



Rapporto d'attività della ElCom 2024



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Commissione federale dell'energia elettrica ElCom

Impressum

Commissione federale dell'energia elettrica ElCom
Christoffelgasse 5, 3003 Berna
Tel. +41 58 462 58 33
info@elcom.admin.ch · www.elcom.admin.ch

Immagini

ElCom (Seite 1, 11, 37, 47, 81)
KEYSTONE - Anthony Anex (Seite 5)
ElCom / Bildkultur, Markus Mühlheim (Seite 9, 67, 70, 71)
Unsplash, Jakub Žerdzicki (Seite 25)
AdobeStock (Seite 58)

Auflage

Publicato in formato elettronico in tedesco, francese, italiano e inglese

6/2025

Indice

1	Prefazione del presidente	5
2	Intervista al direttore: Il mercato svizzero dell'energia elettrica	8
3	Il mercato svizzero dell'energia elettrica	11
3.1	Struttura dei gestori di rete svizzeri	11
3.2	Accesso al mercato e quota di passaggio ad altri fornitori	12
3.3	Tariffe della rete di trasporto	14
3.4	Tariffe della rete di distribuzione	15
3.4.1	Cambiamenti in vista del 2025	15
3.4.2	Tariffe 2025 per un'economia domestica media	16
3.4.3	Comunicazione delle modifiche tariffarie	19
3.5	Struttura dei proventi della rete di distribuzione	19
3.6	Trasmissione di contabilità analitiche e tariffe con il sistema elettronico per la trasmissione dei dati	19
3.7	Verifiche relative alle tariffe	19
3.8	Regolazione Sunshine	21
3.9	Misurazioni e flessibilità	21
3.10	Rimunerazione per la ripresa dell'energia elettrica immessa in rete	23
4	Sorveglianza del mercato	25
4.1	Andamento dei prezzi del mercato all'ingrosso nel 2024	25
4.2	Trasparenza del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica	26
4.3	Sorveglianza del mercato nel 2024 in cifre	26
4.4	Analisi dell'evoluzione dei prezzi ad agosto 2022	29
4.5	Analisi dell'energia di regolazione secondaria	30
4.5.1	Situazione di partenza	30
4.5.2	Procedura adottata dalla Segreteria tecnica	33
4.5.3	Introduzione e struttura del limite di prezzo SRE	33
4.5.4	Attuazione del limite di prezzo e di offerta	34
4.5.5	Ulteriori misure necessarie	34
4.6	Monitoraggio della liquidità secondo la LAiSE	34
4.7	Prospettive di nuove condizioni quadro legali	35
4.8	Impatto di REMIT 2 sugli operatori di mercato svizzeri	35
5	La sicurezza dell'approvvigionamento	37
5.1	Introduzione	37
5.2	Analisi retrospettiva dell'inverno 2023/2024	37
5.3	Eventi di rilievo nel corso dell'anno	38
5.4	Riserve	40
5.4.1	Riserve di energia idroelettrica	40
5.4.2	Riserve complementari	41
5.5	Prospettive future	41
5.6	Cybersicurezza	42
5.7	Qualità dell'approvvigionamento	43
5.7.1	Disponibilità della rete	43
5.7.2	Capacità d'importazione	44
5.7.3	Capacità d'esportazione	44
5.8	Prestazioni di servizio relative al sistema	45

6	Le reti	47
6.1	Dati e cifre delle reti elettriche svizzere	47
6.2	Potenziamento e pianificazione della rete	51
6.2.1	Pianificazione pluriennale relativa alla rete di trasporto.....	51
6.2.2	Manutenzione e sostituzione della rete di trasporto	51
6.2.3	Partecipazione alle procedure PSE e PAP.....	52
6.3	Investimenti nell'infrastruttura di rete.....	52
6.3.1	Investimenti nella rete di trasporto	52
6.3.2	Investimenti nella rete di distribuzione.....	53
6.3.3	Tasso d'interesse calcolatorio WACC Rete.....	54
6.4	Potenziamenti della rete	55
7	Affari internazionali.....	58
7.1	Gestione delle congestioni e proventi da aste	58
7.2	Accordo tecnico CORE e fusione	59
7.3	Accordo sull'energia elettrica Svizzera-UE.....	60
7.4	Merchant Line	61
7.5	Centrali di frontiera.....	61
7.6	Piattaforme internazionali per l'energia di regolazione	61
7.7	Organismi internazionali.....	62
8	Prospettive	65
9	La ElCom.....	67
9.1	Organizzazione e risorse umane.....	69
9.1.1	Commissione	69
9.1.2	Segreteria tecnica	70
9.1.3	Indipendenza e relazioni d'interesse	71
9.2	Comunicazione e principio di trasparenza dell'amministrazione.....	71
9.3	Finanze	72
9.4	Manifestazioni	72
10	Appendice	73
10.1	Statistica di esercizio	73
10.2	Statistica delle riunioni	73
10.3	Pubblicazioni	73
10.4	Glossario	75

1 Prefazione del presidente



Werner Luginbühl
Presidente della ElCom

Sicurezza dell'approvvigionamento

Il 2024 è stato un anno straordinario per quanto concerne la produzione di energia elettrica. Secondo i dati provvisori dell'Ufficio federale dell'energia (UFE), in Svizzera è stato prodotto complessivamente un quantitativo record di elettricità, pari a 80,5 TWh. Il consumo è aumentato dell'1,7 per cento, attestandosi a quota 57 TWh. L'energia idroelettrica ha contribuito a questo positivo risultato di produzione per ben 48 TWh, con un aumento del 18,5 per cento rispetto all'anno precedente. Tale aspetto e l'elevata quantità di precipitazioni sono il motivo principale di questa produzione record. Inoltre, le centrali nucleari svizzere hanno nuovamente registrato una produzione molto affidabile. Per di più, la quota della produzione solare è cresciuta grazie a un'altra incoraggiante e forte espansione degli impianti fotovoltaici, attestandosi a circa 6–7 TWh. Nel semestre invernale, da ottobre 2023 a marzo 2024, sono stati esportati 1,8 TWh di elettricità in più rispetto a quelli importati, un livello mai raggiunto negli ultimi dieci anni: si tratta di un bilancio degno di nota. Non deve tuttavia mascherare il fatto che negli ultimi dodici anni è solo la seconda

volta che in inverno si registra un'eccedenza delle esportazioni. In media, durante questo periodo sono stati importati circa 4 TWh.

Dopo la crisi energetica e i timori di penurie nel 2022, nel 2024 la situazione dell'approvvigionamento e i mercati si sono calmati. Per l'inverno 2024/2025 non è stato ancora possibile cessare completamente l'allarme, ma il rischio di situazioni straordinarie è notevolmente diminuito. Permangono alcune incertezze, legate ad esempio alle tensioni geopolitiche e al loro impatto sul mercato globale del gas naturale liquefatto. La situazione, combinata con il protrarsi di temperature eccezionalmente basse, potrebbe di nuovo acuirsi.

Per garantire in futuro la sicurezza dell'approvvigionamento in caso di messa fuori servizio delle centrali nucleari e di crescente fabbisogno di energia elettrica a seguito della decarbonizzazione, la Svizzera deve innanzitutto aumentare in modo rapido e significativo la propria capacità di produzione nel semestre invernale. A tal fine l'atto mantello, la tavola rotonda sull'energia idroelettrica, l'offensiva solare ed eolica e gli atti normativi sull'accelerazione creano presupposti importanti. Le esperienze più recenti nello sviluppo dei progetti non sono tuttavia troppo ottimistiche. Inoltre, il ritmo di espansione del fotovoltaico rischia di subire un certo rallentamento.

In secondo luogo, un accordo sull'energia elettrica potrebbe fornire un contributo importante. La determinazione affidabile e stabile delle capacità transfrontaliere della rete di trasporto migliorerebbe la sicurezza dell'approvvigionamento in Svizzera. L'accordo negoziato è positivo e gli obiettivi dei negoziati sono stati raggiunti. Dal punto di vista dell'approvvigionamento elettrico è assolutamente auspicabile la conclusione dell'accordo.

Tuttavia, poiché sussistono notevoli incertezze riguardo alla crescita interna, alla conclusione

dell'accordo sull'energia elettrica e alla capacità di produzione all'estero (inverno), occorre approfondire anche la questione delle riserve. La ElCom ha avviato i lavori per aggiornare le proprie analisi sulla sicurezza dell'approvvigionamento elettrico a medio e lungo termine e sulle riserve necessarie, che saranno pubblicate nel primo semestre del 2025.

Sorveglianza del mercato

Sebbene la crisi energetica del 2022 sembri essere già molto lontana, la ElCom continua ad occuparsi del monitoraggio dell'andamento dei prezzi di allora, analizzando i motivi delle oscillazioni straordinarie dei prezzi nel commercio all'ingrosso verificatesi durante l'estate 2022 e il comportamento degli attori del commercio di energia elettrica.

Oltre ai mercati all'ingrosso, la ElCom osserva anche i mercati delle prestazioni di servizio relative al sistema (PSRS), come ad esempio l'acquisto di potenza di regolazione ed energia di regolazione da parte di Swissgrid. Essa ha constatato che l'aumento significativo dei prezzi dell'energia di regolazione secondaria (SRE) dalla metà del 2022 – in relazione alla modifica del processo di acquisto derivante dall'introduzione della piattaforma di regolazione secondaria PICASSO in Svizzera – non era fondamentalmente giustificabile. Soprattutto a causa del forte aumento dei prezzi dalla primavera del 2024, si poteva presumere che il meccanismo di mercato SRE funzionasse solo parzialmente. La ElCom ha pertanto deciso di vagliare tutte le misure possibili per una rapida correzione. Come misura correttiva a breve termine, la Segreteria tecnica ha introdotto su base contrattuale un limite di prezzo differenziato e limitato nel tempo. Un altro problema è costituito dal forte aumento delle deroghe all'orario e degli squilibri dei gruppi di bilancio, che comportano prezzi elevati dell'energia di regolazione e di conseguenza maggiori costi per l'energia di compensazione. Questi costi sono in ultima analisi a carico dei consumatori finali. Nell'estate 2024 la ElCom ha pertanto effettuato

insieme a Swissgrid e ai gruppi di bilancio (con punti di prelievo fisici) una valutazione della situazione e individuato possibili misure a medio e lungo termine per migliorare la situazione.

Inoltre, ci sono stati adeguamenti nella preparazione dei rapporti mensili ai sensi della legge federale sugli aiuti finanziari concessi a titolo sussidiario per salvare le imprese di rilevanza sistemica del settore dell'energia elettrica (LAI-SE). La LAiSE è in vigore da due anni e la ElCom effettua il relativo monitoraggio della liquidità delle imprese di rilevanza sistemica. Nell'anno in esame si è proceduto a una standardizzazione delle relative forniture di dati. Nel frattempo i dati sono stati standardizzati, il che consente di comparare meglio la situazione in termini di liquidità delle imprese di rilevanza sistemica.

Prezzi e tariffe

Nell'ambito delle elevate tariffe per l'energia, la ElCom ha svolto tre indagini presso oltre 30 imprese. L'accento è stato posto sull'attribuzione della priorità alla propria produzione di elettricità nel servizio universale e nell'ambito degli acquisti, in particolare all'interno di gruppi di imprese e per i fornitori prevalentemente più piccoli con aumenti tariffari particolarmente forti. La ElCom ha poi redatto un rapporto dettagliato in merito.

Nel 2024 le attività svolte nell'ambito dell'atto mantello hanno richiesto un considerevole dispendio di risorse. Si trattava di integrare correttamente le numerose modifiche apportate a livello di legge e ordinanza anche nei processi di rilevamento e di regolazione e nell'infrastruttura informatica della ElCom. Questo anche perché i termini di attuazione per la riscossione delle tariffe 2026 sono molto stretti. Con l'atto mantello potranno ora essere pubblicati anche i risultati della cosiddetta regolazione Sunshine, le cui previsioni si riferiscono al 2026.

Le nuove regolamentazioni contenute nell'atto mantello comportano un grado di regolamentazione inusuale per gli standard svizzeri. Purtroppo

po, il Parlamento non ha compiuto il passo verso la piena apertura del mercato. Le nuove regole, in particolare per quanto riguarda la fornitura di energia nell'ambito del servizio universale, hanno probabilmente in parte eliminato il potenziale esistente e i falsi incentivi all'ottimizzazione del profitto. Sussiste tuttavia anche un nuovo potenziale considerevole di ottimizzazione. La ElCom si è espressa criticamente in merito durante la procedura di consultazione e la consultazione degli uffici. Nel 2025 la nuova regolamentazione solleverà sicuramente molte questioni relative ai costi e alla tariffazione nel settore dell'energia e susciterà probabilmente numerose controversie. Questo vale in particolare anche in altri settori come la remunerazione per la ripresa di energia elettrica per l'immissione di energie rinnovabili e le comunità elettriche locali.

Procedimenti

Anche nel 2024 la ElCom ha ricevuto numerose richieste di informazioni in merito all'aumento delle tariffe elettriche. Alcuni gestori di rete hanno indirizzato i propri consumatori finali alla ElCom o hanno addirittura comunicato loro che le tariffe erano state approvate dalla ElCom. A questo proposito occorre ribadire che la ElCom non approva le tariffe, ma le verifica a posteriori. Inoltre, i gestori di rete hanno l'obbligo legale di motivare in modo sufficientemente eventuali modifiche tariffarie. A causa delle

motivazioni in parte insufficienti alle modifiche tariffarie, la ElCom ha pubblicato un'istruzione che fissa requisiti minimi per i gestori di rete.

Per quanto riguarda le tariffe, è da tempo controverso se Comuni e Cantoni possano riscuotere tributi e prestazioni agli enti pubblici sulla componente energetica della tariffa. Per quanto riguarda le tariffe per l'utilizzazione della rete, ciò è esplicitamente previsto dalla legge e quindi incontestabilmente consentito. Se invece un tale tributo fosse previsto nell'ambito del servizio universale regolamentato, verrebbe riscosso attraverso la tariffa del servizio universale specificamente presso i consumatori finali vincolati. Di fatto ciò comporterebbe un trasferimento supplementare degli utili a carico dei clienti del servizio universale. In una sentenza del 2020, il Tribunale federale ha stabilito che neppure i cosiddetti tributi legati all'energia sulle tariffe per l'energia sono escluse dal diritto federale. Alla luce di questa giurisprudenza, in una sentenza del 25 ottobre 2024 il Tribunale amministrativo federale è giunto alla conclusione che nel caso concreto, per gli anni tariffari controversi, sussisteva una base legale per la riscossione di una tassa sull'energia (trasferimento degli utili). Il Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni DATEC ha presentato ricorso contro questa sentenza al Tribunale federale.

2 Intervista con il direttore: Il mercato svizzero dell'energia elettrica

Le esigenze del mercato dell'energia elettrica cambiano continuamente. Come spesso accade, anche qui si pone la questione del giusto equilibrio tra regolamentazione e libero mercato. Benché con la revisione della legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI) il Parlamento non abbia deciso l'apertura del mercato, i nuovi modelli tariffari dinamici mirano a orientare maggiormente il consumo al mercato.

Quali potenziale e quali difficoltà intravede la ElCom in questo ambito?

Urs Meister: I modelli tariffari dinamici non sostituiscono in nessun caso l'apertura del mercato. Viceversa, le tariffe dinamiche potrebbero essere applicate in modo ancora più efficiente con una completa apertura del mercato. In linea di principio, sia le tariffe dinamiche dell'energia sia quelle di rete possono aumentare l'efficienza del sistema elettrico. Particolarmente evidenti sarebbero i possibili vantaggi delle tariffe energetiche dinamiche, in quanto il segnale di prezzo necessario può essere ricavato direttamente dal mercato spot. Tali modelli tariffari sono uno strumento per rendere la domanda più elastica nel breve periodo e per orientarla maggiormente alla variabilità dell'offerta di energie rinnovabili. Tuttavia, dovrebbero risultare difficili da attuare nell'attuale regime di regolamentazione del servizio universale basato sui costi. Sebbene non siano formalmente vietati, sussistono notevoli incertezze. Infatti, i costi effettivi di acquisto e di produzione di un gestore di rete potrebbero discostarsi parecchio dai prezzi spot a breve termine, che costituirebbero la base per la tariffa dinamica dell'energia. Pertanto, in assenza di una completa apertura del mercato, le tariffe energetiche dinamiche potrebbero per il momento essere applicate solo in misura limitata.

Diversi gestori di rete stanno già sperimentando tariffe di rete dinamiche. Quali sono le sfide da affrontare?

Le tariffe di rete mirano soprattutto a ottimizzare l'utilizzo delle capacità di rete e quindi a risparmiare a lungo termine sui costi per il potenziamento della rete. Le tariffe dinamiche di rete dovrebbero essere più facili da attuare in un regime di regolamentazione basato sui co-

sti rispetto alle tariffe energetiche dinamiche. Tuttavia, i vantaggi sono più difficili da quantificare. Poiché i prezzi non possono essere dedotti semplicemente dal mercato spot, devono essere generati quasi artificialmente dal gestore di rete per ottimizzare l'utilizzo della rete. Gli effetti sul potenziamento della rete sono molto incerti e mancano inoltre esperienze internazionali e soprattutto a lungo termine sugli effetti e sulle possibilità di risparmio. Qual è esattamente una tariffa di rete dinamica ottimale resta probabilmente ancora da vedere.

Quali prescrizioni normative devono essere osservate con riferimento alle tariffe dinamiche?

In generale, in linea di massima anche in questo caso si applica il quadro della regolamentazione delle tariffe per l'energia e di rete basata sui costi. Occorre inoltre garantire la trasparenza e la tracciabilità delle tariffe e delle strutture tariffarie per i consumatori finali: in questo caso la comunicazione svolge un ruolo decisivo. Infine, un gestore di rete non dovrebbe offrire alla propria clientela esclusivamente una tariffa dinamica. Tali tariffe presuppongono in linea di massima una gestione automatizzata del consumo. Non tutti i consumatori dispongono ancora di tali requisiti tecnici.

Ritorniamo sul rapporto tra mercato e regolamentazione: Nel 2024, con l'introduzione di un limite di prezzo per l'energia di regolazione secondaria (SRE), ha effettuato un intervento incisivo sul mercato dell'energia elettrica. A suo avviso, perché era necessario?

È compito della ElCom vigilare sull'efficienza e su tariffe adeguate nell'ambito della sua attività regolatoria. Questo vale anche in relazione

all'acquisto da parte di Swissgrid di prestazioni di servizio relative al sistema, che in ultima analisi influenzano i prezzi dell'elettricità per i consumatori finali. Dalla metà del 2022 abbiamo constatato un aumento significativo dei sovrapprezzi SRE rispetto al prezzo di mercato spot; un incremento che a partire dalla primavera 2024 si è ulteriormente accentuato, malgrado i prezzi di mercato fossero effettivamente diminuiti.



Urs Meister
Direttore della ECom

« I modelli tariffari dinamici non sostituiscono in nessun caso l'apertura del mercato. »

A seguito delle analisi condotte, siamo giunti alla conclusione che per SRE il meccanismo di mercato funziona solo in modo incompleto e che il suo acquisto non produce risultati orientati al mercato. La ECom ha pertanto deciso di esaminare tutte le misure possibili. Come misura correttiva a breve termine, è stato introdotto su base contrattuale un limite di prezzo differenziato e limitato nel tempo. Questo limite di prezzo riguarda solo una parte delle offerte SRE, ossia quelle che hanno già ottenuto un'aggiudicazione e quindi un compenso per la prestazione offerta. Il limite di prezzo su base contrattuale (Cap) calibrato in termini di effetti e di potenziali effetti negativi è a nostro avviso una misura correttiva necessaria e al contem-

po proporzionata. Infine, il forte aumento dei prezzi SRE, combinato con gli squilibri più frequenti, si ripercuote anche sui prezzi dell'elettricità, gravando quindi sui consumatori finali.

Rimarrà così o prevede ulteriori misure?

Il limite di prezzo rappresenta una misura a breve termine e soprattutto temporanea, volta a correggere, nell'attuale regime degli acquisti, i prezzi SRE straordinariamente elevati e fondamentalmente ingiustificati. Poiché non si tratta di una soluzione permanente, sono necessarie misure di accompagnamento per rendere il mercato SRE più efficiente e competitivo. Soprattutto un effettivo collegamento commerciale con la piattaforma europea PICASSO potrebbe aumentare la liquidità e quindi l'efficienza del mercato. Tuttavia, in assenza di un accordo sull'energia elettrica con l'UE, è improbabile per il momento che tale integrazione abbia luogo. Stiamo pertanto valutando anche ulteriori misure per rendere il mercato più liquido, come ad esempio adeguamenti delle definizioni dei prodotti. Infine, sono necessarie anche misure per ridurre il fabbisogno di energia di compensazione e quindi anche della necessaria energia di regolazione. In tal caso si tratta tra l'altro di migliorare la qualità dei dati e delle previsioni, ad esempio precisando o adeguando i processi nella gestione del bilancio oppure i meccanismi di incentivazione, ad esempio rielaborando il meccanismo dei prezzi dell'energia di compensazione.

Perché lo squilibrio della zona di regolazione Svizzera è aumentato in questo modo e come si può contrastare?

In effetti, nel recente passato gli scostamenti dalle previsioni sono aumentati. Ciò ha anche comportato l'impiego temporaneo di un'enorme quantità di energia di regolazione. L'elevato dinamismo nell'espansione delle energie rinnovabili e la loro dipendenza dalle condizioni meteorologiche hanno probabilmente avuto un influsso significativo in questo senso.

Indubbiamente i fornitori e i gruppi di bilancio devono affrontare sfide sempre più impegnative per quanto riguarda la previsione del consumo e dell'offerta di energia elettrica. Gli scostamenti dai piani previsionali sono più frequenti, cosicché aumenta l'acquisto di energia di compensazione costosa. È quindi ancora più importante che i gestori di rete migliorino rapidamente i propri processi di misurazione e previsione, anche attraverso l'inclusione sistematica delle previsioni meteorologiche a breve termine. Nel contesto della parziale apertura del mercato in Svizzera, tuttavia, mancano in parte gli incentivi ad agire rapidamente, poiché in ultima analisi i costi supplementari dell'energia di compensazione possono essere addebitati ai consumatori finali attraverso le tariffe del servizio universale. La ElCom si occuperà pertanto maggiormente di questo tema.

Le disposizioni normative sono importanti. Allo stesso tempo, un eccesso di rego-

lamentazione può anche frenare l'innovazione. Come trovare il giusto equilibrio?

Da un lato, la regolamentazione può rendere i mercati più efficienti. Ad esempio, esistono requisiti essenziali per il funzionamento di un mercato, come nel caso di un monopolio naturale come la rete. Ve ne sono anche di importanza fondamentale per la sicurezza dell'approvvigionamento, che il mercato da solo non è in grado di garantire. Viceversa, molte regolamentazioni procurano vantaggi solo a determinati attori o distribuiscono sovvenzioni e sovvenzioni trasversali in modi diversi e talvolta occulti. Di conseguenza, i mercati non solo sono meno trasparenti, ma anche meno efficienti. In qualità di autorità di regolamentazione, cerchiamo, nell'ambito della normativa vigente, di creare spazio per soluzioni innovative, utili ed efficienti; in ogni caso, purché ciò non comporti svantaggi per i consumatori o per altri operatori di mercato. In ultima analisi, però, è un compito della politica stabilire le condizioni quadro.

3 Il mercato svizzero dell'energia elettrica



Il lago artificiale di Niederried sul fiume Aare esiste già dal 1913. Oggi costituisce una riserva naturale di importanza nazionale, nella quale ogni anno svernano circa 10 000 uccelli acquatici.

3.1 Struttura dei gestori di rete svizzeri

Nel 2024 in Svizzera erano attivi 586 gestori di rete. Essi riforniscono complessivamente 5,35 milioni di destinatari di fatture e servono 5,9 milioni di punti di misurazione (+0,28 % rispetto all'anno precedente). Tra il 2019 e il 2024 il numero di gestori di rete è sceso da 632 a 586. Questa tendenza verso il basso si osserva già da molto tempo e le ragioni sono da ricercare nelle acquisizioni di reti da una parte e nelle fusioni di Comuni dall'altra. Il settore è estremamente eterogeneo: mentre i maggiori gestori di rete riforniscono oltre 300 000 clienti finali, nel caso di un gestore di rete mediano se ne contano poco meno di 1700. Il più piccolo ne rifornisce solo 4. Soltanto 78 gestori di rete hanno al loro attivo più di 10 000 consumatori finali, di cui 13 più di 100 000 (figura 1).

Questa eterogeneità emerge anche nelle forme giuridiche in cui i gestori di rete sono organizzati: soltanto il 25 per cento dei gestori di rete è

una società anonima e circa il 20 per cento una cooperativa. Il restante 55 per cento dei gestori di rete è rappresentato da aziende comunali oppure imprese di diritto pubblico.

Oltre alla gestione delle reti, i gestori di rete svizzeri forniscono elettricità anche ai clienti che non hanno accesso al mercato libero. È dunque interessante, non da ultimo nel contesto dei prezzi dell'energia degli anni scorsi, anche uno sguardo all'acquisto e al prelievo di energia dei fornitori svizzeri di energia.

Il prelievo per quota dei gestori di rete misurato rispetto al prelievo totale in Svizzera si presenta in linea con l'assetto proprietario e i corrispettivi per l'utilizzazione della rete (cfr. capitolo 6.1): i 100 maggiori gestori di rete forniscono circa l'89 per cento dell'energia prelevata; di essi, i 10 maggiori gestori di rete in Svizzera ne forniscono ben il 52 per cento.

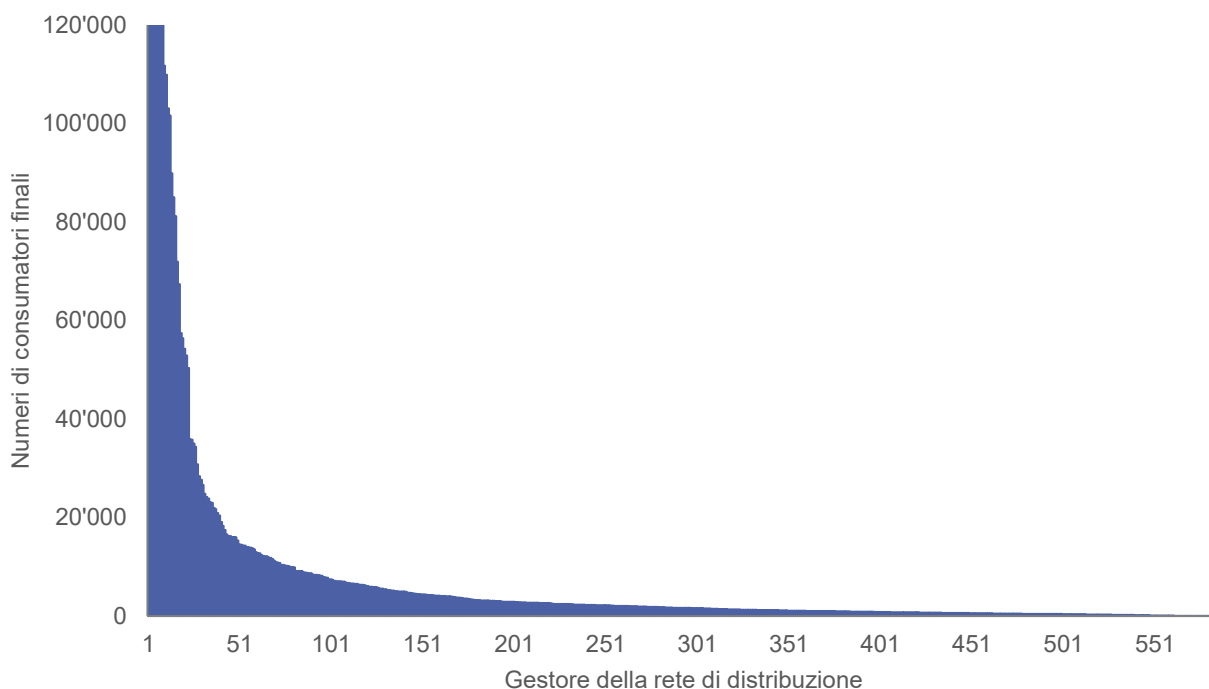


Figura 1: Numero di clienti finali per gestore della rete di distribuzione. A beneficio della leggibilità, la scala verticale è stata interrotta a 120 000 consumatori finali (riguarda nove gestori di rete)

La produzione e la distribuzione di energia elettrica per i clienti svizzeri in regime di servizio universale divergono notevolmente: in Svizzera, stando a quanto dichiarato dai gestori di rete, vengono erogati annualmente circa 34 000 GWh di elettricità ai clienti in regime di servizio universale. Dei circa 590 gestori di rete, 382, ovvero quasi il 65 per cento, hanno dichiarato di non avere alcuna produzione propria. Il fabbisogno complessivo di questi gestori di rete ammonta a circa 7400 GWh all'anno, ovvero al 14 per cento rispetto a un prelievo complessivo di 53 700 GWh all'anno (servizio universale e consumatori finali liberi, comprese perdite attive).

Circa 137 gestori di rete (23 %) hanno una produzione propria pari al massimo a 10 GWh (fabbisogno di 5000 GWh all'anno o 9 % del prelievo complessivo) e solo 22 gestori di rete (4 %) dichiarano di avere una produzione propria superiore a 100 GWh (fabbisogno di 13 200 GWh ovvero 25 % del prelievo complessivo).

Il tipo di acquisto più diffuso l'anno precedente, il «contratto tutto compreso» (circa il 39 %, anno precedente: 49 %) è stato sostituito dagli acquisti strutturati (circa 52 %, anno precedente: 40 %) sul mercato. Entrambi rimangono tra i tipi di approvvigionamento più popolari.

