



Rapporto d'attività della ElCom 2020



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Commissione federale dell'energia elettrica ElCom

Impressum

Commissione federale dell'energia elettrica ElCom
Christoffelgasse 5, CH-3003 Berna
Tel. +41 58 462 58 33 · Fax +41 58 462 02 22
info@elcom.admin.ch · www.elcom.admin.ch

Immagini

Thomas Friedt (pag. 1, 81)
ElCom / Nadine Strub (pag. 4, 9, 68)
CKW, Philipp Schmidli (pag. 10)
Daniel Streit (pag. 21)
Swissgrid AG (pag. 33)
Axpo Holding AG (pag. 56)
ElCom / www.bildkultur.ch (pag. 72)

Tiratura

D: 40, F: 20, I: 10, E: 10

Pubblicato in tedesco, francese, italiano e inglese · 6/2021

Indice

1	Prefazione del presidente	4
2	Intervista con il direttore sul tema della sicurezza di approvvigionamento	8
3	Sicurezza di approvvigionamento	10
3.1	Introduzione	10
3.2	Analisi retrospettiva e in prospettiva futura della sicurezza di approvvigionamento	10
3.2.1	Analisi retrospettiva dell'inverno 2019/2020	11
3.2.2	Altri eventi di rilievo nel corso dell'anno	11
3.2.3	Situazione nell'inverno 2020/2021	12
3.3	Flussi non programmati	13
3.4	Cybersicurezza	14
3.5	Qualità dell'approvvigionamento	15
3.5.1	Disponibilità della rete	15
3.5.2	Capacità d'importazione	16
3.5.3	Capacità d'esportazione	17
3.5.4	Retrofit degli impianti di produzione elettrica decentralizzati	18
3.6	Prestazioni di servizio relative al sistema	18
4	Le reti	21
4.1	Dati e cifre delle reti elettriche svizzere	21
4.2	Ampliamento e pianificazione della rete	27
4.2.1	Pianificazione pluriennale relativa alla rete di trasporto	27
4.2.2	Pianificazione pluriennale relativa alle reti di distribuzione	28
4.2.3	Partecipazione a procedure del piano settoriale e di approvazione dei piani	29
4.3	Investimenti nell'infrastruttura di rete	29
4.3.1	Investimenti nella rete di trasporto	29
4.3.2	Investimenti nella rete di distribuzione	29
4.4	Potenziamenti della rete	30
4.5	Società nazionale di rete	32
4.6	Decisioni e sentenze in materia di reti	32
5	Il mercato svizzero dell'energia elettrica	33
5.1	Struttura dei gestori di rete svizzeri	33
5.2	Accesso al mercato e quota di passaggio ad altri fornitori	34
5.3	Tariffe della rete di trasporto	36
5.4	Tariffe della rete di distribuzione	37
5.5	Verifiche relative alle tariffe	41
5.6	Prassi giudiziaria	46
5.7	Regolazione Sunshine	46
5.8	Metrologia	47
5.9	Disgiunzione	48
5.10	RCP, modello di applicazione, RIC, remunerazione unica, calcolo dell'IVA sul supplemento di rete	48
6	Sorveglianza del mercato	50
6.1	Trasparenza del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica	50
6.2	Sorveglianza del mercato nel 2020 in cifre	51
6.3	Studio: effetti della pandemia di coronavirus sul carico europeo	52
6.4	Caso MEAS	54
6.5	Regola di RTE relativa al mercato di bilanciamento francese	55
7	Affari internazionali	56
7.1	Gestione delle congestioni	57
7.2	Centrali di frontiera	60
7.3	Merchant Line	61
7.4	Proventi da aste	61
7.5	Piattaforme internazionali per l'energia di regolazione	63
7.6	Organismi internazionali	64
8	Prospettive future	66
9	La ElCom	68
9.1	Organizzazione e risorse umane	70
9.1.1	Commissione	70
9.1.2	Segreteria tecnica	72
9.2	Finanze	73
9.3	Manifestazioni	73
10	Appendice	74
10.1	Statistica di esercizio	74
10.2	Statistica delle riunioni	74
10.3	Pubblicazioni	75
10.4	Glossario	76

1 Prefazione del presidente



Werner Luginbühl
Presidente della ElCom

Sotto la presidenza molto attiva e impegnata dell'ex consigliere agli Stati Carlo Schmid-Sutter, negli ultimi dieci anni la ElCom è cresciuta e si è affermata nel proprio ruolo di autorità di regolazione, tanto che oggi riscuote ampi consensi e gode di una buona reputazione all'interno del settore e tra i consumatori. Con l'assunzione della carica di presidente il 1° marzo 2020 mi sono proposto, insieme alla Commissione e alla Segreteria tecnica, di fare tesoro di questo importante bagaglio, di prendermene cura e di adoperarmi affinché l'autorità sia in grado di superare le sfide che la attendono in futuro.

COVID-19 e il suo impatto sul settore

Il 2020 è trascorso all'insegna della pandemia di coronavirus. Anche i Paesi del primo mondo si sono visti nuovamente pervadere, dopo un lungo periodo di interruzione, da una pandemia generale che ha avuto un enorme impatto sull'economia e considerevoli effetti sul tessuto sociale. Molti hanno avuto e hanno tuttora difficoltà a gestire questa situazione, poiché ritenevano che la nostra società «moderna» fosse immune a questo tipo di eventi.

Le ripercussioni a livello economico che questa crisi ha avuto sul settore elettrico sono sta-

te tendenzialmente inferiori alla media. Nel mese di maggio del 2020 la ElCom ha pubblicato uno studio sugli effetti della pandemia di coronavirus sul carico europeo. Ne è emerso che, in Svizzera, il comparto elettrico ha subito meno pesantemente l'impatto della diminuzione di carico dovuta alle misure restrittive per il contenimento del virus rispetto a Francia, Italia o Spagna. Nel nostro Paese il calo dei consumi nei giorni feriali durante il primo lockdown è stato nell'ordine del 10 per cento circa, in Francia del 17, in Spagna del 20 e in Italia del 25. Responsabili della riduzione di carico sono stati principalmente la diminuita produzione industriale e le chiusure generalizzate di ristoranti e negozi.

Gli effetti finanziari prodotti dal calo dei consumi sugli operatori energetici nazionali sono stati fundamentalmente diversi a seconda della strategia di approvvigionamento. Per mitigare l'impatto economico su PMI e industria, in primavera i gestori di rete hanno potuto chiedere alla ElCom una riduzione a breve termine delle tariffe. Alla fine, tuttavia, poche imprese hanno usufruito della possibilità di ridurre eccezionalmente le tariffe nel corso dell'anno.

Differenze di copertura 2011 e 2012

Nel corso dell'anno in rassegna la ElCom ha consentito la realizzazione di un importante passo avanti nella chiusura di una delle maggiori operazioni nella storia recente dell'economia svizzera, ossia quella riguardante i circa 7000 km di rete di trasporto dal valore regolatorio di ben 2,5 miliardi di franchi. Ai sensi dell'articolo 33 capoverso 4 LAEl gli impianti della rete di trasporto svizzera dovevano essere trasferiti a Swissgrid entro il 1° gennaio 2013. Dopo

complessi e annosi procedimenti giudiziari, nel corso dell'anno in esame si è definitivamente concluso il trasferimento, con un totale di 19 decisioni concernenti le differenze di copertura degli anni tariffari 2011 e 2012. L'operazione sarà approvata dalla Commissione all'inizio del 2021.

Sicurezza di approvvigionamento

Sotto il profilo della sicurezza di approvvigionamento, l'inverno 2019/2020 e la prima metà dell'inverno 2020/2021 non hanno registrato particolari criticità. L'inverno 2019/2020 è stato il più mite dall'inizio delle misurazioni, con temperature di 3°C sopra la norma. Il lockdown seguito a marzo a causa della pandemia di coronavirus ha comportato un ulteriore calo dei consumi di elettricità. In Svizzera tutte le centrali nucleari sono rimaste in rete secondo i piani e i bacini di accumulazione hanno registrato livelli superiori alla media per l'intera stagione invernale.

