CLIENTI DOMESTICI		CONDOMINI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO(A) c€/m³	QUOTA	PREZZO(A) c€/m³	QUOTA	PREZZO(A) c€/m³
Contratti a prezzo fisso	28,6%	101,50	6,4%	79,85	14,3%	51,60
Contratti a prezzo variabile	71,4%	72,09	93,6%	56,78	85,7%	44,75
TOTALE CLIENTI	100%	79,92	100%	57,29	100%	49,95

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Per tutte le tipologie di clienti, la **modalità di indicizzazione** più frequentemente adottata nei contratti a prezzo variabile risulta essere quella legata all'andamento del prezzo del PSV (Punto di Scambio Virtuale). Tale opzione, tuttavia, non si conferma la più conveniente dal punto di vista economico, come già osservato nel 2023 (Tav. 3.39). Tra i clienti domestici, il 72,6% opta per questa modalità di indicizzazione, nonostante comporti un prezzo superiore del 3% rispetto alla media dei contratti a prezzo variabile. La seconda tipologia più scelta è quella basata sull'andamento del prezzo con sconto applicato su una delle componenti tariffarie stabilite dall'Autorità per il servizio di tutela della vulnerabilità, adottata nel 15,1% dei contratti variabili. Quest'ultima rappresenta la soluzione più vantaggiosa tra le varie modalità di indicizzazione, con un prezzo per la sola componente di approvvigionamento inferiore del 19% rispetto alla media. Al contrario, la modalità economicamente meno favorevole è quella dei contratti con indicizzazione non specificata, che, tuttavia, risulta marginale, rappresentando solo il 2,6% del totale.

Anche tra i condomini, la modalità più scelta è quella con indicizzazione al PSV, che risulta più costosa dell'1% rispetto alla media dei contratti a prezzo variabile. La modalità più onerosa è, invece, quella indicizzata al Brent, con un prezzo superiore del 34% rispetto alla media, sebbene sia scelta in meno dell'1% dei casi. Di contro, la modalità più economica è quella con altra indicizzazione non specificata (anch'essa adottata in meno dell'1% dei casi), seguita dai contratti con sconto su una componente stabilita dall'Autorità, che presentano un prezzo inferiore del 9% rispetto alla media e sono scelti nel 14,1% dei casi.

Per i clienti non domestici, la modalità di indicizzazione al PSV è anch'essa la più diffusa (67,2% dei contratti), ma, a differenza delle altre categorie di clienti, il prezzo risulta allineato alla media dei contratti a prezzo variabile. Anche i contratti indicizzati ai mercati gestiti dal GME mostrano prezzi simili, pur rappresentando solo il 3,7% delle scelte. Il contratto più costoso si conferma quello indicizzato al Brent, con un prezzo superiore del 21% rispetto alla media, sebbene la sua adozione resti inferiore all'1%.

Il 43,5% 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 prevista al verificarsi di una determinata condizione (ad esempio, sconto per contratti sottoscritti da amici del cliente, sconto per domiciliazione bancaria della bolletta, ecc.). Più in dettaglio, risulta che, tra tale tipologia di contratti il 59,5% è un contratto a prezzo variabile. Percentuali più basse si riscontrano per gli altri clienti: il 21,1% dei condomini ha sottoscritto un contratto con sconto (di cui prevalentemente a prezzo variabile: 83,3%), mentre nel caso dei non domestici i clienti con un contratto che prevede uno sconto in qualunque forma sono il 23,4% del totale (di cui prevalentemente a prezzo variabile: 80,3%).

Nell'*Indagine annuale* è stata indagata anche la presenza di **servizi aggiuntivi** nei contratti e la loro

consistenza con le stesse modalità dello scorso anno[246]. Anche nel questionario relativo al gas, come in quello sull'energia elettrica, è stato richiesto ai venditori di specificare la combinazione di servizi aggiuntivi inclusa nei contratti scelti dai propri clienti. Di conseguenza, i clienti associati a contratti contenenti più servizi aggiuntivi sono stati riattribuiti *pro quota* ai singoli servizi indicati dai venditori.

La diffusione dei servizi aggiuntivi nei contratti di fornitura gas a prezzo fisso varia sensibilmente in base alla tipologia di clientela. Tra i clienti domestici, solo il 18,2% risulta privo di almeno un servizio aggiuntivo. Al contrario, la quota di contratti privi di servizi aggiuntivi risulta significativamente più alta tra i condomìni ad uso domestico e i clienti non domestici, attestandosi rispettivamente al 64,9% e al 79,2%. Nei contratti a prezzo variabile la quota di clienti domestici con contratti privi di servizi aggiuntivi sale al 52,3%: per questa tipologia di clientela, dunque, la preferenza verso i servizi aggiuntivi è più diffusa nei contratti a prezzo fisso rispetto a quelli a prezzo variabile. Per quanto riguarda i condomìni ad uso domestico e i clienti non domestici, le quote di contratti privi di servizi aggiuntivi nei contratti a prezzo variabile risultano, invece, molto simili a quelle dei contratti a prezzo fisso: rispettivamente 79,8% e 75,5%, confermando per entrambe le tipologie un elevato disinteresse per i servizi aggiuntivi.

Con riferimento ai clienti domestici, si rileva che, tra i contratti a prezzo fisso che includono almeno un servizio aggiuntivo, emerge una netta preferenza per quelli che prevedono la partecipazione a un programma fedeltà a punti (55,7%, in significativo aumento rispetto al 43,6% del 2023) e per quelli che garantiscono la fornitura di energia 100% green (13,6%, in crescita rispetto al 10,5% del 2023). Le restanti tipologie di servizi aggiuntivi registrano incidenze inferiori al 3,8% ().

Per quanto riguarda il prezzo di tali contratti – misurato sulla base della componente relativa ai costi di approvvigionamento e di vendita – si osserva che il contratto economicamente più vantaggioso è quello associato a benefici sull'acquisto di altri beni o servizi, scelto, tuttavia, da una quota marginale di clienti (1,8%). Anche i contratti che includono servizi energetici accessori risultano più convenienti in termini di prezzo, ma sono sottoscritti da una percentuale esigua di utenti (2,2%). Di contro, il contratto con servizi aggiuntivi maggiormente scelto (quello con programma punti) risulta essere anche il più costoso, presentando un prezzo superiore del 5,4% rispetto alla media dei contratti a prezzo fisso. Tra i clienti domestici che sottoscrivono contratti a prezzo variabile con servizi aggiuntivi – pari complessivamente al 47,7% – si confermano le stesse preferenze rilevate per i contratti a prezzo fisso: la partecipazione a un programma punti (26,5%) e la garanzia di energia 100% "verde" (11,3%) rappresentano le opzioni più diffuse. Per questa tipologia contrattuale, tutti i servizi aggiuntivi – a eccezione di quelli non espressamente classificati nella rilevazione – risultano associati a un prezzo superiore rispetto alla media dei contratti a prezzo variabile.

Analizzando i dati relativi ai clienti condominio con uso domestico che hanno sottoscritto contratti a prezzo fisso contenenti almeno un servizio aggiuntivo – pari al 35% del totale – si rileva che, come per i clienti domestici, il servizio più frequentemente scelto è quello che prevede la partecipazione a un programma di raccolta punti (17,5%). Per questa tipologia di clientela, il contratto economicamente più vantaggioso risulta essere quello con altri prodotti o servizi offerti insieme con il gas (-28,4% rispetto al prezzo medio dei contratti fissi), tuttavia, tale opzione è stata scelta da una quota trascurabile di clienti (0,4%). Nel segmento dei contratti a prezzo variabile, il contratto con servizi aggiuntivi meno oneroso per i clienti condominio con uso domestico risulta essere quello che prevede l'erogazione di omaggi o gadget. Anche in questo caso, però, la percentuale di adesione a tale opzione risulta sostanzialmente nulla.

[246] Si veda l'*Annual Report 2022* per la descrizione dettagliata della metodologia.

Tavola 4.12 Contratti per la fornitura di gas naturale nel mercato libero nel 2024 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€/m³	QUOTA	PREZZO(A) c€/m³	QUOTA	PREZZO(A) c€/m³
SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO FISSO						
Nessun servizio aggiuntivo	18,20%	101,36	64,97%	81,51	79,92%	56,76
Garanzia di energia 100% *green*	13,69%	92,52	12,56%	72,20	7,87%	87,57
Servizi energetici accessori	2,23%	82,18	2,01%	89,28	0,18%	64,79
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	1,82%	80,21	0,31%	74,38	0,68%	78,36
Altri prodotti o servizi offerti insieme con il gas	3,08%	102,19	0,38%	57,18	0,04%	70,26
Programma di raccolta punti	55,77%	107,00	17,75%	66,65	10,89%	91,89
Omaggio o gadget	1,40%	104,10	0,33%	82,02	0,07%	92,97
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	3,82%	89,39	1,68%	97,40	0,36%	31,74
TOTALE CONTRATTI A PREZZO FISSO	100%	101,50	100%	79,85	100%	51,60
SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO VARIABILE						
Nessun servizio aggiuntivo	52,28%	70,92	79,84%	55,93	75,48%	43,99
Garanzia di energia 100% *green*	11,32%	75,23	2,68%	59,95	5,98%	62,25
Servizi energetici accessori	4,69%	73,31	12,65%	62,94	3,60%	62,52
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	0,68%	74,68	0,03%	66,21	0,32%	64,39
Altri prodotti o servizi offerti insieme con il gas	2,98%	72,56	0,19%	63,23	0,40%	62,85
Programma di raccolta punti	26,51%	74,89	2,99%	50,68	10,27%	55,14
Omaggio o gadget	0,62%	80,55	0,13%	40,03	0,10%	41,24
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	0,93%	55,11	1,48%	79,89	3,85%	42,23
TOTALE CONTRATTI A PREZZO VARIABILE	100%	72,09	100%	56,78	100%	44,75

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Per quanto riguarda i clienti non domestici, tra i contratti che prevedono almeno un servizio aggiuntivo – pari al 20% del totale – la scelta più diffusa nei contratti a prezzo fisso coincide con quella delle altre tipologie di clientela: la partecipazione a un programma di raccolta punti (10,2%).