3.2 Accesso al mercato e quota di passaggio ad altri fornitori

In Svizzera possono scegliere liberamente il fornitore di energia elettrica solo i consumatori con almeno 100 MWh di energia elettrica all'anno. In tal caso vige il principio «una volta

libero, sempre libero». Entro il mese di ottobre i beneficiari possono decidere se l'anno successivo intendono lasciare il servizio universale.

La ElCom svolge ogni anno un'indagine sul passaggio al libero mercato presso i maggiori gestori di rete. Nel 2024 vi hanno partecipato 89 gestori di rete, con una copertura di ben 4 milioni di destinatari di fatture e circa due terzi dell'elettricità fornita in Svizzera.

La figura 2 mostra l'evoluzione dal 2012 della parziale apertura del mercato: nei primi anni di apertura del mercato sono stati pochi coloro che hanno esercitato il diritto di scegliere liberamente il fornitore di energia elettrica. Negli anni successivi, di fronte al calo dei prez-

zi di mercato, il gruppo dei consumatori finali che hanno usufruito di tale diritto è cresciuto sensibilmente. Negli ultimi anni, compreso il 2024, la loro quota sul libero mercato è tornata a ristagnare. Sebbene il passaggio all'accesso alla rete sia vincolante, le curve nella figura 2 possono ridursi se nuovi consumatori finali rientrano nella categoria dei beneficiari o se il consumo di energia elettrica nell'accesso alla rete diminuisce rispetto al resto. Inoltre, la partecipazione al rilevamento (ad esempio nel 2024 era particolarmente bassa) influisce sulla quota relativa di energia.

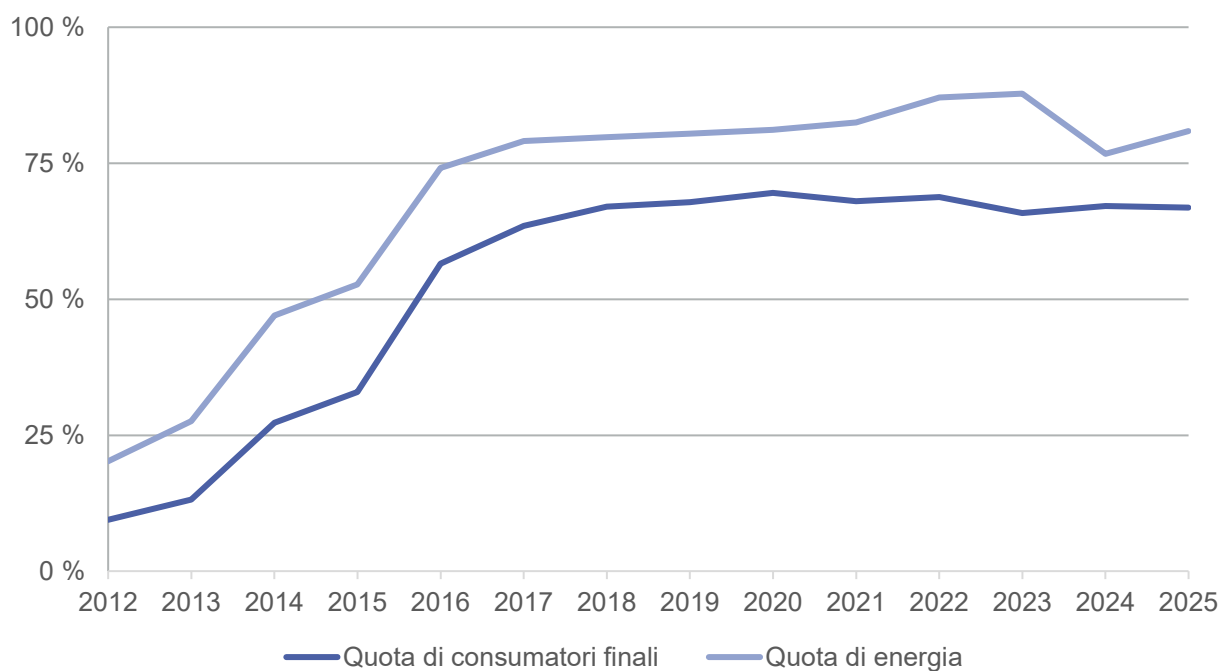


Figura 2: Evoluzione della quota di consumatori finali con diritto di accesso alla rete, di cui si avvalgono, nonché delle relative quantità di energia.

Nell'anno di pianificazione 2025 complessivamente avranno diritto di accesso alla rete ben 38 000 consumatori finali, ossia lo 0,7 per

cento circa dei destinatari di fattura. Al contempo, essi consumano la metà del consumo di elettricità in Svizzera.

3.3 Tariffe della rete di trasporto

Swissgrid, in qualità di gestore della rete ad alta tensione, finanzia l'ampliamento e l'ammodernamento della rete di trasporto nonché l'esercizio stabile della rete mediante diverse tariffe. I relativi costi sono sostenuti in ultima analisi dai consumatori finali attraverso le tariffe della rete di distribuzione. Dopo il picco storico del 2024, nel 2025 l'onere dei costi della rete di trasporto sarà di nuovo nettamente inferiore. In particolare è

stato possibile ridurre notevolmente le tariffe delle prestazioni di servizio relative al sistema (PSRS), mentre le tariffe per l'utilizzazione della rete sono rimaste complessivamente relativamente stabili. Uno sgravio giunge anche da parte della riserva di energia elettrica addebitata per la prima volta nel 2024. Rispetto all'anno precedente, nel 2025 è stato possibile ridurre questa nuova tariffa di circa l'80 per cento (cfr. tabella 1).

	2021	2022	2023	2024	2025
Utilizzazione della rete					
Tariffa di lavoro [ct./kWh]	0,20	0,25	0,27	0,27	0,27
Tariffa di potenza [fr./MW]	33'600	43'920	48'660	46'380	47'220
Tariffa di base fissa per punto di prelievo	319'800	413'040	443'700	443'400	427'560
Tariffa generale PSRS [ct./kWh]	0,16	0,16	0,46	0,75	0,55
Tariffa individuale PSRS					
Perdite attive [ct./kWh]	0,15	0,14	0,30	0,64	0,35
Riserva di energia elettrica [ct./kWh]	-	-	-	1,20	0,23

Tabella 1: Evoluzione delle tariffe 2021-2025 della rete di trasporto per l'utilizzazione della rete, le prestazioni di servizio relative al sistema (PSRS) e la riserva di energia elettrica (fonte: Swissgrid SA)

Per il mantenimento di un esercizio stabile della rete, Swissgrid eroga e acquista diverse PSRS. Esse garantiscono in primo luogo che consumo e produzione siano sempre in equilibrio e che quindi anche la crescente espansione degli impianti fotovoltaici possa essere integrata senza problemi nella rete elettrica svizzera. A tal fine Swissgrid deve procurarsi potenza di regolazione ed energia di regolazione (cfr. capitolo 4.5). Poiché questi acquisti avvengono in base al mercato, i costi che ne derivano sono fortemente determinati dalla situazione dei prezzi e dalle aspettative sui prezzi sui mercati dell'energia all'ingrosso. Dato che Swissgrid pubblica le proprie tariffe per l'anno successivo già in aprile, le sue previsioni si basano sulle informazioni disponibili diversi mesi prima dell'acquisto effettivo. Dopo l'anno di crisi 2022, nel 2023 e

nel 2024 le tariffe delle PSRS hanno dovuto essere aumentate a causa dell'aumento dei prezzi di acquisto e delle differenze di copertura accumulate negli anni precedenti. Ora la situazione sul mercato è di nuovo molto più distesa, tanto che Swissgrid ha notevolmente ridotto le tariffe PSRS per il 2025.

A differenza dei costi delle PSRS, i costi di utilizzazione della rete di Swissgrid non sono praticamente influenzati dall'andamento dei mercati dell'energia. Essi rappresentano in primo luogo i costi attesi per l'ampliamento e la manutenzione della rete di trasporto. L'imputazione dei costi della rete di trasporto è disciplinata all'articolo 15 capoversi 1-3 dell'ordinanza sull'approvvigionamento elettrico (OAEI). Conformemente al capoverso 3, i costi

non fatturati individualmente sono fatturati al 30 per cento come tariffa di lavoro, al 60 per cento come tariffa di potenza e al 10 per cento come tariffa di base. Anche se per il 2025 il Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni (DATEC) ha leggermente ridotto il tasso d'interesse calcolatorio ammesso per la remunerazione del valore degli impianti necessari all'esercizio, le tariffe per l'utilizzazione della rete rimangono complessivamente stabili.

Nell'ambito della crisi energetica il Consiglio federale ha adottato diverse misure per rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento. Attraverso la tariffa per la riserva di energia elettrica della Confederazione vengono finanziati i costi per la co-

siddetta riserva di energia idroelettrica nonché per le centrali di riserva e i gruppi elettrogeni di emergenza. Dopo gli elevati costi per la messa a disposizione delle centrali di riserva, i costi correnti sono nettamente inferiori. Ad esempio, di recente la tariffa per la riserva di energia elettrica è stata ridotta di poco meno di 1 centesimo per chilowattora, pari all'80 per cento circa.

Nel complesso, l'onere dei costi a carico dei consumatori finali svizzeri è in calo. Nel 2025 un'economia domestica con un consumo annuo di 4500 kWh deve pagare circa 77 franchi per le prestazioni di Swissgrid (2024: 92 CHF; Ø 2014–2023: fr. 49). Anche la nuova riserva di energia elettrica incide sul budget dell'economia domestica con soli 11 franchi (2024: fr. 54).

3.4 Tariffe della rete di distribuzione

3.4.1 Cambiamenti in vista del 2025

Il prezzo dell'elettricità si compone di quattro elementi: il corrispettivo per l'utilizzazione della rete, il prezzo dell'energia, i tributi agli enti pubblici e le tasse federali per l'incentivazione delle energie rinnovabili indigene. Le prime tre voci devono essere pubblicate dai gestori di rete entro la fine del mese di agosto antecedente l'anno tariffario in questione. Essi variano notevolmente a seconda del gestore di rete e del luogo in cui si acquista l'elettricità.

La figura 3 illustra l'evoluzione delle componenti tariffarie dell'importo della fattura per l'energia elettrica per un'economia domestica media. La ElCom definisce in tal modo un appartamento di cinque locali con fornello elettrico e asciugatrice, ma senza boiler elettrico, in cui vengono utilizzati 4500 kWh di elettricità all'anno. Il profilo di consumo tipico per tale economia domestica è

indicato dalla ElCom come H4 sul proprio [sito Internet sulle tariffe elettriche](#).

La mediana dei costi dell'elettricità per un'economia domestica media diminuisce del 10 per cento rispetto al 2024. Nel caso della rete, il costo medio ponderato del capitale (Weighted Average Cost of Capital, WACC) scende dal 4,13 per cento al 3,98 per cento. Nel settore dell'energia, viste le possibilità e la prassi al momento degli acquisti, la straordinaria fase dei prezzi elevati sui mercati internazionali dell'energia elettrica avrà probabilmente per l'ultima volta un forte impatto sulle tariffe 2025. Tuttavia, nonostante una certa normalizzazione sui mercati a termine, il livello dei prezzi è rimasto eccezionalmente elevato e per il momento non si prevede un calo delle tariffe dell'energia al livello precedente la crisi.

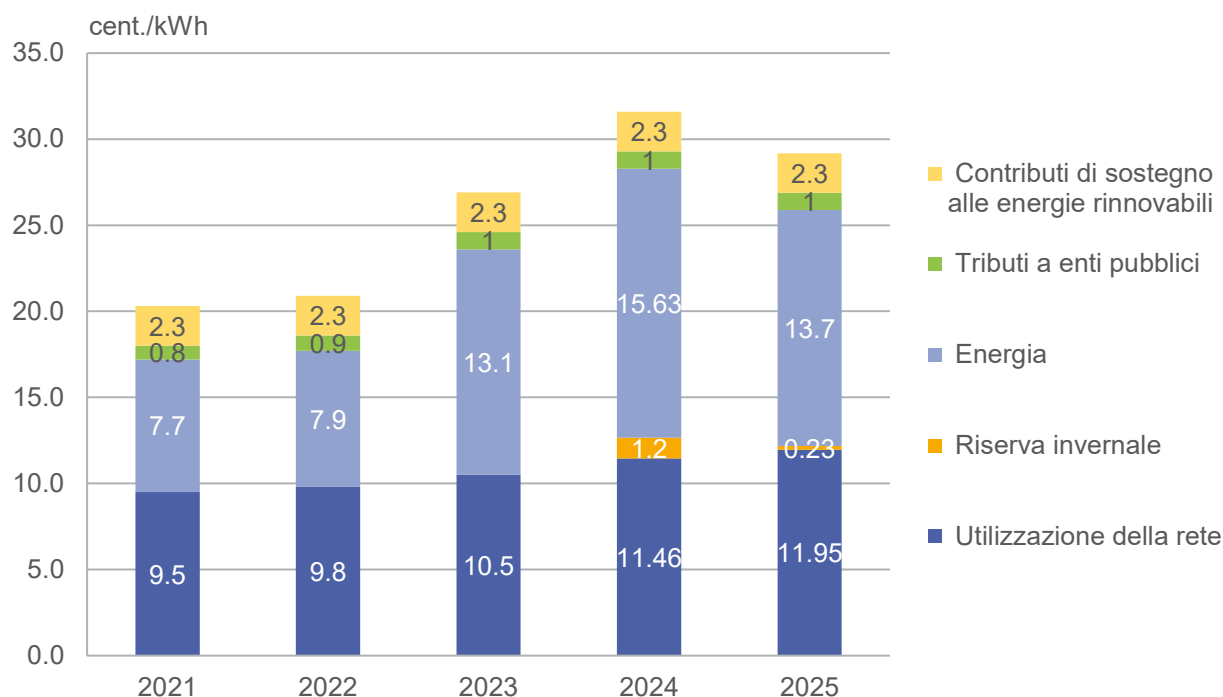


Figura 3: Evoluzione delle componenti tariffarie (sempre la mediana¹) per un'economia domestica media senza imposta sul valore aggiunto (profilo di consumo H4).

¹ Se si smistano gli abitanti in Svizzera in base all'ammontare delle voci di costo, nell'anno corrispondente la metà paga rispettivamente il valore indicato o un importo superiore e l'altra metà paga rispettivamente lo stesso valore indicato o un importo inferiore. Fino al rapporto di attività 2022, per motivi tecnici era stata effettuata una distinzione in base al numero di destinatari di fatture.

3.4.2 Tariffe 2025 per un'economia domestica media

I paragrafi seguenti illustrano le diverse componenti della fattura dell'elettricità per un'economia domestica media nel 2025 in Svizzera. Gli scostamenti superiori al 5 per cento e al 15 per cento ri-

spetto alla mediana nazionale sono di colore diverso. Informazioni dettagliate sulle tariffe di ogni Comune e una carta interattiva sono consultabili sul [sito Internet sulle tariffe elettriche della ElCom](#).

Totale

La figura 4 mostra i costi totali dell'elettricità per Comune. Essi presentano un'ampia fascia di oscillazione. La ripartizione corrisponde a quella dell'anno precedente.

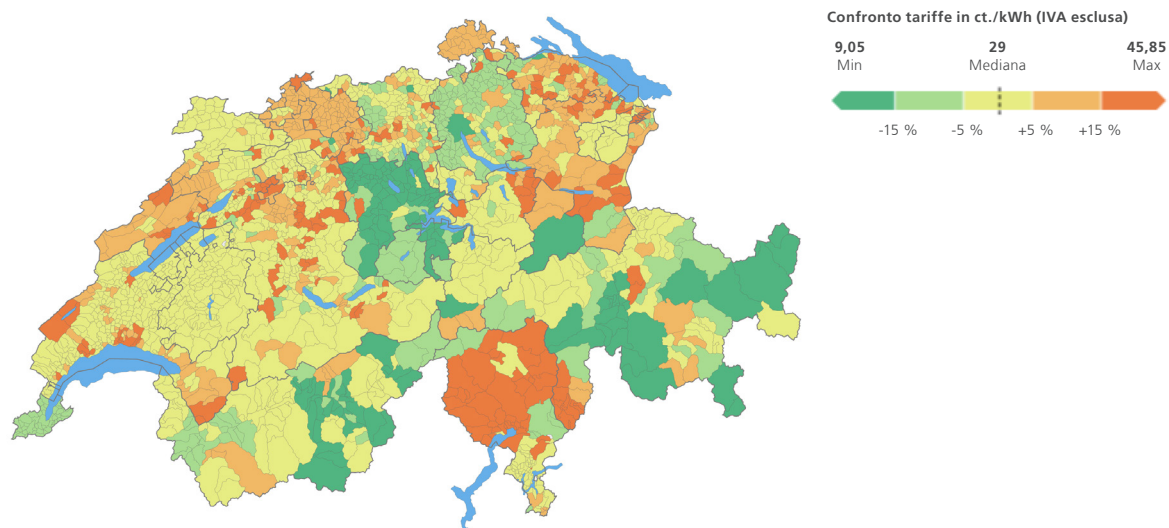


Figura 4: Costi totali per kilowattora per le economie domestiche medie con il prodotto standard 2025.

Utilizzazione della rete

I costi di rete (Figura 5) gravano sulla fattura dell'elettricità in modo molto diverso da un Comune all'altro. Naturalmente, il loro andamento è stato stabile. Sia la mediana che i valori estremi sono leggermente diminuiti.

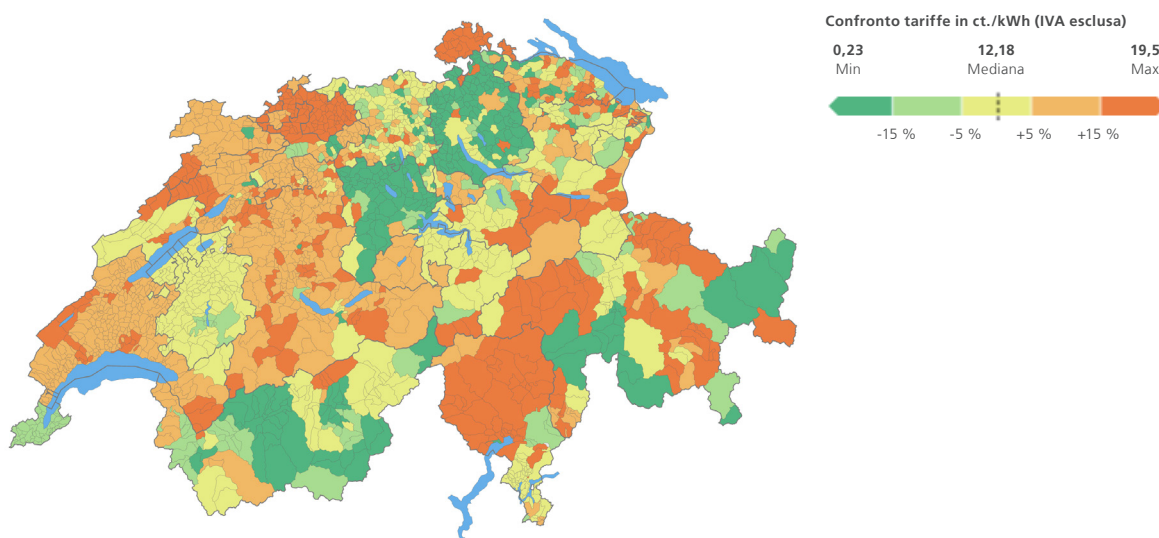


Figura 5: Costi di rete per kilowattora per le economie domestiche medie con il prodotto standard 2025.

Energie

La Figura 6 mostra il costo dell'energia per kilowattora a seconda del luogo di consumo. Gli effetti della fase dei prezzi elevati sui mercati internazionali dell'energia elettrica rimangono chiaramente visibili rispetto all'anno precedente. Considerate le possibilità di acquisto e la prassi in materia, in futuro questa componente della fattura dell'elettricità dovrebbe ridursi leggermente.

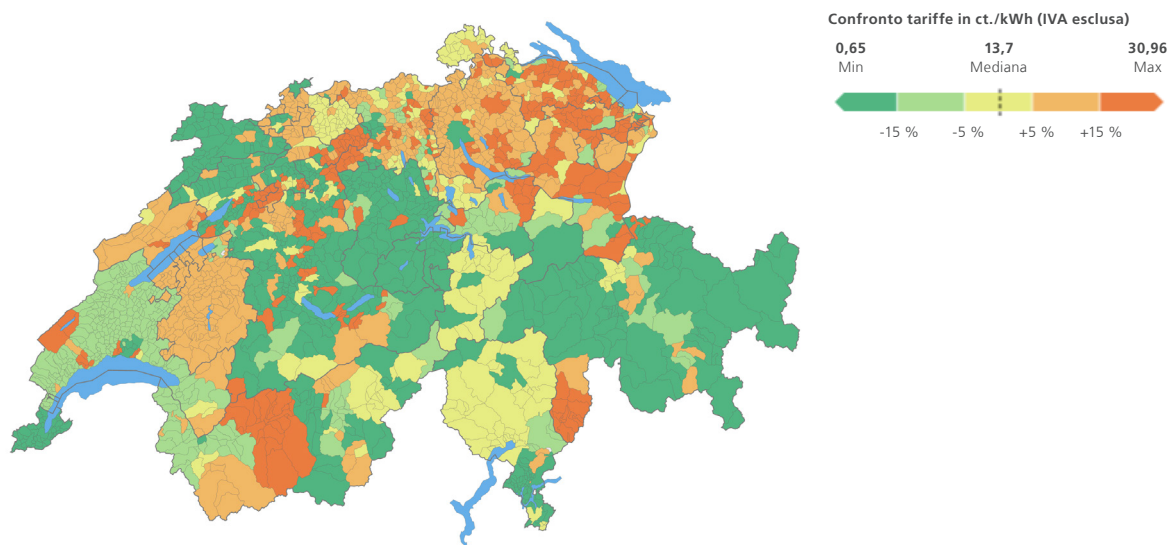


Figura 6: Costi per l'energia per kilowattora per le economie domestiche medie con il prodotto standard 2025.

Tributi e prestazioni agli enti pubblici

La figura 7 confronta gli oneri aggiuntivi imposti dalla politica cantonale e comunale.¹ Essi risultano per lo più estremamente bassi o elevati, al fine di produrre un effetto sui costi dell'elettricità. In ogni caso non sottostanno al controllo della ElCom.

¹ Il totale di figura 4 comprende inoltre il supplemento rete di 2,3 ct./kWh, uniforme a livello nazionale.

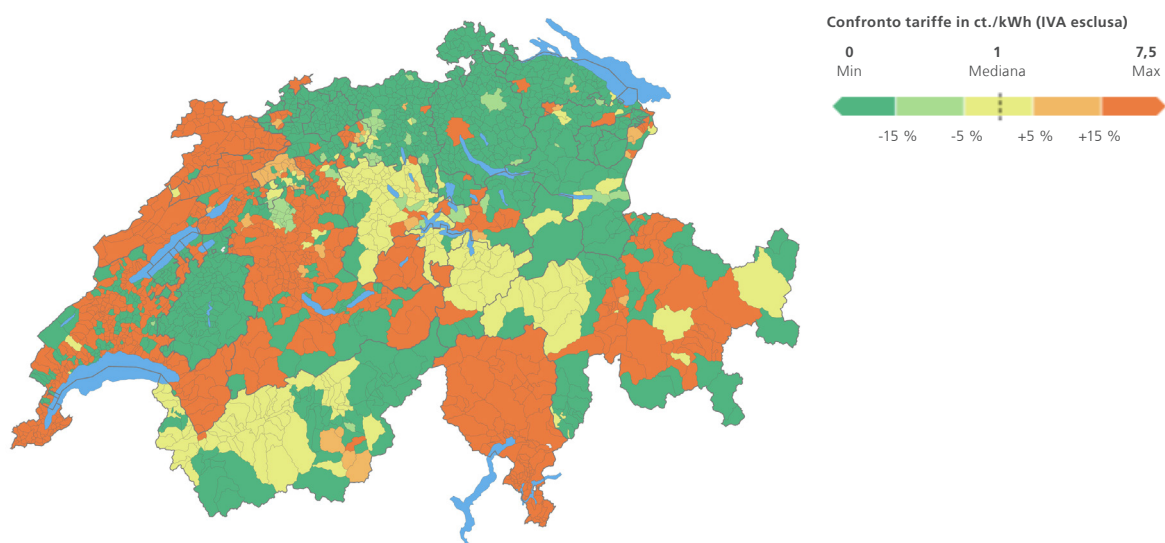


Figura 7: Tributi per chilowattora per le economie domestiche medie con il prodotto standard 2025.

3.4.3 Comunicazione delle modifiche tariffarie

I gestori di rete devono motivare le modifiche tariffarie. Anche nell'anno in esame la ElCom ha ricevuto numerose domande da parte dei cittadini in merito alle tariffe; tra l'altro è emerso che la comunicazione di modifiche tariffarie occupa una posizione molto alta nel

«barometro delle preoccupazioni». La ElCom ha pertanto emanato una [Istruzione](#) concernente il contenuto minimo e la forma della comunicazione tariffaria (cfr. in merito anche il capitolo 3.7). Ha inoltre pubblicato un [video esplicativo](#) e [FAQ](#) sulle tariffe.

3.5 Struttura dei proventi della rete di distribuzione

I gestori di rete possono includere nelle tariffe i costi per la rete elettrica e per l'acquisto o la produzione di energia oltre a un utile adeguato. Ciò che le entrate tariffarie di un anno non coprono può essere compensato come differenze negative di copertura degli anni successivi. Viceversa, dovranno rimborsare le maggiori entrate attra-

verso tariffe future più basse. Nel 2024 i gestori della rete di distribuzione hanno dichiarato per il 2023 proventi per un ammontare di 13 miliardi di franchi. Di questi, 5,3 miliardi sono destinati alla rete e 7,7 miliardi all'energia. Un buon 44 per cento del ricavo totale va ai dieci maggiori gestori di rete (in funzione del loro prelievo).

3.6 Trasmissione di contabilità analitiche e tariffe con il sistema elettronico per la trasmissione dei dati

I gestori di rete devono presentare ogni anno alla ElCom le loro tariffe e i numerosi dati della contabilità analitica. Ciò avviene tramite una piattaforma tecnica completamente rinnovata nel periodo 2021-2023. Numerosi problemi riscontrati all'inizio nel nuovo sistema elettronico per la trasmissione dei dati (EDES) della ElCom sono stati risolti con successo nel 2024. Le richieste di correzioni e i casi di supporto mostrano che i gestori di rete hanno molti meno problemi con la nuo-

va infrastruttura e che sono riusciti ad abituarsi all'uso dell'EDES. Affinché questo processo avvenga senza intoppi, la ElCom ha offerto numerosi strumenti di sostegno. In particolare, sono stati sfruttati attivamente i tutorial e gli eventi in cui è stato possibile porre domande dirette.

Con l'EDES sono state gettate le basi per l'ulteriore elaborazione dei dati dei gestori di rete nelle analisi dei dati.

3.7 Verifiche relative alle tariffe

Sebbene la situazione sui mercati dell'energia sia notevolmente calmata, anche nell'anno in esame la ElCom si è concentrata sulle elevate tariffe energetiche. Dopo circa 16 anni di attivi-

tà di regolazione, le questioni fondamentali attinenti alla rete sono state in gran parte chiarite mediante decisioni o sentenze giudiziarie.

Con l'elevato aumento dei prezzi dell'energia elettrica nel commercio all'ingrosso a partire dalla fine del 2021 sono aumentate in modo significativo anche le tariffe per l'energia del servizio universale.

Nel 2024 la ElCom ha ricevuto diverse centinaia di richieste di informazioni sulle tariffe per l'energia elevate, tra cui anche domande di misure di sgravio da parte delle aziende di approvvigionamento energetico (AAE). Tuttavia, essa non ha una competenza generale per ridurre le tariffe, ma può intervenire solo se le tariffe di rete non sono conformi alla legge. Le tariffe nel servizio universale si basano sui costi di produzione e d'acquisto delle AAE. Mentre gli operatori di mercato con accesso libero possono ottimizzare la loro strategia di acquisto, i clienti in regime di servizio universale dipendono dalle strategie delle AAE. Inoltre, partecipano a misure indirette di promozione delle energie rinnovabili. La fissazione dei prezzi per un anno impedisce fluttuazioni di prezzo a breve termine, ma può ritardare gli adeguamenti a lungo termine.

Nell'anno in esame la ElCom ha attuato diverse misure normative: ad esempio, ha abbassato il valore soglia per la verifica dei costi da 75 a 60 franchi per destinatario di fattura (Regola dei 60 franchi). Si prevede una riduzione dei costi annui pari a circa 85 milioni di franchi. Inoltre, sono state emanate prescrizioni minime per una comunicazione trasparente delle tariffe.

La ElCom ha indagato gli effetti delle distorsioni del mercato che hanno avuto luogo nel 2022 e nel 2023 sui gestori nazionali della rete di distribuzione. Dopo aver esaminato oltre 100 analisi dei rischi, ha verificato in modo approfondito l'acquisto di energia per il servizio universale presso all'incirca 30 aziende. Una delle priorità è stata data alla produzione propria di elettricità nell'ambito del servizio universale. Le AAE possono scegliere tra la forniture

di energia elettrica basata sui prezzi di mercato e quella basata sui costi. Una modifica di questo ordine di priorità può causare aumenti delle tariffe, motivo per cui è richiesta trasparenza nei confronti dei clienti. La ElCom ha constatato che molte AAE avevano inizialmente fornito dati errati in merito all'ordine di priorità e successivamente hanno apportato correzioni. Un secondo studio ha riguardato le strategie di acquisto delle AAE con aumenti tariffari particolarmente forti. Le AAE più piccole sono state particolarmente colpite, spesso a causa di tempi sfavorevoli per gli acquisti. Dalle analisi sono emerse lacune nella gestione dei rischi e nei processi di acquisto, ma nessuna violazione della legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI). Un terzo complesso di indagini ha riguardato l'acquisto all'interno di imprese collegate per individuare prezzi di trasferimento eccessivi o pratiche contrattuali inusuali sul mercato. Le analisi effettuate finora non hanno evidenziato l'esistenza di pratiche non conformi alla legge. Finora le indagini non hanno portato a verifiche dei costi approfondite, ma la ElCom prosegue le proprie osservazioni e rimane in contatto con le AAE interessate. Essa ha inoltre redatto un rapporto sull'argomento. Gli aspetti relativi alla sicurezza dell'approvvigionamento o alla stabilità finanziaria dei produttori di energia elettrica non sono oggetto del presente rapporto.