Per quanto concerne la produzione, a medio termine la priorità d'intervento per la ElCom rimane l'aspetto delle condizioni quadro per la produzione invernale nazionale. Sono diversi i fattori implicati in tal senso. Con la vetustà degli impianti, aumenta la probabilità che le centrali nucleari subiscano disattivazioni impreviste per motivi di ordine tecnico o economico. Ad oggi, inoltre, non è chiaro se le rimanenti quattro centrali nucleari verranno messe fuori servizio nel 2035 (50 anni d'esercizio) o nel 2045 (60 anni d'esercizio). Ai ritmi di potenziamento attualmente raggiunti sul fronte delle energie rinnovabili, in particolare del fotovoltaico, non sarà possibile rimpiazzare in tempo utile e in misura adeguata la produzione nucleare che verrà meno nel semestre invernale (circa 14 TWh).

Se nel proprio documento di base sulla produzione invernale del febbraio 2020 la ElCom aveva segnalato i crescenti rischi derivanti dalle importazioni, nella comunicazione successiva essa ha invece spostato l'attenzione sull'importanza di potenziare la produzione invernale nazionale di 5-10 TWh entro il 2035.

Rispetto agli impegni assunti nel quadro dell'accordo di Parigi sul clima, nell'estate del 2019 il Consiglio federale ha fissato l'obiettivo di raggiungere un saldo netto delle emissioni pari a zero a partire dal 2050. Tale intento presuppone una trasformazione radicale dell'approvvigionamento energetico in poco meno di 30 anni ed è legato a una crescente domanda di elettricità derivante dalla rapida elettrificazione nel settore immobiliare e dei trasporti.

A seguito della consultazione sulla revisione della LAEl e della LEnE, nel novembre del 2020 il Governo svizzero ha provveduto a fissare i parametri per la revisione di entrambe le leggi, tenendo conto – tra i vari aspetti – del maggiore consumo di elettricità che si riscontra per il riscaldamento degli edifici e la mobilità.

L'Esecutivo ha intenzione di prorogare fino al 2035 le misure di sostegno a favore delle energie rinnovabili nazionali sotto forma di contributi d'investimento e di consentire le aste per i grandi impianti fotovoltaici mantenendo il tetto massimo di 2,3 ct./kWh. Nulla di fatto, invece, per nuovi strumenti di promozione come i premi di mercato fluttuanti, poiché richiederebbero più fondi. Nell'ottica della sicurezza di approvvigionamento è previsto, oltre alla riserva strategica, un

incremento della produzione invernale di 2 TWh/a. Il restante deficit nella stagione fredda sarà colmato a medio e lungo termine dalle importazioni. L'odierna capacità di autosufficienza di 22 giorni, inoltre, dovrà essere garantita anche in futuro.

La ElCom prende atto con soddisfazione che varie sue proposte sono state recepite nel progetto. Il previsto aumento della produzione invernale e l'intenzione di accelerare il potenziamento al fine di preservare l'autosufficienza, la riduzione dei rischi legati alle importazioni (fabbisogno di ridispacciamento) e una gestione efficiente delle centrali ad accumulazione sono priorità urgenti. Alla ElCom, tuttavia, i target proposti paiono da un lato troppo poco ambiziosi e dall'altro troppo ottimistici, viste le incertezze sulla realizzabilità economica e politica delle misure previste. Dopo la dismissione delle centrali nucleari stabilita nelle Prospettive energetiche, il fabbisogno di importazione durante il semestre invernale crescerà, nonostante le misure in programma, a ben oltre 10 TWh nel lungo periodo.

Il messaggio concernente la revisione della LEnE e della LAEl sarà sottoposto al Parlamento a metà del 2021.

Sviluppi internazionali

In futuro, la Svizzera dovrà in ogni caso importare nei mesi invernali una quantità tendenzialmente crescente di energia elettrica – quanto meno in un'ottica di medio periodo. La ElCom ritiene che segnalare al mondo politico i rischi attualmente derivanti da una massiccia importazione costituisca parte integrante del proprio

mandato legislativo di sorveglianza della sicurezza di approvvigionamento.

Nel valutare i rischi correlati alle importazioni occorre considerare, in particolare, la disponibilità di trasporto nonché la capacità e volontà di esportazione da parte dei Paesi limitrofi.

La disponibilità di trasporto è influenzata da numerosi elementi. Tra questi rientrano in particolare un esercizio più volatile della rete, la progressiva sostituzione della produzione controllabile con energie rinnovabili, l'estensione del meccanismo di accoppiamento dei mercati basato sui flussi nell'Europa orientale e la sua introduzione anche nel mercato intraday, un eventuale coinvolgimento anche dell'Italia nel market coupling basato sui flussi, il rispetto della regola del 70% dell'UE e l'introduzione di varie piattaforme transfrontaliere nell'ambito dell'energia di regolazione.

Per quanto concerne la capacità e la volontà di esportazione da parte dei Paesi limitrofi, va considerato che la Germania, a causa dell'uscita dal nucleare e del progressivo abbandono del carbone in inverno, in certi periodi potrà forse esportare soltanto in misura più ridotta. A ciò si aggiungono già oggi le congestioni provocate dalla mancata disponibilità delle centrali nucleari francesi, ragione per cui l'effettiva disponibilità del parco di centrali atomiche francesi a partire dal 2030 rappresenta una grande incognita. Inoltre, occorre partire dal presupposto che anche in futuro sarà pressoché impossibile attendersi un aumento delle importazioni dall'Italia.

In sintesi: il ridispacciamento si fa più complesso e il venir meno di eventuali elementi di rete può portare con sé gravi conseguenze in caso di riserve insufficienti. La capacità d'importazione sta diventando sempre più dipendente da decisioni politiche estere, provenienti da organismi UE come la DG ENER e/o ACER o da regolatori/TSO delle regioni CORE e Italy North.

Senza dubbio la stipula di un accordo sull'energia eliminerebbe in buona parte almeno i rischi di natura politica. È altrettanto chiaro che sinora, in condizioni normali, l'importazione di energia elettrica ha sempre funzionato in maniera affidabile ed economicamente efficiente. Tuttavia, considerata l'enorme importanza di un approvvigionamento energetico sicuro e affidabile in qualunque momento, il fatto di spingere per anni il sistema ai suoi limiti rappresenta un rischio non trascurabile. Alla luce di queste riflessioni la ElCom raccomanda che in Svizzera si provveda ad assicurare una produzione invernale quanto meno tale da far sì che nei mesi freddi non si debbano importare più di 10 TWh.

Vi auguro una piacevole lettura del rapporto, ricca di spunti interessanti sulle molteplici attività della ElCom.



Werner Luginbühl
Presidente della ElCom

2 Intervista con il direttore sul tema della sicurezza di approvvigionamento

Da oltre tredici anni ai vertici della Segreteria tecnica, a fine ottobre 2021 Renato Tami lascerà la ElCom. Qui di seguito analizza ancora una volta con occhio critico la sicurezza dell'approvvigionamento in Svizzera – oggi e in futuro.

Signor Tami, quale direttore della ElCom lei è il guardiano supremo della sicurezza di approvvigionamento della Svizzera. Come valuta la situazione in generale?

Al momento abbiamo una situazione che, seppur non completamente distesa, è quanto meno stabile. Le reti assicurano una buona disponibilità e le grandi centrali elettriche sono in funzione. Con l'abbandono del nucleare, tuttavia, avremo un problema se non interverremo per tempo individuando altre fonti di produzione adatte e facendo leva sulle potenzialità di risparmio energetico disponibili.

Quanto è grande, in concreto, il rischio di una carenza di energia elettrica? Per quale motivo viene considerato la più grande minaccia civile per il Paese, ancor prima della pandemia?

Il danno causato da un deficit di energia elettrica sarebbe enorme. Secondo l'Ufficio federale della protezione della popolazione una situazione di questo tipo rappresenta effettivamente il maggior rischio per la Svizzera. Nello scenario descritto si è ipotizzato un ammanco di elettricità del 30 per cento per svariati mesi invernali. Il danno complessivo che ne consegue sarebbe pari a oltre 180 miliardi di franchi. Si stima che eventi di questo calibro si verifichino una volta ogni 30-50 anni. Anche se la consapevolezza nei confronti di tali fenomeni è minima, la probabilità che essi accadano è decisamente elevata.