Il contratto a prezzo fisso con servizio aggiuntivo economicamente più vantaggioso, considerando la componente di approvvigionamento e vendita, è quello che prevede servizi energetici accessori. Anche in questo caso, tuttavia, la quota di clienti che ha optato per tale opzione risulta pressoché nulla. Per quanto concerne i contratti a prezzo variabile, le preferenze espresse risultano analoghe a quelle riscontrate nei contratti a prezzo fisso. L'offerta più conveniente tra quelle con servizi aggiuntivi è rappresentata dal contratto che include omaggi e gadget, anch'esso scelto da una quota di clientela estremamente limitata.

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 () e contiene per il 2024 alcune rilevanti novità.

Il gruppo Eni, che per la prima volta nel 2023 aveva perso la prima posizione ed era passato in terza, nel 2024 ha riguadagnato la seconda posizione, superando per quantitativi di vendita complessivi il gruppo Enel. I dati mostrano, però, che i volumi di vendita dei due gruppi inseguitori sono molto

vicini: 405 M(m^3) separano, infatti, i volumi di Eni da quelli di Enel. Le quote di mercato risultano quindi poco differenziate e per entrambi in diminuzione rispetto a quelle del 2023: 12% quella del gruppo Eni (era al 13,3% nel 2023) e 11,2% quella del gruppo Enel (era al 13,1% nel 2023). Si è allontanato, invece, ancor più il gruppo Edison, la cui quota è cresciuta dal 13,7% del 2023 al 15,5% nel 2024, grazie a un incremento dei volumi di vendita particolarmente significativo (16,4%). Al contrario, i volumi di vendita di Eni ed Enel sono diminuiti, rispettivamente del 5,6% e del 13,9%.

Tavola 4.13 Primi venti gruppi per vendite di gas naturale al mercato finale nel 2024

GRUPPO	VOLUME M(m^3)	QUOTA	POSIZIONE NEL 2023
Edison	7.120	15,5%	1°
Eni	5.533	12,0%	3°
Enel	5.128	11,2%	2°
A2A	3.014	6,6%	4°
Hera	2.898	6,3%	5°
Royal Dutch Shell	2.447	5,3%	6°
Iren	2.122	4,6%	7°
Energeticky a Prumislovy Holding (Eph)	2.010	4,4%	8°
Axpo Group	1.551	3,4%	9°
Sorgenia	1.492	3,2%	11°
Engie	898	2,0%	10°
Met Holding	696	1,5%	13°
E.On	632	1,4%	12°
Agsm Aim	583	1,3%	15°
Estra	552	1,2%	14°
Unoenergy	516	1,1%	16°
Duferco	450	1,0%	19°
Solvay	429	0,9%	18°
Dolomiti Energia	420	0,9%	17°
Repower	337	0,7%	22°
Altri	7.139	15,5%	-
TOTALE	45.967	100,0%	-

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Dato l'accorciamento della distanza tra i primi tre gruppi e la discesa di due delle loro tre quote, il livello della concentrazione nel mercato della vendita finale di gas nel 2024 è lievemente diminuito, come già nel 2023, sebbene in questo mercato sia storicamente basso, ma differenziato tra le varie tipologie di clienti serviti. La evidenzia, appunto, il dettaglio delle misure di concentrazione distinte anche 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.

In base alle misure calcolate sui volumi venduti, il numero di gruppi con una quota del mercato totale superiore al 5% è salito a 5. Inoltre, nel 2024 i primi tre gruppi controllano il 43,9%, mentre nel 2023 la quota era pari al 45,3%. L'indice di Herfindahl-Hirshman (HHI) calcolato sul mercato della vendita è risultato pari a 859, inferiore quindi a quello del 2023, che era pari a 894. 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 all'industria e alla generazione elettrica, dove il C3 è superiore al 50%, la più bassa si osserva nelle vendite ai condomini e ai clienti delle attività di servizio pubblico. Rispetto al 2023, aumenti di lieve entità del

livello di concentrazione si osservano (tramite gli indicatori C3 e HHI) nei comparti dei condomini, del commercio, dell'industria e delle attività di servizio pubblico, mentre nei restanti settori si osserva una discesa. Se misurata sui clienti serviti, la concentrazione, aumenta nei settori domestici e scende in quelli non domestici.

Tavola 4.14 Misure di concentrazione nel mercato *retail* del gas naturale

Misure calcolate sui gruppi societari

	2023			2024		
SETTORE	GRUPPI >5%	C3	HHI	GRUPPI >5%	C3	HHI
MISURE CALCOLATE IN BASE ALL'ENERGIA VENDUTA DAI GRUPPI SOCIETARI						
CLIENTI DOMESTICI	4	48,8%	979	4	45,4%	852
Domestici	4	53,2%	1.148	4	49,7%	1.003
Condomini con uso domestico	5	34,9%	644	5	35,7%	659
CLIENTI NON DOMESTICI	5	46,2%	987	5	46,1%	987
Commercio e servizi	5	40,8%	729	5	41,8%	764
Industria	4	54,6%	1.295	4	56,5%	1.371
Generazione elettrica	7	53,1%	1.308	8	52,0%	1.276
Attività di servizio pubblico	8	34,8%	719	7	35,1%	685
MERCATO TOTALE	4	45,3%	894	5	43,9%	859
MISURE CALCOLATE IN BASE AI CLIENTI SERVITI DAI GRUPPI SOCIETARI						
CLIENTI DOMESTICI	4	55,2%	1.266	4	52,8%	1.154
Domestici	4	55,4%	1.276	4	53,0%	1.163
Condomini con uso domestico	6	38,4%	710	6	37,3%	666
CLIENTI NON DOMESTICI	4	36,7%	596	4	35,6%	561
Commercio e servizi	4	37,3%	620	4	36,0%	588
Industria	5	38,1%	800	5	34,7%	673
Generazione elettrica	5	63,4%	2.187	4	50,3%	1.037
Attività di servizio pubblico	7	31,3%	595	6	34,6%	654
MERCATO TOTALE	4	54,1%	1.216	4	51,8%	1.107

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

In generale, comunque, il livello della concentrazione nel mercato del gas naturale italiano resta basso: salvo poche eccezioni, il C3 non supera il 55%, ma soprattutto i valori dell'indice HHI sono scesi in tutti i settori al di sotto della prima soglia di attenzione pari a 1.500[247].

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

[247] 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).

vengono rilevati i dati trimestrali relativi ai prezzi fatturati[248] 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 2024 evidenzia che lo scorso anno il prezzo medio del gas (ponderato con le quantità vendute) al netto delle imposte, praticato dalle imprese di vendita ai clienti finali, è stato di 71,1 c€/m^3 (), un valore del 6,5% inferiore a quello dell'anno precedente (76 c€/m^3).

La diminuzione, che discende dagli ulteriori cali avvenuti nei mercati all'ingrosso, non coinvolge tutte le categorie di clienti e, ove presente, risulta sensibilmente differenziata tra le classi dimensionali. Il suo valore massimo (-22,2%) lo si riscontra per i clienti con consumi tra 2 e 20 milioni di m^3/anno, mentre la minore diminuzione (-5%) riguarda i clienti medio-piccoli tra 5 e 50 mila m^3/anno. In netta controtendenza i clienti più piccoli (fino a 5000 m^3/anno, essenzialmente domestici) che presentano un aumento dell'11% rispetto all'anno precedente.

Tavola 4.15 Prezzi medi di vendita (al netto delle imposte) nel mercato al dettaglio del gas

CLASSE DI CONSUMO ANNUO	PREZZI (c€/m^3)										
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Inferiore a 5.000 m^3	58,8	55,7	51,7	52,1	58,3	63,4	58,1	65,9	103,1	100,2	111,3
Tra 5.000 e 50.000 m^3	46,9	46,0	42,1	43,1	48,4	50,7	43,7	55,0	117,9	88,5	84,0
Tra 50.000 e 200.000 m^3	41,4	41,0	37,0	36,2	43,7	44,7	37,3	48,8	113,6	85,0	73,5
Tra 200.000 e 2.000.000 m^3	35,0	32,5	28,3	26,8	31,4	33,8	27,3	38,5	101,4	71,3	59,0
Tra 2.000.000 e 20.000.000 m^3	34,0	28,0	24,2	23,0	26,5	28,2	21,9	35,1	93,9	65,3	50,8
Superiore a 20.000.000 m^3	32,2	26,5	21,8	24,3	29,2	22,4	16,9	52,8	130,4	56,1	46,0
TOTALE	42,3	38,9	33,8	34,3	40,0	39,2	33,9	52,3	111,2	76,0	71,1

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Tale risultato discende da due aspetti, argomentati più avanti: da un lato, i rincari sistematici nei prezzi delle forniture di mercato libero ai clienti domestici, dall'altro il fatto che una parte di questi ultimi ha dovuto ricorrere a tale mercato non potendo più essere rifornita nel servizio di tutela, che dal 2024 è riservato ai soli clienti domestici vulnerabili[249].