Durante il trasporto dell'elettricità si perde energia, in particolare sotto forma di calore. Queste cosiddette perdite attive corrispondono alla differenza tra l'energia elettrica fornita alla rete e l'energia prelevata dai consumatori finali e dai ridistributori (prelevamento – immissione). I costi per la compensazione delle perdite attive sono considerati ai sensi della LAEI costi d'esercizio della rete computabili.

Nel 2023 e 2024, la «Cour des comptes» del Cantone di Ginevra (Cdc) ha condotto un'inchiesta mirata sulle perdite attive della Services

Industriels de Genève (SIG). Concretamente ha analizzato i costi delle perdite attive fatti valere da SIG tra il 2008 e il 2021. In tale contesto la Cdc ha richiesto assistenza amministrativa alla Segreteria tecnica della ElCom. Concretamente si trattava del fatto che i costi per le perdite attive inclusi da SIG nelle tariffe non erano stati computati correttamente. Al termine delle indagini, SIG è stato invitato a restituire gli importi percepiti in eccesso. Nell'estate 2024 SIG ha rimborsato 27 milioni di franchi ai consumatori finali nella sua zona di copertura.

Inoltre, anche nel 2024 la ElCom ha verificato con regolarità modifiche successive nella contabilità analitica e ha trattato richieste per l'adeguamento a posteriori dei costi di rete, ad esempio adeguamenti dei principi di valutazione, che devono avvenire retroattivamente su diversi anni o l'adeguamento a posteriori dell'utile nella distribuzione. In particolare, le domande di adeguamento retroattivo dei costi a carico dei consumatori finali sono giustificate da gravi motivi e sono di norma respinte.

3.8 Regolazione Sunshine

La regolazione Sunshine confronta la qualità, l'efficienza dei costi e le tariffe dei gestori di rete attraverso un processo trasparente e standardizzato, portando luce nell'oscurità, così come suggerisce il suo nome. Il confronto diretto intende incentivare i miglioramenti senza indicare le misure concrete.

La ElCom calcola gli indicatori sulla base dei dati trasmessi annualmente dai gestori della rete di distribuzione. Attualmente questi includono informazioni sulla varietà di prodotti e sulle interruzioni di corrente dal lato dei servizi e informazioni sui costi di rete e sulle tariffe di rete e di energia risultanti dal lato dei costi. La ElCom verifica periodicamente gli indicatori.

La disponibilità pubblica dei dati soddisfa il requisito della Legge federale concernente l'impiego di mezzi elettronici per l'adempimento

dei compiti delle autorità (LMeCA) e l'articolo 22a LAEl consente ora una comunicazione più dettagliata per gestore della rete di distribuzione. I dati provengono dai rilevamenti esistenti e dall'Ufficio federale di statistica (UST). I fornitori di prestazioni del servizio universale sono liberi di decidere se, come e in quale misura utilizzare il loro margine di manovra per migliorare la situazione. Ciò riduce l'onere sia per la ElCom sia per il settore.

Finora la ElCom ha pubblicato gli indicatori Sunshine, aggregati per gruppi di confronto. Nel 2025 mette a disposizione di ciascun gestore della rete di distribuzione gli stessi calcoli per prepararli al segnale e – senza metterli alla gogna – per consentire correzioni e miglioramenti. Nel 2026 saranno pubblicati tutti i dati Sunshine come quelli disponibili sul [sito Internet sulle tariffe elettriche](#) della ElCom.

3.9 Misurazioni e flessibilità

Il 1° gennaio 2025 non erano ancora entrate in vigore le disposizioni della LAEl sulle misurazioni e sull'utilizzo della flessibilità, rivedute e

introdotte con la legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili (atto mantello), nonché le relative

modifiche d'ordinanza. Alcune disposizioni dell'OAEI relative alla metrologia sono tuttavia già state modificate. L'articolo 8a è stato quindi sostituito dall'articolo 8a^{sexies}.

Entro il 1° gennaio 2028, l'80 per cento dei dispositivi di misurazione deve essere costituito da sistemi di misurazione intelligenti (art. 31e cpv. 1 in combinato disposto con l'art. 8a cpv. 1 e 2 OAEI). La ElCom ha risposto a numerose domande relative a questo cosiddetto rollout degli smart meter. Esse hanno riguardato in particolare la questione se e a quali condizioni i gestori di rete possano imporre l'uso degli smart meter alle persone che si rifiutano di utilizzarli o fatturare loro individualmente i costi supplementari per il mantenimento dei contatori convenzionali. Secondo la ElCom non sussiste alcun diritto al mantenimento di un contatore convenzionale. I gestori di rete hanno la possibilità di avviare un procedimento o di fatturare individualmente i costi supplementari nei confronti dei consumatori finali che rifiutano gli smart meter. Su richiesta dei gestori di rete, la ElCom ha avviato procedimenti anche nei confronti di persone che rifiutano l'installazione di smart meter e il pagamento dei costi supplementari. In tali occasioni è riuscita quasi sempre a trovare un accordo; solamente in singoli casi si è resa necessaria una decisione.

Il 3 dicembre 2024 la ElCom ha adottato le [decisioni](#) 233-00103 e 233-00105 relative ai costi supplementari per il rifiuto degli smart meter (art. 8a cpv. 3ter OAEI), che non sono ancora passate in giudicato. Per costi supplementari definisce tutti i costi necessari per determinare il consumo di energia elettrica in conformità alle prescrizioni legislative senza utilizzare un sistema di misurazione intelligente. Secondo la ElCom il gestore di rete non può imporre alcun «supplemento di penalità» e deve procedere in modo efficiente, sfruttando sinergie con altre letture e processi già esistenti. In linea di principio sono ammessi importi forfettari. Gli oneri

supplementari devono tuttavia poter essere indicati e documentati. Il consumatore finale non ha alcun diritto all'autolettura, ma i gestori di rete possono comunque accettarla.

Nell'eventualità sottesa a tali decisioni, il gestore di rete ha fatturato annualmente per ogni contatore costi supplementari di 90 franchi per i seguenti oneri: 15 minuti di preparazione del lavoro (in particolare per l'istruzione dei collaboratori), 30 minuti di tempo di percorrenza, 10 minuti di accesso al punto di misurazione e per il rilevamento del livello del contatore, oltre a 10 minuti per l'onere amministrativo per il rilevamento del livello del contatore e la gestione dei dati di misurazione. La ElCom ha ritenuto tali oneri costi supplementari ai sensi dell'articolo 8a capoverso 3ter OAEI e che la fatturazione individuale di 90 franchi all'anno è ammissibile.

È stata impugnata una [decisione](#) della ElCom che riguardava la liceità dei numerosi trattamenti di dati effettuati con un sistema di misurazione intelligente ([Decisione](#) 233-00093 del 5 dicembre 2023). Il tribunale non ha ancora emesso una decisione in merito. La ElCom ha inoltre ricevuto ripetutamente richieste di informazioni sui possibili rischi per la salute dovuti alle radiazioni elettriche degli smart meter e alla cosiddetta interfaccia cliente (art. 8a cpv. 1 lett. a n. 3 OAEI). Ciò consente ai consumatori finali di consultare i loro dati di misurazione in tempo reale in un formato di dati usuale a livello internazionale. Non è stato però ancora stabilito cosa si debba considerare usuale. A livello di hardware questo viene implementato con diverse interfacce di comunicazione, i formati dei dati sono usuali e standardizzati (ad es. MBus). A livello di software, tuttavia, la mancanza di una definizione uniforme e completa ha fatto sì che gli smart meter impiegati utilizzino formati di dati diversi. Questo aspetto rende più difficile l'utilizzo dell'interfaccia cliente da parte di clienti e fornitori di servizi diversi dagli operatori di rete.

Le suddette modifiche della LAEI riguardano, oltre alle misurazioni, anche l'utilizzo della flessibilità. Per flessibilità si intende la possibilità di influenzare l'immissione di energia elettrica, il suo stoccaggio o il suo consumo da parte dei gestori di rete o di altri operatori. . Attraverso sistemi di controllo e regolazione intelligenti, il mercato o la rete devono ottenere la flessibilità necessaria per compensare le fluttuazioni delle energie rinnovabili. I beneficiari della flessibilità sono i consumatori finali, i produttori e i gestori di impianti di stoccaggio. I gestori di rete e altri terzi possono quindi usufruire della flessibilità in linea di principio solo con il loro consenso (art. 17b cpv. 3 LAEI). Se i gestori di rete intendono installare e utilizzare sistemi di controllo e di regolazione intelligenti, devono concordare e corrispondere una remunerazione per l'installazione e l'utilizzo di tali sistemi (art. 8c cpv. 1 lett. a–c OAEI). Solo per evitare un grave e imminente pericolo per l'esercizio sicuro della rete, il gestore di rete può installare senza consenso un sistema di controllo e di regolazione intelligente e, nel caso in cui si verifichi un tale pericolo, può impiegarlo anche senza consenso (art. 8c cpv. 5 e 6 OAEI).

Un gestore di rete, per l'allacciamento di un impianto fotovoltaico, richiedeva l'installazione di un elemento di controllo che gli permettesse di regolare a distanza la potenza dell'impianto al

100 per cento o allo 0 per cento. Nella [decisione](#) 212-00402 del 4 aprile 2024, la ElCom ha stabilito che l'elemento di controllo rientra nella definizione di un sistema di controllo e di regolazione intelligente e che pertanto costituisce un potenziale pericolo per l'installazione in assenza di consenso. L'installazione senza il consenso deve però rimanere un'eccezione e il gestore di rete deve essere in grado di dimostrare, nei singoli casi, che sono soddisfatte le condizioni per l'esenzione dal consenso. Tenuto conto del potere di apprezzamento dei gestori di rete, in particolare in ragione della loro competenza di stabilire i principi di pianificazione della rete (art. 9b cpv. 1 LAEI) e delle peculiarità relative agli impianti FV, la ElCom ha deciso che il gestore di rete poteva installare l'elemento di controllo senza il consenso dei produttori. Può tuttavia utilizzarlo senza consenso solo in rari casi eccezionali, che non devono inoltre essere causati dalle normali condizioni di esercizio. Se intende risolvere grazie alla flessibilità situazioni prevedibili nell'ordinario esercizio della rete, il gestore di rete deve consentire tali interventi in primo luogo mediante un accordo e dietro remunerazione. Ne sono un esempio gli aumenti di tensione dovuti all'elevata immissione di energia da parte degli impianti fotovoltaici nelle giornate di sole.

Tutte le [decisioni](#) menzionate in questo capitolo sono consultabili sul sito Internet della ElCom.

3.10 Rimunerazione per la ripresa dell'energia elettrica immessa in rete

Nell'estate dell'anno in esame, il Tribunale amministrativo federale ha emesso una sentenza (A-2790/2021) in relazione alla remunerazione per la ripresa dell'energia elettrica immessa in rete: Se produttore e gestore di rete non trovano un accordo, la remunerazione per la ripresa di energia elettrica per l'immissione di energie rinnovabili si

basa solo sui costi di acquisto evitati da un gestore di rete e non anche sui costi di produzione. Il Tribunale ha stabilito che l'articolo 12 capoverso 1 dell'Ordinanza sull'energia (OEn), secondo cui la remunerazione per la ripresa dell'energia elettrica immessa in rete si basa anche sui costi di produzione, non è conforme alla legge.

Secondo la nuova legge sull'energia elettrica, a partire dal 2026 l'elettricità immessa in rete viene remunerata a un prezzo armonizzato a livello nazionale, salvo diverso accordo tra produttore e gestore di rete. La remunerazione si basa sul prezzo di mercato medio trimestrale calcolato al momento dell'immissione in rete. Il Consiglio federale fisserà remunerazioni minime per gli impianti con una potenza fino a 150 kW. Alcuni

gestori di rete prevedevano un'entrata in vigore delle nuove disposizioni il 1° gennaio 2025 e remunerano l'immissione in rete già secondo il prezzo di mercato di riferimento. Poiché le remunerazioni possono essere concordate liberamente tra il produttore e il gestore di rete e la legge è applicabile solo in caso di disaccordo, questo passaggio anticipato è ammesso.

4 Sorveglianza del mercato



Nel 2024 la Sezione Sorveglianza del mercato della ElCom ha seguito in particolare l'evoluzione dei prezzi dell'energia di regolazione secondaria (SRE). Come prima misura correttiva a breve termine è stato introdotto un limite di prezzo per determinate offerte di SRE.

4.1 Andamento dei prezzi del mercato all'ingrosso nel 2024

Nel 2024 sui mercati all'ingrosso europei ha prevalso un trend laterale, dopo che nel 2023 i prezzi erano fortemente diminuiti a seguito del picco della crisi energetica nel 2022. Il rallentamento generale dei mercati a termine è inizialmente proseguito prima che si verificasse un andamento contrario. I prezzi a termine hanno continuato a seguire perlopiù l'evoluzione dei costi delle centrali a gas. La buona disponibilità delle centrali nucleari francesi ha tuttavia determinato riduzioni dei prezzi sia sul mercato a termine che su quello spot. Nel complesso, tuttavia, nel 2024 il mercato a termine si è mantenuto nettamente al di sopra del livello dei prezzi pre-crisi.

Nel 2024 il mercato spot è stato caratterizzato dall'elevata produzione di energia idroelettrica svizzera e dai prezzi bassi in Francia. I modelli tipici del commercio estero sono stati quindi superati e le esportazioni verso la Germania sono aumentate. La modifica dei flussi tran-

sfrontalieri ha portato nel frattempo a una riduzione delle capacità di esportazione verso la Germania e a restrizioni più frequenti alle esportazioni al confine italiano. L'elevata produzione idroelettrica ha comportato un disaccoppiamento dei prezzi dell'energia elettrica svizzeri da quelli dei Paesi limitrofi, soprattutto nei mesi di luglio e agosto 2024, quando le capacità di esportazione sono state pienamente sfruttate. Il risultato è stato un calo dei prezzi in Svizzera durante questo periodo.

Oltre a questi movimenti, si sono verificati singoli eventi degni di nota. Il 25 giugno 2024, l'asta day-ahead dell'EPEX Spot si è disaccoppiata dal meccanismo SDAC (Single Day-Ahead Coupling, asta accoppiata delle diverse sedi di negoziazione per il day-ahead all'interno di gran parte dell'UE e della Norvegia). Questo ha comportato prezzi di aggiudicazione in parte molto elevati sulla piattaforma per il giorno successi-

vo. Il 14 luglio 2024, a fronte di un'elevata immissione solare e di un basso consumo, il prezzo spot svizzero ha raggiunto un record negativo pari a – 428 euro/MWh in un'ora. A destare scalpore sono stati anche i prezzi dell'energia elettrica in Germania durante il periodo

di bassa immissione di energie rinnovabili dovuta alla cosiddetta Dunkelflaute del 12 dicembre 2024; in quell'occasione sono aumentati fino a 936 euro/MWh. Il prezzo svizzero dell'energia elettrica non ha seguito l'andamento e in quell'ora si è attestato a euro 264/MWh.

4.2 Trasparenza del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica

Anche quest'anno la ElCom ha partecipato attivamente alla cooperazione europea in qualità di membro del Council of European Energy Regulators (CEER) del Market Integrity and Transparency Working Group (CMIT). Una delle priorità è stata la creazione di un questionario completo che registrasse le attività dei singoli regolatori dell'UE per l'attuazione del Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency (REMIT) II. Tale questionario fornisce una preziosa panoramica delle attività di sorveglianza del mercato nell'UE.

Nell'ambito delle riunioni trimestrali della CMIT, la ElCom ha fornito informazioni sull'attuale andamento dei prezzi di diverse offerte e ha chiarito i relativi retroscena.

All'ordine del giorno figuravano anche scambi con i regolatori dell'energia dei Paesi limitrofi e un

incontro con l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER). Sono state inoltre discusse le seguenti tematiche:

- Ripercussioni e adeguamenti in relazione all'entrata in vigore di REMIT II per la Svizzera e gli operatori di mercato svizzeri
- Misure volte a far fronte ai prezzi elevati dell'energia nei rispettivi Paesi
- Analisi e discussione degli attuali eventi di mercato

Si sono inoltre svolte riunioni di coordinamento con attori di rilievo quali FINMA, SIX, EPEX Spot ed EEX. Questi incontri sono serviti ad armonizzare e approfondire il dialogo sui principali temi di mercato e sulle misure normative.

4.3 Sorveglianza del mercato nel 2024 in cifre

Con l'introduzione del regolamento REMIT nel 2015 e la successiva applicazione dell'articolo 26a^{bis} OAEL per le aziende elettriche svizzere operanti sui mercati UE, il numero degli operatori di mercato registrati presso la ElCom è in costante aumento. Al 31 dicembre 2024 erano registrati alla ElCom complessivamente 101 operatori di mercato (Figura 8), ovvero erano

presenti otto registrazioni in più rispetto all'anno precedente. Altre cinque sono in fase di elaborazione. Nel corso dell'anno non si sono verificate cancellazioni della registrazione. Una panoramica completa degli operatori di mercato registrati è disponibile sul sito della ElCom alla voce «[Sorveglianza del mercato](#)».

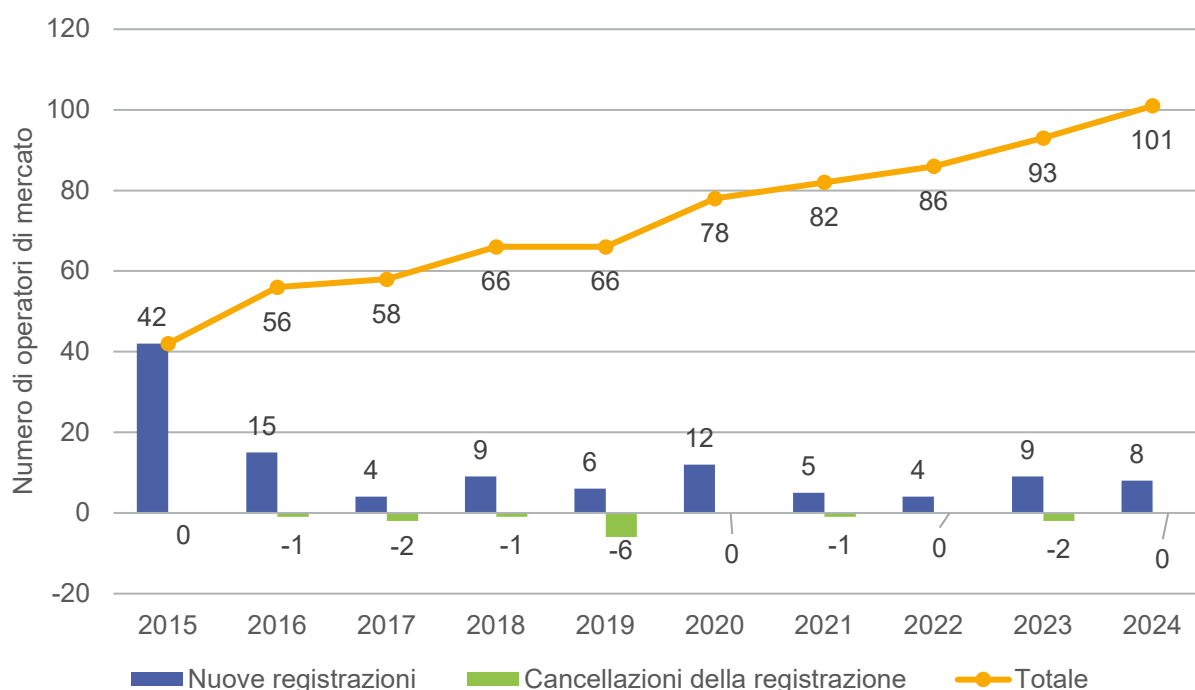


Figura 8: Andamento del numero degli operatori di mercato registrati presso la ElCom

Le operazioni commerciali nel settore dell'energia degli operatori di mercato interessati, soggette all'obbligo di rendicontazione, anche nel 2024 hanno continuato a essere trasmesse esclusivamente tramite i nove Registered Reporting Mechanisms (RRM) collegati ai sistemi IT della ElCom. Inoltre, altri due RRM sono attualmente in fase di collegamento, che si concluderà presumibilmente nel 2025.

Come negli anni precedenti, la trasmissione dei dati fondamentali e delle informazioni privilegiate pubblicate è avvenuta tramite interfacce appositamente allestite. Questi dati sono stati trasmessi dall'ENTSO-E e dalla piattaforma per la trasparenza EEX per garantire la trasparenza e la tracciabilità richieste.

Dall'introduzione dell'obbligo di rendicontazione alla fine del 2015, il numero degli operatori di mercato registrati presso la ElCom è co-

stantemente aumentato. Anche il volume dei dati trasmessi tramite RRM per ordine degli operatori di mercato è aumentato.

Anche nel 2024, i contratti standard hanno costituito la maggior parte delle comunicazioni inoltrate. Nell'anno in rassegna la tendenza è stata ancora più evidente: con oltre 751 milioni di transazioni (trade e order), sono stati inviati 654 milioni di comunicazioni in più rispetto all'anno precedente, il che corrisponde a un aumento del 674 %. Di questi, 706 milioni riguardano solo gli ordini comunicati, con un aumento dell'838 % rispetto all'anno precedente. Al contrario, il numero di transazioni trasmesse è «solo» raddoppiato rispetto al 2023. Questo sviluppo è riconducibile soprattutto al fatto che sempre più spesso algoritmi di negoziazione automatizzati vengono impiegati nei mercati con il trading continuo. Inoltre, vi è la tendenza alla negoziazione sempre più a breve termine.

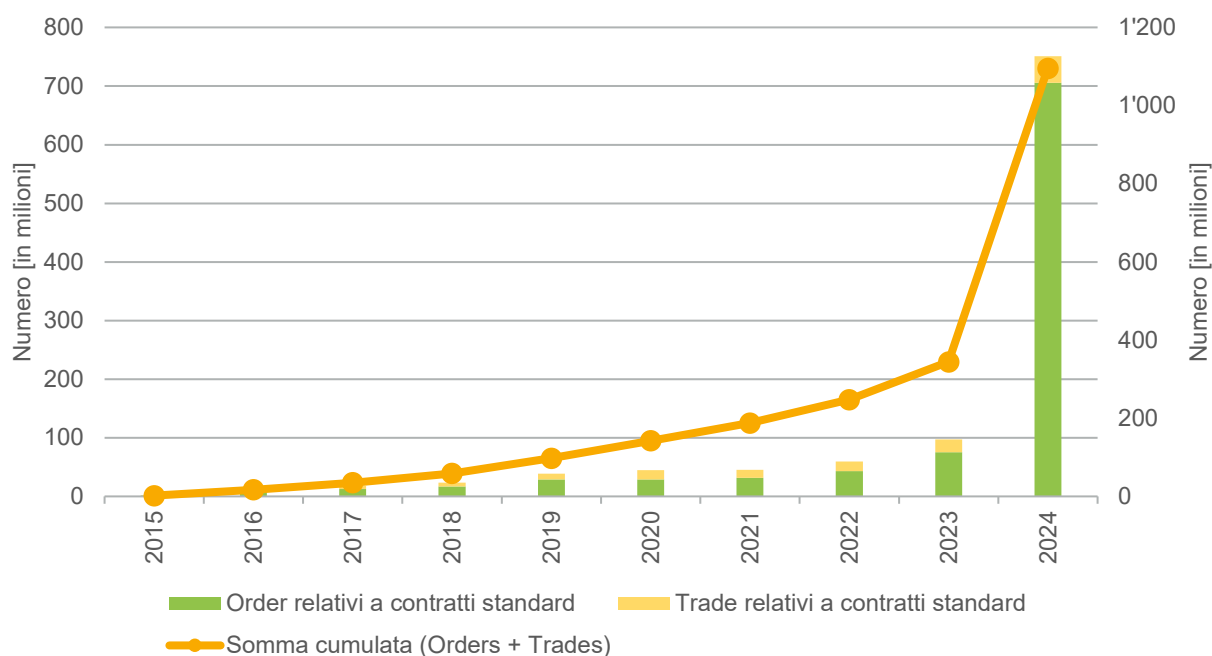


Figura 9: Evoluzione del numero di transazioni comunicate, orders e transactions (scala a sinistra), somma cumulata (scala a destra)

Questa evoluzione si osserva anche confrontando le operazioni a breve termine con le operazioni a termine nei contratti standard. Le opera-

zioni a breve termine hanno rappresentato il 95 per cento di tutti i contratti standard comunicati, rispetto all'84 per cento del 2023.

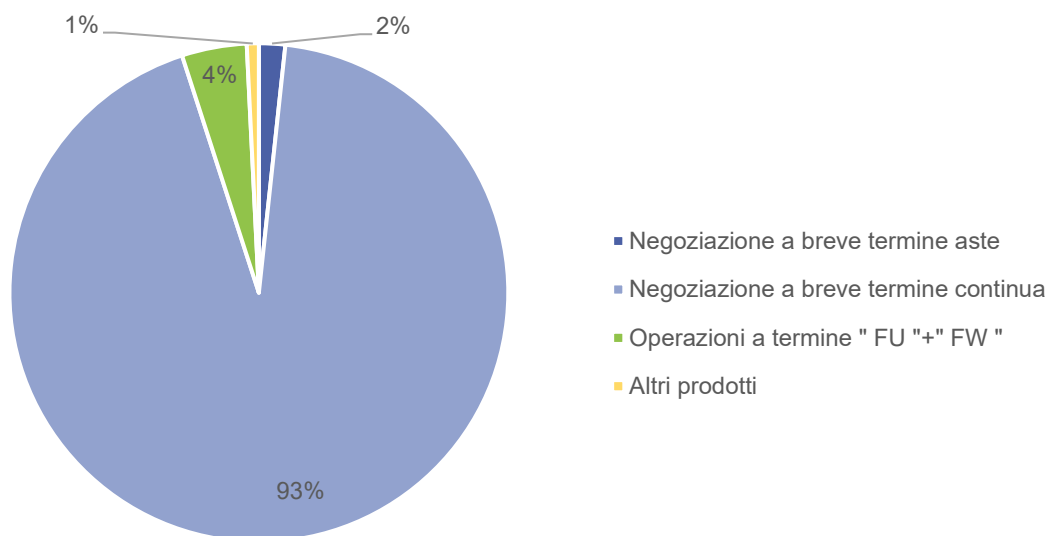


Figura 10: Ripartizione dei contratti standard secondo trading di breve termine e operazioni a termine

Anche nel 2024 i dati fondamentali hanno svolto un ruolo centrale nella stesura di diversi rapporti, tra cui il rapporto sulla sicurezza dell'approvvigionamento presentato all'Ufficio federale dell'energia (UFE) e i rapporti settimanali sui mercati spot e a termine. Queste pubblicazioni hanno in particolare lo scopo di aumentare la trasparenza per gli operatori del mercato per quanto riguarda la produzione e il consumo e di illustrare in modo comprensibile gli sviluppi del mercato.

La disponibilità di questi dati è importante per la qualità delle analisi e delle pubblicazioni della ElCom. Nel 2024 la quantità di dati fondamentali trasmessi è cresciuta solo leggermente, mentre il numero di informazioni privilegiate si è quintuplicato: Con circa 900.000 dati fondamentali in più e 37.000 segnalazioni di informazioni privilegiate in più rispetto al 2023, ciò corrisponde a un aumento del 20% e rispettivamente

del 539%. Questo aumento è il risultato di un backloading effettuato all'inizio dell'anno.

Per le attività di monitoraggio e sorveglianza, la sezione Sorveglianza del mercato della ElCom ricorre a un'ampia gamma di dati. Questi includono i prezzi di settlement per l'elettricità, il gas e il CO₂ di EEX ed EPEX SPOT, i prezzi del carbone di Refinitiv e le informazioni fornite dall'European Commodity Clearing (ECC) e dal Gestore Mercati Energetici (GME), utilizzate come riferimento per report e analisi.

Inoltre vengono utilizzati dati quali i livelli di riempimento dei bacini artificiali svizzeri, la disponibilità delle centrali elettriche nei Paesi limitrofi nonché informazioni provenienti da fonti pubbliche, ad esempio da Swiss Meteo. Esse integrano le attività di sorveglianza del mercato e forniscono un importante contributo alla qualità e all'attendibilità delle analisi allestite.

4.4 Analisi dell'evoluzione dei prezzi ad agosto 2022

Nel corso del 2022 sul mercato dell'energia elettrica si è registrato un aumento eccezionalmente forte dei prezzi dei prodotti a termine. Il 26 agosto 2022, con un prezzo finale di 1081 euro/MWh, il prodotto svizzero annuo baseload per il 2023 ha raggiunto un valore massimo assoluto.

Alla luce di questi andamenti eccezionali dei prezzi, la ElCom ha analizzato in questo periodo i livelli dei prezzi dell'energia elettrica in Svizzera sui prodotti a termine, al fine di stabilire se tali livelli di prezzo fossero giustificati o meno. Gli studi effettuati comprendono sia un'analisi fondamentale dei movimenti di mercato sia un'analisi delle corrispondenti operazioni commerciali degli operatori di mercato.

In tale contesto occorre tuttavia osservare che, in base all'articolo 26a^{bis} dell'Ordinanza sull'approvvigionamento elettrico (OAEI), alla ElCom

vengono riferite solo le transazioni effettuate da operatori di mercato svizzeri sui mercati europei. Le transazioni (trade e order) effettuate sul mercato svizzero non vengono comunicate alla ElCom, ad eccezione di quelle effettuate dalle tre maggiori imprese svizzere del settore dell'energia dall'entrata in vigore della legge federale sugli aiuti finanziari concessi a titolo sussidiario per salvare le imprese di rilevanza sistemica del settore dell'energia elettrica (LAiSE).