Come quantifica l'ulteriore fabbisogno di elettricità derivante dal passaggio dell'industria, dei trasporti e del settore immobiliare all'energia elettrica? Quanta elettricità in più bisognerà produrre, ed entro quando?

È difficile prevederlo con esattezza. A titolo generale, pensiamo che il passaggio completo

dei trasporti alla mobilità elettrica e la riqualificazione del parco immobiliare con pompe di calore genereranno un fabbisogno supplementare di oltre 20 TWh. Questi numeri si riferiscono al settore privato, dal momento che l'industria non è stata ancora inclusa nei calcoli. Al momento il consumo totale annuo della Svizzera si aggira intorno ai 62 TWh.

Allo stesso tempo l'efficientamento energetico produrrà anche un potenziale risparmio; anch'esso è difficile da quantificare ad oggi – dipende tra l'altro dall'orizzonte temporale. I riscaldamenti elettrici, da soli, consumano attualmente circa 2,8 TWh all'anno.

Considerate queste premesse è sufficiente l'incremento di 5-10 TWh sinora richiesto dalla ElCom?

L'analisi della produzione invernale a cura della ElCom pubblicata a inizio 2020 non tiene conto dell'ulteriore fabbisogno determinato dal passaggio all'energia elettrica del settore industriale, dei trasporti e degli edifici, non essendovi ancora dati disponibili all'epoca. Considerato il maggiore fabbisogno dobbiamo dire che questi 5-10 TWh non sono sufficienti.

Avremo bisogno di ulteriori importazioni?

Le esperienze degli ultimi anni evidenziano che la nostra infrastruttura elettrica è in grado di supportare al massimo un'importazione netta di 10 TWh nel semestre invernale. Questa quantità è pari a più del doppio di quanto abbiamo mediamente importato in passato, a livello netto, nel semestre invernale. Sebbene tecnicamente sarebbero possibili importazioni regolari più elevate, ciò comporterebbe uno stress eccessivo per la rete elettrica, che sarebbe costantemente spinta al limite, cosa non sostenibile per un'infrastruttura di tale importanza.

Un aspetto cruciale, in questo caso, è soprattutto anche la questione dei rischi legati alle importazioni: gli altri Paesi possono e vogliono veramente mettere a disposizione questi volumi? Restrizioni normative, come la regola del 70% dell'UE, potrebbero impedire l'importazione.



Renato Tami
Direttore della ElCom

«Un accordo bilaterale sull'energia elettrica con l'UE non ci esime dal risolvere questioni ancora in sospeso nel nostro Paese».

La situazione attuale con la pandemia di coronavirus, inoltre, ha messo in evidenza una cosa: in caso di crisi ogni Paese pensa prima di tutto a sé stesso, e rifornisce il vicino soltanto se le proprie riserve sono sufficienti.

Le condizioni quadro vigenti in Svizzera sono adatte ad attirare investimenti nella quantità necessaria?

No, sotto questo aspetto urgono miglioramenti. Al momento le condizioni quadro in altri Paesi sono indiscutibilmente migliori. Molte imprese d'approvvigionamento energetico svizzere investono in impianti all'estero, mentre da noi alcuni grandi progetti idroelettrici, come ad es. il potenziamento sul Grimsel, sono bloccati. La progettazione e costruzione di cinque turbine eoliche sul San Gottardo sono durate 18 anni.

Occorre in questo caso un intervento della politica, che verifichi le attuali regolamentazioni in materia di canone per i diritti d'acqua, quantità d'acqua residue, protezione delle zone golenali ecc., e le adegui in vista della realizzazione della Strategia energetica 2050.

Serve un accordo sull'energia con l'UE nell'ottica della sicurezza di approvvigionamento?

Serve sicuramente che si abbattano gli ostacoli normativi e che la Svizzera sia integrata a tutti gli effetti nel mercato interno dell'UE. Ma ciò non risolve i problemi che dobbiamo eliminare nel nostro Paese. In altre parole, un accordo bilaterale con l'UE non serve né a produrre un solo KWh in più né a migliorare le condizioni quadro per gli investimenti. Sarebbe dunque un elemento certamente positivo, anche se non ci esime dal risolvere questioni ancora in sospeso qui da noi.

Per concludere, una domanda personale a Lei come direttore uscente: che cosa si auspica per la Strategia energetica 2050?

Personalmente sono un sostenitore della Strategia energetica 2050, che mi pare essere l'unica via corretta. Ma affinché vada a buon fine, occorre completare ancora alcuni punti. È il Parlamento a dover intervenire: il sistema d'incentivazione nel settore del clima e dell'energia (SICE) non deve essere cancellato senza un'alternativa e le condizioni quadro relative agli investimenti necessitano di alcuni miglioramenti. Per tutti noi deve essere chiaro che la Strategia energetica ha un costo importante: denaro, protezione dell'ambiente e infrastrutture. Il prezzo è elevato, e qui con misure omeopatiche non si va avanti. In caso contrario il comparto elettrico dirotterà i propri investimenti all'estero. Se vogliamo creare posti di lavoro, garantire la sicurezza di approvvigionamento e rafforzare la posizione della Svizzera dobbiamo assolutamente affrontare la questione.

3 Sicurezza di approvvigionamento



In Svizzera il potenziamento delle energie rinnovabili procede solo lentamente. Le centrali eoliche potrebbero coprire parte del fabbisogno di elettricità in inverno, come qui nell'Entlebuch.

3.1 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 l'approvvigionamento indigeno, la ElCom sottopone 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.

Per la disamina della futura sicurezza di approvvigionamento della Svizzera sono state condotte varie analisi di bilancio sulla produzione invernale, pubblicate in un documento di base, mentre lo studio System Adequacy 2030 della ElCom si è focalizzato su simulazioni probabilistiche della situazione dell'approvvigionamento tra dieci anni. È stato altresì redatto un rapporto dettagliato sulla sicurezza dell'approvvigionamento elettrico della Svizzera nel 2020. La ElCom interpreta i risultati di queste analisi concludendo che, ai fini della sicurezza dell'approvvigionamento durante la stagione invernale, è necessario un decisivo incremento delle capacità produttive invernali all'interno dei confini nazionali.

3.2 Analisi retrospettiva e in prospettiva futura della sicurezza di approvvigionamento

Per adempiere al proprio mandato di vigilanza, la ElCom sorveglia la sicurezza dell'approvvigionamento a medio e lungo termine mediante

un monitoraggio completo. Nei capitoli che seguono vengono presentati risultati significativi di questo monitoraggio per l'anno in esame.

3.2.1 Analisi retrospettiva dell'inverno 2019/2020

Secondo MeteoSuisse l'inverno 2019/2020 è stato il più mite dall'inizio delle misurazioni, con temperature di quasi 3°C sopra la norma. Di conseguenza, il consumo di energia elettrica condizionato dal clima per scopi di riscaldamento è stato inferiore. La disponibilità di produzione da parte delle centrali nucleari francesi è risultata in linea con i piani e anche in Svizzera tutte le centrali nucleari hanno operato in rete come previsto. Per tutta la stagione invernale i bacini di accumulazione hanno registrato livelli superiori alla media.

In seguito a una situazione di criticità generalizzata sulla rete a dicembre, soprattutto sulle linee di alimentazione interne verso la Svizzera romanda, e a causa dello spegnimento della centrale nucleare di Mühleberg a fine dicembre 2019, nel Paese si è intervenuto con un'ulteriore misura temporanea prestabilendo una produzione minima da parte di alcune centrali ad

accumulazione della Svizzera occidentale che, vista l'abbondanza di energia disponibile, non hanno avuto problemi a raggiungerla.

A febbraio, vari episodi di forte maltempo hanno causato una serie di guasti sulla rete di trasporto e black-out su nove linee, con conseguente temporanea interruzione della fornitura di energia elettrica in alcune parti dei Cantoni Svitto, Uri e Zugo. La stabilità generale della rete, tuttavia, ha potuto essere garantita in qualunque momento.