Nella viene mostrato il dettaglio dei prezzi medi nel 2024 per dimensione e tipologia di cliente. I comparti produttivi aventi taglie dimensionali più elevate, quali l'industria e la generazione elettrica, presentano i valori mediamente più bassi di quelli delle attività con maggiore presenza di piccole e medie imprese (servizi e commercio), che rimangono comunque inferiori ai livelli di prezzo delle utenze domestiche, sia individuali che centralizzate (condomini).

[248] 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.

[249] I clienti domestici vulnerabili sono le persone delle seguenti categorie: età superiore a 75 anni, percettori del bonus sociale gas in base all'ISEE, con disabilità ai sensi della legge 104/1992, utenti in strutture abitative di emergenza a seguito di eventi calamitosi.

Tavola 4.16 Prezzi di vendita (al netto delle imposte) nel 2024 nel mercato al dettaglio gas per settore di consumo e dimensione dei clienti

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	111,9	87,1	76,6	-	-	-	111,4
Condominio uso domestico	94,8	86,7	82,9	76,1	-	-	86,4
Attività di servizio pubblico	105,5	85,8	74,5	68,9	53,0	-	77,2
Commercio e servizi	107,7	82,4	72,4	59,5	54,4	56,3	74,8
Industria	104,6	81,0	70,4	58,1	50,1	46,0	52,8
Generazione elettrica	-	67,0	64,9	56,6	51,8	45,8	47,0
TOTALE	111,3	84,0	73,5	59,0	50,8	46,0	71,1

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nella viene mostrato lo spaccato dei clienti con usi domestici (famiglie e, sino al 2023, condomini) tra le due principali condizioni contrattuali alle quali è avvenuta la fornitura agli stessi, ovvero il servizio di tutela (che dal 2024 è riservato ai soli clienti vulnerabili) e il mercato libero, con dettaglio per classe dimensionale e andamento nell'ultimo decennio.

Tavola 4.17 Prezzi di vendita (al netto delle imposte) nel mercato al dettaglio gas ai clienti con usi domestici, per classe di consumo e tipo di mercato

CLASSE DI CONSUMO ANNUO E MERCATO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Inferiore a 5.000 m^3											
Servizio di tutela(A)	56,8	52,8	47,7	48,2	55,8	60,4	51,0	62,3	115,7	82,6	90,5
Mercato libero	64,0	61,5	58,4	56,8	60,4	65,9	62,7	67,9	95,3	105,6	114,9
Differenza	12,7%	16,5%	22,4%	17,8%	8,2%	9,1%	22,9%	9,0%	-17,6%	27,9%	27,0%
Tra 5.000 e 50.000 m^3											
Servizio di tutela(A)	43,4	44,7	37,8	39,2	46,4	48,9	39,6	49,3	115,8	75,9	75,5
Mercato libero	51,7	47,1	46,1	45,8	51,3	53,5	46,1	58,0	124,7	92,2	89,2
Differenza	19,1%	5,4%	22,0%	16,8%	10,6%	9,4%	16,4%	17,6%	7,7%	21,4%	18,2%

(A) Fino al 2023 comprende famiglie e condomini; dal 2024 il servizio di tutela è riservato ai soli clienti domestici vulnerabili.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il servizio di tutela presenta valori più bassi in tutti gli anni e in entrambe le classi dimensionali, con l'eccezione di quella più piccola (fino a 5.000 m^3/anno) e limitatamente al 2022. In quell'anno il mercato libero presenta un prezzo più basso del servizio di tutela (-17,6%), per la forte diffusione in tale mercato di formule contrattuali a prezzo bloccato che hanno contenuto, nell'immediato, il trasferimento sui clienti finali della forte crescita delle quotazioni all'ingrosso del gas, avvenuta dopo l'avvio del conflitto russo-ucraino. Tale trasferimento è proseguito sia nel 2023 che nel 2024: in entrambi gli anni vi è stato un incremento di circa 10 c€/m^3, mentre il servizio di tutela è dapprima calato di ben 33 c€/m^3, solo in parte riassorbiti dall'incremento di 8 c€/m^3 nell'ultimo anno. Tale dinamica ha determinato che il mercato libero sia tornato a essere nuovamente e nettamente più oneroso: negli ultimi due anni il suo prezzo risulta superiore a quello del servizio di tutela in misura stabile e compresa tra il 27% e il 28%.

Nella classe più grande (consumi tra 5 e 50 mila m^3/anno, essenzialmente utenze condominiali fino al 2023, dal 2024 marginale) nell'ultimo biennio si registrano in entrambi i mercati prezzi in calo, ma

in misura più contenuta nel mercato libero; ciò determina che la maggiore onerosità di quest'ultimo, verificatasi in tutto il decennio, sia nuovamente aumentata negli ultimi due anni, posizionandosi su livelli intorno al 20%.

Ovviamente le diversità di prezzo riscontrate tra i due mercati possono dipendere anche da ulteriori fattori. In particolare, occorre considerare quanto indicato nel paragrafo relativo al mercato libero, in merito alla presenza di offerte commerciali caratterizzate dall'acquisto congiunto della fornitura energetica e di altri beni o servizi di varia natura (servizi di assistenza, manutenzioni, polizze assicurative, servizi telefonici, sconti in supermercati o sul carburante, ecc.).

Monitoraggio del livello di trasparenza incluso il rispetto degli obblighi sulla trasparenza e il grado e l'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza

Il sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio è comune tra i mercati dell'energia elettrica e del gas naturale. Perciò si rimanda al paragrafo 3.2.2.1 nel quale sono illustrati il Rapporto annuale che illustra i principali esiti dell'attività di monitoraggio del mercato al dettaglio con riferimento all'anno 2022[250] descrivendone, ove possibile, l'evoluzione dei fenomeni rilevanti in tutti gli anni di svolgimento (dal 2012) e i rapporti semestrali di monitoraggio dei mercati di vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas redatti per il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica[251].

Reclami relativi alla qualità commerciale del servizio di vendita di gas naturale e indennizzi

Le regole a tutela dei clienti finali e gli indicatori di qualità commerciale che tutte le società di vendita di energia elettrica e gas naturale sono tenute a rispettare e che vengono monitorati dall'Autorità, sono stabiliti dal Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV) come descritto al paragrafo 3.2.2.1. Anche in relazione alla vendita di gas naturale, come nel settore elettrico, qualora il venditore non rispetti gli standard specifici, il cliente riceve automaticamente un indennizzo, in occasione della prima fatturazione utile. L'indennizzo automatico di base (25 euro) raddoppia se l'esecuzione della prestazione sottoposta a indennizzo avviene oltre un tempo doppio rispetto allo standard e triplica se l'esecuzione della prestazione avviene oltre un tempo triplo rispetto allo standard o oltre.

Per il 2024 hanno comunicato i dati relativi alla qualità commerciale dei servizi di vendita nel settore gas 389 venditori, che hanno dichiarato di servire, nel complesso, 18,9 milioni di clienti finali alimentati in bassa pressione.

Analizzando i dati dei tempi medi effettivi delle prestazioni richieste dai clienti nel 2024, le risposte a reclami scritti e le rettifiche di fatturazione hanno registrato tempi medi al di sotto degli standard fissati (rispettivamente 16,3 e 32,8 giorni solari), mentre le rettifiche di doppia fatturazione sono risultate mediamente effettuate al di sopra degli standard fissati dall'Autorità, in analogia con quanto è avvenuto nel settore elettrico. In particolare, per quanto riguarda le rettifiche di doppia

[250] Rapporto 3 25 luglio 2023, 42/2023/I/com (Rapporto 2022).

[251] Per il l'analisi dei dati 2023 si vedano, in particolare: Rapporto 25 luglio, 343/2023/I/com e Rapporto 27 febbraio 2024, 59/2024/I/com.

fatturazione, a fronte dello standard fissato in 20 giorni solari, i tempi medi effettivi risultano essere pari a 31,93 giorni solari. I tempi medi effettivi di risposta riferiti alle richieste di informazioni, invece, con una media di 6,25 giorni solari, risultano essere largamente inferiori allo standard generale ().

Tavola 4.18 Standard per il servizio di vendita e tempi medi effettivi nel settore del gas naturale nel 2024

PRESTAZIONI	STANDARD SPECIFICI (giorni solari)	STANDARD GENERALI %	TEMPI MEDI EFFETTIVI
Tempo massimo di risposta motivata ai reclami scritti	30	–	16,3
Tempo massimo di rettifiche di fatturazione	60 o 90(B)	–	32,8
Tempo massimo di rettifiche di doppia fatturazione	20	–	31,93
Percentuale minima di risposte a richieste scritte di informazione inviate entro il tempo massimo di 30 giorni solari	–	95%	6,25

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

Fonte: ARERA su dati dichiarati dagli operatori.

Le imprese di vendita del gas naturale complessivamente 202.784 **reclami scritti**, in aumento rispetto all'anno precedente (19,5%); la maggioranza dei reclami scritti (83,11%) proviene dai clienti domestici del mercato libero. I reclami scritti riferiti ai clienti domestici serviti nella tutela della vulnerabilità sono risultati il 5,58% dei reclami complessivi. Una quota, pari al 4,57% dei reclami, è riconducibile ai clienti multisito gas, mentre i reclami provenienti dai condomini uso domestico e dalle attività di servizio pubblico rappresentano lo 0,84% e lo 0,14% dei reclami complessivi ().