I dati raccolti hanno permesso di indagare il comportamento di queste imprese sui mercati nazionali ed esteri durante questo periodo – soprattutto nell'agosto 2022 – e di analizzare gli effetti dell'aumento dei prezzi sulle loro strategie. Tale analisi permette anche di esaminare la problematica della volatilità dei prezzi in un mercato poco liquido come quello svizzero. Sono state prese in considerazione

soprattutto le attività degli operatori di mercato svizzeri sui diversi mercati future e forward, sia il comportamento di offerta che

le transazioni effettivamente completate. L'analisi sta per concludersi ed è oggetto di un rapporto che sarà pubblicato nel 2025.

4.5 Analisi dell'energia di regolazione secondaria

Il sensibile aumento dei prezzi dell'energia di regolazione secondaria (SRE), registrato dalla metà del 2022 e accentuatosi notevolmente a partire dalla primavera 2024, secondo le analisi della Segreteria tecnica della ElCom (di seguito: Segreteria tecnica) non è riconducibile a fattori fondamentali. È quindi ipotizzabile che per la SRE il meccanismo di mercato funzioni solo in modo incompleto.

La ElCom ha pertanto deciso di esaminare tutte le misure possibili. Come misura correttiva a breve termine, la Segreteria tecnica ha introdotto su base contrattuale un tetto massimo di prezzo differenziato e limitato nel tempo, che riguarda tuttavia solamente le offerte SRE vincolanti – ossia la SRE offerta in combinazione con la potenza di regolazione secondaria (SRL) – ed è pari a 1000 euro/MWh. L'accordo stipulato tra Swissgrid e i cosiddetti fornitori delle prestazioni di servizio relative al sistema (FPSS) entrerà in vigo-

re all'inizio di marzo e sarà valido fino alla fine del 2025. Il limite massimo di prezzo o di offerta è solo una misura correttiva temporanea e a breve termine; a medio e lungo termine sono necessarie misure alternative per organizzare il mercato della SRE in modo più efficiente e ridurre il fabbisogno di energia di compensazione e quindi di energia di regolazione.

L'energia di regolazione secondaria (SRE) viene acquistata dal gestore della rete di trasporto Swissgrid per compensare gli squilibri a breve termine nella rete elettrica, al fine di mantenere la stabilità del sistema. Ai sensi dell'articolo 20 capoverso 2 lettera b della legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI) e dell'articolo 22 capoverso 1 OAEl l'acquisto dell'energia e delle necessarie capacità deve avvenire attraverso una procedura orientata al mercato, trasparente e non discriminatoria. A questo scopo Swissgrid svolge gare d'appalto.

4.5.1 Situazione di partenza

Fino alla metà del 2022, la SRE acquistata da Swissgrid veniva indennizzata in modo forfettario sulla base di un sovrapprezzo o di una riduzione del 20 per cento sul prezzo di mercato spot; una gara d'appalto veniva svolta solamente per la potenza connessa (potenza di regolazione secondaria, SRL). In seguito al passaggio del regime d'acquisto svizzero a un design armonizzato previsto nell'UE («PICASSO») a metà del 2022, anche per la SRE è stato introdotto un modello basato sulle gare d'appalto, con cui viene indennizzata in base a corrispondenti prezzi di offerta individuali. Con questo passaggio a un diverso

regime d'acquisto i prezzi – come pure i corrispondenti sovrapprezzi e riduzioni dei prezzi di mercato spot – e quindi i costi della SRE sono aumentati sensibilmente. All'inizio dell'estate 2024 questo aumento dei prezzi della SRE si è accentuato notevolmente, attestandosi a un livello elevato. Le figure seguenti illustrano il rialzo dei prezzi di attivazione della SRE dalla metà del 2022, quando è stato modificato il regime d'acquisto, e il marcato aumento a partire dalla primavera/estate 2024. La figura 11 confronta i sovrapprezzi simulati della SRE rispetto al prezzo di mercato spot secondo il vecchio regime (quin-

di prezzo di mercato spot +20 %) con i sovrapprezzi effettivi sul prezzo di mercato spot pagati a partire da luglio 2022. La figura 12 illustra i relativi costi per l'acquisto della SRE, tenendo

conto delle quantità di energia prelevata (nota: a scopo illustrativo sono indicati solo i supplementi di costo per la SRE positiva (SRE+: immissione aggiuntiva) rispetto al prezzo di mercato spot).

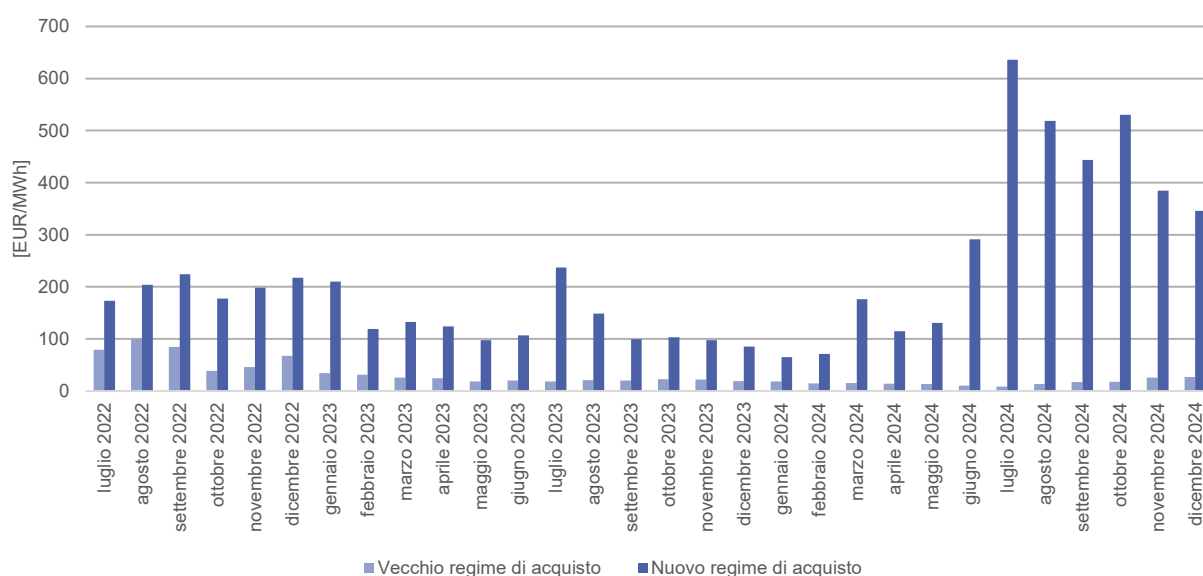


Figura 11: confronto dei prezzi medi mensili per i prelievi della SRE+ (come sovrapprezzi rispetto al prezzo di mercato spot in euro/MWh) in base ai sovrapprezzi effettivi nel regime d'acquisto attuale rispetto ai sovrapprezzi simulati nel precedente regime (prezzo di mercato spot +20 %).

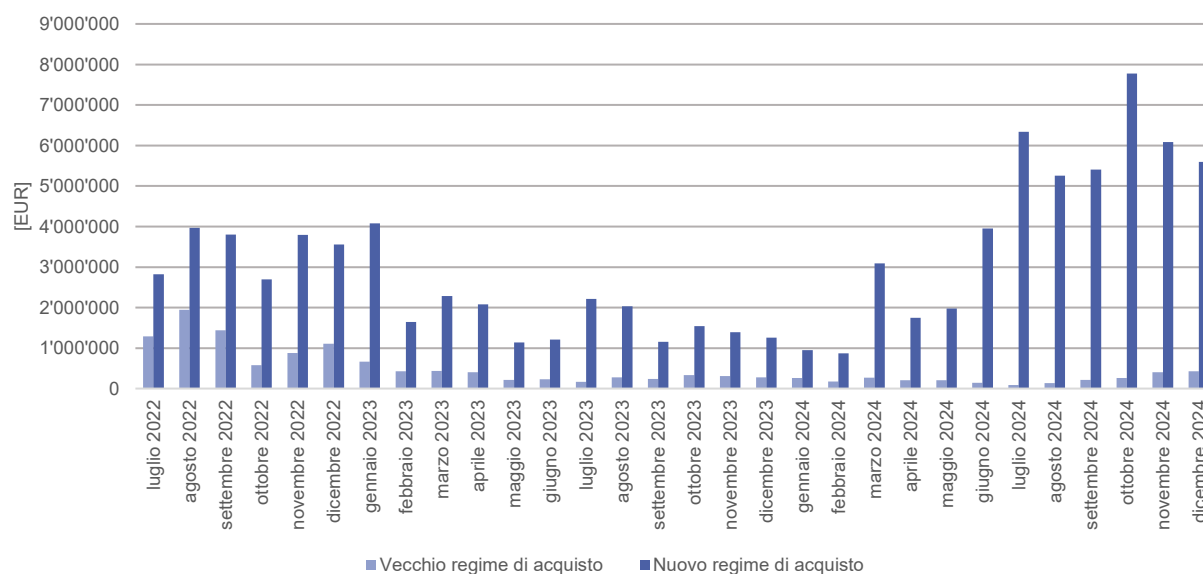


Figura 12: confronto dei costi mensili assoluti per l'attivazione della SRE+ (come sovrapprezzi sui costi secondo il prezzo di mercato spot in euro/MWh) in base al regime d'acquisto attuale rispetto ai costi simulati nel precedente regime d'acquisto.

L'andamento dei prezzi medi mensili delle offerte SRE è illustrato nella figura 13.

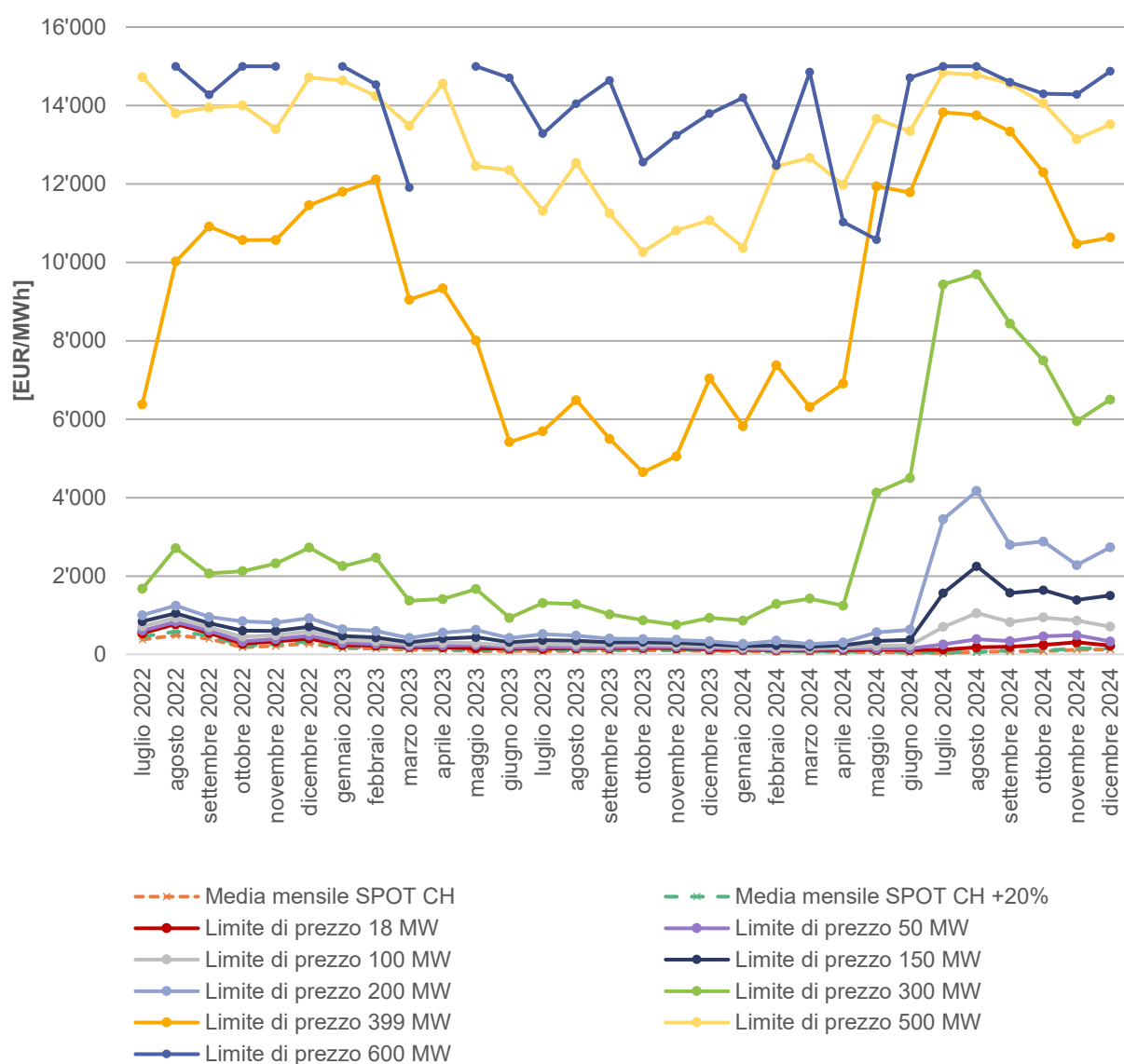


Figura 13: Limite di prezzo dell'offerta per SRE+ (fino a 600 MW).

Contemporaneamente, negli ultimi tempi è stato registrato un forte aumento degli squilibri nella zona di regolazione Svizzera, cosicché Swissgrid ha dovuto prelevare una maggiore quantità di energia di regolazione. Ciò ha comportato un ul-

teriore aumento dei costi della SRE a carico dei consumatori finali. In questo contesto, l'accentuazione degli squilibri potrebbe rappresentare un potenziale rischio di liquidità per gli operatori di mercato e compromettere la stabilità del mercato.

4.5.2 Procedura adottata dalla Segreteria tecnica

Grazie alla sua competenza generale per l'esecuzione della legislazione in materia di approvvigionamento elettrico e per la vigilanza sull'acquisto dell'energia di regolazione secondaria (SRE) e della potenza di regolazione secondaria (SRL), la ElCom può intervenire se, in base al risultato, l'acquisto non è orientato al mercato e quindi non è efficiente. A questo riguardo occorre considerare che i prezzi della SRE influenzano direttamente i prezzi dell'energia di compensazione e quindi, in ultima analisi, anche i prezzi dell'energia elettrica per i consumatori finali.

A seguito dell'aumento dei prezzi della SRE e dei sovrapprezzi sul prezzo di mercato spot, già all'inizio del 2023 la Segreteria tecnica ha ricevuto svariate richieste di informazioni; di conseguenza ha avviato delle analisi relative alla formazione dei prezzi della SRE. A seguito del marcato aumento dei prezzi a partire dall'inizio dell'estate 2024, sono state svolte ulteriori verifiche. La Segreteria tecnica è giunta alla conclusione che il significativo aumento dei sovrapprezzi della SRE rispetto al prezzo di mercato spot registrato

dalla metà del 2022 e, soprattutto, l'ulteriore aumento dei prezzi SRE dalla primavera 2024 non è riconducibile a fattori fondamentali. Si deve quindi presumere che per la SRE la concorrenza funzioni solo in modo incompleto e che il suo acquisto non produca risultati orientati al mercato. La Segreteria tecnica aveva pubblicato un [comunicato](#) in merito già il 31 ottobre 2024.

All'inizio di ottobre la Segreteria tecnica ha informato i FPSS in merito alle proprie analisi e ha presentato una proposta per una correzione a breve termine mediante l'introduzione su base contrattuale di un limite di prezzo (price cap) per la SRE. Ai FPSS è stato inoltre chiesto di prendere posizione per iscritto sulle possibili cause dell'aumento dei prezzi della SRE e di segnalare la loro disponibilità a implementare un limite di prezzo su base contrattuale con Swissgrid.

La Segreteria tecnica ha valutato i riscontri dei FPSS e – anche in base a questi – ha svolto ulteriori indagini, ricavandone poi un modello differenziato per la fissazione di un limite di prezzo della SRE.

4.5.3 Introduzione e struttura del limite di prezzo SRE

Il limite di prezzo SRE, di carattere temporaneo, è un intervento limitato e differenziato. Da un lato, riguarda solo i prezzi delle offerte per la fornitura di energia (SRE), ma non la potenza di regolazione secondaria (SRL) e la regolazione terziaria (TRL e TRE). Dall'altro, si applica soltanto a una parte delle offerte SRE, ossia alle cosiddette offerte vincolanti, che costituiscono la maggior parte delle offerte. Queste ultime hanno già ottenuto un'aggiudicazione per la potenza offerta (SRL) e i rispettivi FPSS sono tenuti a detenere l'energia corrispondente. I gestori delle centrali elettriche

coprono già sostanzialmente i loro costi di opportunità attraverso il compenso della SRL. Le cosiddette offerte facoltative (non vincolate a un premio della SRL) non sono invece interessate dall'introduzione del limite di prezzo.

Il limite di prezzo per le offerte SRE vincolanti è fissato a 1000 euro/MWh (finora 15 000 euro/MWh). Poiché l'implementazione tecnica ha richiesto un certo periodo di tempo, il limite di prezzo è entrato in vigore solo a partire dalla settimana 10 del 2025 (3 marzo 2025) e sarà in vigore fino alla fine della settimana 52 del 2025.

4.5.4 Attuazione del limite di prezzo e di offerta

Sulla base di questi parametri di riferimento, la Segreteria tecnica ha successivamente presentato ai FPSS per la firma l'accordo aggiuntivo a tempo determinato per l'introduzione di un limite di prezzo. Nel frattempo Swissgrid e tutti i FPSS, ad eccezione di un operatore di mercato, hanno sottoscritto il relativo accordo aggiuntivo, che è stato così stipulato. Per garantire la parità di trattamento e un acquisto efficiente e orientato al mercato della SRE, Swissgrid ha disdetto il contratto quadro con l'operatore che non ha sottoscritto l'accordo. Naturalmente quest'ultimo ha la possibilità di stipulare nuovamente – in qualsiasi momento – con Swissgrid un contratto quadro (incl. l'ac-

cordo aggiuntivo) per la partecipazione alla regolazione secondaria. La Segreteria tecnica ritiene l'introduzione di un limite di prezzo temporaneo e differenziato una misura necessaria e proporzionata. Una struttura così differenziata del limite di prezzo avrà presumibilmente un forte impatto sui costi della SRE, il che in ultima analisi alleggerirà i consumatori finali (soprattutto i clienti industriali). Viceversa, la differenziazione consente di ridurre al minimo eventuali rischi o distorsioni, poiché l'ammontare del prezzo della SRE generalmente non è limitato dal price cap. Inoltre, il limite di prezzo può essere adeguato in caso di oscillazioni straordinarie dei mercati.

4.5.5 Ulteriori misure necessarie

Secondo la Segreteria tecnica, l'introduzione di un limite di prezzo rappresenta una misura correttiva necessaria a breve termine e limitata nel tempo; a medio e lungo termine sono tuttavia necessarie ulteriori misure o provvedimenti alternativi per render più efficiente il mercato SRE e ridurre il fabbisogno di energia di regolazione.

Per migliorare l'efficienza del mercato della SRE occorre soprattutto semplificare l'accesso attraverso condizioni di partecipazione semplificate e processi più efficienti nonché aumentare la liquidità e l'intensità della concorrenza sul mercato. In questo contesto la ElCom verifica insieme all'UFE se siano necessarie e opportune modifi-

che del quadro giuridico, ad esempio in relazione alla partecipazione agevolata di fornitori alternativi di energia di regolazione negativa sul mercato della SRE. Le misure volte a migliorare la compensazione delle zone di regolazione consistono, tra l'altro, in un miglioramento della qualità dei dati e delle previsioni, ad esempio precisando o adeguando i processi per la gestione del bilancio oppure migliorando i meccanismi di incentivazione, ad esempio rielaborando il meccanismo dei prezzi dell'energia di compensazione. Quest'ultima situazione potrebbe verificarsi, ad esempio, attraverso una revisione del meccanismo dei prezzi dell'energia di compensazione.

4.6 Monitoraggio della liquidità secondo la LAiSE

Dall'introduzione della LAiSE nel 2022, le imprese di rilevanza sistemica trasmettono mensilmente i dati richiesti dall'articolo 19, ma in formati e con contenuti diversi. Le differenze derivano dai dati interni disponibili specifici delle imprese.

Le esperienze maturate dalla ElCom dimostrano che per migliorare ulteriormente l'esecuzione della LAiSE e il relativo monitoraggio della liquidità sono necessarie informazioni supplementari. Per questo motivo, soprattutto nel 2024 ha

condotto colloqui bilaterali nonché concertazioni con tutte le imprese di rilevanza sistemica interessate. L'obiettivo era raggiungere un accordo sui dati da trasmettere e promuovere la standardizzazione dei formati dei dati.

Nell'ottobre 2024 è stata raggiunta un'importante pietra miliare: le imprese di rilevanza sistemica hanno iniziato a fornire alla ElCom e

all'UFE i dati richiesti nella forma convenuta. Permangono tuttavia differenze nel contenuto dei dati trasmessi, che richiedono un'ulteriore armonizzazione e stabilizzazione.

La ElCom sta lavorando intensamente per integrare questi dati in un nuovo rapporto completo al fine di migliorare nel lungo periodo la trasparenza e l'efficienza nell'attuazione della LAiSE.

4.7 Prospettive di nuove condizioni quadro legali

La LAiSE, meglio nota come piano di salvataggio, è entrata in vigore il 1° ottobre 2022. Introdotta inizialmente per reagire agli aumenti estremi dei prezzi nell'estate 2022, resterà in vigore fino al 31 dicembre 2026. L'obiettivo è creare a partire dal 2027 una regolamentazione permanente e stabile, come chiesto dalla mozione Herzog 22.4132. Un elemento centrale della regolamentazione successiva è la legge federale sulla vigilanza e la trasparenza nei mercati dell'energia all'ingrosso, discussa in Parlamento. L'obiettivo è quello di aumentare la trasparenza nel commercio dell'energia, di migliorare la sorveglianza e quindi di rafforzare la stabilità del sistema nonché la sicurezza dell'approvvigionamento.

Da marzo a giugno 2024 il Consiglio federale ha indetto una procedura di consultazione sulle modifiche della LAEI volte a disciplinare i requisiti specifici per le imprese di rilevanza sistemica. In essa sono rielaborate le esigenze in materia di liquidità delle imprese di rilevanza sistemica, al fine di garantire un equilibrio tra l'efficacia delle prescrizioni, l'onere a carico delle imprese interessate e della ElCom e la praticabilità della vigilanza. Il progetto prevede inoltre obblighi concreti di informazione, come un rapporto periodico alla ElCom sulla liquidità, sul capitale proprio e sull'indebitamento, al fine di garantire trasparenza e tracciabilità.

4.8 Impatto di REMIT 2 sugli operatori di mercato svizzeri

Con l'entrata in vigore del Regolamento UE 2024/1106 dell'11 aprile 2024 (abbreviato in REMIT II) che modifica i regolamenti (UE) n. 1227/2011 (REMIT) e (UE) 2019/942, l'ACER ha introdotto innovazioni nella registrazione degli operatori di mercato, che si riflettono in gran parte nel Registro europeo degli operatori di mercato (CEREMP). Ciò richiede adeguamenti corrispondenti a livello di registrazione degli operatori di mercato con sede in Svizzera presso la ElCom: sono interessate ora soprat-

tutto le informazioni sulla negoziazione algoritmica e sull'accesso elettronico diretto (AED). Gli operatori del mercato interessati devono ora indicare se utilizzano o offrono tali servizi.

Nell'ambito dell'aggiornamento da parte della ElCom è inoltre obbligatorio l'inserimento sulla piattaforma per la pubblicazione delle informazioni privilegiate. Gli operatori di mercato svizzeri hanno ora l'obbligo imperativo di indicare su quale piattaforma pubblicano le loro informazioni

privilegiate. Di solito si tratta soprattutto di interruzioni non pianificate delle centrali elettriche.

Un'altra modifica del REMIT II prevede che gli operatori di mercato residenti o con sede in paesi terzi debbano designare un rappresentante in uno Stato membro dell'UE. Egli è autorizzato ad agire per conto dell'operatore di mercato al fine di garantire una cooperazione efficace e tempestiva con l'autorità di regolamentazione (ANR) interessata, nonché il rispetto delle decisioni e delle richieste di informazioni da parte di quest'ultima o dell'ACER. Questa regolamentazione riguarda tutti gli operatori di mercato con sede in Svizzera. Il rappresentante nel rispettivo Paese UE deve essere indicato nel tool di registrazione della ElCom.

Secondo REMIT II, d'ora in poi i mercati organizzati (OMP) o i terzi che agiscono a loro nome ai fini della rendicontazione dovranno comunicare direttamente all'ACER tutti i dati sulle negoziazioni. Per gli operatori di mercato con sede in Svizzera si tratta di una situazione particolare. In precedenza ricevevano dall'OMP i dati relativi alle loro attività nell'OMP e potevano quindi trasmetterli contemporaneamente

all'ACER e alla ElCom tramite il RRM di loro scelta. A seguito della modifica, per gli operatori di mercato svizzeri è ora impossibile adempiere i propri obblighi legali di comunicazione nei confronti della ElCom secondo l'articolo 26a^{bis} OAEl senza il sostegno degli OMP. La ElCom si è adoperata affinché gli OMP continuino a elaborare i dati soggetti all'obbligo di comunicazione con le stesse modalità, gli stessi tempi e lo stesso formato precedenti alla modifica della procedura e a metterli a disposizione degli operatori di mercato svizzeri come avveniva finora. Gli operatori di mercato organizzeranno autonomamente l'ulteriore trasmissione dei dati alla ElCom attraverso il loro RRM.

Gli OMP che stanno valutando la possibilità di offrire agli operatori di mercato svizzeri un servizio di rendicontazione diretta alla ElCom, supportano quest'ultima nel collegamento alla relativa infrastruttura.

Poiché le ordinanze di esecuzione, i cosiddetti «Implementing Act», per l'attuazione del REMIT II non sono ancora state elaborate e introdotte, si prevedono ulteriori modifiche e adeguamenti nel corso del 2025.

5 La sicurezza dell'approvvigionamento



La Svizzera viene anche considerata la «riserva idrica d'Europa». Una buona parte della produzione di energia elettrica nazionale proviene dalla forza idrica. L'immagine mostra il lago di Gelmer nel Berner Oberland.

5.1 Introduzione

Ai sensi della legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI, art. 22 cpv. 3 e 4), la ElCom è responsabile di sorvegliare la sicurezza dell'approvvigionamento. Qualora si prospetti una notevole minaccia a medio o lungo termine per la sicurezza dell'approvvigionamento indigeno, la ElCom propone al Consiglio federale provvedimenti secondo l'articolo 9 LAEI. Tali provvedimenti possono riguardare l'uso efficiente dell'elettricità, l'acquisto di energia elettrica o il rafforzamento e il potenziamento delle reti elettriche. La sicurezza dell'approvvigionamento è garantita quando in ogni momento è disponibile su tutta la rete la quantità

di energia elettrica desiderata, con la necessaria qualità e a prezzi adeguati.

Anche nell'anno in esame, come negli anni precedenti, la guerra in Ucraina ha influito negativamente sulla sicurezza dell'approvvigionamento. I livelli dei prezzi sul mercato dell'energia elettrica europeo e svizzero hanno quindi continuato a salire, mentre la situazione generale del mercato e dell'approvvigionamento è rimasta leggermente tesa. Per questo motivo la ElCom ha continuato a monitorare attentamente la situazione dell'approvvigionamento, anche nell'ambito del gruppo di lavoro sulla sicurezza dell'approvvigionamento.

5.2 Analisi retrospettiva dell'inverno 2023/2024

Dal 2022 le tensioni politiche scaturite dall'invasione russa dell'Ucraina, incluse le sanzioni nel settore dell'energia, hanno provocato distorsioni sui mercati (europei) dell'energia. I tagli alle

importazioni di energia dalla Russia dovuti alle sanzioni hanno provocato forti impennate dei prezzi e incertezze sui mercati dell'energia. In quest'ambito, in tutta Europa (anche in Svizze-

ra) sono stati adottati provvedimenti volti a garantire l'approvvigionamento energetico, in particolare in vista dei mesi invernali. Di seguito sono elencati i provvedimenti adottati e anche

implementati nel 2023/2024 per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento. L'elenco si concentra sui provvedimenti con partecipazione indiretta e diretta della ElCom.

5.3 Eventi di rilievo nel corso dell'anno

Il gruppo di lavoro sulla sicurezza dell'approvvigionamento, presieduto dalla ElCom, si è riunito anche durante tutta l'estate per monitorare da vicino la situazione dell'approvvigionamento di elettricità, che ha continuato a riflettersi anche nell'aumento del livello dei prezzi e nel conseguente andamento.

La situazione delle forniture di gas è stata buona, anche grazie agli importanti miglioramenti lungo le catene di fornitura del gas liquido e alla prevista riserva negli impianti di stoccaggio di gas dell'UE. Permangono tuttavia possibili incertezze nell'approvvigionamento di gas.

La normale operatività delle centrali nucleari svizzere e francesi ha contribuito in misura sostanziale a migliorare la situazione. Tuttavia, il persistere di temperature estive elevate può avere un impatto sull'esercizio delle centrali nucleari svizzere, per evitare che la temperatura dell'acqua dei fiumi raggiunga valori elevati, si rende necessaria una riduzione o un'interruzione della produzione. Nei mesi estivi la ElCom ha tenuto costantemente sotto controllo la situazione della centrale nucleare di Beznau. Tuttavia, a causa dell'andamento meteorologico, nell'anno in rassegna è stato necessario limitare la produzione solo per un breve periodo a seguito delle temperature.