A partire da marzo, gli effetti della pandemia di coronavirus si sono tradotti in una serie di restrizioni alla vita pubblica e all'economia di Svizzera ed Europa. La conseguenza è stata un forte calo del carico della rete e Swissgrid ha dovuto intervenire più volte con un'elevata potenza di regolazione negativa per far fronte alle sovratensioni legate a un'ingente produzione fotovoltaica.

3.2.2 Altri eventi di rilievo nel corso dell'anno

Il coronavirus ha avuto altre ripercussioni sul comparto elettrico. Durante la crisi la ElCom ha prontamente organizzato conferenze con vari rappresentanti delle autorità e del settore per garantire lo scambio di informazioni sulla sicurezza dell'approvvigionamento. Ecco alcuni dei punti trattati:

- A causa della pandemia si sono dovute in parte posticipare (come in Francia, cfr. capitolo seguente) le revisioni delle centrali nucleari svizzere. Presso queste ultime, IFSN e SUVA hanno vigilato sulla disponibilità del personale operativo essenziale, assicurando che fosse sempre garantita. In assenza di un presidio minimo, i reattori sarebbero stati spenti.
- Anche l'operatività di sistema della rete di trasporto nell'esercizio 7/24h ha subito l'influsso della pandemia. Dall'inizio di marzo 2020 Swissgrid ha attivato la modalità di crisi pandemica, per cui soltanto il personale delle due centrali di controllo e quello operativo essenziale è stato presente in loco a presidiare il funzionamento degli impianti. Un indicatore importante per la manutenzione della rete è la disponibilità delle centrali elettriche. Varie revisioni di impianti sulla rete di trasporto sono state pertanto posticipate in seguito al differimento del periodo previsto per tale attività nelle centrali (nucleari). Un'altra dinamica riscontrata è il fatto che i gruppi di bilancio, a causa dell'insolita situazione di carico, hanno provocato scostamenti di bilancio più importanti – un'evoluzione a cui Swissgrid ha fatto fronte incrementando la quantità di energia di regolazione in riserva.
- La zona di regolazione Svizzera non coincide esattamente con i confini nazionali. Ci sono anche territori all'estero

che vengono riforniti da imprese di approvvigionamento svizzere (le cosiddette enclavi). A causa dell'iniziale chiusura dei confini si sono cercate soluzioni per il personale addetto all'esercizio della rete, che si sono trovate attraverso gli uffici competenti all'estero.

Una descrizione sintetica dell'attività di coordinamento e delle conoscenze maturate in tal senso è stata fornita sotto forma di rapporto alle autorità competenti e al Parlamento a metà anno. Il rapporto conteneva anche un calcolo relativo a uno scenario pandemico che

ha potuto ancora essere effettuato nel quadro dello studio Adequacy 2030 della ElCom.

Indipendentemente dalla pandemia, a metà anno è crollato un traliccio della linea aerea nel Cantone Vaud. Due linee da 200kV sono pertanto rimaste fuori servizio fino al termine dei lavori di riparazione, durati all'incirca due mesi. Tale evento, tuttavia, non ha mai pregiudicato la stabilità generale della rete. Dalle indagini è emerso che la causa del crollo del traliccio è stata un sabotaggio; sono in corso gli accertamenti da parte delle autorità inquirenti per individuare gli autori del gesto.

3.2.3 Situazione nell'inverno 2020/2021

La stagione è iniziata con un ottobre freddo e un primo scorcio d'inverno sul finire del mese, mentre a novembre le temperature sono tornate a essere estremamente miti. In Svizzera tutte le cinque centrali nucleari sono rimaste in rete, e a inizio stagione anche i bacini di accumulazione erano a livelli superiori alla media.

In Francia, invece, per l'inverno 2020/2021 è stata annunciata una situazione di fondamentale tensione sul fronte dell'approvvigionamento. Le criticità erano dovute ai ritardi accumulati in seguito alla pandemia di coronavirus sulle revisioni delle centrali nucleari, che in Francia vengono sostanzialmente effettuate tutto l'anno e quindi lasciano poco spazio a eventuali fattori di disturbo esogeni. I ritardi nelle revisioni hanno avuto un impatto anche sulla ricarica di combustibile. Nell'intento di garantire la massima disponibilità possibile delle centrali nucleari francesi durante l'inverno, si è proceduto ripetutamente a riprogrammare le revisioni. Ciò nonostante, nei mesi di gennaio, febbraio e marzo 2021 le centrali francesi hanno registrato una bassissima disponibilità. La Francia aveva annunciato che, in seguito a una forte ondata di gelo durante i mesi invernali, si sarebbero

potute verificare alcune difficoltà di approvvigionamento localizzate, nonostante le riserve e l'attivazione ad hoc di adeguate contromisure a livello nazionale. A seconda del grado di copertura del carico di rete in Francia (dipendente dalla temperatura e dalla disponibilità delle centrali nucleari), non è escluso che anche sulla rete di trasporto svizzera possano verificarsi flussi di carico e problemi di vario genere, tali da rendere necessari interventi da parte di Swissgrid e uno stretto coordinamento con i TSO dei Paesi confinanti, in particolare RTE (Réseau de Transport d'Electricité).

Alla luce di quanto illustrato, anche in Svizzera la situazione dell'approvvigionamento per i restanti mesi invernali pare tutt'altro che distesa. Sotto il profilo energetico il fattore di disturbo principale è da ritenersi dunque lo stato dell'approvvigionamento in Francia, sebbene a fine gennaio 2021 il livello dei bacini artificiali sia ancora da considerarsi nella media. Dal punto di vista della rete il problema dei flussi di carico non programmati continua a sussistere, ma con la soluzione del ridispacciamento trilaterale la Svizzera è in una posizione generalmente migliore per intervenire in situazioni critiche.

3.3 Flussi non programmati

In una rete a maglie il flusso di corrente effettivo (fisico) non corrisponde mai esattamente ai flussi stabiliti in un accordo commerciale e, quindi, programmati. La differenza tra il flusso fisico e il flusso stabilito dagli accordi commerciali scorre come flusso non programmato attraverso la rete di trasporto: ad es. attualmente fino al 30% della quantità di corrente diretta dalla Germania alla Francia passa fisicamente attraverso la Svizzera.

Con l'introduzione del sistema di market coupling basato sui flussi nell'Europa centro-occidentale, da cui la Svizzera è esclusa, le capacità di scambio dalla Germania verso la Francia sono aumentate sensibilmente; questa situazione è talvolta all'origine, soprattutto in inverno, del congestionamento della rete svizzera.

L'impegno profuso da molti anni da Swissgrid e dalla ElCom sta lentamente dando i propri frutti. Il problema è ormai riconosciuto dai Paesi vicini. Come misura a breve termine, i gestori delle reti di trasporto e le autorità di regolazione di Francia, Germania e Svizzera hanno sviluppato una soluzione per l'inverno 2019/2020 che prevede un ridispacciamento trilaterale. In caso di congestione dovuta a flussi non programmati, Swissgrid può intervenire sul mercato day-ahead richiedendo contemporaneamente l'attivazione di centrali in Francia e in Germania al fine di aumentare o ridurre la produzione, in modo da sgravare il collo di bottiglia in Svizzera. Questo strumento è a disposizione di Swissgrid dal dicembre 2019. Nel 2020 il problema di questi flussi non programmati non si è manifestato in modo significativo, sicuramente anche per via della generalizzata riduzione del carico dovuta alla pandemia di coronavirus.

Parallelamente si sta lavorando anche a una soluzione permanente che non combatta solo i sintomi. A tal fine, Swissgrid e la ElCom sono in contatto con gli organi delle regioni di calcolo delle capacità «CORE» (per i confini svizzeri settentrionali) e «ITN» (per il confine con l'Italia) e dell'UE. L'obiettivo è giungere a una considerazione reciproca equilibrata nei calcoli della capacità, in modo che tali flussi non programmati possano determinare congestioni solo in situazioni eccezionali. In futuro anche la Svizzera dovrà essere considerata nei metodi affini al calcolo delle capacità, come ad es. ridispacciamento e countertrading. La Svizzera mira a stipulare accordi tecnici con i Paesi di queste due regioni di calcolo delle capacità. Soltanto con questi accordi, inoltre, le nazioni confinanti possono, dal punto di vista dell'UE, computare i flussi con la Svizzera nel loro obiettivo del 70%.