Tavola 4.19 Reclami, richieste di informazione e rettifiche di fatturazione nel settore gas

	2020	2021	2022	2023	2024
Numero di reclami	197.928	172.004	156.407	167.675	202.784
Numero di richieste di informazione	107.937	121.054	133.063	142.153	127.311
Numero di rettifiche di fatturazione	19.325	16.487	11.400	12.498	7.775
Numero di rettifiche di doppia fatturazione	2.256	849	607	406	274

(A) Dati parziali riferiti al 64% dei clienti gas.

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

Le **richieste di informazione** dei clienti gas nel 2024 ammontano complessivamente a 127.311, in diminuzione del 19,9% rispetto all'anno precedente; l'80,76% delle richieste ha interessato i clienti domestici del mercato libero; a seguire, a larga distanza, i clienti multisito gas con il 7,58%, i clienti non domestici usi diversi del mercato libero 6,73%, i clienti domestici del servizio di tutela della vulnerabilità (3,79%), i condomini uso domestico (1,08%) e, infine, i clienti gas delle attività di servizio pubblico nel mercato libero per lo 0,06%.

Le **rettifiche di fatturazione** scritte sono state7.775 in diminuzione rispetto all'anno precedente (-16,8%); significativo risulta essere il numero delle rettifiche richieste dai clienti domestici del mercato libero (78,2% del totale). A seguire, le rettifiche richieste dai clienti domestici del mercato tutelato della vulnerabilità (10,30%) e dai clienti multisito (4,28%). Le rettifiche di fatturazione a beneficio dei condomini a uso domestico in tutela hanno rappresentato lo 0,97% delle rettifiche, mentre i clienti che utilizzano il gas per attività di servizio pubblico totalizzano solo lo 0,1%.

Come negli anni precedenti, nel 2024 il fenomeno delle **rettifiche di doppia fatturazione** ha interessato un numero estremamente contenuto di casi (274), soprattutto se si considerano i milioni di bollette annue complessivamente emesse dai venditori; il dato complessivo risulta essere in lieve

aumento rispetto al 2023 (1,9%). Significative nell'anno sul totale delle rettifiche di doppia fatturazione risultano essere le richieste pervenute dai clienti domestici nel mercato libero (70,76%); a seguire, dai condomini uso domestico (10,95%).

Nel 2024 i casi di mancato rispetto degli standard fissati per le prestazioni relative alla qualità commerciale della vendita nel settore gas che hanno determinato il diritto per i clienti a ottenere un **indennizzo** sono stati complessivamente 21.134, in diminuzione del 4,65% rispetto all'anno precedente. Analogamente al settore elettrico, anche per il settore gas il maggior numero di indennizzi è attribuibile al mancato rispetto degli standard per le risposte ai reclami dei clienti domestici (95,37%). 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 74,03%.

Nell'anno sono stati erogati indennizzi per i clienti gas per un ammontare complessivo di oltre 922.000 euro, in leggera diminuzione rispetto all'anno precedente (-5%). 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 95,18% degli indennizzi è stato erogato per il mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti.

Nel 2024 82 venditori hanno dichiarato di fornire 1.682.351 clienti con contratti ***dual fuel.*** Tali clienti hanno inviato 30.355 reclami scritti, in diminuzione del 2,72% rispetto all'anno precedente, e 31.525 richieste di informazioni scritte, in diminuzione del 34,9%. Le rettifiche di fatturazione e le rettifiche di doppia fatturazione sono state, rispettivamente, 1.549 (-26,9%) e 54 (45,9%)

Complessivamente, per i clienti con contratti *dual fuel,* i casi di mancato rispetto degli standard che hanno determinato il diritto a ottenere un indennizzo automatico in bolletta per prestazioni relative alla qualità commerciale della vendita sono stati 3.439. Il 93,5% 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 (92,6%); in misura minore pesano le rettifiche di fatturazione (6,3%) e le rettifiche di doppia fatturazione (1,1%). Nel complesso, al segmento di clienti *dual fuel* sono stati erogati indennizzi per un ammontare di 149.855 euro.

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

Misure per la promozione della concorrenza e raccomandazioni sui prezzi finali di vendita

Le attività in tema di analisi e raccomandazioni sui prezzi finali di vendita realizzate dall'Autorità sono comuni al settore dell'elettricità e del gas e sono già state descritte in dettaglio al paragrafo 3.2.2.2 (al quale si rimanda).

Svolgimento di indagini, ispezioni e imposizione di misure per la promozione effettiva della

concorrenza

In riferimento alle attività svolte nel 2024 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 2024, diversamente da quanto accaduto nel 2023, si evidenzia una complessiva diminuzione dei volumi delle richieste – scritte e telefoniche – in ingresso allo Sportello per il consumatore energia e ambiente dell'Autorità (Sportello), gestito in avvalimento da Acquirente unico, per l'attivazione dei diversi servizi da parte di clienti e utenti dei settori regolati ().

Tavola 5.1 Sistema di protezione: volumi in ingresso allo Sportello e attività di secondo livello(A)

ATTIVITÀ	ANNO 2023		ANNO 2024	
Livello base (informazione e assistenza)	SETTORI ENERGETICI	TUTTI I SETTORI	SETTORI ENERGETICI	TUTTI I SETTORI
Chiamate al *call center* pervenute in orario di servizio)	1.494.378	1.546.809	1.083.236	1.122.521
Richieste scritte di informazioni(B)	49.930	54.750	48.658	52.632
Richieste di attivazione di procedure speciali informative	44.929	44.929	51.423	51.423
Secondo livello (risoluzione di controversie)			31.638	31.638
Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive	31.638	31.638	17.326	17.326
Domande al Servizio conciliazione Autorità (conciliazione obbligatoria)	28.693	32.677	29.180	34.564
Domande di conciliazione a organismi ADR iscritti nell'Elenco dell'Autorità (conciliazione obbligatoria)	1.351	1.676	1.956	2.300

(A) Lo Sportello è attivo anche per i settori ambientali regolati dall'Autorità.
(B) Incluse le istanze scritte che lo Sportello ha riscontrato fornendo informazioni sugli strumenti di risoluzione extragiudiziale delle controversie (c.d. reclami reindirizzati in conciliazione).

Fonte: Elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Infatti, nel 2024 il ***call center*** dello Sportello ha ricevuto 1.122.521 chiamate in orario di servizio (-27% rispetto al 2023). Poco più di un milione sono, invece, le chiamate gestite (ossia al netto di quelle abbandonate dai clienti o utenti finali senza attendere la risposta dell'operatore) pertinenti ai soli settori energetici: di fatto il 97% delle richieste riguarda i settori dell'energia elettrica e del gas. La durata media delle conversazioni con il *call center* è risultata pari a 233 secondi, in riduzione rispetto ai 252 secondi del 2023.

Nel 2024 gli argomenti oggetto delle chiamate sono risultati gli stessi dell'anno precedente, seppure con variazioni nei pesi percentuali. Il bonus sociale rappresenta il 42% delle chiamate totali, in calo di 25 punti percentuali rispetto al 2023. Le richieste sulle modalità di risoluzione delle controversie crescono al 26% (+13%), mentre il 14% riguarda il servizio a tutele graduali e la vulnerabilità nei settori energetici. Nel 2024, il *call center* ha gestito anche 356 chiamate relative al settore dei rifiuti e 204 chiamate riguardanti il telecalore, valori in aumento rispetto al 2023 (quando si attestavano, rispettivamente, a 201 e 112), tutte riconducibili all'argomento "diritti e regolazione". Nel 2024, infine, sono più che raddoppiate le chiamate nelle quali sono state fornite informazioni sul superamento delle tutele di prezzo nei settori energetici (per richiesta specifica o emerse nel corso di una

conversazione su tematiche connesse): circa 158.000 rispetto alle circa 64.000 del 2023.

Relativamente alle **richieste di informazioni scritte**, lo Sportello ha ricevuto 52.632, di cui 48.658 relative ai settori energetici, in calo rispetto all'anno precedente. I primi cinque argomenti delle richieste relative ai settori energetici, al netto dei reclami reindirizzati in conciliazione (circa il 35%), sono gli stessi del 2023: il bonus sociale si conferma quale principale tematica delle istanze in esame (24%), sebbene in forte calo (-21%) rispetto al 2023, e quasi sempre per chiedere informazioni sul meccanismo di riconoscimento automatico. In aumento, invece, gli altri argomenti: "mercato" con il 17% (+5%), "fatturazione" con il 15% (+1%) e "contratti" con il 13% (+2%). Relativamente ai "contratti" i principali sub-argomenti sono stati, rispettivamente, "cambio venditore" (70%), "consumi stimati" (46%) e "modifiche unilaterali" (42%). Sono, inoltre, pervenute il 9,5% di richieste afferenti ai clienti vulnerabili dei settori energetici, i quali hanno rivolto quesiti per iscritto circa i requisiti previsti dalla legge per il riconoscimento della vulnerabilità, nell'ambito del processo di superamento delle tutele di prezzo.