Per potenziare l'approvvigionamento energetico in vista dell'inverno, nell'anno in rassegna sussisteva, oltre alla presenza di diverse riserve produttive (cfr. capitolo seguente), anche la possibilità di aumentare temporaneamente la tensione della linea Gemmi da 220 a 380 kV nella rete di trasporto. Questo provvedimento può tuttavia essere adottato soltanto in caso di urgenza estrema.

Se nel semestre invernale la Svizzera dovesse sostenere i Paesi limitrofi in caso di problemi di rete attraverso frequenti attivazioni di ridispacciamento positivo presso le centrali elettriche nazionali, ciò potrebbe ripercuotersi negativamente sul livello di stoccaggio in Svizzera. Tra ottobre e dicembre 2024 sono stati prodotti in Svizzera complessivamente circa 40 GWh (di cui 5 GWh il 16 dicembre 2024) a tale scopo (cfr. figura 21 capitolo 7.1). Questa energia, che corrisponde a circa un quarto del consumo giornaliero svizzero, è confluita direttamente all'estero. Il sistema di assistenza reciproca tra i Paesi limitrofi e i loro gestori delle reti di trasporto aumenta la resilienza del sistema elettrico della regione e, all'occorrenza, sostiene anche la Svizzera.

Già in passato si sono verificati forti squilibri nella zona di regolazione svizzera. Tuttavia, la tendenza è in aumento nel corso degli anni e si è nettamente accentuata nel 2024. Il 22 aprile 2024, ad esempio, un gran numero di gruppi di bilancio svizzeri disponeva, contemporaneamente, di una quantità di energia troppo bassa nei propri portafogli di bilancio, con un conseguente squilibrio nella zona di regolazione svizzera, che ha raggiunto i 1400 MW. Quel giorno, la produzione degli impianti fotovoltaici in tutta la Svizzera è stata significativamente inferiore al previsto. L'attivazione di un'elevata potenza di regolazione comporta anche il prelievo di energia di riserva molto costosa. Il costo del prelievo dell'energia di regolazione per quella giornata è stato di circa 7,1 milioni di franchi.¹

La figura 14² fornisce una panoramica delle tendenze a lungo termine degli squilibri. Emerge, in particolare, quanto segue: In primo luogo, si

è delineata una tendenza persistente nel lungo termine verso un numero sempre maggiore di squilibri, con distribuzioni sempre più piatte e ampie. In secondo luogo, gli eventi estremi sono particolarmente evidenti e hanno attirato l'attenzione dei media anche nel 2024, ma non cambiano di molto la valutazione di fondo secondo cui la tendenza a lungo termine può essere osservata anche senza questi eventi estremi. Tutti gli squilibri devono essere compensati mediante l'utilizzo di energia di regolazione (secondaria e terziaria), attraverso cooperazioni internazionali come la Frequency Containment

Reserve (FCR, regolazione primaria) e l'Imbalance Netting (progetto IGCC). Una prima chiara conseguenza dei forti squilibri è il maggior fabbisogno di riserve di regolazione e l'impiego di maggiori quantità di energia di regolazione.

1 In base al meccanismo attualmente valido, Swissgrid ha fatturato ai gruppi di bilancio circa 8,5 milioni di franchi per l'energia di compensazione. Conformemente alla LAEI, la differenza tra gli importi (1,4 mio. di fr.) viene inclusa nel calcolo delle tariffe di Swissgrid e serve a coprire i costi sostenuti, tra l'altro, per la predisposizione di potenza di regolazione da parte dei gestori delle centrali elettriche.

2 Essa mostra la distribuzione normale adattata ai dati di misurazione della zona di regolazione. Una posizione positiva significa che la zona di regolazione è long (vale a dire, che produce o importa più energia di quanta ne venga consumata o esportata); una posizione negativa significa invece che una zona è short.

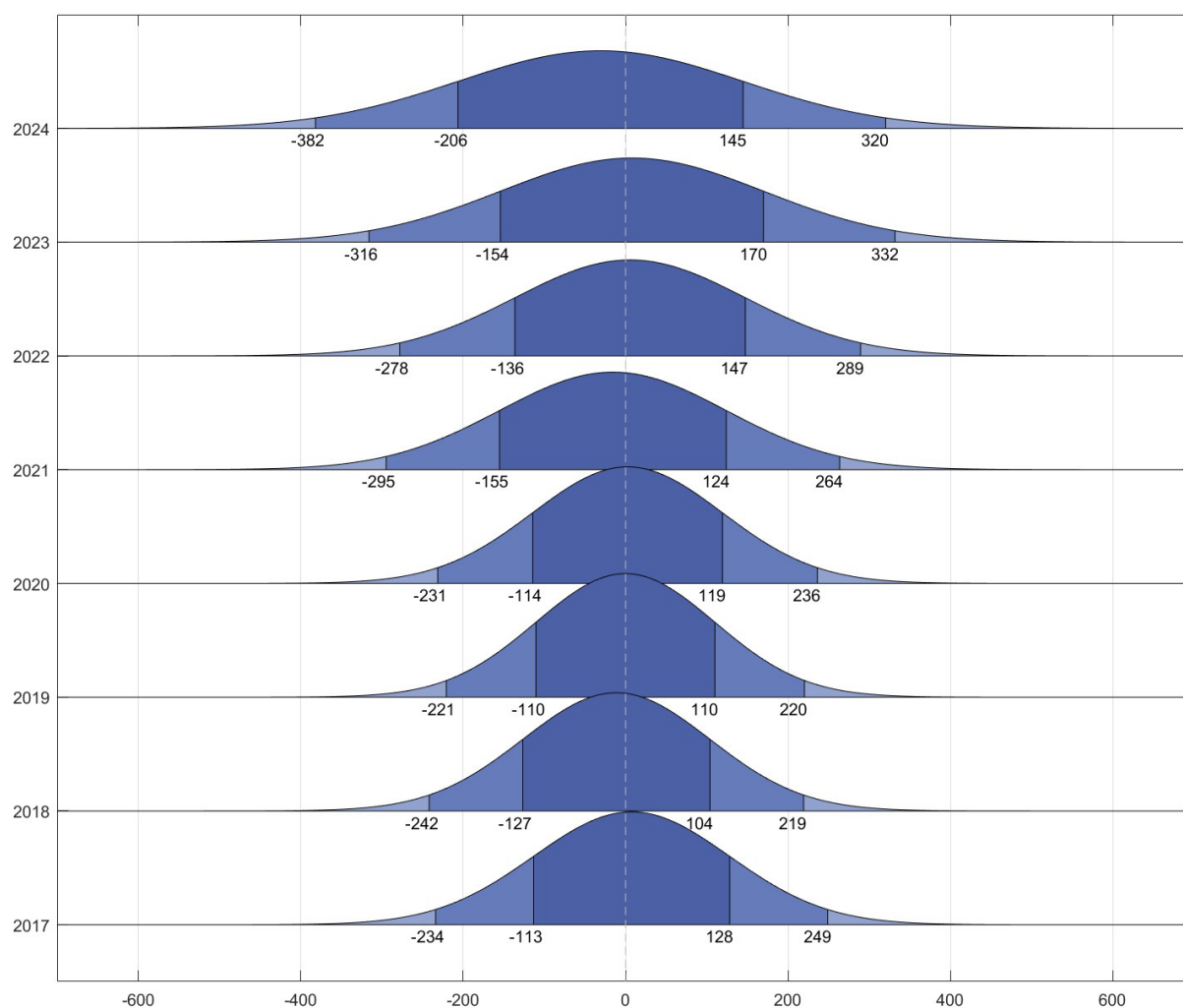


Figura 14: distribuzioni degli squilibri di sistema complessivi della zona di regolazione svizzera in MW. Le distribuzioni sono raffigurate in colori diversi a seconda dello scostamento standard (σ) e del doppio scostamento standard (2σ) rispetto alla distribuzione normale adattata.

Dall'analisi dei dati si possono estrapolare ulteriori osservazioni. Nel corso degli anni il valore medio si aggira attorno allo zero, cfr. tabella 2. Il

valore negativo relativamente grande per il 2024 ($\mu_{H1_2024} = -30,9$ MW) dovrebbe essere preso in considerazione e osservato ulteriormente.

		2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018	2017
Valore medio (μ)	MW	-30,9	7,9	5,6	-15,7	2,4	-0,3	-11,3	7,4
Deviazione standard (σ)	MW	175,5	161,9	141,9	139,6	116,9	110,2	115,3	120,7

Tabella 2: squilibri, valore medio e scostamento standard delle distribuzioni, espressi in MW.

5.4 Riserve

Per prevenire una carenza di energia elettrica in particolare verso la fine dell'inverno, il Consiglio federale aveva già predisposto per l'inverno 2022/2023, tra le altre cose, la costruzione di una centrale di riserva a Birr (AG), la messa a disposizione di altre centrali di riserva a Cornaux (NE) e Monthey (VS) nonché di gruppi elettrogeni di emergenza come riserve

complementari. Inoltre ha incaricato la ElCom di acquistare una riserva di energia idroelettrica. A questa misura non si è rinunciato nemmeno in vista dell'inverno 2023/2024 e 2024/2025. La ElCom ha disciplinato l'eventuale impiego delle riserve nelle [Istruzioni 5/2023](#) e [6/2024](#) relative all'ordine di prelievo delle centrali elettriche della riserva invernale.

5.4.1 Riserve di energia idroelettrica

Per l'inverno 2024/2025, con l'[Istruzione 5/2024](#) «Parametri per la costituzione di una riserva di energia idroelettrica nell'anno idrologico 2024/2025», la ElCom ha deciso l'acquisto di una riserva di energia idroelettrica di 300 GWh \pm 100 GWh per il periodo dal 1° febbraio 2025 al 12 maggio 2025. L'acquisto si è svolto nell'estate 2024 nell'ambito di tre bandi pubblici parziali scaglionati. La prima tornata si è conclusa con successo il 24 luglio 2024. Le offerte aggiudicatarie corrispondono a un totale di 63 GWh. Il costo della prima

tranche è stato di 3,3 milioni di euro. La seconda tornata per la riserva di energia idroelettrica si è conclusa il 14 agosto 2024. Altri 82 GWh sono stati aggiudicati per 5,6 milioni di euro. Nella terza e ultima tornata del bando pubblico del 28 agosto 2024 sono state aggiudicate offerte dell'ordine di 105 gigawattora (Gwh). Il costo di questa terza tranche è stato di ulteriori 7,6 milioni di euro. Il volume acquistato nelle tre tornate è stato di 250 GWh, per costi totale di 16,5 milioni di euro.

5.4.2 Riserve complementari

Le tre centrali di riserva dispongono di una potenza complessiva di 326 MW a disposizione per l'inverno 2024/2025. La ElCom ha accompagnato i relativi test a febbraio 2024 rivestendo un ruolo principale. Nel 2023/2024

sono stati inoltre stipulati contratti con gruppi elettrogeni di emergenza aggregati con una potenza di 266 MW, che sono disponibili anche in situazioni di emergenza per il prelievo secondo l'ordine di prelievo.

5.5 Prospettive future

Anche se nel corso dell'anno in rassegna i prezzi sono rimasti elevati, la sicurezza dell'approvvigionamento è stata garantita in ogni momento. Un'incognita difficilmente prevedibile rimane, come nell'anno in esame, l'eventuale escalation della situazione geopolitica connessa all'Ucraina. Un'eventuale carenza di gas o un'interruzione dell'approvvigionamento elettrico in tutta Europa avrebbe probabilmente ripercussioni negative sulla sicurezza dell'approvvigionamento elettrico in Svizzera.

Per la stima del fabbisogno finalizzata alla messa a gara di impianti sostitutivi nelle riserve complementari, oltre a una valutazione interna all'attenzione del Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni (DATEC), la ElCom ha commissionato e avviato anche un aggiornamento dello studio sulla system adequacy al fine di analizzare la sicurezza dell'approvvigionamento da parte di Swissgrid, i cui risultati sono attesi il 2025.

La ElCom ha affrontato il tema del forte squilibrio della zona di regolazione svizzera, in aumento nel corso degli anni (cfr. capitolo 5.3), sia con i responsabili dei gruppi di bilancio con punti di prelievo e Swissgrid, sia in due [comunicazioni](#) pubbliche sulla compensazione delle zone di regolazione e sull'urgente miglioramento della qualità dei dati.

A causa degli squilibri sono state introdotte diverse misure. La verifica del meccanismo dei prezzi dell'energia di compensazione è già ini-

ziata e Swissgrid sta dialogando con i responsabili dei gruppi di bilancio. Un'altra priorità è la disponibilità delle informazioni necessarie e la qualità dei dati di misurazione, che devono essere utilizzati non solo per il conteggio, ma anche per le previsioni di consumo e produzione dei gruppi di bilancio. Queste previsioni devono essere calcolate giornalmente e si basano, tra l'altro, su valori misurati in tempo reale e realistici. Riguardo allo scambio del gruppo di bilancio GRD, la ElCom ha già constatato che i requisiti legali relativi alla disgiunzione non costituiscono un ostacolo ad assicurare il necessario scambio di informazioni. Una verifica sistematica delle regole e dei processi tra i responsabili dei gruppi di bilancio, i sottogruppi di bilancio e i gestori della rete di distribuzione appare necessaria e opportuna. Infine, va menzionata l'ottimizzazione delle previsioni. Ciò avviene già oggi, tra l'altro, sulla base di dati meteorologici. Alla luce degli eventi del 2024 e in considerazione degli elevati tassi di ampliamento nel settore del fotovoltaico, occorre verificare in che modo i dati e le previsioni meteorologiche disponibili desunti dai modelli meteorologici numerici saranno integrati nelle previsioni di produzione. In particolare, tenere conto delle variazioni delle previsioni meteorologiche nei fine settimana rappresenta una misura che dovrebbe contribuire in modo significativo a migliorare la situazione.

La ElCom continuerà a monitorare le misure introdotte a titolo sussidiario dalle parti interessate. L'attenzione è rivolta all'ottimizzazione tempestiva dei processi esistenti.

5.6 Cybersicurezza

Le reti elettriche sono sempre più controllate e monitorate mediante tecnologie dell'informazione e della comunicazione intelligenti. Questi sistemi offrono ai gestori di rete maggiori possibilità di controllo e un esercizio più efficiente del sistema. Essi possono inoltre offrire nuovi servizi. Tuttavia, a causa di questa crescente interconnessione informatica aumenta anche il rischio che ciberincidenti intenzionali o involontari violino la disponibilità, l'integrità o la confidenzialità dei dati o che vengano distrutte installazioni tecniche. In casi estremi ciò può comportare un'interruzione di corrente su vasta scala con relativi danni conseguenti. La cibersecurity è quindi un elemento chiave per garantire un approvvigionamento elettrico sicuro.

Con l'entrata in vigore dell'articolo 8a LAEI e dell'articolo 5a dell'ordinanza sull'approvvigionamento elettrico (OAEI) i gestori di rete, i produttori, i gestori di impianti di stoccaggio e i prestatori di servizi (di seguito: imprese) devono tutelarsi adeguatamente dalle cyberminacce e soddisfare uno standard minimo. Ai sensi dell'articolo 22 capoverso 3 LAEI, la ElCom vigila sui mercati dell'energia elettrica in vista di garantire un approvvigionamento sicuro ed economicamente accettabile in tutte le regioni del Paese e di conseguenza anche sulla cibersecurity, come richiesto dalle nuove disposizioni legali. Questo comporta adeguamenti sia per le imprese interessate sia per la ElCom, che deve adeguare la vigilanza esercitata sinora sulle misure per la cibersecurity alle nuove disposizioni. A tal fine, in collaborazione con l'Ufficio federale della cibersecurity (UFCS) è stato sviluppato un piano di vigilanza basato sul rischio. Tale sistema è costituito da tre strumenti di vigilanza tra loro complementari (cfr. anche [Direttiva 1/2024 «Vigilanza sulla cibersecurity della ElCom»](#)): colloqui di sensibilizzazione, rilevamento «Monitoring Cyber» e audit. Per poter svolgere questi compiti estesi in modo mirato, nell'anno in rassegna la ElCom ha creato il nuo-

vo settore «Analisi dei dati e cibersecurity» all'interno della Segreteria tecnica.

La ElCom conduce colloqui di sensibilizzazione con le imprese necessarie per l'esercizio stabile del sistema. Questi colloqui si fondano su un questionario sviluppato in collaborazione con l'UFCS sulla base del Cybersecurity Framework del National Institute of Standards and Technology (NIST) e forniscono alla ElCom una panoramica della prassi in materia di cibersecurity applicata dalle imprese intervistate in loco. Nell'anno in esame la ElCom ha condotto colloqui con circa un terzo delle imprese; i restanti colloqui si svolgeranno nel 2025 ed è previsto che si svolgano con cadenza annuale. A complemento di ciò, ai fini della sorveglianza dello standard minimo, la ElCom ha sviluppato sul portale di eGovernment del DATEC il rilevamento «Monitoring Cyber» sotto forma di autovalutazione. Il rilevamento sarà effettuato a inizio 2025 e, contrariamente ai colloqui di sensibilizzazione, dovrà essere compilato da tutte le imprese. Per poter valutare l'evoluzione della maturità, anche questo rilevamento viene effettuato annualmente. Questi due strumenti sono integrati da audit. A tal fine, nel 2025 sarà elaborato un piano per acquisire presso imprese selezionate un quadro approfondito dell'attuazione tecnica delle misure di cibersecurity.

Inoltre, è richiesta alla ElCom un'attuazione efficiente e basata sui rischi dei documenti rilevanti. Secondo la Guida alla protezione delle infrastrutture critiche (PIC) dell'Ufficio federale della protezione della popolazione (UFPP), tra di essi si annoverano i documenti settoriali dell'Associazione delle aziende elettriche svizzere (AES) «ICT Continuity», «Handbuch Grundschutz für Operational Technology in der Stromversorgung» (Manuale sulla protezione di base per l'Operational Technology nell'approvvigionamento elettrico, in tedesco), «Leitfaden und Werkzeuge zur Steigerung der IKT-Resilienz in

der Strombranche» (Linee guida e strumenti per aumentare la resilienza delle TIC nel settore dell'energia, in tedesco) e «Richtlinien für die Datensicherheit von intelligenten Messsystemen» (Direttive per la sicurezza dei dati dei sistemi di misurazione intelligenti, in tedesco).

Nell'anno in esame la ElCom ha potenziato l'interconnessione internazionale nel settore della cibersicurezza. Questo è potuto avvenire trami-

te la partecipazione alle riunioni del Cybersecurity Workstream del Council of European Energy Regulators (CEER) e tramite l'organizzazione del Training on Cybersecurity del CEER. Nel quadro della legislazione europea, nel 2024 è entrato in vigore il Networkcode Cybersecurity (NCCS). In questo contesto, nel 2025 si tratterà in particolare di seguire gli accordi in materia tra Swissgrid e i gestori europei delle reti di trasporto (TSO) dei Paesi limitrofi.

5.7 Qualità dell'approvvigionamento

5.7.1 Disponibilità della rete

La qualità dell'approvvigionamento presuppone, tra i vari aspetti, anche la disponibilità della rete. A tal fine la ElCom si basa sugli usuali indicatori internazionali SAIDI (System Average Interruption Duration Index) e SAIFI (System Average Interruption Frequency Index). Il SAIDI quantifica la durata media delle interruzioni per consumatore finale, il SAIFI la frequenza media delle interruzioni per consumatore finale. Il calcolo del SAIDI e del SAIFI tiene conto di tutte le interruzioni non programmate superiori ai tre minuti, verificatesi in seguito a eventi naturali, errore umano, malfunzionamento o interventi esterni. Nel 2023 la durata media delle interruzioni non

programmate si è attestata a otto minuti per consumatore finale, con un miglioramento a livello nazionale di un minuto rispetto all'anno precedente. La frequenza media di un'interruzione non programmata è aumentata nel 2023 rispetto all'anno precedente, registrando in media 0,16 interruzioni per consumatore finale. La disponibilità della rete svizzera continua a essere eccellente. L'alta qualità dell'approvvigionamento in Svizzera trova conferma anche nel confronto internazionale: il «CEER 7th Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply», infatti, classifica il Paese tra quelli aventi la migliore qualità di approvvigionamento in Europa.

	2020	2021	2022	2023	2024 ¹	Unità
SAIDI	12	8	7	8	-	Minuti per consumatore finale
SAIFI	0,21	0,16	0,14	0,16	-	Minuti per consumatore finale

¹ Le cifre relative alla qualità dell'approvvigionamento nel 2024 saranno pubblicate a giugno 2025 e potranno essere visionate sul sito internet della ElCom.

Tabella 3: Andamento della qualità di approvvigionamento in Svizzera dal 2020 al 2024 (solo interruzioni non programmate)

5.7.2 Capacità d’importazione

Oltre alla disponibilità della rete, anche la capacità d’importazione disponibile è fondamentale per garantire la sicurezza di approvvigionamento in Svizzera. Allo stesso tempo il settore elettrico svizzero può operare sul mercato europeo e fare leva sulla propria competitività attraverso la capacità d’importazione ed esportazione.

La capacità di frontiera disponibile (Net Transfer Capacity, NTC, composta da Import NTC ed Export NTC) indica quanta capacità di trasporto sulle reti di interconnessione con i Paesi limitrofi può essere sfruttata per scambi commerciali di importazione o esportazione da parte di grossisti senza pregiudicare gli standard di sicurezza. Swissgrid ne stabilisce il valore per tutti e quattro i confini svizzeri, d’intesa con i gestori delle reti di trasporto dei Paesi vicini. La capacità d’im-

portazione e d’esportazione del Principato del Liechtenstein, che rientra nella zona di regolazione Svizzera, viene sommata alla capacità d’importazione e d’esportazione con l’Austria.

La tabella 4 fornisce un quadro dell’andamento medio delle capacità d’importazione disponibili su tutti i confini con i Paesi confinanti a nord e individualmente con ciascun Paese confinante. Su base oraria, la NTC può risultare più volatile rispetto ai valori che si riflettono nelle medie annuali per l’importazione e l’esportazione.

Considerato l’aumento delle sfide per la sicurezza della rete svizzera al confine settentrionale, tra il 2024 e il 2023 la capacità d’importazione è diminuita a causa di una minore capacità d’importazione da Francia e Germania.

IMPORT NTC (MW)	2020	2021	2022	2023	2024
Totale	6 982	6 562	6 838	6 297	6 105
di cui Paesi confinanti a nord (AT, DE, FR)	5 260	4 841	5 117	4 576	4 385
Francia	2 944	2 923	3 018	2 691	2 530
Germania	1 264	1 347	1 341	1 124	1 074
Austria	1 052	571	758	761	781
di cui Italia	1 722	1 721	1 721	1 722	1 720

Tabella 4: Capacità di importazione disponibile (NTC) della Svizzera dal 2020 al 2024 (medie annue delle NTC orarie; fonte: Swissgrid)

5.7.3 Capacità d'esportazione

Visti i flussi di transito elevati che attraversano la Svizzera da nord a sud, anche la capacità d’esportazione soprattutto verso l’Italia e la Francia, ma anche la Germania e l’Austria riveste un ruolo fondamentale per la sicurezza di approvvigionamento della Svizzera e dei suoi Paesi confinanti. L’entità di tale capacità d’esportazione verso l’Italia ha tra l’altro un impatto decisivo sullo sfruttamento della capacità d’importazio-

ne della Svizzera ai suoi confini settentrionali con la Francia, la Germania e l’Austria. Nel 2024 la capacità della Svizzera non ha raggiunto il livello del 2022/2023, a causa della minore capacità d’esportazione verso la Germania e, in misura minore, verso l’Italia. Essa è stata solo parzialmente compensata dal moderato aumento delle NTC per le esportazioni verso l’Austria e la Francia (cfr. tabella 5).

EXPORT NTC (MW)	2020	2021	2022	2023	2024
Totale	8 658	8 289	8 845	8 985	8 '584
di cui Paesi confinanti a nord (AT, DE, FR)	5 928	5 497	6 023	6 075	5 841
Francia	1 136	1 209	1 194	1 131	1 224
Germania	3 708	3 629	3 946	3 924	3 526
Austria	1 084	659	883	1 020	1 091
di cui Italia	2 730	2 792	2 821	2 910	2 743

Tabella 5: Andamento della capacità d'esportazione disponibile (NTC) della Svizzera 2020-2024 (medie annue delle NTC orarie; fonte Swissgrid)

5.8 Prestazioni di servizio relative al sistema

Per garantire un approvvigionamento elettrico sicuro, è necessario che vi siano sufficienti capacità per produrre energia elettrica nonché una rete di trasporto e distribuzione di dimensioni adeguate per portare l'energia al cliente finale. Poiché l'energia elettrica non può essere immagazzinata in rete, la quantità di elettricità immessa in rete deve corrispondere in ogni momento a quella prelevata. Nonostante le previsioni di produzione e consumo a cura dei fornitori energetici, non è possibile fare una pianificazione esatta e di conseguenza occorre costantemente compensare ogni scostamento.

Tale compensazione avviene in genere adattando la produzione elettrica al consumo effettivo. Affinché queste due variabili siano sempre allineate, occorrono centrali flessibili che consentano di regolare la propria produzione in modo particolarmente efficace. La potenza di regolazione approntata da tali impianti viene acquistata nell'ambito di una procedura orientata al mercato, i cui costi ven-

gono fatti ricadere sul cliente finale sotto forma di tariffa per le prestazioni di servizio relative al sistema (PSRS) generali. In essa vengono incorporate anche altre prestazioni di servizio necessarie al funzionamento sicuro della rete, come gestione del bilancio, capacità di partenza senza alimentazione di rete e capacità di servizio isolato, mantenimento della tensione o compensazione delle perdite attive. La potenza di regolazione rappresenta tuttavia la componente finanziariamente più significativa delle prestazioni di servizio relative al sistema. Nel corso dell'anno in rassegna, i costi della potenza di regolazione sono stati pari a circa 120 milioni di franchi, con un calo di 351 milioni di franchi rispetto all'anno precedente. Il forte aumento dei prezzi dell'energia elettrica sul mercato all'ingrosso nel 2022 svolge un ruolo fondamentale per i prezzi elevati degli anni 2022 e 2023. Il risultato annuale 2024 è inferiore ai costi annuali del 2021. La figura 15 illustra l'andamento dei costi della potenza di regolazione negli ultimi cinque anni.

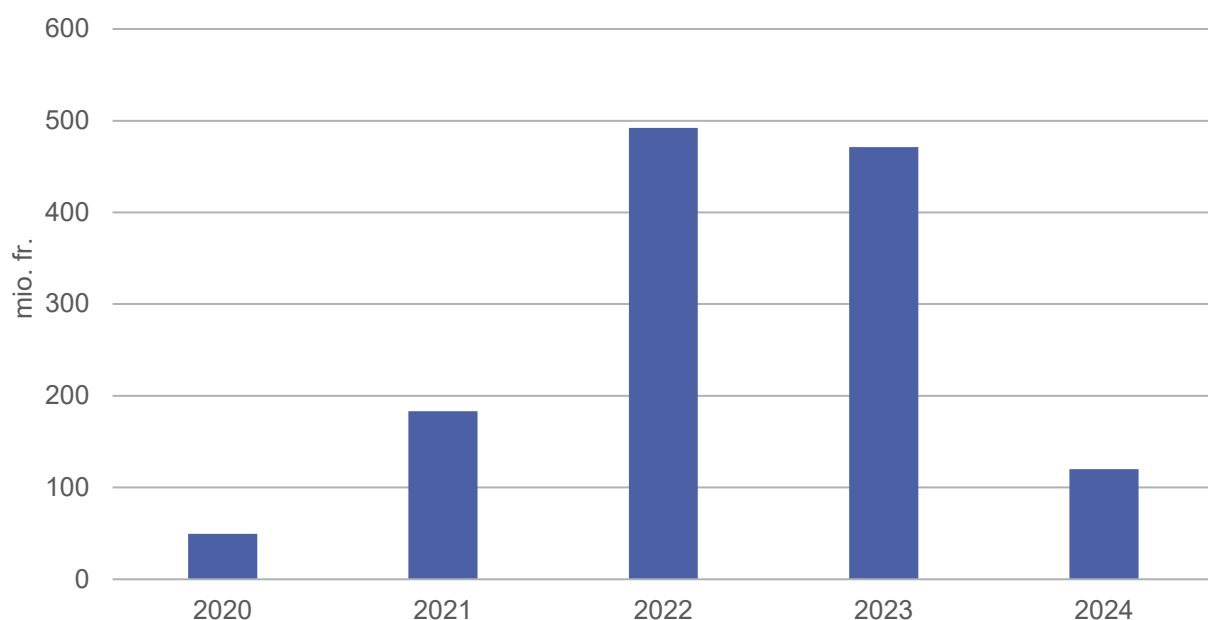


Figura 15: Andamento dei prezzi della potenza di regolazione dal 2020 al 2024

Grazie alla riserva di potenza di regolazione, Swissgrid dispone in qualsiasi momento di energia di regolazione sufficiente per stabilizzare la zona di regolazione. L'energia di regolazione, ossia l'impiego effettivo della riserva di regolazione, viene remunerata separatamente. Nel mercato dell'energia di regolazione secondaria, l'introduzione di PICASSO nel luglio 2022 è l'adeguamento più importante degli ultimi anni. Da un lato, questa transizione ha comportato alcuni vantaggi, come ad esempio la possibilità di disporre di un maggior numero di offerte di energia di regolazione rispetto a quelle legate alla messa in riserva della potenza. I risultati degli acquisti

secondo il nuovo sistema hanno però comportato un aumento dei costi d'acquisto che non può essere fondamentalmente giustificato e questo sta a indicare un meccanismo subottimale. Nell'anno in rassegna sono state necessarie sia misure a breve termine per contenere l'aumento dei costi dell'energia di compensazione, come il price cap (cfr. capitolo 4.5), sia altre misure importanti per aumentare a lungo termine la liquidità su questi mercati, che saranno perseguite nei prossimi anni. Le interfacce con il crescente fabbisogno di energia di regolazione dovuto alla complessa compensazione della zona di regolazione sono illustrate ai capitoli 5.2 e 5.5.