Mentre queste attività con l'ITN sono a uno stadio decisamente avanzato, per quanto riguarda CORE ci sono stati alcuni progressi e avvicinamenti nel corso del 2020, ma una soluzione a breve termine non è ancora realistica né per nulla garantita in un'ottica di più lungo periodo.

Un altro problema dei flussi non programmati e pericolosi per la sicurezza del sistema è rappresentato dalle piattaforme di scambio dell'energia di regolazione, operative dal 2020. Se la Svizzera non vi parteciperà, si presenteranno flussi di corrente non programmati molto vicini al punto di consegna, contro i quali al momento non esistono ancora contromisure efficaci. Anche questo sarà un tema rilevante per il 2021.

3.4 Cybersicurezza

Le reti elettriche sono sempre più controllate e monitorate mediante tecnologie dell'informazione e della comunicazione «intelligenti». Questi sistemi offrono al gestore di rete maggiori possibilità di controllo e consentono non solo un esercizio più efficiente del sistema, ma anche la possibilità di offrire nuovi servizi. Tuttavia, a causa di questa crescente interconnessione informatica aumenta anche il rischio che, per esempio, degli hacker penetrino nella rete elettrica e violino la disponibilità¹, l'integrità² o la riservatezza³ dei dati, oppure distruggano degli impianti. Un simile evento può causare ingenti danni finanziari e soprattutto una perdita d'immagine per il gestore di rete interessato. In casi estremi, un'interruzione della corrente in una vasta zona del Paese potrebbe causare, secondo gli scenari studiati dall'Ufficio federale della protezione della popolazione (UFPP), feriti, addirittura morti, nonché danni all'ambiente. La cybersicurezza è quindi un elemento chiave per garantire un approvvigionamento elettrico sicuro. Nel corso dell'anno in esame, ad esempio, la rete di uffici della REGST dell'energia elettrica è stata vittima di un attacco informatico. Pur non essendo collegata ai sistemi operativi dei TSO, per motivi di sicurezza Swissgrid ha interrotto i collegamenti con la REGST dell'energia elettrica finché i sistemi informatici colpiti non hanno ripreso a funzionare.

Ai sensi dell'articolo 22 capoverso 3 LAEl, la ElCom ha il compito di sorvegliare i mercati dell'energia elettrica in vista di assicurare un approvvigionamento sicuro ed economicamente accettabile in tutte le regioni del Paese. Ciò include implicitamente i rischi informatici, per cui la ElCom presta anche la dovuta attenzione allo stato della cybersicurezza presso gli operatori di rete.

Per tale ragione, nel 2018 la ElCom ha deciso di fare il punto della situazione in merito alle

misure organizzative e tecniche adottate dai 92 maggiori gestori di rete nell'ambito della sicurezza informatica. La ElCom ha riassunto i risultati di questa indagine nel rapporto «Cyber-Sicherheit 2019» (disponibile in tedesco) e, su questa base, ha formulato una serie di raccomandazioni. Scopo dell'indagine non è verificare lo stato di tutte le misure di cybersicurezza, bensì la gestione dei rischi, la sensibilizzazione dei collaboratori e il rapporto con i fornitori di servizi esterni nonché questioni di base relative all'architettura di rete e al riconoscimento degli incidenti informatici. Pertanto le raccomandazioni valgono solo per i temi esaminati e si basano su standard e documenti di settore esistenti.

Dato il crescente grado di interconnessione, la cybersicurezza sta diventando sempre più importante. La ElCom non solo accoglie con favore, ma ritiene addirittura una premessa necessaria l'attuazione efficiente e basata sui rischi dei documenti di settore dell'AES «ICT Continuity», «Handbuch Grundschutz für Operational Technology in der Stromversorgung» e «Richtlinien für die Datensicherheit von intelligenten Messsystemen», conformemente alla guida PIC dell'UFPP. Basandosi sui risultati emersi dall'indagine, la ElCom considera di fondamentale importanza il miglioramento delle misure organizzative, in particolare lo sviluppo di linee guida e programmi di formazione, la protezione della OT (Operation Technology) e la garanzia della fornitura attraverso un sistema ridondante. Ai sensi della sussidiarietà, occorre inoltre promuovere gli sforzi per la creazione di un CERT (Computer Emergency Response Team) di settore.

¹ Disponibilità significa che un organo autorizzato può, su richiesta, accedere e utilizzare sistemi e dati protetti.

² Integrità significa la correttezza e la completezza dei dati elaborati, da un lato, e il corretto funzionamento dei sistemi, dall'altro.

³ Per riservatezza si intende la protezione dei sistemi e dei dati contro l'accesso non autorizzato da parte di persone o processi.

3.5 Qualità dell'approvvigionamento

3.5.1 Disponibilità della rete

La qualità dell'approvvigionamento presuppone, tra i vari aspetti, un'elevata disponibilità della rete, il cui andamento viene monitorato in Svizzera dal 2010. 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 natura-

li, errore umano, malfunzionamento o interventi esterni. Per monitorare la disponibilità della rete, la ElCom analizza le interruzioni riferite ai 95 maggiori gestori di rete svizzeri, che gestiscono circa l'88 per cento del volume di fornitura svizzero tramite le loro reti. Nel 2019 i 95 maggiori gestori di rete svizzeri hanno registrato 5780 interruzioni non programmate (cfr. tabella 1), in calo rispetto all'anno precedente. Il numero di interruzioni in sé, tuttavia, non è indicativo della disponibilità della rete. A tal fine deve essere letto in rapporto alla durata delle stesse e al numero di consumatori finali interessati.

	2016	2017	2018	2019	2020 ¹	Unità
Interruzioni	4'328	4'814	6'495	5'780		Numero
SAIDI	9	10	14	8		Minuti per consumatore finale
SAIFI	0.20	0.21	0.27	0.17		Interruzioni per consumatore finale

¹ Le cifre relative alla qualità dell'approvvigionamento nel 2020 saranno pubblicate a giugno 2021 e potranno essere visionate sul sito internet della ElCom.

Tabella 1: Andamento della qualità di approvvigionamento in Svizzera 2015–2019 (solo interruzioni non programmate)

Nel 2019 la durata media delle interruzioni non programmate si è attestata a otto minuti per consumatore finale, con un miglioramento a livello nazionale di sei minuti rispetto all'anno precedente. La frequenza media di un'interruzione non programmata per consumatore finale è calata nel 2019 rispetto all'anno precedente, registrando in media 0,17 interruzioni per consumatore finale. La disponibilità della rete svizzera continua a es-

sere eccellente. I valori più bassi registrati nel 2019 per SAIDI e SAIFI sono principalmente dovuti all'assenza di eventi naturali straordinari. L'alta qualità dell'approvvigionamento in Svizzera trova conferma anche nel confronto internazionale: il «CEER Benchmarking Report 6.1 on the Quality of Electricity and Gas Supply», infatti, classifica il nostro Paese tra quelli aventi la migliore qualità di approvvigionamento in Europa.

3.5.2 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. Per questo motivo la ElCom osserva lo sviluppo della capacità di frontiera disponibile (Net Transfer Capacity, NTC, composta da Import NTC ed Export NTC).

La 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'importazione 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 2 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.

IMPORT NTC (MW)	2016	2017	2018	2019	2020
Totale	6'962	6'987	6'756	6'657	6'982
Di cui Paesi confinanti a nord (AT, DE, FR)	5'245	5'265	5'034	4'936	5'260
Francia	2'974	3'007	2'772	2'678	2'944
Germania	1'468	1'501	1'396	1'343	1'264
Austria	803	757	866	915	1'052
Italia	1'717	1'722	1'722	1'721	1'722

Tabella 2: Capacità di importazione disponibile (NTC) della Svizzera 2016-2020 (medie annue delle NTC orarie)

Visto che lo scambio di energia con i Paesi confinanti avviene principalmente sulla rete da 380 kV, ma l'energia elettrica importata viene distribuita ai clienti finali sulle reti svizzere da 220 kV, la massima capacità d'importazione possibile della Svizzera è determinata in primo luogo dalla capacità disponibile dei trasformatori di accoppiamento (380/220 kV). Sul confine

nord, la capacità d'importazione dalla Francia è leggermente aumentata nel 2020 (ma rimane in media al di sotto dei 3000 MW), mentre dalla Germania è in media ulteriormente diminuita, ma ciò è stato compensato dall'aumento della capacità d'importazione dall'Austria, il cui mercato all'ingrosso è disaccoppiato dal mercato tedesco dall'ottobre 2018.