Le **procedure speciali informative** permettono di fornire indicazioni senza la necessità di un'interlocuzione con il personale dello Sportello (il consumatore compila un modulo di richiesta online). Sono operative dal 1° gennaio 2017 solo per alcune specifiche tematiche dei settori energetici che sono codificate in banche dati centralizzate (Sistema informativo integrato, Sistema indennitario). Per questo motivo e grazie a una regolamentazione della fattispecie "ad applicazione automatica", lo Sportello fornisce ai clienti finali o ai loro delegati gli elementi informativi richiesti. Nel 2024, le istanze scritte che hanno comportato l'attivazione di una procedura speciale informativa sono state 51.423, in aumento del 14% rispetto al 2023. Tali istanze hanno interessato nel 62% dei casi il settore elettrico, nel 26% il gas e nel 12% entrambi i settori. La metà delle richieste (50%) concerne la data di cambio fornitore (*switching*) e il nome del venditore stesso (-2,5% rispetto al 2023), il 23% riguarda l'identificazione del "venditore ignoto" in caso di voltura (-6,5% rispetto al 2023); quasi un terzo (27%), infine, è ascrivibile alla procedura speciale sul corrispettivo relativo a morosità pregresse nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale (C^{MOR}), tale ultima tipologia di procedura speciale ha fatto registrare, da un anno all'altro, l'incremento maggiore sia in termini percentuali (+69%) che in valori assoluti (+5.609 richieste).

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

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

Procedure speciali risolutive

Le procedure speciali risolutive trovano applicazione per specifiche tipologie di problematiche dei settori energetici. Analogamente a quanto accade per le procedure speciali informative (relative al livello base del sistema di tutele) anche per quelle risolutive lo Sportello accede a informazioni

codificate in banche dati centralizzate. A differenza di quelle informative, le procedure speciali risolutive consentono di determinare l'esito della controversia e implicano un'interlocuzione con il personale dello sportello, nel caso in cui siano necessarie ulteriori informazioni per consultare le banche dati, oppure per verificare il corretto adempimento di quanto prescritto dalla regolazione a seguito della risoluzione della controversia. Se l'istanza del cliente è ritenuta fondata sulla base dei documenti inviati dal cliente e delle verifiche nel Sistema Informativo Integrato, lo Sportello trasmette una comunicazione all'esercente interessato, chiedendo di corrispondere l'agevolazione in fattura e informare il cliente finale. Solo quando l'erogazione risulta effettuata nei termini previsti dalla regolazione, il caso sottoposto allo Sportello viene chiuso. Se, invece, l'istanza risulta infondata lo Sportello invia una comunicazione al cliente finale, fornendo gli opportuni chiarimenti e spiegando i motivi per cui l'agevolazione non può essere corrisposta.

Nel 2024 sono pervenute allo Sportello 17.326 richieste di attivazione di procedure risolutive, i in diminuzione del 45% rispetto al 2023. Si conferma, quale procedura maggiormente utilizzata, quella in tema di bonus sociale (82%, -11,5 punti percentuali rispetto al 2023), seguono la procedura speciale relativa al C^{MOR} (verifica dei presupposti per il suo annullamento) che fa registrare un incremento rispetto al 2023 dell'11%, attestandosi al 17% del totale. Tutte le altre procedure sono state poco utilizzate nel 2024 (doppia fatturazione si attesta all'1% del totale). In particolare, in continuità con quanto rilevato nel 2023, seppure su volumi più elevati, il 42% di istanze sul *bonus sociale* ha avuto per oggetto la mancata erogazione dell'agevolazione; le restanti, invece, hanno riguardato, per lo più, problematiche relative all'importo del bonus ritenuto errato o al riconoscimento del bonus medesimo in caso di nucleo ISEE con più punti di riconsegna/punti di prelievo.

Il tempo medio di gestione della procedura speciale sul bonus si è ulteriormente ridotto rispetto ai 28 giorni del 2023, attestandosi a 17 giorni lavorativi, mentre sono 14 i giorni lavorativi impiegati in media per la chiusura dei casi in tema di C^{MOR} (a fronte dei 13 giorni del 2023).

Il settore più interessato dalle procedure speciali risolutive è stato l'elettrico, con quasi la metà delle richieste (49%, come per il 2023), mentre il settore gas fa registrare un lieve aumento (+1%) attestandosi al 30%. Negli altri casi la problematica ha interessato entrambi i settori o clienti *dual fuel*.

Il comparto domestico è stato interessato dalle procedure speciali risolutive nel 94% dei casi e l'85% delle istanze è stato presentato da clienti finali senza l'ausilio di delegati. Il canale principale per azionare tali procedure è stato l'e-mail (utilizzata nel 62% dei casi).

Servizio conciliazione dell'Autorità

Il Servizio conciliazione dell'Autorità è uno strumento per la risoluzione delle controversie, attivabile dai clienti finali di energia elettrica e gas naturale per le problematiche insorte con gli operatori energetici (venditori e distributori), in caso di mancata o insoddisfacente risposta al reclamo. La procedura si svolge interamente online e alla presenza di un conciliatore terzo, imparziale, esperto in mediazione. L'eventuale accordo finale ha efficacia transattiva fra le parti ai sensi dell'art. 1965 del Codice civile. Inoltre, con l'approvazione dell'art. 141, comma 6, lettera c) del Codice del consumo[252],

[252] 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'*Alternative Dispute Resolution* (ADR) per i consumatori, che modifica il regolamento (CE) 2006/2004 e la direttiva 2009/22/CE (direttiva sull'ADR per i consumatori).

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 2024 i clienti e gli utenti finali dei settori energetici hanno presentato al Servizio conciliazione 29.180 domande, circa 480 in più dell'anno precedente (+2%), si conferma, dunque, in aumento, seppure con uno scarto percentuale inferiore rispetto a quello registrato negli anni precedenti.

Con una quota del 40% (13.954 domande), il settore che ha totalizzato il maggior numero di domande nel 2024 è stato l'elettrico, seppure in ribasso rispetto al 2023 (-9%); segue il gas con il 33% (+7%, 11.373 domande). I clienti *dual fuel* hanno presentato 3.636 domande, pari all'11% del totale (-1%). Le principali modalità di presentazione della richiesta sono il ricorso a delegati diversi dalle associazioni dei consumatori (38% pari a 13.728 richieste), la presentazione diretta da parte dei clienti (ossia senza l'ausilio di delegati) riconducibile al 33% delle domande (-2%); seguite dal ricorso alle associazioni dei consumatori iscritte al CNCU[253] (29% pari a 9.892 domande in aumento del 2% rispetto al 2023).

Il 79% delle domande ricevute dal Servizio (+3% rispetto al 2023) ha riguardato il comparto domestico, a fronte del 21% relativo al non domestico (-3%). Prendendo in esame le sole domande afferenti ai clienti domestici, il settore del gas risulta prevalente con il 38% delle domande (+8% rispetto al 2023) mentre l'elettrico totalizza il 33% (-9%). Completano il quadro degli argomenti per i settori energetici i dati del 2024 relativi alle 3.636 domande dei clienti *dual fuel* e alle 217 domande dei *prosumer*.

Relativamente all'argomento delle controversie, viene confermata la prevalenza della fatturazione (44% -2 punti percentuali rispetto al 2023); seguono, le controversie sui contratti si attestano al 24% (+1%) e le richieste di risarcimento del danno totalizzano l'8% (+2%). Oltre la metà delle domande dei *prosumer* afferiscono allo scambio sul posto (36%, +6% rispetto al 2023) e a "connessioni, lavori e qualità tecnica" (17%, -8% rispetto al 2023).

Il tasso di ammissibilità delle domande di conciliazione presentate al Servizio si attesta nel 2024 al 82% (+1% rispetto al 2023); si registra, poi, il 10% di domande non completate dagli attivanti (come nel 2023) e l'8% di domande non ammesse[254] (-1%).

In merito all'esito[255] delle domande pervenute al Servizio, il tasso di accordo su procedure concluse nel 2024 è risultato pari al 63% (70% nel 2023); in particolare, riguardo ai settori energetici, nel 2024, al netto delle procedure pendenti di cui sopra, i venditori fanno registrare il 66% di accordi su procedure concluse (-7% rispetto al 2023), mentre i distributori si attestano al 32% (-6%). Per giungere all'accordo, le parti hanno impiegato in media 57 giorni solari, 1 in più del 2023. Con riferimento alle procedure avviate nel 2024 e concluse con accordo, è possibile ricavare un valore di

[253] 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).

[254] In tali casi non si pregiudica la riproposizione della domanda, una volta sanata la causa di inammissibilità.

[255] I dati esposti nella parte rimanente del paragrafo riguardano anche il settore idrico.

compensation pari a circa 21 milioni di euro, ossia del corrispettivo economico (sotto forma di valore recuperato oppure di rimborsi, indennizzi, ricalcolo di fatturazioni errate, rinuncia a spese e interessi moratori ecc.) ottenuto complessivamente dai clienti o utenti che hanno sottoscritto i medesimi accordi, anche per mezzo di un delegato.

Tenuto conto di 11.668 questionari compilati a chiusura delle procedure, il 95% degli attivanti ha espresso un giudizio complessivamente positivo (identico al 2023), con percentuali variabili fra il massimo livello di soddisfazione (55%, +3 punti percentuali rispetto al 2023) e il valore "abbastanza soddisfatto" (27%, 28% nel 2023). Più nel dettaglio, l'operato del conciliatore è stato valutato molto positivamente dal 67% degli attivanti di cui sopra (+1% rispetto al 2023).

Altri servizi di conciliazione

In alternativa al Servizio dell'Autorità il cliente finale può esperire il tentativo di conciliazione obbligatorio ai fini giudiziali anche ricorrendo ad altri soggetti. L'Autorità, in attuazione dell'art. 141-decies del Codice del consumo, nel dicembre 2015 ha istituito[256] l'Elenco degli organismi deputati a gestire procedure ADR (*Alternative Dispute Resolution*) ai sensi del titolo II-bis della parte V del Codice stesso.