6 Le reti



La linea Bassecourt – Mühleberg attraversa per 45 chilometri i Cantoni del Giura e di Berna. Fin dal 1978 la tensione della linea è stata di 220 kV; alla fine di novembre 2023 è passata a 380 kV, in modo da garantire una migliore sicurezza della rete e dell'approvvigionamento elettrico in Svizzera.

6.1 Dati e cifre delle reti elettriche svizzere

Nell'ambito del reporting annuale sulla contabilità analitica, la ElCom effettua un rilevamento delle reti elettriche svizzere secondo le diverse classi di impianto: la rete elettrica svizzera (ossia l'insieme della rete di distribuzione e di trasporto) si estende su una lunghezza totale di ben 214 000 chilometri, corrispondente a quasi cinque volte e mezza la circonferenza terrestre. Di questi, il 71 per cento è rappresentato dalle reti di distribuzione locali (livello 7), mentre poco più del tre per cento dalla rete di trasporto nazionale (livello 1) di Swissgrid, con i suoi circa 6700 chilometri. I restanti chilometri sono ripartiti sui livelli a media tensione (livelli 3 e 5).¹

Il valore complessivo della rete elettrica svizzera è pari a circa 21,5 miliardi di franchi, di cui circa il 90 per cento è da attribuire alla rete di distribuzione. I 100 maggiori gestori di rete possiedono circa l'85 per cento del valore degli impianti dichiarati; di essi, i 10 maggiori gestori di rete in Svizzera, da soli, possiedono ben il 43 per cento del valore di tutti gli impianti. I circa 480 piccoli e micro gestori di rete detengono quindi soltanto una quota di poco meno del 15 per cento del valore degli impianti, più o meno la stessa di cinque anni fa.

¹ I gestori di rete trasmettono annualmente i propri dati il 31 agosto dell'anno successivo all'ultimo esercizio concluso. Le cifre riportate nel rapporto d'attività 2024 riflettono, quindi, i valori reali del 2023.

Categoria di impianti	2019	2020	2021	2022	2023	Unità
Tracciato tubazione AT (LR3), MT (LR5) e BT (LR7)	124 941	130 205	131 705	148 824	134 983	Km
Cavo interrato AT (LR3)	2 053	1 968	2 099	2 028	2 335	Km
Cavo interrato MT (LR5)	36 433	36 428	37 725	40 221	38 176	Km
Cavo interrato BT (LR7)	82 179	81 264	82 653	94 104	82'766	Km
Cavo d'allacciamento domestico BT (LR7)	58 891	59 108	62 518	68 285	63 103	Km
Linea aerea AT (LR3)	6 788	6 658	6 773	6 623	6 594	Km di linea
Linea aerea MT (LR5)	9 346	8 818	8 751	8 307	8 154	Km di linea
Linea aerea BT (LR7)	7 899	6 972	6 760	6 276	6 297	Km di linea
Sottocentrale LR2, LR3, LR4, LR5	825	823	862	833	854	Numero di
Trasformatore LR2	147	149	152	144	145	Numero di
Quadro di comando NE2 ¹	163	168	178	163	142	Numero di
Trasformatore NE3 ²	76	87	86	85	74	Numero di
Quadro di comando NE3 ¹	2 680	2 431	2 506	2 363	2 233	Numero di
Trasformatore LR4	1 153	1 143	1 186	1 133	1 152	Numero di
Quadro di comando NE4 ¹	2 929	2 246	2 333	2 230	2 292	Numero di
Trasformatore NE5 ²	74	77	74	77	61	Numero di
Quadro di comando NE5 ¹	39 486	39 411	40 068	40 516	39 650	Numero di
Stazione di trasformazione LR6	54 850	54 142	55 546	54 862	56 624	Numero di
Stazione di trasformazione su palo LR6	5 487	4 993	5 049	4 751	4 565	Numero di
Cabina di distribuzione cavi NS (LR7)	182 325	191 488	199 412	181 967	186 517	Numero di
Punti di misurazione (tutti i consumatori)	5 779 344	5 715 085	5 951 287	5 817 870	5 848 104	Numero di

1) Per quadri di comando s'intendono il quadro di comando a monte e a valle appartenenti al rispettivo livello di rete; fa eccezione il livello di rete 2, il cui quadro di comando a monte rientra nel livello di tensione 1 ai sensi dell'articolo 2 capoverso 2 OAEI.

2) Sebbene la trasformazione avvenga di solito sui livelli di rete pari, in alcuni casi può essere effettuata anche sui livelli di rete dispari, ad esempio per compensare serie di tensione diverse all'interno dello stesso livello di rete (ad es. su LR3 tra 110 e 50 kV).

Tabella 6: Impianti della rete elettrica svizzera; tutti i dati si basano su autodichiarazioni dei gestori di rete, eventuali salti negli anni sono eventualmente da ricondurre a errori di dichiarazione o di unità di misura.

La figura 16 mostra l'evoluzione delle componenti tariffarie dei costi di rete: per il 2023 i gestori della rete di distribuzione hanno dichiarato costi di rete pari complessivamente a quasi 5,5 miliardi di franchi, inclusi i tributi, le prestazioni e i supplementi sulla rete di trasporto.

La quota maggiore qui è rappresentata dai costi di rete: essi si basano sui costi di esercizio e del capitale di una rete sicura, performante ed efficiente, come sancito dalla legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI), e si compongono come segue: nella rete di distribuzione i costi di esercizio e del capitale rappresentano la componente più rilevante dei costi di rete, con una quota del 70 per cento, pari a poco meno di 3,8 miliardi di franchi. Di questo valore, i costi del capitale costituiscono ben 1,8 miliardi di franchi e i costi di esercizio costituiscono 2 miliardi di franchi su (rispettivamente 33 % e 37 %). Le imposte dirette ammontano a 73 milioni di franchi, ossia all'1,3 per cento.

Ai costi di rete si aggiungono appena 1,6 miliardi di franchi di tributi pubblici: tributi e prestazioni agli enti pubblici, incluse concessioni per ben 425 milioni di franchi, ossia il 7,8 per cento, nonché poco meno di 1,2 miliardi di franchi ossia il 21,3 per cento, di supplementi sulla rete di trasporto per promuovere la produzione di elettricità da energie rinnovabili e per il risanamento delle acque conformemente all'articolo 35 della legge sull'energia (Lene).

Non sono inclusi, invece, i costi a monte sostenuti dai singoli gestori di rete poiché, essendo registrati come proventi dai rispettivi operatori a monte, rappresentano una posizione complessivamente neutra. Negli ultimi cinque anni, dopo le crescite regolari fino al 2018, la quota dei tributi e delle prestazioni (incluso il supplemento rete di cui all'art. 35 LEna) è rimasta praticamente immutata rispetto all'anno precedente, attestandosi all'1 per cento nel 2023 (cfr. fig. 16, Imposte dirette).

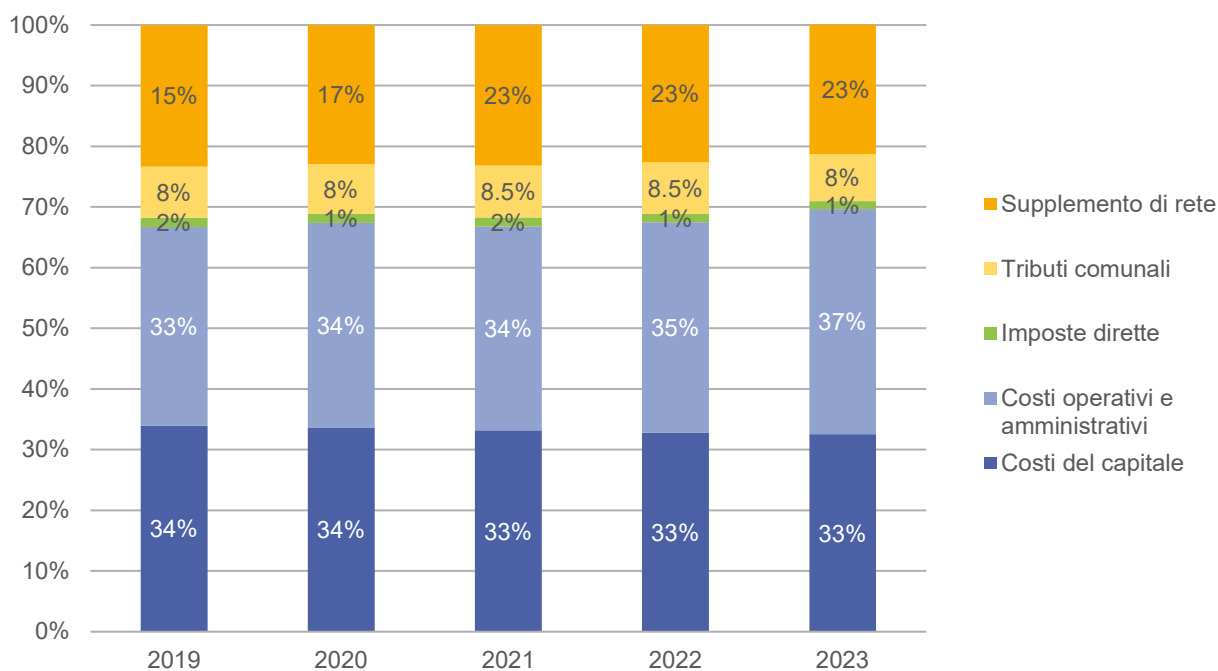


Figura 16: Composizione dei costi della rete di distribuzione dal 2019 al 2023.

Nel suo rapporto di gestione 2023 Swissgrid dichiara costi di utilizzazione della rete per 492 milioni di franchi, costi per le prestazioni di servizio relative al sistema (PSRS) per circa 684 milioni di franchi, nonché, di recente, costi per la riserva di energia elettrica pari a 8,2 milioni di franchi. Per quanto riguarda i SDL, hanno inciso in particolare i prezzi elevati dell'energia a partire dal 2022 (cfr. Capitolo 5.8). I costi previsti e incorporati nelle tariffe nella primavera del 2022 per il 2023 erano nettamente inferiori, cosicché per il 2023 si è generata una notevole sottocopertura, che ha ora un ulteriore effetto di aumento delle tariffe. Se al totale di questi costi della rete di trasporto, pari a poco meno di 1,2

miliardi di franchi, si sommano i costi della rete di distribuzione, pari a poco più di 5,5 miliardi di franchi, si ottiene un importo complessivo dei costi della rete elettrica svizzera pari a quasi 6,7 miliardi di franchi. Come questi si ripartiscano tra i singoli livelli di rete (LR) è illustrato nella figura 17. La rete di distribuzione locale (LR7) assorbe ben la metà dei costi, con circa 3,1 miliardi di franchi, mentre un ulteriore quinto scarso di essi è causato dal LR5, con poco meno di 1,2 miliardi di franchi. Alla rete ad alta tensione gestita da Swissgrid (LR1 utilizzazione della rete più LR1 PSRS e ora anche la riserva di energia elettrica) è imputata una quota del 18 per cento dei costi totali sostenuti per la rete elettrica svizzera.

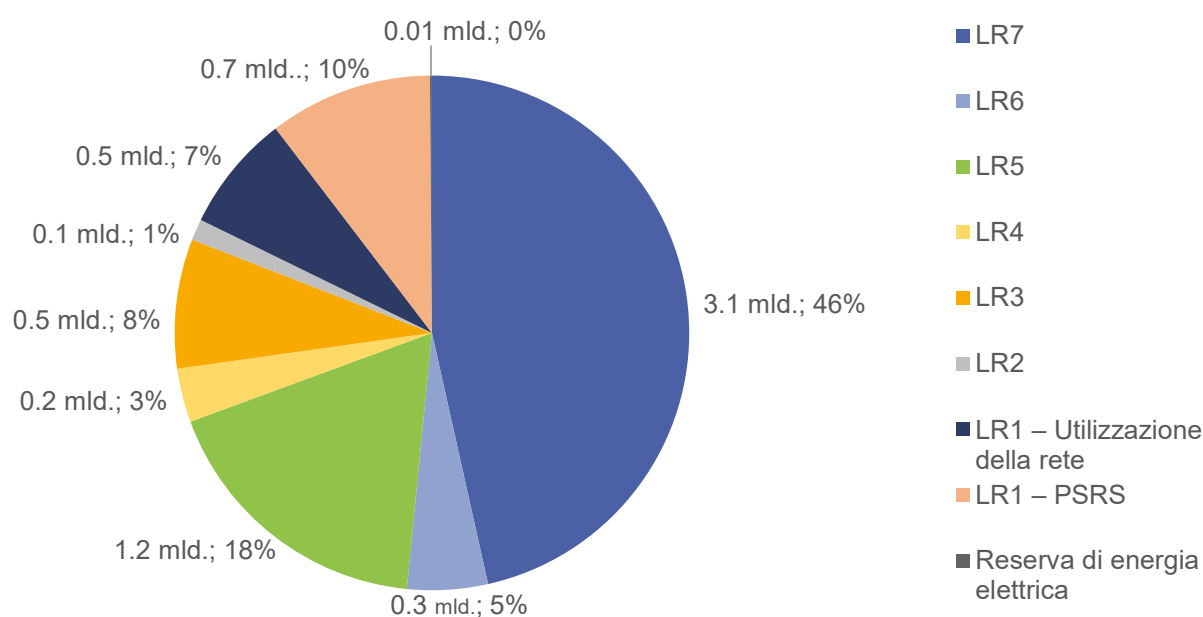


Figura 17: Costi in miliardi di franchi svizzeri e in percentuale della rete elettrica svizzera (inclusi tributi e prestazioni nonché supplementi sulla rete di trasporto), suddivisi tra rete di trasporto (LR1) e rete di distribuzione (LR2–7), 2023.

6.2 Potenziamento e pianificazione della rete

6.2.1 Pianificazione pluriennale relativa alla rete di trasporto

Secondo l'articolo 9a LAEI, l'Ufficio federale dell'energia (UFE) elabora uno scenario di riferimento finalizzato alla pianificazione delle reti di trasporto e delle reti di distribuzione ad alta tensione. A tale scopo si deve tenere conto degli obiettivi di politica energetica della Confederazione, dei dati economici globali e del contesto internazionale. Per l'elaborazione dello scenario di riferimento, l'UFE coinvolge in maniera adeguata i Cantoni, la società nazionale di rete (Swissgrid), i restanti gestori di rete e altri interessati. Secondo l'articolo 5a dell'ordinanza sull'approvvigionamento elettrico (OAEI), lo scenario di riferimento è riesaminato ed eventualmente aggiornato ogni quattro anni. Nella sua seduta del 23 novembre 2022 il Consiglio federale ha approvato lo scenario di riferimento 2030/2040.

Ai sensi dell'art. 9d LAEI, Swissgrid sottopone il proprio piano pluriennale alla ElCom per verifica entro nove mesi dall'approvazione da parte del Consiglio federale dell'ultimo scenario di riferimento. Il contenuto della pianificazione pluriennale è descritto nell'articolo 6a OAEI. Il primo piano pluriennale di questo tipo è stato presentato da Swissgrid nel 2024. I risultati saranno pubblicati nel 2026.

L'attuale pianificazione pluriennale di Swissgrid si basa sul rapporto sulla rete strategica 2025, completato all'inizio del 2015, che consente una pianificazione coordinata della rete di trasporto in tutta la Svizzera e soddisfa sostanzialmente i requisiti della LAEI (art. 8 cpv. 2, art. 20 cpv. 2 lett. a). Per la ElCom si tratta di una pietra miliare importante. Il rapporto può altresì contribuire a migliorare il coordinamento internazionale dell'utilizzazione e del finanziamento della rete. È degno di nota il fatto che alcuni dei progetti in esso contenuti non sono ancora stati attuati. Le ragioni sono diverse e complesse. Nei progetti di linee da realizzare vi contribuiscono, ad esempio, l'ampia considerazione e ponderazione di numerosi aspetti ambientali, procedure di autorizzazione lunghe e articolate in più fasi nonché verifiche giudiziarie. L'entità degli investimenti per l'ampliamento e la manutenzione della rete appare plausibile. Questa pianificazione permetterà di mantenere nel tempo il valore della rete di trasporto. In linea di principio, il rapporto sulla rete strategica del 2025 soddisfa il criterio dell'equilibrio degli investimenti (art. 22 cpv. 3 LAEI).

6.2.2 Manutenzione e sostituzione della rete di trasporto

La rete di trasmissione di Swissgrid comprende circa 12.000 strutture portanti, di cui oltre il 60% ha un'età compresa tra i 50 e gli 80 anni. Considerando la durata di utilizzo riconosciuta nel settore di 80 anni delle strutture portanti e il loro stato, Swissgrid prevede nei prossimi 20-30 anni un fabbisogno di rinnovo maggiore. Ciò fa lievitare il numero di progetti di linee elettriche e delle relative procedure. Queste procedure richiedono spesso molto tempo e risorse, motivo per cui i progetti di manutenzione e sostituzione necessari per un funzionamento affidabile e sicuro della rete subiscono spesso ritardi. La El-

Com segue la questione da vicino nell'ambito del suo compito di verifica dello stato e della manutenzione della rete di trasporto.

Attualmente sono in corso consultazioni in merito alle modifiche della legge sugli impianti elettrici e della relativa ordinanza al fine di accelerare le procedure di trasformazione e potenziamento delle reti elettriche. Pur apprezzando e sostenendo questi sforzi, la ElCom nutre seri dubbi sul fatto che la procedura e le misure proposte permettano effettivamente di raggiungere l'accelerazione auspicata.

6.2.3 Partecipazione ai procedimenti PSE e PAP

Nell'ambito delle procedure per il Piano settoriale Elettrodotti (PSE) e delle procedure di approvazione dei piani (PAP), la ElCom verifica il rispetto dei criteri per una rete sicura, performante ed efficiente ai sensi della LAEL. Nel 2024 la ElCom ha preso parte, nell'ambito dei compiti conferitile dalla legge, al gruppo di accompagnamento istituito per le seguenti procedure PSE: All'Acqua –

Magadino, Vallemaggia, (PSE 109), Marmorera – Tinzen (PSE 701.1), Innertkirchen – Mettlen (PSE 202), Flumenthal – Froloo (PSE 900). Le prime due procedure si sono concluse nel dicembre 2024 con la definizione da parte del Consiglio federale del corridoio del tracciato. Su diversi progetti, inoltre, la ElCom ha formulato vari pareri nell'ambito delle procedure di approvazione dei piani.

6.3 Investimenti nell'infrastruttura di rete

Nell'ambito dei propri compiti di vigilanza, la ElCom verifica che gli investimenti effettuati

siano sufficienti a mantenere la rete elettrica in buono stato.

6.3.1 Investimenti nella rete di trasmissione

Il volume effettivo degli investimenti operati sulla rete di trasporto nel corso del 2023 è stato di 220,6 milioni di franchi. Negli anni

tra il 2019 e il 2023 gli investimenti annui nella rete di trasporto sono stati pari, in media, a 173,4 milioni di franchi.

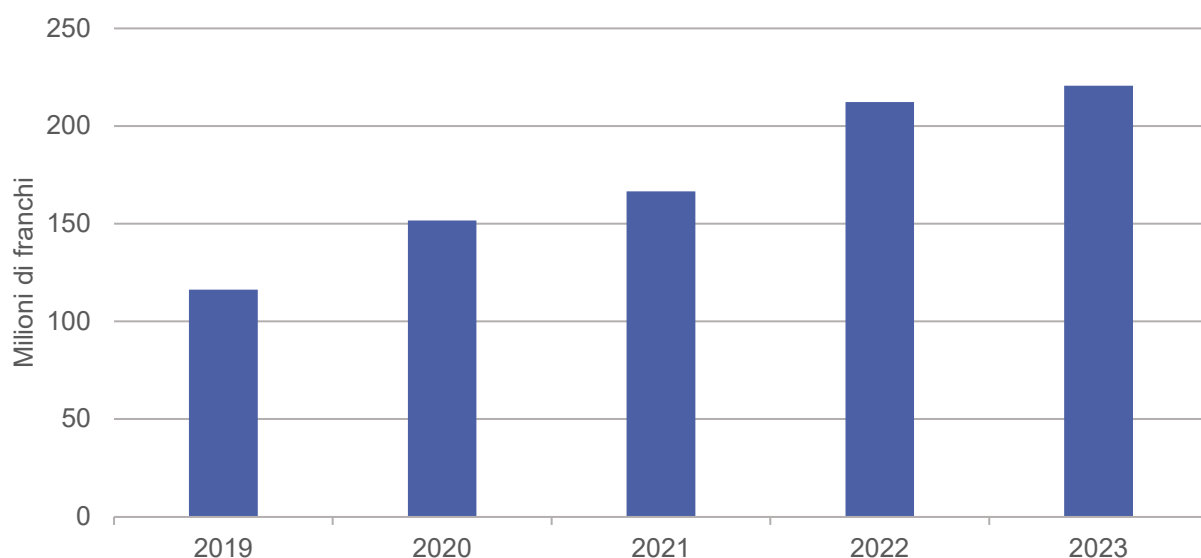


Figura 18: Investimenti nella rete di trasporto dal 2019 al 2023.

6.3.2 Investimenti nella rete di distribuzione

Negli ultimi cinque anni rilevati i gestori della rete di distribuzione hanno investito annualmente tra 1,4 e 1,6 miliardi di franchi (cfr. Figura 19). A questi si contrappongono ammortamenti dell'ordine del 60 per cento di questi valori, che

portano a un'eccedenza di investimenti di circa 0,6 miliardi di franchi all'anno. Considerato che i valori reali sono in gran parte di lunga durata, l'andamento è naturalmente stabile.

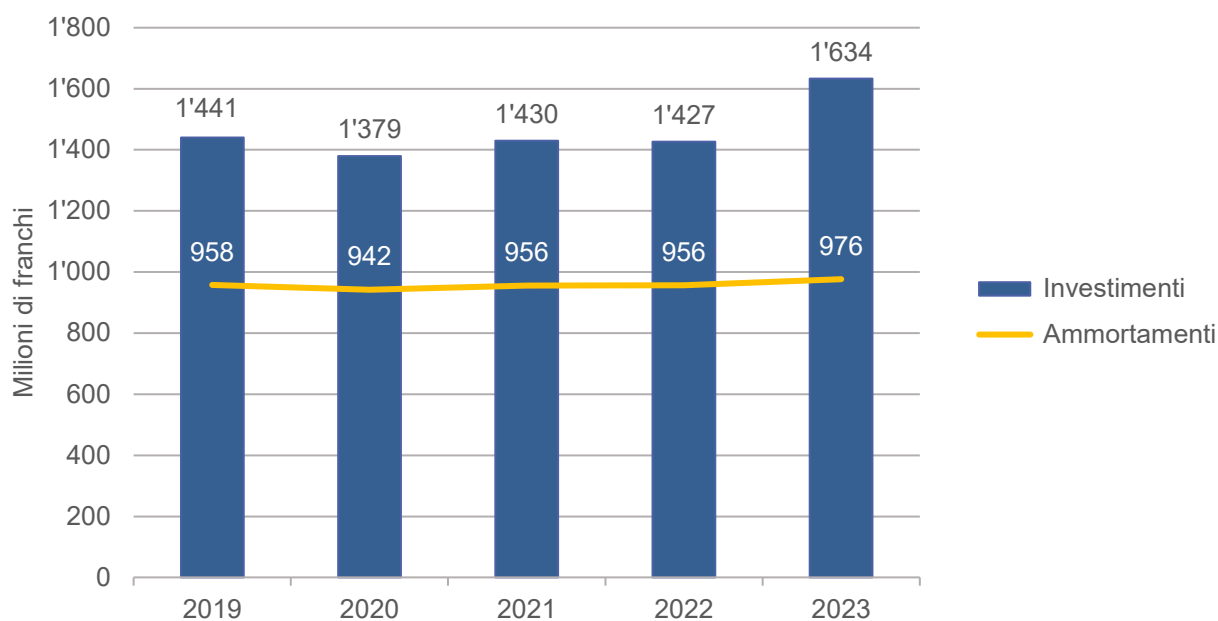


Figura 19: Andamento degli investimenti e degli ammortamenti nella rete di distribuzione dal 2019 al 2023.

I carichi nella rete di distribuzione dovrebbero aumentare. I fattori trainanti dell'offerta sono, ad esempio, il potenziamento della produzione di energia elettrica da fotovoltaico, per quanto riguarda la domanda l'aumento della mobilità elettrica e delle pompe di calore e, per quanto riguarda il management, il numero crescente di operatori nello stesso comprensorio. L'UFE ha calcolato, a seconda dello scenario, per il 2022 il fabbisogno d'investimento reale compreso tra 45 e 84 miliardi di franchi.¹

I valori d'investimento regolamentari (ad es. i chilometri di linea) sono in costante aumento. Essi da soli non sono tuttavia sufficienti a considerare sufficiente l'incremento, poiché, ad esempio, i potenziamenti della rete sono finanziati da terzi. Ciononostante, anche vista l'affidabilità delle reti elettriche svizzere, la ElCom ritiene che attualmente gli investimenti nella rete di distribuzione siano sufficienti.

¹ Cfr. rapporto UFE «Impatto di un'ampia elettrificazione e di un massiccio forte potenziamento delle energie rinnovabili sulle reti elettriche di distribuzione svizzere» del novembre 2022 (disponibile in tedesco)

6.3.3 Tasso d'interesse calcolatorio WACC Rete

Secondo l'articolo 13 capoverso 3 lettera b dell'ordinanza del 14 marzo 2008 sull'approvvigionamento elettrico (OAEI; RS 734.71), il tasso d'interesse calcolatorio per detti beni patrimoniali necessari all'esercizio (WACC) corrisponde al tasso dei costi medi del capitale investito.

La rete WACC¹ si compone, come è stato finora, di due elementi: da un lato il costo ponderato del capitale proprio (nella misura della quota di capitale proprio rispetto al capitale complessivo) e, dall'altro, il costo ponderato del capitale di terzi (ponderato nella misura della quota di capitale di terzi rispetto al capitale complessivo).

Per l'anno tariffario 2026, nell'ambito della revisione dell'OAEI, l'UFE ha apportato modifiche all'attuale calcolo del WACC per la rete di trasporto e di distribuzione, nell'ambito di una procedura di consultazione nell'ambito di una consultazione degli uffici. La ElCom ha potuto esprimersi in merito alle modifiche previste nell'ambito della collaborazione. Come risulta dai rapporti d'attività degli anni precedenti, la ElCom criticava già da anni il calcolo del WACC, ritenendolo troppo elevato il WACC che ne risultava.

La procedura di consultazione concernente la revisione dell'OAEI (rimunerazione del capitale versato nella rete elettrica e negli impianti per la produzione di energia elettrica alimentata a partire da energie rinnovabili beneficiari di contributi di promozione) è stata avviata il 14 giugno 2024 e il termine scade il 4 ottobre 2024. Il 2 luglio 2024 la ElCom ha inoltrato una Presa di posizione. A tal fine ha presentato le seguenti proposte in merito al progetto di ordinanza: Per determinare il rischio aziendale assoggettato, il tasso d'interesse sul capitale proprio si basa sul beta «unlevered», costituito da un gruppo peer dei gestori europei delle reti di trasporto e di distribuzione. In passato la ElCom ha più volte segnalato che in questo caso

il rischio aziendale per i gestori delle reti elettriche svizzere è ritenuto troppo elevato. Ne consegue che anche il WACC è troppo elevato. Ha accolto con favore il fatto che nel progetto di ordinanza sia stato prospettato un adeguamento del gruppo peer, in modo da rispecchiare meglio i rischi dei gestori delle reti elettriche svizzere. D'ora in poi l'attenzione sarà rivolta ai gestori europei delle reti di trasmissione (TSO). Il suo beta «unlevered» ha finora avuto un valore leggermente inferiore rispetto a quello dell'attuale gruppo peer nel suo insieme. Ciò potrebbe essere dovuto al fatto che, a causa dell'esiguo numero di TSO (di norma un TSO per Paese), nella pratica gli strumenti della regolamentazione degli incentivi sono applicati in modo meno efficace rispetto ai gestori della rete di distribuzione, tanto più che mancano valori comparabili. In questo senso, un gruppo peer così modificato potrebbe riflettere piuttosto i rischi aziendali dei gestori delle reti elettriche svizzere, che sono regolati in base ai loro costi (la cosiddetta regolamentazione Cost+).

La ElCom ha tuttavia precisato che anche concentrandosi sui TSO il beta unlevered derivato può continuare a subire distorsioni dai rischi legati alla regolamentazione degli incentivi. Vi è inoltre il rischio che vi siano troppo pochi TSO per costituire un gruppo peer significativo. La ElCom ha pertanto proposto che, in linea di principio, possano essere integrati anche gestori della rete di distribuzione, a condizione che si tenga conto della specifica prassi di regolazione sulla base della loro vicinanza alla regolamentazione basata sui costi (ad es. numero di periodi di regolazione) e che si proceda a una ponderazione in base al modello operativo (percentuale di attività di terzi con rischi più elevati).

Per determinare il premio generale per i rischi di mercato, il cosiddetto approccio TMR (Total Market Return) sostituisce inoltre il precedente

metodo ERP (Equity Risk Premium) utilizzato nell'avamprogetto di ordinanza. L'effetto positivo di questo passaggio è la rinuncia al limite tecnico, massimo e minimo, finora applicato per il tasso d'interesse esente da rischi per il capitale proprio. La ElCom ha accolto con favore questa scelta, in quanto durante il perdurare di bassi tassi d'interesse negli scorsi anni il limite inferiore ha fatto sì che il WACC fosse sistematicamente troppo elevato. In generale, tuttavia, la ElCom ha criticato la limitata base economica dell'approccio TMR e ha chiesto di mantenere l'attuale metodo ERP. Ciò, a condizione che vengano eliminati i limiti tecnici per il tasso d'interesse esente da rischi indipendentemente dal

metodo scelto. Infine, la ElCom ha chiesto che l'ammontare del supplemento per i costi di emissione e d'acquisto sia adeguato alle regolamentazioni vigenti nel settore delle telecomunicazioni, in modo da escludere un aggravio inutilmente elevato a carico dei consumatori.