Per contro, tra il 2016 e il 2020 la capacità di importazione dall'Italia è rimasta in media relativamente stabile. Finora, in situazioni normali, ciò è stato considerato meno rilevante per la sicurezza dell'approvvigionamento della Svizzera rispetto alla capacità di importazione dai Paesi sul confine nord. Con la crescente volatilità dei mercati e l'abbandono dell'energia nucleare e del carbone da parte della Germania e in

parte della Francia (la centrale nucleare di Fessenheim è stata definitivamente spenta nel 2020), ma anche in seguito allo spegnimento della centrale nucleare di Mühleberg (dicembre 2019), in futuro anche le importazioni dall'Italia diventeranno più importanti. Misure a incremento della capacità d'importazione dall'Italia sono già state avviate e sortiranno presumibilmente i loro effetti a partire dalla primavera del 2022.

3.5.3 Capacità d'esportazione

Visti i flussi di transito elevati che attraversano la Svizzera da nord a sud, anche la capacità d'esportazione disponibile soprattutto verso l'Italia e la Francia riveste un ruolo fondamentale per la sicurezza di approvvigionamento della Svizzera e dei suoi Paesi confinanti (cfr.

tabella 3). L'entità di tale capacità d'esportazione verso l'Italia ha tra l'altro un impatto decisivo sullo sfruttamento della capacità d'importazione della Svizzera al suo confine con la Francia, la Germania e l'Austria.

EXPORT NTC (MW)	2016	2017	2018	2019	2020
Totale	9'262	9'129	8'769	7'933	8'658
Di cui Paesi confinanti a nord (AT, DE, FR)	6'276	6'207	6'115	5'415	5'928
Francia	1'125	1'180	1'184	1'163	1'136
Germania	4'000	4'000	3'888	3'491	3'708
Austria	1'151	1'027	1'043	761	1'084
Italia	2'986	2'922	2'654	2'518	2'730

Tabella 3: Capacità di esportazione disponibile (NTC) della Svizzera 2016-2020 (medie annue delle NTC orarie)

Nel 2020 la capacità di esportazione media verso l'Italia è risultata ancora inferiore rispetto al 2016 e 2017, pur attestandosi a un livello più elevato del 2018 e 2019 poiché, tra i vari motivi, il TSO italiano ha spesso ordinato riduzioni di capacità al fine di assicurare la stabilità della rete interna al Paese. Ciò è avvenuto non solo nei consueti periodi di

minor consumo in Italia (ad es. durante i fine settimana, le vacanze estive o pasquali), ma anche perché il Belpaese è stata la prima nazione europea ad aver risentito duramente della pandemia di coronavirus. La crisi economica che ne è prontamente scaturita ha comportato un minor carico della rete e un calo dei consumi energetici.

Per il 2020, inoltre, si è registrata una NTC nettamente inferiore nelle esportazioni dirette verso la Germania rispetto al biennio 2016-2018, ma superiore rispetto a quella del 2019. La capacità d'esportazione verso l'Austria, per contro, si è riavvicinata al livello del 2016, raggiungendo in media quasi 1100 MW.

Nel corso del 2020 il calcolo della capacità d'esportazione verso la Germania è passato a un metodo nuovo, più preciso, la cui intro-

duzione è stata seguita con estrema attenzione da parte della ElCom. Nel quadro della cooperazione europea, in futuro la NTC per l'importazione e l'esportazione verrà ulteriormente perfezionata con scenari basati sui flussi di carico. Nel complesso, questi ultimi consentiranno di integrare progressivamente i mercati nazionali nell'ottica di un mercato elettrico europeo, allo scopo di ottimizzare la complessa gestione delle capacità di frontiera, limitatamente disponibili, della Svizzera.

3.5.4 Retrofit degli impianti di produzione elettrica decentralizzati

Molti degli impianti FV installati nella zona di regolazione Svizzera e nella rete di interconnessione europea sono configurati in modo tale da scollegarsi immediatamente dalla rete se la frequenza raggiunge il valore di 50,2 Hz. Di conseguenza, alla rete viene sottratta improvvisamente una quantità rilevante di produzione elettrica. Questa circostanza mette a rischio l'esercizio sicuro della rete. Per arginare il problema occorre garantire a livello europeo – e quindi anche all'interno della zona di regolazione Svizzera – che non vengano collegati alla rete ulteriori impianti sprovvisti della necessaria configurazione di sicurezza.

Il 6 marzo 2018 la ElCom ha pertanto emanato la direttiva 1/2018, che è stata pubblicata sul suo sito Internet. Con lettera del 15 giugno 2018 ai gestori delle reti di distribuzione, è stato inoltre avviato un programma di retrofit

degli impianti FV esistenti per quanto riguarda il loro comportamento, ovvero il loro scollegamento dalla rete, in caso di sovrافrequenza nella stessa. Tale programma era inizialmente limitato agli impianti FV con una potenza allacciata ≥ 100 kVA (Retrofit 1), poiché in essi si poteva ottenere un grande effetto in modo rapido e con uno sforzo relativamente ridotto.

Non essendo stato raggiunto, con il primo programma, il target fissato dalla ElCom di 200 MVA massimi di potenza da impianti FV non conformi, a fine 2019 la Commissione ha deciso di estendere l'iniziativa a tutti gli impianti FV con una potenza allacciata superiore a 30 kVA (Retrofit 2). Il programma Retrofit 2 ha preso il via a gennaio 2020 e obbliga i gestori di rete ad assicurare la conformità degli impianti FV interessati all'interno del loro comprensorio entro e non oltre la fine del 2022.

3.6 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 fornire l'energia al cliente finale. Poiché l'energia elettrica non

può essere immagazzinata in rete, quest'ultima deve avere in ogni momento esattamente la stessa quantità di energia in entrata e in uscita. A tale proposito, tuttavia, nonostante l'elevata qualità delle previsioni di produzione e consumo a cura dei fornitori energetici, una

pianificazione esatta non è possibile, per cui occorre costantemente compensare anche gli scostamenti minimi rispetto ai valori teorici.

Tale compensazione avviene perlopiù adattando la produzione energetica al consumo effettivo. Affinché queste due variabili siano sempre allineate, occorrono centrali 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 vengono fatti ricadere sul cliente finale sotto forma di tariffa per le prestazioni di servizio generali relative al sistema (PSRS). In essa vengono incorporate anche altre prestazioni di servizio necessarie al funzionamento sicuro della rete, come ge-

stione 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 esame i costi della potenza di regolazione sono ammontati a circa 49 milioni di franchi, i più bassi mai registrati sinora. La figura 1 illustra l'andamento dei costi della potenza di regolazione negli ultimi cinque anni. Il valore elevato del 2016 è imputabile alle difficoltà di approvvigionamento registrate in Svizzera durante l'inverno. Da un confronto pluriennale emerge che dal 2016 i costi della potenza di regolazione sono diminuiti.