Al 31 marzo 2025, risultavano iscritti nell'Elenco dell'Autorità, 27 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, mentre i 19 restanti sono organismi trasversali, che operano anche in settori diversi da quelli di competenza dell'Autorità; tra questi ultimi, 18 sono organismi di mediazione e, come tali, iscritti anche nel Registro degli organismi di mediazione tenuto dal Ministero della giustizia[257]. Un organismo, tra cui quello di livello regionale, competente per il solo settore idrico, i restanti organismi sono tutti competenti per i settori dell'energia elettrica e del gas.

In base alle informazioni trasmesse dagli organismi ADR nel 2024 si registra un rilevante aumento del numero totale delle domande ricevute, rispetto all'anno precedente (+37%). In particolare, su un totale di 2.300 domande (1.676 nel 2023), 1.956 hanno riguardato controversie insorte nei settori elettrico, gas e per clienti *dual fuel* (a fronte delle 1.351 del 2023).

L'82% delle domande presentate (68% nel 2023), per tutti i settori, è riconducibile agli organismi ADR di conciliazione paritetica. L'argomento prevalente delle controversie nei settori energetici si registra la prevalenza dei "contratti" (53%, +35,5% rispetto al 2023), cui segue la fatturazione (25%, -19,5% rispetto al 2023).

La percentuale delle domande ammesse, rispetto alle domande ricevute, si conferma elevata: su 2.300 domande ricevute dagli organismi iscritti in Elenco, il tasso di ammissibilità è pari al 90% nel 2024 (era dell'88% nel 2023, a fronte di 1.676 domande ricevute), nel 64% delle procedure concluse, le parti hanno raggiunto un accordo (erano il 58% nel 2023).

Infine, per quanto riguarda i tempi medi di conclusione delle procedure, nel 2024, come negli anni precedenti, si evidenzia una differenza a seconda che la procedura si sia conclusa con o senza accordo tra le parti. In media, le procedure si sono concluse in circa 57 giorni in caso di accordo (60

[256] Delibere 17 dicembre 2015, 620/2015/E/com e 14 luglio 2020, 267/2020/E/com.

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

giorni nel 2023), mentre, in caso di mancato accordo, le stesse si sono chiuse in 58 giorni (rispetto ai 54 giorni del 2023). In tutti i casi esaminati, i termini previsti dal Codice del consumo (90 giorni prorogabili per un massimo di altri 90 giorni) risultano comunque rispettati.

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

Dal 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.

Inizialmente l'accesso al beneficio avveniva su richiesta. Ciò generava un notevole divario tra i potenziali beneficiari e gli effettivi percettori dell'agevolazione. Al fine di colmare tale divario[258], il decreto-legge 26 ottobre 2019, n. 124[259] ha stabilito che dal 1° gennaio 2021 i bonus venissero riconosciuti automaticamente agli aventi diritto, senza necessità che questi ultimi presentino apposita domanda ai Comuni e/o ai centri di assistenza fiscale. Nel febbraio 2021 sono state approvate[260] 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 regime automatico il bonus sociale elettrico per disagio fisico, che rimane su richiesta dell'interessato e che continua a essere gestito attraverso il sistema SGAte[261], nell'ambito della specifica Convenzione[262].

In considerazione del rilevante incremento dei prezzi dell'elettricità e del gas sperimentato dopo la pandemia e il permanere di tensioni di prezzo sui mercati all'ingrosso, a partire dal terzo trimestre del 2022 e per tutto il 2023 il Governo ha messo in campo numerosi interventi volti a contenere la spesa energetica per i consumatori e, soprattutto, a fornire una crescente tutela e salvaguardia per le famiglie economicamente disagiate.

A fronte del perdurare nei primi mesi dell'anno dello scenario rialzista sui prezzi delle *commodities* energetiche a livello internazionale, la legge di bilancio per il 2024[263] ha riconosciuto ancora per i mesi di gennaio, febbraio e marzo 2024 un ulteriore contributo straordinario ai clienti domestici titolari di bonus sociale elettrico.

---

[258] 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.

[259] Convertito con modificazioni dalla legge 19 dicembre 2019, n. 157.

[260] Con la delibera 23 febbraio 2021, 63/2021/R/com.

[261] Il Sistema di Gestione delle Agevolazioni sulle tariffe energetiche (SGate) è gestito dell'Associazione Nazionale Comuni Italiani (ANCI), ai sensi del comma 6, dell'articolo 57-bis della legge 19 dicembre 2019, n. 157.

[262] Delibera 28 gennaio 2020, 13/2020/R/com.

[263] Legge 30 dicembre 2023, n. 213, *Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2024 e bilancio pluriennale per il triennio 2024-2026*.

Pertanto, l'Autorità ha aggiornato[264] nel 2024 i criteri di calcolo dei bonus base: sono stati applicati i criteri vigenti fino al terzo trimestre 2021 (precedentemente sospesi fino al terzo trimestre 2023), ossia calcolando il bonus in base alla spesa media attesa per i clienti nel 2024. L'importo del bonus sociale elettrico è stato, inoltre, integrato con il contributo straordinario di cui sopra.

Per l'anno 2024 non sono state, invece, rinnovate le disposizioni legislative che, fino al 31 dicembre 2023, prevedevano un allargamento della platea dei beneficiari dei bonus sociali; pertanto, nel 2024 la soglia ISEE valida per l'ottenere l'erogazione dei bonus sociali per disagio economico è tornata quella ordinaria, fissata a 9.530 euro; hanno, tuttavia, continuato a beneficiare del bonus sociale nel corso del 2024 i nuclei familiari che sono entrati nel meccanismo entro il 31 dicembre 2023 aventi una soglia ISEE tra 9.530 e 15.000 euro o inferiore a 20.000 euro nel caso dei nuclei familiari con almeno 4 figli a carico.

I bonus in cifre

Negli ultimi anni il meccanismo di riconoscimento automatico dei bonus sociali agli aventi diritto ha ovviamente molto accresciuto il numero dei percettori, così come gli interventi governativi seguiti alla crisi dei prezzi internazionali hanno sia accresciuto l'importo dei bonus, sia esteso la platea dei beneficiari, innalzando le soglie dell'Indicatore della situazione economica equivalente (ISEE)[265] utili per l'accesso alla compensazione.

Nel 2024, invece, in assenza di interventi governativi di innalzamento della soglia ISEE di accesso all'agevolazione, il numero complessivo di beneficiari di bonus sociali per disagio economico è diminuito rispetto al 2023. Le famiglie beneficiarie di **bonus sociale elettrico** nel 2024 sono state oltre 2,8 milioni, le modifiche normative hanno ridotto del 38,8% la platea dei beneficiari rispetto all'anno precedente; l'importo erogato complessivo (stimato) è risultato pari a circa 360 milioni di euro per i bonus elettrici diretti.

I beneficiari del bonus sociale elettrico sono localizzati per il 19,5% al Nord-Ovest, 11,2% Nord-est, per il 15,8% al Centro e per il 35,1% nel Sud e nelle Isole 18,4%. Il 49,6% dei beneficiari è costituito da nuclei familiari fino a 2 componenti, il 37,7% con 3 o 4 componenti, l'12,7% con più di 4 componenti.

Nel 2024, anche le famiglie beneficiarie del **bonus sociale per le forniture gas** sono diminuite del 43,1% rispetto all'anno precedente in ragione delle modifiche normative. Le famiglie che hanno ottenuto il bonus sociale gas sono state oltre 1,7 milioni; l'importo complessivamente erogato è risultato pari a circa 93 milioni di euro per i bonus gas diretti.

Relativamente alla ripartizione percentuale per numero di componenti dei nuclei familiari beneficiari di bonus gas per disagio economico, il 49,6% riguarda i nuclei fino a 2 componenti, il 37,7 % riguarda i nuclei fino a 4 componenti, il 12,7% oltre 4 componenti; per quanto concerne la distribuzione territoriale, il 27% del bonus gas è stato assegnato nel Nord-Ovest, il 15,6 % nel Nord-Est, il 19,6% nel Centro, il 30,6% nel Sud e il rimanente 7,3% nelle Isole.

[264] Con la delibera 28 dicembre 2023, 633/2023/R/com. L'aggiornamento è stato effettuato ai sensi di quanto disposto dal decreto-legge 29 settembre 2023, n. 131, convertito con modificazioni dalla legge 27 novembre 2023, n. 169

[265] 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).

Per la copertura dell'onere derivante dall'applicazione del bonus gas, l'Autorità ha istituito, all'interno della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, le componenti GS e GS_T, poste a carico, rispettivamente, dei clienti domestici e non domestici. Ai fondi raccolti dai clienti si aggiungono i fondi a carico del bilancio dello Stato. Come per il settore elettrico, gli importi dei bonus sono stati definiti trimestralmente, contestualmente all'aggiornamento tariffario.

Accanto al bonus sociale per alleviare il disagio economico delle famiglie in Italia è operativo anche un bonus per aiutare le famiglie che fanno uso di apparecchiature elettriche per il mantenimento in vita (**bonus per disagio fisico**). 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 giornaliere. Sulla base di questi elementi, certificati dalla Azienda Sanitaria Locale, il cliente viene assegnato a una delle tre fasce previste: quella per consumi fino a 600 kWh/anno, per consumi compresi tra 600 e 1.200 kWh/anno e per consumi oltre 1.200 kWh/anno. Le tre fasce sono poi ulteriormente differenziate a seconda della potenza impegnata (che può essere fino a 3 kW, da 3,5 kW, da 4 kW, o da 4,5 kW)[266]. Per il 2024 l'ammontare del bonus per il disagio fisico, definito dall'Autorità[267], va da un minimo di 139,08 a un massimo di 450,18 euro/anno per beneficiario. Gli oneri connessi all'erogazione del bonus elettrico per disagio economico e fisico fanno parte degli oneri generali afferenti al sistema elettrico e trovano copertura tramite l'elemento A_{SRIM} della componente A_{RIM}, che i clienti finali pagano in bolletta e che è applicata a tutti i clienti che non godono del bonus elettrico.