In seguito a una rielaborazione del progetto di ordinanza in base ai pareri espressi in risposta alla consultazione, la ElCom ha avuto la possibilità di esprimere il proprio parere nella successiva consultazione degli uffici. L'ordinanza entrerà in vigore nel 2025 e sarà applicabile a partire dall'anno tariffario 2026.

¹ Una descrizione dettagliata del calcolo del WACC è disponibile [qui](#).

6.4 Potenziamenti della rete

I potenziamenti della rete possono rivelarsi necessari, ad esempio, al fine di allacciare alla rete di distribuzione i produttori di nuove energie rinnovabili. Swissgrid rimborsa ai gestori di rete i costi sostenuti in tal senso, incorporandoli nel calcolo della tariffa per le prestazioni di servizio relative al sistema (tariffa PSRS). La ElCom deve approvare il rimborso. Quest'ultima basa la sua attività su un'istruzione, che serve ai gestori di rete da guida

di riferimento per la presentazione delle domande e allo stesso tempo stabilisce i criteri per la valutazione delle stesse. Nel corso dell'anno in rassegna, la ElCom ha valutato 167 domande di rimborso dei costi per potenziamenti della rete.

Negli ultimi 16 anni, la ElCom ha emanato complessivamente 1236 decisioni (cfr. figura 20, tabella 7).

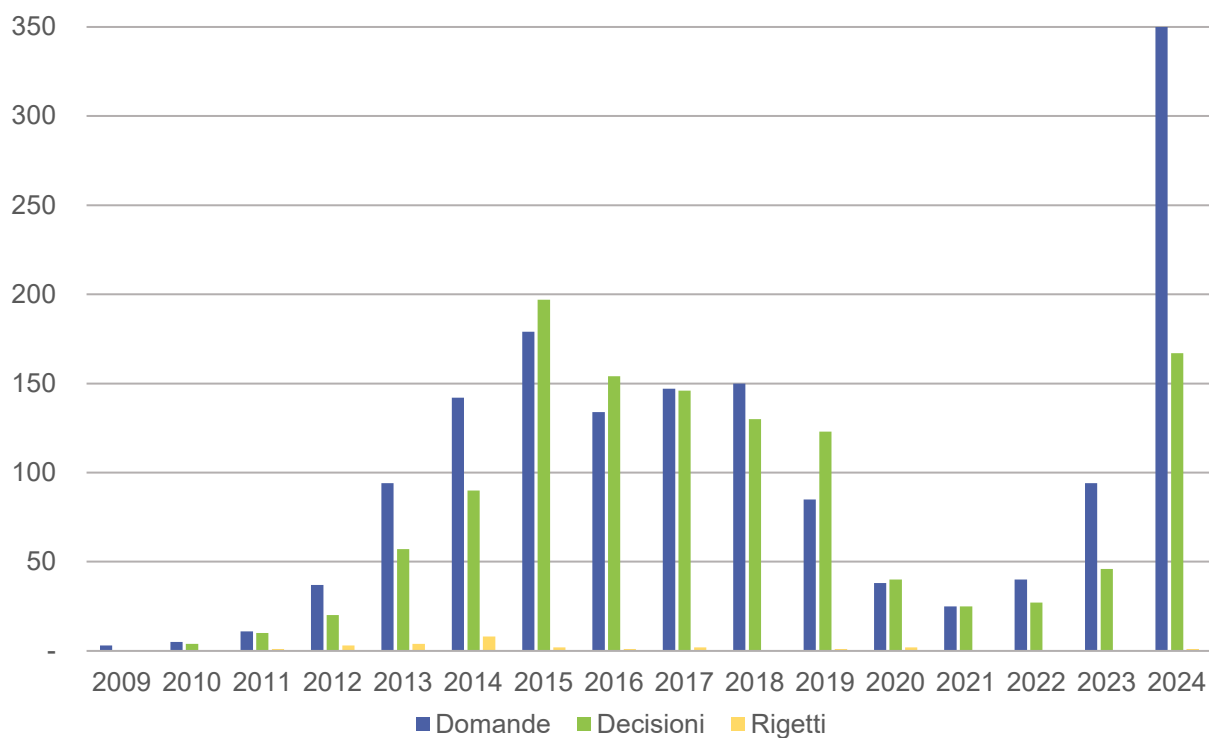


Figura 20: Andamento del numero di domande, decisioni e rigetti relativi al rimborso dei costi per potenziamenti della rete

A fine 2024, il totale dei costi per potenziamenti di rete è risultato pari a circa 147,57 milioni di franchi a fronte di una potenza installata di 428,6 MW complessivi. La tabella 7

fornisce una panoramica dei parametri essenziali relativi alle domande di rimborso accolte per i costi dei necessari potenziamenti della rete realizzati tra gli anni 2009 e 2024.

	Totale	FV	Idroelettrico	Eolico	Altro ¹
Numero di decisioni	1 236	1 153	38	4	29
Valore minimo potenza impianto [kW] ^{2, 3}	43	4	36	1 500	22
Valore massimo potenza impianto [kW] ^{2, 3}	2	2	29	1 500	16
Totale potenza impianto [kW] ³	74 000	8'303	14 726	16 000	74 000
Valore minimo costi [fr.] ²	428 613	183 471	86 709	30 000	128 433
Valore massimo costi [fr.] ²	3 500	3 500	12 277	1 151 165	18 069
Somma costi [fr.]	9 262 389	746 912	3 117 452	9 262 389	2 117 200
Costi medi [fr.] ⁴	147 566 668	87 282 689	28 487 144	19 853 343	11 943 492

Valore minimo costi relativi [fr./kW] ⁵	3	3	5	451	3
Valore massimo costi relativi [fr./kW] ⁵	26 029	26 029	4'148	1 116	4 299
Costi relativi medi [fr./kW] ⁵	344	476	329	662	188

1) Ad es. biomassa e tipologie di impianti differenti

2) Per ciascuna domanda / decisione

3) Negli impianti idroelettrici la potenza si riferisce alla potenza lorda meccanica media dell'impianto; negli altri tipi di impianti di produzione di energia alla potenza del generatore

4) Equivale alla media degli importi dei potenziamenti di rete autorizzati per ciascuna decisione

5) I costi relativi equivalgono al quoziente tra i costi e la potenza installata

Tabella 7: Statistica delle decisioni 2009 – 2024 in materia di potenziamento della rete

7 Ambito internazionale



La Svizzera è collegata con i Paesi europei limitrofi mediante diverse decine di linee elettriche. Per questo motivo è importante che sia rappresentata nei principali organi responsabili del settore. Inoltre, finché non sarà in vigore un accordo sull'energia elettrica con l'Unione europea, sono indispensabili accordi tecnici per il chiarimento di questioni specifiche.

7.1 Gestione delle congestioni e proventi da aste

La rete di trasporto svizzera è collegata alle reti dei Paesi limitrofi attraverso 41 linee transfrontaliere. Swissgrid determina insieme ai gestori limitrofi della rete di trasporto la quantità di capacità di importazione ed esportazione da mettere a disposizione del mercato per il commercio internazionale e la assegna nell'ambito di aste esplicitate. Spetta alla ElCom decidere dell'utilizzo dei proventi da aste perseguendo l'obiettivo della stabilità tariffaria a lungo termine. Nel 2024 sono stati incassati 450 milioni di euro. Una volta dedotti i costi di esecuzione e di ridispacciamento, Swissgrid ha potuto eccezionalmente utilizzare tutti i proventi per la copertura a breve termine dei costi computabili. Questo a causa di influssi esogeni e per contrastare l'aumento dell'onere tariffario a carico dei consumatori finali.

Nell'esercizio in tempo reale possono verificarsi sovraccarichi degli elementi di rete e quindi congestioni nella rete. Per contrastare questo fenomeno, i gestori della rete di trasporto (GRT) attuano misure di sgravio. Queste misure, inclusa

l'assunzione dei costi, sono concordate con il settore in diversi gruppi di lavoro. La ElCom segue tali lavori. Una misura importante è l'attivazione di energia di ridispacciamento: la produzione di una determinata centrale viene ridotta, mentre viene aumentata in un'altra centrale. La figura 21 mostra la quantità di energia di ridispacciamento attivata nel 2024 nelle centrali elettriche svizzere a causa di una congestione in Svizzera (blu) e a causa di una congestione all'estero (giallo). Le congestioni della rete in Svizzera si verificano per lo più in estate in presenza di forti situazioni di esportazione. Quest'estate, i flussi particolarmente elevati dalla Francia alla Germania hanno gravato ulteriormente sulla rete svizzera. Nel 2024 è stata quindi utilizzata una quantità di energia di ridispacciamento come mai si era verificato prima d'ora.

Gli sviluppi sul fronte delle normative e delle metodologie UE (indicativamente la regola del 70 %) dovrebbero portare a un aumento delle congestioni sulla rete svizzera e a un intensifi-

carsi delle misure operative di sgravio. Nel 2022 sono stati avviati i lavori per l'implementazione di un nuovo metodo internazionale volto a ottimizzare su base comune le misure di sgravio a livello regionale; è prevista la par-

tecipazione della Svizzera. La ElCom accompagna questi lavori preparatori a livello nazionale e rappresenta gli interessi della Svizzera a livello di UE nelle discussioni tra i regolatori.

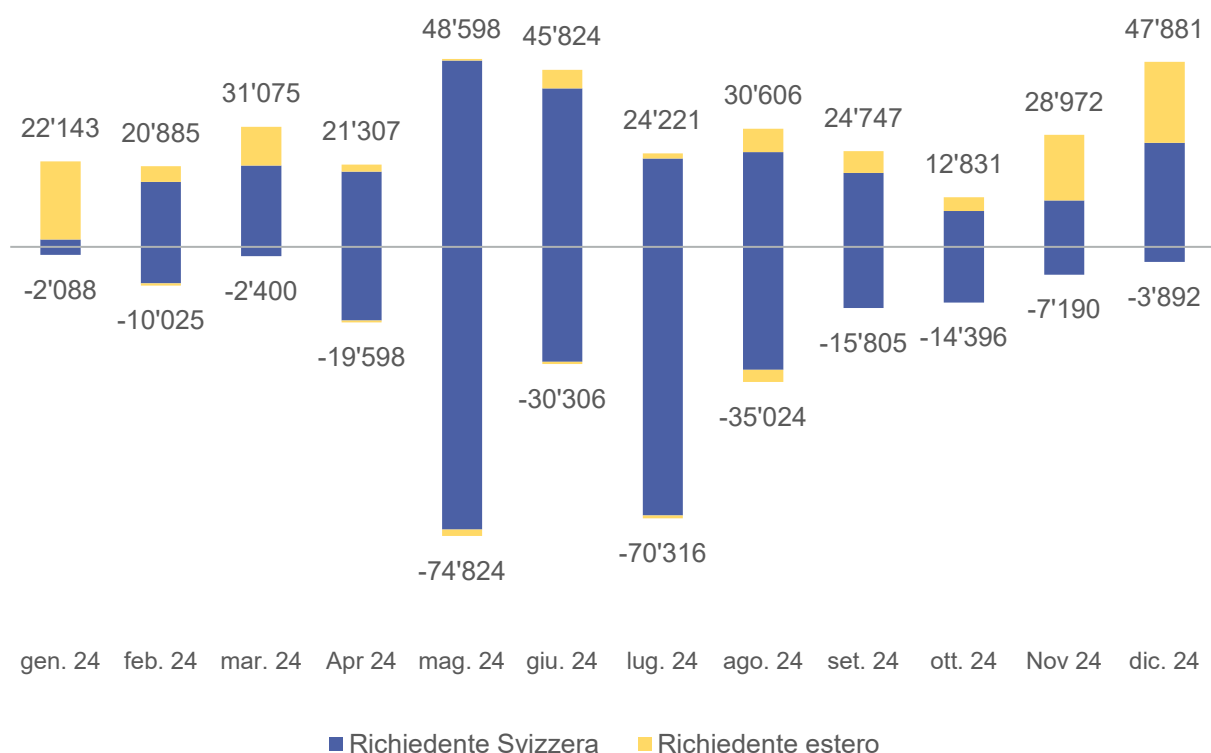


Figura 21: Somma di energia di ridispacciamento attivata per mese nel 2024 in MWh (fonte: Swissgrid SA)

7.2 Accordo tecnico CORE e fusione

Con l'introduzione del sistema di market coupling basato sui flussi (Flow Based Market Coupling – FBMC) nell'Europa centro-occidentale, da cui la Svizzera è esclusa, le capacità di scambio dalla Germania verso la Francia sono aumentate sensibilmente e questa situazione è talvolta all'origine, soprattutto in inverno, del congestionamento della rete svizzera. Nel giugno 2022 l'FBMC è stato esteso alla regione «CORE», comprendente 13 Paesi, dalla Francia a ovest alla Romania a est, il che ha generato ulteriori incertezze.

Dopo diversi anni di negoziati con i GRT e le autorità di regolazione dei Paesi partecipanti, nel novembre 2024 è stato firmato un accordo concernente la presa in considerazione della rete svizzera nella regione di calcolo delle capacità «CORE». Esso regola la determinazione delle capacità di frontiera al confine settentrionale della Svizzera e crea maggiore sicurezza in termini di stabilità della rete nell'intera regione, ma la sua attuazione è ancora in sospeso.

In quanto soluzione provvisoria fino alla conclusione di un accordo sull'energia elettrica con l'UE, l'accordo raggiunto aumenta la certezza del diritto, in particolare per quanto riguarda l'imminente introduzione della cosiddetta regola del 70 per cento. La fase transitoria, in vigore dal 2019, si concluderà il 1° gennaio 2026. A partire da tale data, tutti gli Stati membri dell'UE dovranno destinare almeno il 70 per cento della capacità dei loro elementi di rete agli scambi tra gli Stati membri dell'UE. L'esclusione della Svizzera dalle regioni di capacità europee potrebbe portare a un aumento dei flussi di elettricità non pianificati nella rete svizzera e a una riduzione delle capacità di importazione ed esportazione. In tale circostanza, per stabilizzare la rete, si dovrebbero impiegare le centrali elettriche nazionali che non sarebbero quindi disponibili per l'approvvigionamento. Entrambi i casi

comporterebbero svantaggi economici e potrebbero mettere a rischio la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico della Svizzera.

In un orizzonte di medio periodo l'UE prevede di estendere l'FMBC anche all'Italia. Ciò viene fortemente promosso dall'ACER e sono stati avviati i primi passi per la fusione delle due regioni «Italy North» e «CORE» in una «Central CCR» (Central Capacity Calculation Region). La fusione dovrà inizialmente essere limitata al metodo di calcolo delle capacità per l'orizzonte temporale day-ahead. Nell'ambito della fusione, una considerazione reciproca equilibrata nei calcoli delle capacità tra la Svizzera e i Paesi UE confinanti diventa ancora più importante per la stabilità della rete della regione. L'accordo con «CORE» raggiunto alla fine del 2024 costituisce una buona base a tal fine.

7.3 Accordo sull'energia elettrica Svizzera-UE

Un accordo sull'energia elettrica con l'UE avrebbe probabilmente ripercussioni particolarmente ampie nei settori dell'integrazione della rete e del mercato nonché nell'apertura del mercato dei clienti finali. Una migliore integrazione nei meccanismi europei per la determinazione delle capacità di rete transfrontaliere dovrebbe apportare benefici in termini di sicurezza dell'approvvigionamento. I rischi potenziali di un'apertura completa del mercato per i piccoli consumatori rispetto all'attuale configurazione dell'apertura parziale del mercato sono invece gestibili: è possibile che essi ne siano sollevati e che ne traggano vantaggio. Questo vale in particolare se la completa

apertura del mercato fosse accompagnata dal diritto alla libera scelta di rimanere nell'ambito del servizio universale regolamentato e da misure di protezione dei consumatori. Alla luce di quanto precede, la ElCom ritiene adeguato l'esito dei negoziati. L'accordo tecnico recentemente raggiunto garantisce sicurezza soprattutto nel breve termine, mentre nel medio e lungo termine non fornisce una base stabile e duratura per un'integrazione sicura e pianificabile nella rete elettrica europea in quanto deve essere rinnovato ogni anno e copre solo aspetti parziali. Da ciò emerge la necessità di un accordo istituzionale generale sull'energia elettrica con l'UE.

7.4 Merchant Line

Le merchant line sono elettrodotti transfrontalieri che, in forza di una deroga, sono esclusi dall'obbligo di concedere a terzi l'accesso alla rete. La capacità di tali linee è appannaggio del gestore di rete, mentre la sua utilizzazione è riservata all'investitore. Le eccezioni riconosciute sono a tempo determinato; alla scadenza del termine la proprietà della linea viene trasferita alla Società nazionale di rete. L'anno precedente è stato richiesto alla ElCom il riconoscimento di un'eccezione rispetto all'accesso alla rete

come merchant line. Per la valutazione della richiesta è determinante l'ordinanza del Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni (DATEC) concernente le eccezioni all'accesso alla rete e nel calcolo dei costi di rete computabili nella rete di trasporto transfrontaliera. L'elaborazione delle basi decisionali è stata avviata, cosicché una prima decisione preliminare potrà essere presa presumibilmente l'anno successivo.

7.5 Centrali di frontiera

Lungo la frontiera svizzera vi sono 30 centrali idroelettriche che producono energia dalle acque di confine. Le centrali di frontiera che dipendono dalla rete di trasporto transfrontaliera per fornire allo Stato confinante la quantità di energia convenuta contrattualmente, ricevono in linea di principio in via prioritaria la capacità di trasporto necessaria a tale scopo.

Poiché i GRT e le autorità tedesche ritengono inammissibile un'assegnazione prioritaria di capacità, nel 2023 la ElCom ha stabilito mediante decisione come far valere il diritto delle centrali idroelettriche di confine interessate al confine svizzero-tedesco in due procedure: le società di gestione acquistano dapprima le capacità di trasporto necessarie all'asta ordina-

ria. In seguito, ad avvenuta fornitura transfrontaliera, possono chiedere a Swissgrid il rimborso della quota svizzera dei proventi dell'asta. Nel settembre 2024 il Tribunale amministrativo federale ha respinto un ricorso contro una delle due decisioni. Entrambe le decisioni sono quindi passate in giudicato.

Per quanto riguarda la centrale cogestita dell'Inn, nel 2024 la ElCom ha approvato l'attuazione della priorità mediante un collegamento al valore effettivo: considerato il particolare profilo produttivo della centrale, in questo caso la quota svizzera di energia prodotta in Austria viene trattata dal punto di vista metrologico come se fosse immessa direttamente nella zona di regolazione Svizzera.

7.6 Piattaforme internazionali per l'energia di regolazione

L'energia di regolazione deve compensare le fluttuazioni a breve termine dei consumi e della produzione, per cui rappresenta un elemento fondamentale della sicurezza dell'approvvigionamento elettrico. Con il terzo pacchetto di misure per il mercato interno UE, l'acquisizione e

l'utilizzo di energia di regolazione vengono estesi sistematicamente oltre i confini nazionali. Di conseguenza, il mercato prevede ora vantaggi di prezzo a livello di acquisizione (e quindi, in ultima analisi, per il consumatore finale) e di una maggiore protezione da possibili congestioni.

A questo scopo si stanno allestendo piattaforme internazionali di trading dedicate. Le piattaforme per lo scambio di potenza di regolazione primaria (Frequency Containment Reserve FCR) e Imbalance Netting (IN) sono già attive e verranno ulteriormente ampliate in base alle linee guida più recenti. Altre due piattaforme, la piattaforma per lo scambio di energia di regolazione secondaria PICASSO e la piattaforma per l'energia di regolazione terziaria rapida MARI, sono entrate in funzione nel corso del 2022. Al momento la Svizzera non partecipa alle due piattaforme summenzionate, ma gli stessi meccanismi sono stati introdotti anche per il mercato locale. Tale situazione permarrà fintantoché la partecipazione sarà impedita dai procedimenti giudiziari in corso o dall'assenza di un accordo sull'energia elettrica.

La tendenza generale, che spinge anche le attività di bilanciamento sempre più verso il tempo reale, porta ad adeguamenti regolari nella configurazione dei prodotti energetici di regolazione e delle relative piattaforme. Ne sono esempi l'introduzione di MARI e PICASSO e la riduzione del Cross-Zonal Intraday Gate Closure Time a 30 minuti prima del tempo reale, a partire dal 1° gennaio 2026, conformemente alla Electricity Market Design Reform (EMDR), adottata il 21 maggio 2024. Quest'ultimo punto è particolarmente rilevante in quanto incompatibile con il funzionamento di una piattaforma replacement reserves (RR). Ciò comporta l' indesiderata chiusura della piattaforma TERRE a partire dal 1° gennaio

2026. Nell'anno in esame si sono intensificati i colloqui tra i GRT RR e le autorità di regolamentazione per armonizzare gli aspetti giuridici, finanziari e operativi e giungere infine a una conclusione coordinata dei progetti.

La partecipazione della Svizzera alle tre piattaforme per RR/TERRE, aFRR e mFRR è soggetta a una riserva giuridica da parte dell'UE: la Commissione europea deciderà in merito sulla base delle dichiarazioni della Rete europea dei gestori di sistemi di trasmissione dell'energia elettrica (REGST dell'energia elettrica) e dell'Agenzia europea ACER. La REGST ha formulato nel settembre del 2017 un parere favorevole, seguita dall'ACER nell'aprile del 2018. L'accesso alle piattaforme non è tuttavia garantito e dipende in larga misura dalle relazioni politiche tra la Svizzera e l'UE. Per quanto riguarda l'adesione alla piattaforma TERRE, la Direzione generale dell'Energia della Commissione UE ha continuato a mettere in forse la partecipazione a lungo termine di Swissgrid.

La ElCom si sta adoperando per far sì che la Svizzera partecipi alle piattaforme, essendo i rischi derivanti da una sua mancata adesione considerevoli per l'esercizio sicuro della rete. Nello specifico, sulla rete svizzera potrebbero comparire improvvisamente flussi di energia elettrica non programmati né preannunciati, con conseguenti possibili sovraccarichi e guasti a carico della medesima. Questa situazione potrebbe anche mettere a rischio la sicurezza del sistema in tutta l'area intorno alla Svizzera.

7.7 Organismi internazionali

Ai sensi dell'articolo 22 capoverso 5 della legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEL), la ElCom coordina la sua attività con le autorità estere di regolazione e rappresenta la Svizzera nei relativi organismi.

Nel 2024 l'UE ha concluso la revisione della sua legislazione pertinente per i settori dell'energia elettrica («new EU Electricity Market Design»), del gas e dell'idrogeno nonché per la vigilanza sul mercato all'ingrosso (REMIT II).

Le riforme sono caratterizzate da incertezze geopolitiche ed economiche, dalla guerra di aggressione in Ucraina, dalla crisi energetica diffusa dal 2022 e dalla volontà di prepararsi al rischio di ulteriori crisi.

Il contesto è costituito soprattutto dalla dipendenza del mercato elettrico a termine dalla volatilità dei prezzi dei combustibili fossili (in particolare il gas). A tal fine l'UE ha implementato diverse misure, tra cui mercati a termine più liquidi, promozione della produzione di energie rinnovabili mediante contratti differenziali, contratti di fornitura di energia elettrica a lungo termine, contratti sui prezzi fissi e dinamici per i clienti finali, flessibilità del sistema elettrico, potenziamento di reti elettriche (intelligenti) e aumento della protezione dei consumatori di energia.

Gli obiettivi sovraordinati sono evitare aumenti eccessivi dei prezzi sul mercato dei clienti finali e garantire la produzione di elettricità al fine di garantire un approvvigionamento energetico più sicuro, sostenibile ed economicamente accettabile per l'industria e i consumatori dell'UE. A tal proposito, la Commissione europea e l'agenzia dell'UE ACER ottengono ulteriore influenza e competenze nel settore dell'energia, per rendere possibile un vero mercato interno dell'energia elettrica nell'UE con prezzi dell'elettricità competitivi.

La ElCom seguirà l'attuazione e lo sviluppo delle nuove condizioni quadro UE per l'energia elettrica e ne monitorerà le implicazioni per il mercato svizzero dell'energia. La conclusione dei negoziati bilaterali tra la Svizzera e l'UE e il relativo accordo sull'energia elettrica aprono la prospettiva di una nuova partecipazione al Forum europeo sulla regolamentazione del mercato dell'energia elettrica (Forum di Firenze) e alla maggior parte delle attività dell'ACER.

La ElCom cerca inoltre di colmare la mancanza di informazioni a livello di UE e ACER con scambi bilaterali e di continuare a rappresentare con competenza gli interessi della Svizzera. A livello della Commissione si tengono a intervalli regolari incontri con i regolatori dei Paesi confinanti. Nel 2024 si è tenuto un incontro bilaterale con ARERA a Lugano, un altro a livello tecnico presso la Commissione francese di regolamentazione dell'energia (CRE) a Parigi e, allo stesso livello, in videoconferenza con E-Control. Un incontro con il presidente della BNetzA previsto per ottobre 2024 a Berna è stato rinviato all'inizio di gennaio 2025.

La ElCom ha inoltre lo status di osservatore del Council of European Energy Regulators (CEER), che nel 2025 festeggia il suo 25° anniversario. Come l'ACER, dal 2022 il CEER e le autorità di regolazione che ne fanno parte sono stati particolarmente impegnati nelle riforme legislative dell'UE in materia di elettricità e gas e dalla gestione della crisi energetica. La Segreteria tecnica della ElCom ha partecipato per la prima volta al rapporto CEER, dedicato ogni tre anni alle perdite di rete e con una pubblicazione prevista per l'inizio del 2025. Nel 2024 il CEER ha pubblicato ulteriori rapporti, alcuni dei quali in collaborazione con l'ACER.

Il CEER si è inoltre pronunciato sugli aspetti energetici del «rapporto Draghi», volto a rilanciare la competitività e l'innovazione dell'UE. La commissione «von der Leyen II» deve concretizzare queste intenzioni. È stata confermata dal nuovo Parlamento europeo a novembre ed è entrata in carica il 1° dicembre per il periodo 2024-2029.

Inoltre, nel 2024 la ElCom ha partecipato ai due incontri della rete dei regolatori economici (OECD Network of Economic Regulators, NER) che si sono tenuti a Parigi con altri regolatori

delle industrie di rete (energia, comunicazioni elettroniche, trasporti, gestione delle acque). Il NER ha presentato un rapporto sul ruolo dei regolatori nella transizione energetica verde.

Su invito della CRE, la ElCom ha partecipato a un workshop organizzato a Parigi dalla rete RegulaE.fr con altri organismi di regolamentazione, perlopiù di Paesi francofoni. In tale

occasione sono stati discussi temi rilevanti per la regolamentazione del settore energetico, come gli investimenti nelle infrastrutture o la cibersicurezza. Infine, la ElCom ha partecipato tramite conferenza telefonica ad alcune parti del Citizen's Energy Forum (Forum di Dublino), che si tiene ogni anno, dedicato ai mercati dei clienti finali e alla tutela dei clienti dell'elettricità e del gas.

8 Prospettive

Sicurezza dell'approvvigionamento e questioni internazionali

Anche se la situazione della sicurezza dell'approvvigionamento si è allentata rispetto agli anni precedenti, permangono notevoli incertezze e rischi, sia a breve che a medio termine. Le tematiche relative alla sicurezza dell'approvvigionamento costituiranno pertanto priorità per l'attività della ElCom anche nel 2025. Vi rientra anche un aggiornamento della determinazione delle riserve di centrali elettriche necessarie a medio termine. A tal fine vengono effettuate diverse analisi sulla sicurezza dell'approvvigionamento, tra cui un'analisi della produzione invernale, che presuppone diversi indicatori di resilienza, nonché, in collaborazione con Swissgrid, un'analisi di adequacy. I risultati di queste analisi servono da base per una raccomandazione della ElCom relativa al calcolo delle riserve necessarie a medio termine.

Per quanto riguarda il breve termine, si tratta tra l'altro dell'attuazione delle nuove condizioni quadro per la costituzione della riserva di energia idroelettrica. Quest'ultima non sarà più messa a concorso, bensì acquistata nell'ambito di un modello basato sull'obbligo di partecipazione. La riserva di energia è indennizzata in modo forfettario. La ElCom definisce i valori di riferimento per la riserva obbligatoria di energia idroelettrica. Inoltre, in vista del prossimo inverno, procederà al necessario dimensionamento tenendo conto dell'attuale situazione di approvvigionamento e delle ulteriori riserve (termiche) disponibili.

Swissgrid considera inoltre particolarmente impegnativa la sicurezza della rete per la prossima estate. In questo contesto rivestono un ruolo centrale diverse messe fuori servizio pianificate, combinate con le elevate esportazioni previste dalla Francia verso la Germania e l'assenza di un calcolo coordinato delle capacità con la regione CORE (entrata in vigore non prima del 2026). Nell'esaminare le possi-

bili misure d'esercizio necessarie, per la ElCom è decisivo procedere a una ponderazione tra efficienza, performance e sicurezza.

Sorveglianza del mercato

Nel 2025 anche la Sorveglianza del mercato si occuperà di tematiche relative alla stabilità della rete e alle prestazioni di servizio relative al sistema (PSRS). Dopo che la ElCom ha introdotto una limitazione temporanea dei prezzi sul mercato dell'energia di regolazione secondaria (SRE) a causa dei prezzi elevati, fondamentalmente non giustificabili, è necessario continuare a seguire da vicino gli sviluppi in questo mercato. Il limite massimo di prezzo o di offerta è una misura correttiva temporanea e a breve termine; a medio e lungo termine sono necessarie misure alternative per rendere il mercato della SRE più efficiente e competitivo, nonché ridurre il fabbisogno di energia di compensazione e quindi di energia di regolazione. Nel 2025 la ElCom valuterà e attuerà possibili misure in stretta collaborazione con gli operatori di mercato.