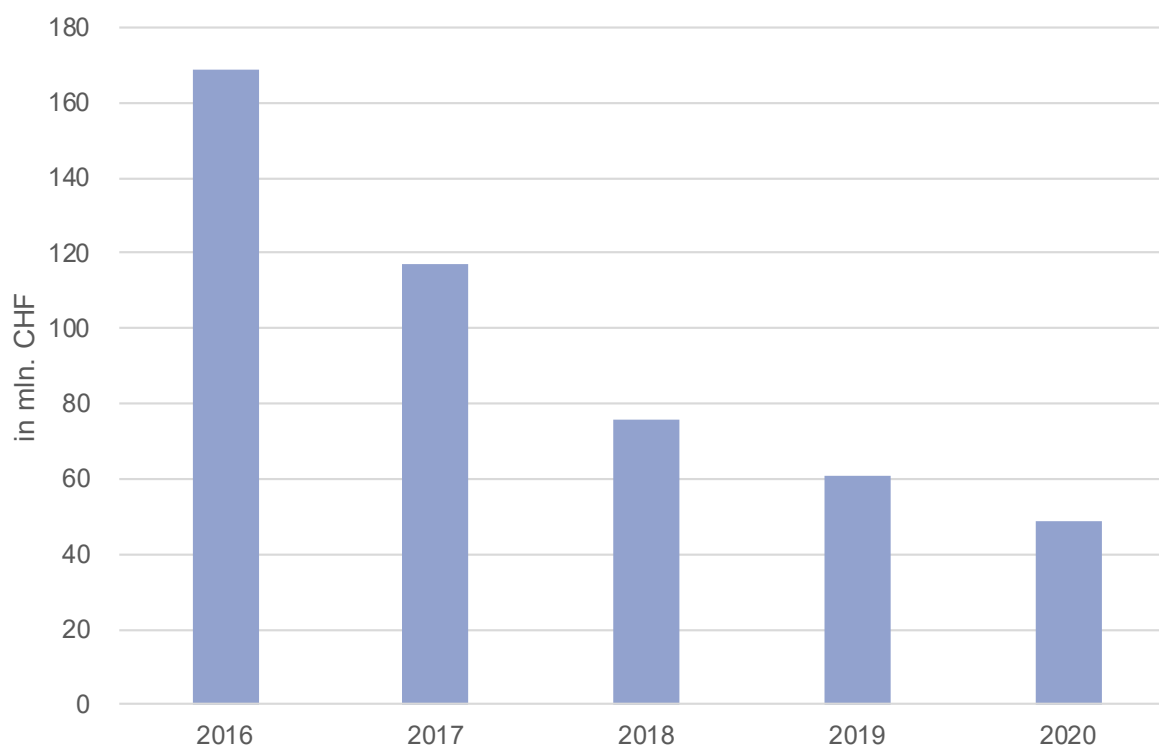


Figura 1: Andamento dei prezzi della potenza di regolazione dal 2016 al 2020

Dal 2016, per il periodo primaverile Swissgrid acquista parte della potenza di regolazione anticipatamente. Così facendo, da un lato si garantisce la disponibilità delle riserve idriche e dall'altro si incrementa la sicurezza della pianificazione per i gestori delle centrali ad accumulazione. L'acquisto anticipato è importante per la gestione dei rischi e per comprendere i ruoli dei diversi attori. Nel corso dell'anno in rassegna i costi dell'acquisto anticipato sono stati pari a circa 12 milioni di franchi, segnando un calo di circa 16 milioni rispetto a quelli del 2019.

Nel 2019 e 2020 Swissgrid ha sviluppato ulteriormente i prodotti di regolazione al fine di incrementare la liquidità. Nel 2019, ad esempio, si è provveduto ad adeguare il criterio di acquisto della potenza di regolazione secondaria. Fino alla metà del 2018, la potenza di regolazione secondaria veniva

acquistata come prodotto simmetrico: ciò significa che il fornitore doveva offrire una quantità pari di potenza di regolazione secondaria positiva e negativa. Con il passaggio a un prodotto asimmetrico, è ora possibile per il fornitore offrire potenza di regolazione secondaria solo positiva o solo negativa. In questo modo Swissgrid è anche in grado di acquistare la quantità corrispondente in modo più mirato. Nell'anno in esame, inoltre, è stato modificato anche il criterio di acquisto della potenza di regolazione primaria, che ora viene acquistata giornalmente in sei blocchi di 4 ore. A ulteriore incremento della liquidità, alcuni prodotti di regolazione vengono acquistati in quantità inferiori anche su piattaforme internazionali; in particolare, si tratta di potenza di regolazione primaria (FCR) e, dall'ottobre del 2020, anche di energia di regolazione terziaria (Replacement Reserve).

4 Le reti



La rete ad alta tensione svizzera è lunga più di 6'000 km. Ciò equivale circa alla distanza fra Berna e New York.

4.1 Dati e cifre delle reti elettriche svizzere

La rete elettrica svizzera si estende su una lunghezza totale di circa 210'205 chilometri, ossia cinque volte la circonferenza terrestre. Per il 71 per cento è costituita da reti di distribuzione locali (livello 7), mentre la rete di trasporto nazionale di Swissgrid rappresenta soltanto poco più del tre per cento. Nell'ambito del reporting periodico sulla contabilità analitica, la ElCom effettua un rilevamento annuale delle reti elettriche svizzere secondo le diverse classi di impianto. Il numero dei gestori di rete riportato nella tabella 4 si riferisce ai gestori che hanno fornito informazioni sulle categorie di impianto. Nel corso degli anni passati la struttura quantitativa degli impianti si è ampliata leggermente nella

maggior parte delle categorie. Conformemente alle aspettative, con la progressiva posa di cavi interrati sono diminuiti le linee aeree e i trasformatori su palo, mentre sono aumentati i cavi e le stazioni di trasformazione. Tra il 2015 e il 2019 la rete elettrica è stata ampliata del tre per cento. Nel 2019 si registravano circa 5,6 milioni di destinatari di fattura a fronte di quasi 5,7 milioni di punti di misurazione. Secondo dati dell'Ufficio federale di statistica (UST) la Svizzera conta poco più di 0,6 milioni di imprese (2018) e quasi 8,6 milioni di abitanti (2019). Tra il 2015 e il 2019 la crescita demografica è stata leggermente superiore al tre per cento.

Categoria di impianti	2015	2016	2017	2018	2019	Unità
Tracciato tubazione AT (LR3), MT (LR5) e BT (LR7)	119'621	119'277	120'509	122'616	124'941	km
Cavo interrato AT (LR3)	1'911	1'924	1'992	1'906	2'053	km
Cavo interrato MT (LR5)	33'870	34'044	34'675	35'307	36'433	km
Cavo interrato BT (LR7)	77'590	78'011	79'269	80'029	82'179	km
Cavo d'allacciamento domestico BT (LR7)	53'931	54'240	55'011	57'091	58'891	km
Linea aerea e cavo AAT (LR1)	6'750	6'629	6'590	6'652	6'717	km di linea
Linea aerea AT (LR3)	6'904	6'738	6'791	6'777	6'788	km di linea
Linea aerea MT (LR5)	10'590	10'061	9'784	9'458	9'346	km di linea
Linea aerea BT (LR7)	10'653	11'621	8'150	7'663	7'899	km di linea
Sottocentrale LR2, LR3, LR4, LR5	963	893	1'056	819	825	numero
Transformatore LR2	146	148	151	145	147	numero
Quadro di comando LR2 ¹	165	159	164	167	163	numero
Transformatore LR3 ²	78	79	77	76	76	numero
Quadro di comando LR3 ¹	2'606	2'577	2'600	2'586	2'680	numero
Transformatore LR4	1'143	1'142	1'150	1'143	1'153	numero
Quadro di comando LR4 ¹	2'078	2'011	2'078	2'163	2'929	numero
Transformatore LR5 ²	190	75	72	73	74	numero
Quadro di comando LR5 ¹	28'226	30'836	29'934	30'685	39'486	numero
Stazione di trasformazione LR6	53'405	53'024	53'144	53'730	54'850	numero
Stazione di trasformazione su palo LR6	5'748	5'402	5'457	5'265	5'487	numero
Cabina di distribuzione cavi BT (LR7)	174'897	174'377	174'917	177'430	182'325	numero
Punti di misurazione (tutti i consumatori)	5'452'650	5'512'743	5'573'672	5'635'760	5'779'344	numero
Numero di gestori di rete	649	643	636	630	632	

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 4: Impianti della rete elettrica svizzera

Il valore complessivo della rete elettrica svizzera si aggira intorno ai 21,7 miliardi di franchi, di cui circa il 90 per cento è da attribuire alla rete di distribuzione. Rispetto all'anno precedente il valore residuo degli impianti nella rete di distribuzione è aumentato di circa 0,4 miliardi, mentre i corrispettivi versati dai consumatori finali per l'utilizzazione della medesima (al netto dei tributi e delle prestazioni agli enti pubblici e delle tasse di incentivazione delle energie rinnovabili) sono rimasti stabili rispetto all'anno scorso, a quota 3,5 miliardi di franchi.