Nel 2024 77.175 famiglie hanno usufruito del bonus per l'utilizzo di apparecchiature elettriche per il mantenimento in vita, in aumento del 16% rispetto all'anno precedente. Il 64,7% dei bonus distribuiti nel 2024 appartengono alla fascia minima (fino a 600 kWh/anno), in leggero aumento rispetto al 2023 (+0,35%); i bonus per la fascia media (consumo compreso tra 600 e 1.200 kWh/anno) rappresentano il 21,4% (contro il 21,5% del 2023), mentre quelli per la fascia massima (oltre i 1.200 kWh/anno) sono il 13,9% anch'essi lievemente diminuiti rispetto al 2023 (quando erano il 14,1%).

5.1.4 Garanzie per la tutela effettiva del consumatore gas: conformità con l'art. 41, comma 1, lettera o) della Direttiva 2009/73/CE

L'articolo art. 41, comma 1, lettera o), della direttiva 2009/73/CE chiede che il regolatore, anche in collaborazione con altre Autorità, garantisca che le misure di tutela dei consumatori, incluse quelle dell'Allegato 1, siano effettive e applicate.

In Italia tali misure trovano ormai completa e ampia applicazione.

Nel corso del tempo sono stati consolidati alcuni corpi normativi che raccolgono in modo organico l'insieme delle disposizioni su alcune aree tematiche rilevanti in materia, in particolare:

- il Codice di condotta commerciale[268];

[266] Per il dettaglio del funzionamento dei *bonus* si veda anche il *Rapporto Annuale* 2013.

[267] Delibera 633/2023/R/com, delibera 45/2024/R/com,

[268] Delibera 366/2018/R/com.

- il Testo integrato sulla qualità dei servizi di vendita (TIQV)[269];
- il Testo integrato fatturazione (TIF)[270];
- il Testo integrato bonus energia elettrica, gas e idrico per disagio economico[271];
- il Testo integrato su conferma del contratto di fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale e procedura ripristinatoria volontaria (TIRV)[272];
- il Testo Integrato Conciliazione (TICO)[273].

5.1.5 Strumenti a disposizione dei clienti finali

Iniziative di informazione per il superamento delle tutele di prezzo

Fin dal 2017 l'Autorità ha stabilito[274] 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. Il superamento delle tutele di prezzo si è completato alla fine del 2023 per il settore del gas naturale e a giugno 2024 nel settore dell'energia elettrica.

Per il 2024, l'Autorità ha stabilito il contenuto delle informative:

- per pubblicizzare la sezione del sito *web* dell'Autorità dedicato ai consumatori per permette ai consumatori di conoscere meglio le abitudini di consumo, i consumi storici e per confrontare il consumo nello stesso periodo degli anni precedenti (obbligo in capo ai venditori di mercato libero sia gli esercenti i servizi di tutela per le forniture di energia elettrica e gas naturale);
- per fornire informazioni ai clienti domestici del settore elettrico circa l'erogazione del servizio a tutele graduali predisposto per i clienti non vulnerabili, sul superamento del servizio di maggior tutela, sui diritti dei clienti vulnerabili e sugli strumenti dell'Autorità per effettuare una scelta nel mercato libero, nonché le informazioni per il cambio venditore (obbligo in capo agli esercenti la maggior tutela uscenti);
- per informare i clienti finali domestici titolari di un contratto di energia elettrica a condizioni di mercato libero relativamente ai diritti dei clienti vulnerabili e sulle condizioni loro destinate (obbligo in capo ai venditori di libero mercato);
- per pubblicizzare l'attivazione di detto servizio e comunicare le condizioni (contrattuali ed economiche) (obbligo in capo agli esercenti per il servizio a tutele graduali);
- sui diritti dei clienti vulnerabili gas nonché sul servizio di tutela della vulnerabilità (obbligo in capo ai venditori di libero mercato).

[269] Delibera 413/2016/R/com.

[270] Delibera 463/2016/R/com.

[271] Delibera 63/2021/R/com.

[272] Delibera 228/2017/R/com.

[273] Delibera 209/2016/R/com

[274] Delibera 746/2017/R/com, come modificata dalla delibera 197/2019/R/com.

Rafforzamento del Codice di condotta commerciale

Il Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti finali definisce, in accordo con le previsioni del Codice del consumo[275] 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 2024 l'Autorità ha approvato[276] interventi di aggiornamento ed efficientamento della regolazione precontrattuale e contrattuale di cui al Codice di condotta commerciale a vantaggio dei clienti finali di energia elettrica e gas naturale relativi:

- all'implementazione delle modifiche al Codice del consumo disposte dal decreto legislativo 7 marzo 2023, n. 26 e dalla legge 30 dicembre 2023, n. 214 (cd. Legge concorrenza 2022);
- agli obblighi dei venditori in caso di modifiche delle condizioni contrattuali;
- alle disposizioni in materia di *telemarketing* e *teleselling*, nonché la conseguente armonizzazione della disciplina in materia di modifica delle condizioni contrattuali delle offerte PLACET e del servizio di tutela della vulnerabilità.

In particolare, è stato previsto l'obbligo di fornire, per i contratti a distanza o conclusi al di fuori dei locali del venditore, strumenti di comunicazione su supporto durevole e l'estensione a 30 giorni del diritto di ripensamento in caso di contratti conclusi nel contesto di visite non richieste di un venditore presso l'abitazione di un cliente finale domestico o campagne promozionali organizzate da un professionista con lo scopo o con l'effetto di promuovere o vendere contratti di fornitura di energia elettrica e/o gas naturale ai consumatori e, per i contratti telefonici, la validità del consenso solo previa conferma di ricezione del contratto su supporto durevole.

Sono stati rafforzati anche gli obblighi in caso di modifiche delle condizioni contrattuali (variazioni, rinnovi, evoluzioni automatiche) che impongono: comunicazioni su supporto durevole, preavviso minimo di 3 mesi (1 mese per riduzioni di prezzo), separazione dai messaggi commerciali, indennizzo automatico di 30 € in caso di ritardi o omissioni. Inoltre, è stata ribadita la responsabilità del venditore anche per attività di telemarketing affidate a terzi. Infine, l'Autorità ha prorogato[277] l'obbligo di consegna della Scheda di confrontabilità della spesa, valida solo per clienti vulnerabili.

Revisione della Bolletta 2.0

Alla fine del 2023 l'Autorità ha avviato[278] un procedimento di revisione organica della Bolletta 2.0, finalizzato a migliorarla dal punto di vista della semplicità, della sua comprensibilità e dell'uniformità; in considerazione dell'importanza di tale procedimento e della necessità di garantire la più ampia partecipazione degli *stakeholder*, il procedimento in parola è sottoposto all'applicazione dell'analisi di impatto della regolazione (AIR). Il processo ha incluso Focus Group con associazioni di consumatori e operatori, un'indagine demoscopica e due documenti di consultazione. Questa nuova

[275] Decreto legislativo n. 6 settembre 2005, n. 206.

[276] Delibera 395/2024/R/com

[277] Delibera 167/2024/R/eel

[278] Delibera 7 novembre 2023, 516/2023/R/com.

revisione, che segue altri aggiornamenti già adottati, si è resa necessaria alla luce del nuovo assetto di mercato, con la prospettiva della graduale rimozione dei regimi di tutela e dell'attivazione del servizio di tutela della vulnerabilità, nonché dell'esigenza di fornire al cliente finale una bolletta in grado di orientarlo più efficacemente sul mercato libero.

A valle di queste attività, la nuova disciplina approvata dall'Autorità[279] prevede una struttura composta da:

- Bolletta sintetica, con:
  - Frontespizio unificato, contenente informazioni-chiave (anagrafica, importi, recapiti emergenza, spazio informativo per il venditore);
  - Scontrino dell'energia, che sostituisce le attuali voci "per destinazione", esponendo importi secondo la logica quantità × prezzo;
  - Box dell'offerta, con dati semplificati sull'offerta sottoscritta;
  - Riquadri informativi essenziali, denominati in modo unitario;
- i c.d. elementi di dettaglio, immutati rispetto alla precedente disciplina della Bolletta 2.0.

La nuova disciplina è in vigore dal 1° luglio 2025 per i clienti elettrici in bassa tensione e per quelli gas (domestici, condomini, PA, altri usi) con consumi annui fino a 200.000 Smc, con modalità semplificate per i clienti di gas diversi dal gas naturale. L'ambito di applicazione è stato, inoltre, esteso ai servizi di ultima istanza gas (dal 2025-2026) e alle forniture alla PA.

A seguito di ulteriori tavoli di confronto, le successive delibere[280] hanno approvato la possibilità di indicare i servizi aggiuntivi dopo il totale in bolletta, l'integrazione del box offerta con due righe aggiuntive per dettagliare la formazione della spesa e le modifiche al layout per i clienti multisito, per ottimizzare la visualizzazione di POD/PDR e dei dati contenuti nello scontrino dell'energia.

5.1.6 Accesso ai dati di consumo

Una prima garanzia per i consumatori di accesso ai dati di consumo è fornita dalla regolazione in materia di fatturazione. Come appena visto la bolletta deve contenere dati sul consumo annuo e sulla sua ripartizione per fasce orarie. Ulteriori elementi sono reperibili nella bolletta di dettaglio, che i venditori devono rendere consultabile attraverso internet. A mezzo di reclami e richieste, inoltre, il cliente può richiedere i dati al venditore, che provvederà a chiederli al distributore.