La Sorveglianza del mercato rimane inoltre incentrata sul commercio all'ingrosso. Nel 2022 la ElCom pubblicherà un rapporto sull'andamento dei prezzi durante la crisi e sulle estreme distorsioni del mercato. In esso sono analizzati i motivi e la giustificabilità delle azioni dei partecipanti al mercato nel contesto dei rialzi estremi dei prezzi a breve termine sulle borse dell'energia elettrica.

In prospettiva, il ruolo della ElCom nell'ambito della Sorveglianza del mercato dovrebbe acquisire maggiore importanza qualora il Parlamento approvi la legge federale sulla vigilanza e la trasparenza nel mercato dell'energia nel 2025. La nuova legge da un lato vieta in Svizzera la manipolazione del mercato e l'insider trading e, dall'altro, introduce nuovi obblighi di reporting per gli operatori del mercato dell'elettricità e del gas interessati. L'obiettivo della legge è creare maggiore trasparenza nel mercato svizzero dell'energia.

Prezzi e tariffe

La sorveglianza dei prezzi e delle tariffe delle reti e del servizio universale si trova ad affrontare una sfida particolare con le nuove condizioni quadro derivanti dall'atto mantello. Verifiche specifiche delle tariffe relative agli anni precedenti continueranno ad essere effettuate nel corso del 2025 sulla base delle basi legali previgenti. Contemporaneamente nel 2025 i gestori di rete presenteranno le loro tariffe per il 2026 conformemente all'atto mantello. A tal fine la ElCom adegua i sistemi per la trasmissione dei dati relativi ai costi e alle tariffe. Sono inoltre necessari diversi chiarimenti e specificazioni per quanto riguarda l'interpretazione e l'attuazione delle nuove basi legali, ad esempio nell'ambito di direttive, comunicazioni, istruzioni, FAQ ecc. La ElCom prevede numerosi quesiti da parte dei gestori di rete in merito all'attuazione concreta delle nuove disposizioni.

Parallelamente, anche nel 2025 la ElCom porterà avanti le proprie attività di monitoraggio, in particolare per quanto riguarda le tariffe del servizio universale. In questo contesto presterà particolare attenzione, tra l'altro, al tema della qualità dei prodotti e dei relativi costi (aggiuntivi). Inoltre, nel 2025 continuerà a essere ampliato l'ambito delle attività di monitoraggio e verifica basate sull'analisi dei dati per le verifiche dei costi e delle tariffe orientate ai rischi e all'efficacia.

Procedure

Per quanto riguarda i procedimenti, la ElCom deve continuare a occuparsi dell'applicazione del cosiddetto metodo del prezzo medio. Si tratta dell'attribuzione e del computo dei costi d'acquisto e dei costi di produzione della propria produzione nelle tariffe energetiche del servizio universale. Anche singoli procedimenti volti ad eliminare le coperture insufficienti sono ancora pendenti. Inoltre occorre decidere in merito a diverse controversie relative all'instal-

lazione di smart meter o all'assunzione di costi supplementari per la lettura manuale di contatori convenzionali. Molte di esse sono già state composte in via bonale. Nel prossimo anno dovranno essere completati anche numerosi procedimenti per il rimborso dei costi per potenziamenti di rete. Ad esempio, sono attualmente pendenti oltre 250 procedimenti e si prevede che continueranno a pervenire ulteriori richieste da parte dei gestori di rete. Infine, l'attuazione della legge federale per un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili solleverà numerose nuove questioni alle quali la ElCom dovrà rispondere – probabilmente anche nell'ambito di nuovi procedimenti.

Ambito digitale e dati

Oltre a rispondere alle domande relative all'attuazione della nuova legislazione, la ElCom integrerà le nuove prescrizioni anche negli strumenti di rilevamento e regolazione della ElCom. Ciò riguarda in particolare le infrastrutture informatiche. Con l'atto mantello, ad esempio, viene ora creata la base legale per pubblicare i risultati della cosiddetta regolazione Sunshine e quindi confronti tra le imprese sulla base di diversi indicatori. La pubblicazione avverrà all'incirca a partire dall'inizio del 2026 attraverso l'ampliamento dell'attuale sito Internet sulle tariffe elettriche della ElCom. Anche i sistemi informatici per la sorveglianza del mercato devono essere costantemente ampliati e aggiornati in funzione dei compiti e delle esigenze crescenti.

I dati rivestono un ruolo centrale nelle attività di regolamentazione della ElCom. Per utilizzare in modo adeguato i dati a fini normativi, garantirne la qualità e sfruttare le possibilità di analisi, nel 2024 la ElCom ha ampliato le proprie competenze in questo ambito. Questi lavori continueranno a rappresentare una priorità dell'attività della ElCom anche in futuro, considerato anche il forte aumento della quantità di dati.

9 La ElCom



La Commissione, da sinistra a destra: Laurianne Altwegg (vicepresidente), Felix Vontobel, Werner Luginbühl (presidente), Katia Delbiaggio, Jürg Rauchenstein, Sita Mazumder, Andreas Stöckli

La ElCom ha il compito di vigilare sul mercato svizzero dell'energia elettrica e di assicurare il rispetto della legge sull'approvvigionamento elettrico e sull'energia. Essa sorveglia i prezzi e le tariffe dell'energia elettrica e decide in caso di divergenze relative all'accesso alla rete. Oltre a ciò la ElCom sorveglia la situazione sotto il profilo

della sicurezza dell'approvvigionamento elettrico e disciplina le questioni concernenti il trasporto e il commercio internazionale di energia elettrica. La ElCom è infine competente per le controversie relative al ritiro e alla remunerazione da piccoli impianti di produzione e decide in caso di controversie tra consumatori propri e gestori di rete.

Il settore in cifre

La ElCom vigila sul commercio all'ingrosso di energia e sul settore elettrico, inclusa Swisgrid, per quanto riguarda le tariffe per l'utilizzazione della rete, le tariffe elettriche dei consumatori fissi finali, la sicurezza di approvvigionamento, lo stato delle reti elettriche e l'attribuzione della capacità di rete in caso di congestioni ai confini.

Numero di gestori di rete: 586

Numero di livelli di rete: 7

Chilometri di reti elettriche (linee aeree e cavi, incl. allacciamenti domestici):

Totale circa 214 000 km | livello di rete 1 – circa 6 750 km | livello di rete 3 – circa 8 929 km
| livello di rete 5 – circa 46 330 km | livello di rete 7 – circa 152 166 km

Numero di punti di misurazione: 5,85 mio.

Numero di destinatari di fattura: 5,35 mio.

Investimenti annui nell'infrastruttura di rete: 1,9 mia. franchi, di cui:

- Investimenti annui nella rete di distribuzione: 1,6 mia. franchi
- Investimenti annui nella rete di trasporto: 221 mio. franchi

Consumo annuo di energia elettrica: 2022 57 TWh | 2023 56,1 TWh

Produzione: 2022 63,5 TWh | 72,1 TWh (incl. consumo pompe di accumulazione)

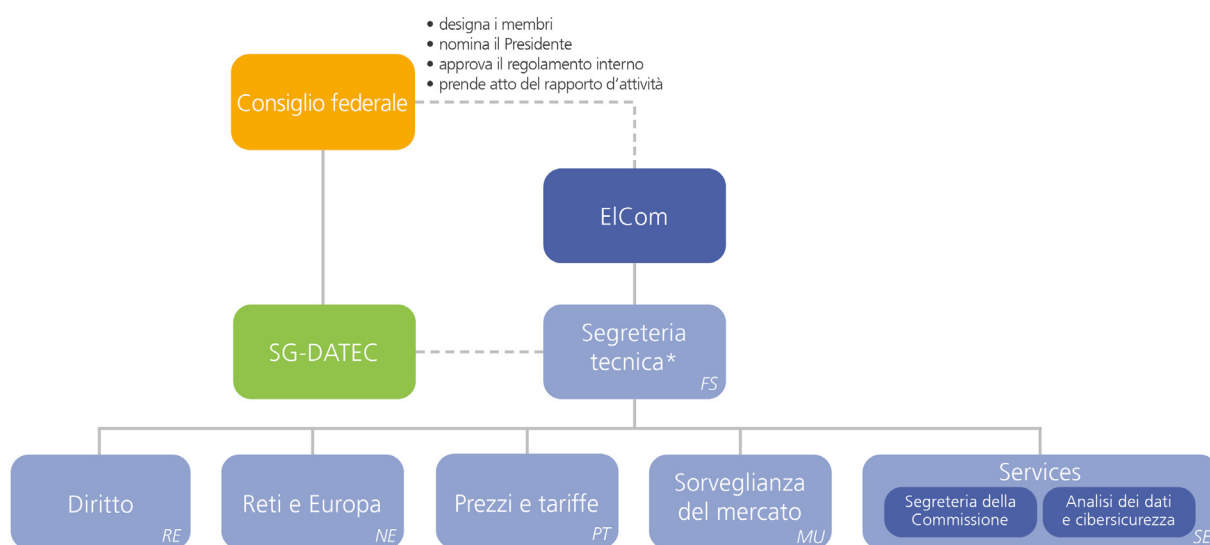
Importazione di energia elettrica: 2022 33,1 TWh | 27,5 TWh

Esportazione di energia elettrica: 2022 29,7 TWh | 33,9 TWh

9.1 Organizzazione e risorse umane

La ElCom comprende da cinque a sette membri indipendenti, nominati dal Consiglio federale, nonché una Segreteria tecnica. Non sot-

tosta a istruzioni del Consiglio federale ed è indipendente dalle autorità amministrative.



*Aggregata sul piano amministrativo alla SG-DATEC

Figura 22: Organigramma della ElCom

Nell'anno in esame, a causa di nuovi compiti, la sezione della Segreteria della Commissione all'interno della Segreteria tecnica è stata am-

pliata con l'aggiunta del settore «Analisi dei dati e cibersecurity» e rinominata «Servizi».

9.1.1 Commissione

I sette membri della Commissione della ElCom sono indipendenti dal settore dell'elettricità. Svolgono la loro attività a titolo accessorio. La Commissione si riunisce una volta al mese in seduta plenaria. Inoltre, i membri della commissione si riuniscono nell'ambito dei comitati di approfondimento «Prezzi e tariffe», «Reti e sicurezza di approvvigionamento», «Diritto», «Relazioni internazionali» e «Sorveglianza del mercato». Nell'anno in esame la rappresentanza nella Commissione era composta da tre donne e quattro uomini, di cui cinque germanofoni, un francofono e uno italiano.

Nell'anno in esame la Commissione era così composta:

Presidente:

- Werner Luginbühl (dal 2020): ex consigliere agli Stati

Vicepresidente:

- Laurianne Altwegg (dal 2015): lic. en science politique, responsabile dei dossier energia, ambiente e agricoltura presso la Federazione romanda dei consumatori FRC

Membri:

- Katia Delbiaggio (dal 2020): Dr. rer. pol., professoressa di economia politica presso il dipartimento di economia della Scuola universitaria di Lucerna
- Sita Mazumder (dal 2018): Dr. oec. publ., professoressa di economia e informatica presso il dipartimento di informatica della Scuola universitaria di Lucerna
- Jürg Rauchenstein (dall'1.09.2022): Dipl. El. Ing. PF, ingegnere di sviluppo presso ABB
- Andreas Stöckli (dal 2019): Dr. iur., avvocato, professore di diritto costituzionale e amministrativo all'Università di Friburgo
- Felix Vontobel (dal 2020): Dipl. El. Ing. SUP

Comitati:

Nel corso dell'anno in rassegna il lavoro della Commissione si è svolto attraverso i seguenti comitati:

Prezzi e tariffe

- Katia Delbiaggio (direzione)
- Laurianne Altwegg
- Sita Mazumder
- Andreas Stöckli

Recht

- Andreas Stöckli (direzione)
- Werner Luginbühl
- Lauriane Altwegg
- Jürg Rauchenstein

Reti e sicurezza di approvvigionamento

- Jürg Rauchenstein (Vorsitz)
- Werner Luginbühl
- Katia Delbiaggio
- Felix Vontobel

Internationale Beziehungen

- Felix Vontobel (direzione)
- Werner Luginbühl
- Laurianne Altwegg
- Jürg Rauchenstein

Sorveglianza del mercato

- Sita Mazumder (direzione)
- Katia Delbiaggio
- Andreas Stöckli
- Felix Vontobel

9.1.2 Segreteria tecnica

La Segreteria tecnica sostiene la Commissione dal punto di vista tecnico e scientifico, prepara le sue decisioni e le attua. Dirige le procedure di diritto amministrativo e svolge i necessari accertamenti. È indipendente da altre autorità ed è assoggettata esclusivamente alle istruzioni della Commissione. Sotto il profilo amministrativo, la

Segreteria tecnica è aggregata alla Segreteria generale del DATEC. Al 31 dicembre 2024 la Segreteria tecnica contava 50 collaboratori fissi e cinque stagisti a tempo pieno o parziale, pari a 43,2 unità equivalenti a tempo pieno («Full time equivalent, FTE», posti di stage esclusi). L'età media dei collaboratori è di 45,2 anni.



Responsabile della Segreteria tecnica (complessivamente 55 collaboratori)

Urs Meister
Dr. oec. publ.



Sezione Reti ed Europa (10 collaboratori)

Michael Bhend
Dipl. Ing. ETHZ



**Sezione Prezzi e tariffe
(13 collaboratori)**

Barbara Wyss
Dr. oec. publ.



**Sezione Diritto
(11 collaboratori)**

Nicole Zeller
lic. iur., avvocato



**Sezione Sorveglianza del
mercato
(8 collaboratori)**

Cornelia Kawann
Dipl. Ing., Dr. techn., MBA



**Sezione Servizi
(12 collaboratori)**

Witschi Simon
M.A.

9.1.3 Indipendenza e relazioni d'interesse

I membri della Commissione lavorano per la ElCom a tempo parziale e possono esercitare altre attività professionali a titolo di occupazione accessoria. Non possono tuttavia appartenere a persone giuridiche attive nel settore dell'energia elettrica e non possono fornire servizi per tali persone giuridiche.

I membri della ElCom sottostanno agli obblighi generali di ricsuzione. La ElCom ha inoltre in-

sprito tali obblighi introducendo ulteriori norme in materia di ricsuzione. Le relazioni d'interesse dei membri della ElCom sono verificate annualmente e indicate in modo trasparente.

Anche ai collaboratori della Segreteria tecnica sono imposte delle regole di comportamento, che devono essere sottoscritte sotto forma di un codice di condotta al momento dell'inizio del rapporto d'impiego presso la ElCom.

9.2 Comunicazione e principio di trasparenza dell'amministrazione

In quanto parte dell'Amministrazione federale, la ElCom è soggetta alla Legge federale sul principio di trasparenza dell'amministrazione (Legge sulla trasparenza, LTras). Tale legge consente al pubblico l'accesso ai documenti ufficiali. Se la domanda d'accesso riguarda dati di terzi (p. es. di un gestore di rete), questi devono essere sentiti e

hanno sempre la possibilità di ottenere eventualmente l'emanazione di una decisione impugnabile prima della concessione dell'accesso. Nell'anno in rassegna sono pervenute alla ElCom diverse richieste ai sensi della legge sulla trasparenza ed è stata inoltre consultata in merito a richieste pervenute da altre unità amministrative.

9.3 Finanze

Nel corso dell'anno in esame, il budget della ElCom ammontava a 13,6 milioni di franchi. Con i mezzi disponibili è stato appena possibile coprire le spese dell'anno in esame, compreso il finanziamento degli onerosi e complessi sistemi informatici della ElCom (in particolare il sistema per la trasmissione dei dati EDES e il sistema di

sorveglianza del mercato Schweiz MATCH). A queste uscite corrispondono entrate per circa 5,5 milioni di franchi, provenienti dalla tassa di vigilanza riscossa da Swissgrid per la collaborazione della ElCom con le autorità estere e dalle tasse procedurali a carico delle parti.

9.4 Manifestazioni

Forum ElCom 2024

La quattordicesima edizione della ElCom-Forum si è tenuta il 15 novembre 2024 presso l'AHA di Aarau. Circa 300 persone attive nel settore energetico vi hanno partecipato, ascoltando relazioni e partecipando a dibattiti sul tema «La flessibilità come nuova moneta

nel mercato dell'elettricità». Relatori provenienti dalle aziende elettriche, dall'amministrazione e dal mondo scientifico hanno fatto il punto della situazione e dibattuto delle sfide attuali e future. Il Forum ElCom 2025 è in programma il 14 novembre a Pratteln.

Incontri informativi per i gestori di rete

Nella primavera del 2024, la ElCom ha organizzato complessivamente quattro eventi informativi virtuali per i gestori di rete. Sono state trattate tematiche attuali in materia di prezzi e tariffe, prezzi di mercato elevati e novità in am-

bito giuridico. Circa 600 persone hanno partecipato alle manifestazioni in tre lingue. Sia per i partecipanti che per il personale della ElCom questi incontri hanno costituito nuovamente un'ottima occasione di scambio tra specialisti.

Workshop Sorveglianza del mercato

Il workshop di quest'anno della Sezione Sorveglianza del mercato della ElCom si è concentrato sui mercati dell'energia di regolazione in Svizzera. Swissgrid ha fornito una panoramica completa sull'andamento storico dei mercati dell'energia di regolazione e sulle

attuali sfide in materia di stabilità della frequenza, mentre la ElCom ha presentato le ultime conoscenze acquisite dal monitoraggio dei mercati dell'energia di regolazione e gli aspetti relativi alla trasparenza del mercato.

10 Appendice

10.1 Statistica di esercizio

Nel corso del 2024, in totale sono pervenute alla ElCom 493 nuove pratiche, mentre 374 erano riferite all'anno precedente. Nell'anno in rassegna sono state evase 138. La maggior parte di questi casi concerne domande di potenziamento della rete. Le cosiddette «richieste semplici» sono richieste pervenute via mail o tramite il mo-

dulo di contatto sul sito internet e classificabili come domande di routine, la cui evasione richiede in genere qualche ora o giorno. Di rado comportano l'istituzione di una procedura. Nel corso del 2024 sono pervenute 792 richieste semplici. Le richieste semplici, ad eccezione di 24, sono state evase completamente.

Tipo di attività	Riporto dagli anni precedenti	Ricezione 2024	Esecuzione 2024	Riporto al 2025
Reclami specifici legati alle tariffe	85	23	1	107
Potenziamenti della rete	147	394	100	441
Casi rimanenti	142	76	37	181
Totale	374	493	138	729
Richieste semplici	35	781	792	24
Totale incl. richieste semplici	409	1 274	930	753

Tabella 8: Statistica di esercizio 2024 della ElCom

10.2 Statistica delle riunioni

Durante l'anno in esame, i membri della ElCom hanno partecipato in Svizzera – in composizioni diverse – a 12 riunioni di una giornata intera e

a 26 sedute di mezza giornata. Una volta all'anno la ElCom organizza un ritiro. Nell'anno in esame il ritiro è stato effettuato a Lachen SZ.

10.3 Pubblicazioni

Istruzioni

08.02.2024	Vigilanza sulla cibersicurezza della ElCom
05.03.2024	WACC Produzione
05.03.2024	Differenze di copertura della rete e dell'energia degli anni precedenti
04.06.2024	Comunicazione di modifiche tariffarie
24.06.2024	Parametri per la costituzione di una riserva di energia idroelettrica nell'anno idrologico 2024/2025
16.10.2024	Ordine di prelievo delle centrali elettriche della riserva invernale 2024/2025
17.12.2024	Servizio universale dell'energia elettrica – Diritto applicabile

Comunicazioni

16.01.2024	Parere della ElCom sul progetto di mandato negoziale CH-UE
07.05.2024	Vernehmlassung zur Umsetzung des Mantelerlasses auf Verordnungsstufe – Stellungnahme der ElCom (in tedesco)
05.06.2024	Vernehmlassung zum Bundesgesetz über die Stromversorgung (Anforderungen an systemrelevante Unternehmen) – Stellungnahme der ElCom (in tedesco)
25.06.2024	Differenze di copertura – Esempio di calcolo e di compensazione delle differenze di copertura per gli anni 2024 a 2029
25.06.2024	Metrologia – Obbligo di utilizzare sistemi di misurazione intelligenti secondo gli articoli 8a e 8b OAEI per i consumatori finali aderenti al mercato libero e i nuovi impianti di produzione allacciati alla rete
02.07.2024	Equilibrio delle zone di regolazione
02.07.2024	Stellungnahme Vernehmlassung WACC
25.07.2024	Faktenblatt Wasserkraftreserve
05.09.2024	Aggiornamento domande e risposte sulla Strategia energetica 2050 (aggiornamento)
15.10.2024	Vernehmlassung Elektrizitätsgesetz (Beschleunigung beim Aus- und Umbau der Stromnetze) – Stellungnahme der ElCom (in tedesco)
24.10.2024	Domande frequenti sui temi «metrologia» e «smart meter»
31.10.2024	Prezzi alti dell'energia di regolazione secondaria (SRE)
13.11.2024	Vernehmlassung zur Verordnung über den Betrieb der Reservekraftwerke in einer schweren Strommangellage – Stellungnahme der ElCom (in tedesco)
15.11.2024	Miglioramento urgente della qualità dei dati di misurazione rilevanti per le previsioni
18.12.2024	Prezzi alti dell'energia di regolazione secondaria (SRE): introduzione di un limite di prezzo temporaneo

Rapporti e studi

31.05.2024	Rapporto d'attività della ElCom 2023
18.06.2024	Winterreserve – Bereitschaftstest 2024 (in tedesco)
12.12.2024	Potenza ed energia di regolazione 2023
12.11.2024	Berücksichtigung des Schweizer Netzes in der Kapazitätsberechnung der EU (in tedesco)
05.07.2024	Stromversorgungsqualität 2023 (in tedesco)
18.12.2024	Hohe Energietarife ab 2023 – Tarifentwicklung in der Hochpreis-Phase und Massnahmen der ElCom (in tedesco)

10.4 Glossario

AAE	Azienda di approvvigionamento energetico
Accesso alla rete	Diritto di utilizzare una rete per ricevere energia elettrica da un fornitore a scelta o per immettere energia elettrica nella rete stessa.
ACER	EU Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AES	Associazione delle aziende elettriche svizzere
aFRR, mFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve / manually Frequency Restoration Reserve
AT	Alta tensione
BT	Bassa tensione
CEER	Council of European Energy Regulators; Conseil des régulateurs européens de l'énergie; Consiglio dei Regolatori Europei dell'Energia
CMIT	CEER Market Integrity and Transparency Working Group
CN	Centrale nucleare
Consumatore finale	Cliente che acquista energia elettrica per uso proprio. È escluso l'acquisto di energia elettrica per il fabbisogno proprio di una centrale elettrica e per l'azionamento di pompe negli impianti di accumulazione con pompaggio.
CORE	La regione di calcolo della capacità CORE costituita dalle precedenti regioni CWE (Central West Europe) e CEE (Central East Europe)
CRE	Commissione francese di regolamentazione dell'energia (Commission Régulation de l'Énergie)
DATEC	Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni
Day-ahead	Commercio di energia elettrica per il giorno successivo, in cui i prezzi e i quantitativi sono fissati con 24 ore di anticipo
ECC	«European Commodity Clearing» è un servizio di clearing specializzato in prodotti energetici e materie prime

EDES	Sistema di trasmissione dei dati della ECom
EEX	European Energy Exchange
ECom	Commissione federale dell'energia elettrica
Energia di regolazione	Impiego di energia elettrica automatico o ordinato dalle centrali per mantenere lo scambio programmato di energia elettrica e garantire la sicurezza della gestione della rete.
EPEX / EPEX Spot	European Power Exchange / Borsa europea dell'energia elettrica
FCR	Frequency controlled normal operation reserve
FINMA	Autorità federale di vigilanza sui mercati finanziari
FPSS	Fornitori delle prestazioni di servizio relative al sistema
FV	Fotovoltaico
Gestione del bilancio	Provvedimenti per la tenuta continua del bilancio energetico e di potenza nel sistema dell'energia elettrica; vi rientrano in particolare la gestione del programma previsionale, la gestione dei dati di misurazione e la gestione del pareggio di bilancio.
Gestione delle congestioni	Garantisce l'esercizio sicuro della rete attraverso misure preventive (ad es. determinazione della NTC, aste per l'assegnazione di capacità) e operative (ad es. redispatch, riduzioni).
GME	Gestore Mercati Energetici
GR	Gestore di rete
GRD	Gestore della rete di distribuzione (distributore)
GRT	Gestore rete di trasporto
GWh	Gigawattora
H4	Appartamento di 5 locali con fornello elettrico e asciugatrice, senza boiler elettrico
ICT	Information Communications Technology
IFV	Impianto fotovoltaico

IN	Inbalanced Netting
kVA	Kilovoltampere, potenza di allacciamento
kWh	Kilowattora
kWp	Kilowatt di picco
LAEI	Legge sull'approvvigionamento elettrico
LAiSE	Legge federale sugli aiuti finanziari concessi a titolo sussidiario per salvare le imprese di rilevanza sistemica del settore dell'energia elettrica
LAP	Legge sull'approvvigionamento del Paese
LEne	Legge sull'energia
LMeCA	Legge federale concernente l'impiego di mezzi elettronici per l'adempimento dei compiti delle autorità (LMeCA)
LVTE	Legge federale sulla vigilanza e la trasparenza nei mercati dell'energia all'ingrosso
MARI	Piattaforma per lo scambio di energia di regolazione terziaria veloce
Mediana	Il valore al centro di una serie di dati ordinati per grandezza. La metà di tutti i dati osservati è quindi minore, e l'altra metà maggiore, del valore mediano. (a differenza del valore medio, la mediana è "resistente" nei confronti dei valori aberranti).
MPEC	Meccanismo dei prezzi dell'energia di compensazione
MT	Media tensione
MVA	Megavoltampere
MW	Megawatt
MWh	Megawattora
NCCS	Networkcode Cybersecurity
NER	Network of Economic Regulators dell'OCSE

Net Transfer Capacity	(NTC) Massimo programma di scambio tra due compensatori; esso è conciliabile con gli standard di sicurezza di entrambi i compensatori e tiene conto delle incertezze tecniche future della rete.
NIST	National Institute of Standards and Technology
NRA	Organismi di regolamentazione nazionali (National regulatory authorities)
OAEI	Ordinanza sull'approvvigionamento elettrico
OEn	Ordinanza sull'energia
OMP	Mercati organizzati
PAP	Procedura di approvazione dei piani
PIC	Strategia per la protezione delle infrastrutture critiche
PICASSO	Piattaforma per lo scambio di energia di regolazione secondaria
Prestazione di servizio relativa al sistema, PSRS	I servizi ausiliari necessari per una gestione sicura delle reti. Essi comprendono in particolare il coordinamento del sistema, la gestione del bilancio, la creazione di una riserva di energia di regolazione, la capacità di partenza senza alimentazione di rete e la capacità di servizio isolato dei generatori di energia elettrica, la tenuta della tensione (compresa la quota di energia reattiva), le misurazioni di regime e la compensazione delle perdite di potenza.
PRS	Potenza di regolazione secondaria
PRT	Potenza di regolazione terziaria
PSE	Piano settoriale Elettrodotti
Refinitiv	Uno dei principali fornitori globali di dati e infrastrutture dei mercati finanziari
REGST dell'energia elettrica	(ENTSO-E) European Network of Transmission System Operators for Electricity, Rete europea di gestori di sistemi di trasmissione dell'energia elettrica
REMIT	Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency - Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency.

Rete di distribuzione	Rete elettrica ad alta, media o bassa tensione avente lo scopo di fornire energia elettrica ai consumatori finali o alle imprese d'approvvigionamento elettrico.
Rete di trasporto	Rete elettrica per il trasporto di energia elettrica su lunghe distanze all'interno del Paese e per l'interconnessione con le reti estere; di regola funziona al livello di tensione 220/380 kV. Fanno parte della rete di trasporto, in particolare: a) le linee comprese le strutture portanti; b) i trasformatori di accoppiamento, i sezionatori, le installazioni di misurazione, comando e comunicazione; c) gli impianti utilizzati con altri livelli di rete, che vengono impiegati soprattutto nell'ambito della rete di trasporto o senza i quali quest'ultima non può essere gestita in modo sicuro o efficiente; d) i quadri di comando prima dei trasformatori nel passaggio ad un altro livello di tensione o ad una centrale elettrica.
RRM	Registered Reporting Mechanisms
SAIDI	Il System Average Interruption Duration Index (SAIDI) descrive la durata media delle interruzioni dell'approvvigionamento di un consumatore finale in un sistema di approvvigionamento elettrico.
SAIFI	Il System Average Interruption Frequency Index (SAIFI) descrive il numero medio di interruzioni dell'approvvigionamento di un consumatore finale in un sistema di approvvigionamento elettrico.
SIX	Società che mette a disposizione l'infrastruttura per la piazza finanziaria svizzera e gestisce la borsa svizzera SIX Swiss Exchange
SRE	Energia di regolazione secondaria
TERRE	Piattaforma per lo scambio di energia di regolazione terziaria lenta
TSO	Transmission System Operator: Gestore della rete di trasporto
TWh	Terawattora
UE	Unione europea
UFCS	Ufficio federale della cibersicurezza
UFE	Ufficio federale dell'energia
UFPP	Ufficio federale della protezione della popolazione
UST	Ufficio federale di statistica

Utilizzazione della rete	Utilizzo fisico di un sistema di rete mediante immissioni o prelievi di elettricità.
WACC	Weighted Average Cost of Capital: Costi medi ponderati del capitale
Zona di regolazione	Area in cui la regolazione della rete compete alla società nazionale di rete. Tale area è delimitata fisicamente da stazioni di misurazione



Commissione federale dell'energia elettrica ElCom

Christoffelgasse 5, 3003 Berna

Tel. +41 58 462 58 33

info@elcom.admin.ch · www.elcom.admin.ch