D'altro canto, considerata la vasta diffusione degli *smart meter*, in particolare nel settore elettrico, il cliente finale ha a disposizione, tramite il display elettronico, il dato di consumo corrente sia in termini di energia che di potenza assorbita, nonché i valori di consumo suddivisi in ore di *peak/off-peak/mid level* utilizzati per l'ultima fattura.

Nel dicembre 2017, l'Autorità ha previsto[281] che i dati di consumo, intesi come dati storici di fatturazione e dati storici del profilo temporale di prelievo, siano resi accessibili attraverso il Sistema

[279] Delibera 315/2024/R/com

[280] Delibere 12/2025/R/com e 64/2025/R/com

[281] Documento per la consultazione 14 dicembre 2017, 865/2017/R/efr.

informativo integrato (SII), che è già depositario di tali informazioni ai sensi della legge 24 marzo 2012, n. 27.

Inoltre, l'Autorità ha ritenuto opportuno che la messa a disposizione digitale dei dati avvenga attraverso un portale *web*, predisposto da Acquirente unico (in quanto gestore del SII) e accessibile al cliente finale con autenticazione attraverso il Sistema pubblico di identità digitale (SPID). Successivamente alla consultazione sono intervenute le disposizioni della legge di bilancio 2018[282] che hanno precisato termini e scadenze entro le quali ultimare il processo.

Nel giugno 2019 l'Autorità ha, quindi, definito[283] le modalità con cui i clienti finali dal 1° luglio 2019 possono accedere ai loro dati di consumo attraverso l'apposito **Portale dei consumi**[284]. Il Portale dei consumi è oggetto di continue evoluzioni, finalizzate sia a verificarne e migliorarne le performance sia a implementarne le specifiche.

Nel 2024, per dare attuazione alla Legge concorrenza 2022 (art. 2, c. 3), l'Autorità ha avviato un procedimento[285] per consentire ai clienti finali di autorizzare soggetti terzi univocamente designati ad accedere ai propri dati di consumo tramite il Portale Consumi, nel rispetto della normativa sulla privacy. Il procedimento prevede la creazione di un elenco preventivo dei soggetti terzi autorizzabili, a cura del Gestore del SII (Acquirente unico) e l'istituzione di un registro informatico degli accessi, con cronologia e tipologia dei dati consultati dai soggetti terzi autorizzati.

Successivamente[286] sono state definite le modalità tecniche e i requisiti per l'accesso ai dati da parte dei soggetti terzi, per le due finalità previste: confronto tra offerte comparabili ed erogazione di servizi energetici; nonché i tipi di dati accessibili.

5.1.7 Disponibilità di strumenti comparativi dei prezzi

Portale Offerte luce e gas

Nel febbraio 2018 l'Autorità ha adottato[287] il Regolamento per la realizzazione e la gestione, da parte dell'Acquirente unico, che è il gestore del Sistema informativo integrato, di un sito *web* nel quale le imprese di vendita possono esporre le offerte rivolte ai clienti finali domestici e alle piccole imprese di energia elettrica e gas naturale, denominato **Portale offerte**[288]. Esso contiene offerte fisse e offerte variabili di mercato libero, offerte PLACET, nonché la spesa dei regimi di tutela sia per l'energia elettrica sia per il gas naturale. Più in dettaglio, le offerte relative alla fornitura di energia elettrica sono rivolte ai clienti domestici e a quelli non domestici alimentati in bassa tensione; le offerte relative

[282] 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".

[283] Delibera 25 giugno 2019 270/2019/R/com.

[284] https://www.consumienergia.it/portaleConsumi/.

[285] Delibera 158/2024/R/com

[286] Delibera 509/2024/R/com,

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

[288] https://www.ilportaleofferte.it/portaleOfferte/.

alla fornitura di gas ai sono rivolte ai clienti domestici, ai condomini con uso domestico e ai clienti non domestici con consumi di gas non superiori a 200.000 S(m^3)/anno.

La progettazione e l'implementazione del Portale offerte sono mirati a garantire la facilità di consultazione da parte dell'utente finale; per questo, trimestralmente, viene svolta un'analisi di fruibilità e semplicità di consultazione del Portale, valutandone l'utilizzo sia mediante PC-*desktop*, sia attraverso dispositivi mobili.

Fin dal suo avvio, avvenuto il 1° luglio 2018, il Portale è oggetto di monitoraggio, nonché di azioni di consolidamento e di nuove funzionalità.

Complessivamente, dal 1° luglio 2018 al 31 ottobre 2024, il sito ha avuto 10.813.113 visite. Le pagine complessivamente visualizzate sono state 94.199.755. Dal monitoraggio degli accessi risulta che nel 2024 il sito ha avuto un totale di 2.550.717 visitatori unici (+1,8% rispetto al 2023, +38,1% rispetto al 2022 e +195,6% rispetto al 2021). Il numero di utenti che utilizzano il Portale Offerte è pertanto aumentato sia in termini assoluti che in termini percentuali rispetto al totale delle visite. In media hanno visitato mensilmente il Portale nel 2024 oltre 212,6 mila visitatori unici, con un picco nel mese di gennaio 2024 di oltre 508 mila utenti.

Le offerte presenti nel *database* del Portale e disponibili al 31 dicembre 2024, erano pari a 12.489, di cui 9.935 di mercato libero, 2.554 offerte PLACET e 722 offerte per le quali non è possibile calcolare la stima della spesa annua, a causa delle peculiarità e innovazioni nelle formule di prezzo di queste ultime.

Per il settore elettrico sono disponibili complessivamente 7.144 offerte, di cui 5.303 per il gas naturale e 42 per il *dual fuel*. Per il settore elettrico, il 41% delle offerte rivolte ai clienti domestici erano a prezzo fisso, anche per i clienti non domestici si registra una tale percentuale simile (40,7%). Complessivamente, per entrambe le tipologie di clienti del settore elettrico, le offerte disponibili sono quindi prevalentemente a prezzo variabile. Analogamente per il settore del gas naturale, le offerte disponibili sono prevalentemente a prezzo variabile. Per i domestici rappresentano il 71,5% delle offerte disponibili, per i condomini il 68,1% e per i clienti non domestici il 70%.

Nel 2024 sono state introdotte alcune funzionalità fondamentali per accompagnare i clienti finali non vulnerabili verso il mercato libero, a seguito della fine dei servizi di tutela. In particolare, sono stati sviluppati:

- l'accesso tramite SPID/CIE, che consente di individuare le forniture intestate alla persona fisica/giuridica che si è identificata e metterne a disposizione i relativi dati rilevanti a fini consultativi e per la simulazione della spesa annua. In particolare, l'utilizzo dei dati di consumo storici, quindi effettivi, permette la simulazione della spesa su un livello di consumo reale del cliente, aderente alle proprie abitudini di consumo;
- il calcolo della spesa annua per il servizio a tutele graduali dedicato ai clienti domestici non vulnerabili;
- una nuova sezione del Portale Offerte che consente al cliente finale, autenticandosi con SPID/CIE o inserendo il codice offerta, di consultare caratteristiche e condizioni della propria offerta, anche se non più in corso di validità;
- l'introduzione del corrispettivo di dispacciamento unico previsto dal TIDE.

Infine, sempre nell'ottica di agevolare l'utilizzo del sito da parte dei clienti finali, sono stati integrati e arricchiti i contenuti dei video tutorial presenti nel sito *web* del Portale Offerte.

Offerte PLACET

L'aumento della comprensione delle offerte commerciali da parte dei clienti finali è un presupposto per la loro partecipazione attiva al mercato. L'Autorità ha, quindi, promosso interventi mirati ad aumentare la consapevolezza dei clienti finali e la trasparenza delle condizioni contrattuali, al fine di consentire la loro più ampia partecipazione a un mercato concorrenziale. In tale ottica nel luglio 2017 l'Autorità ha introdotto[289], la disciplina delle offerte a Prezzo Libero A Condizioni Equiparate di Tutela (c.d. offerte PLACET), che individua strutture di offerta facilmente comparabili tra venditori (poiché differenziate solo a livello di prezzo) e separabili da ogni proposta di servizi aggiuntivi dello stesso venditore. La disciplina delle offerte PLACET si applica ai clienti di piccole dimensioni serviti nel mercato libero, identificati, per il settore elettrico, con tutti i clienti (domestici e non domestici) connessi alla rete in bassa tensione e, per il settore del gas naturale, con i clienti finali (domestici, condomini a uso domestico e altri usi) titolari di punti con consumi annui inferiori a 200.000 S(m^3).

Alla data del 31 dicembre 2024 risultano presenti nel Portale Offerte 2.554 offerte PLACET ().

Tavola 5.2 Numero di offerte PLACET presenti nel Portale Offerte al 31 dicembre 2024, distinte per tipologia di cliente finale

SETTORE	A PREZZO FISSO	A PREZZO VARIABILE	TOTALE
Cliente domestico	248	311	559
Cliente non domestico	241	288	529
TOTALE SETTORE ELETTRICO	-	-	1088
Cliente domestico	235	362	597
Cliente non domestico	211	247	458
Condominio con uso domestico con consumi inferiori a 200.000 m^3	164	247	411
TOTALE SETTORE GAS	-	-	1.466
TOTALE OFFERTE PLACET	-	-	2.554

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Acquirente unico.

[289] Delibera 27 luglio 2017, 555/2017/R/com.