Le figure seguenti illustrano la ripartizione della proprietà e dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete in funzione delle dimensioni delle imprese per la rete di distribuzione. In entrambi i grafici, i 100 maggiori gestori di rete sono stati suddivisi in gruppi di dieci, mentre i restanti co-

stituiscono il gruppo «altri». Come si può vedere nell'immagine (figura 2), le dieci imprese maggiori (colore blu scuro) possiedono all'incirca il 42 per cento del valore di tutti gli impianti dichiarati. Ciò equivale approssimativamente all'importo raggiunto insieme dalle restanti 90 imprese successive per dimensione. Le circa 530 imprese più piccole («altri», colore azzurro) possiedono una quota di proprietà del 15 per cento, più o meno la stessa di cinque anni fa.

Una distribuzione simile si riscontra anche per i corrispettivi per l'utilizzazione della rete (figura 3). I dieci maggiori gestori di rete (colore blu scuro) hanno ricevuto il 44 per cento di tutti i proventi, circa lo stesso di cinque anni fa. La quota del gruppo «altri» dei piccoli gestori di rete (colore azzurro) ha registrato un leggero calo e si attesta al 14 per cento.

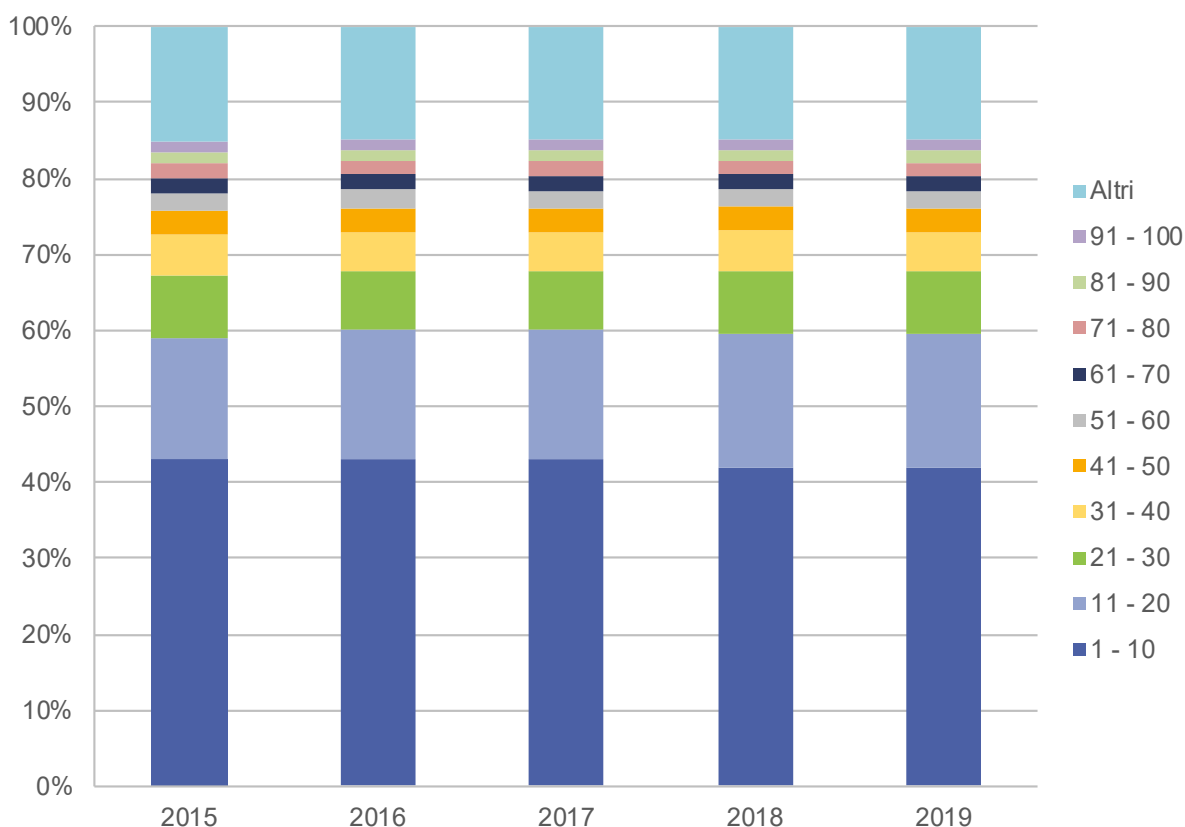


Figura 2: Percentuale di proprietà della rete di distribuzione, calcolata in base alle dimensioni delle aziende

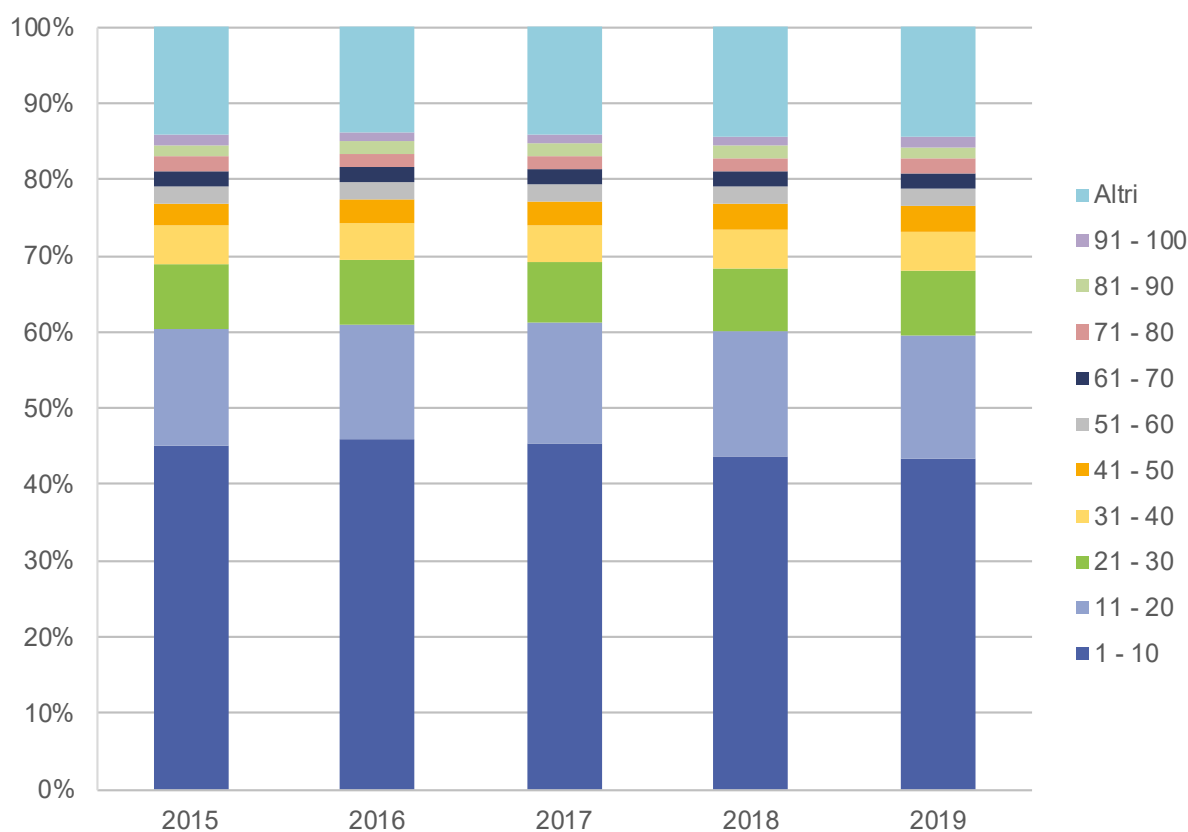


Figura 3: Percentuale dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete di distribuzione, calcolata in base alle dimensioni delle aziende

Per il 2019 i gestori della rete di distribuzione hanno dichiarato costi di rete pari complessivamente a poco più di 5,1 miliardi di franchi (inclusi i tributi e le prestazioni nonché i supplementi sulla rete di trasporto). I costi di rete sono costituiti dai costi di esercizio e del capitale di una «rete sicura, performante ed efficiente», a cui si aggiungono gli oneri fiscali nonché i tributi e le prestazioni agli enti pubblici (inclusi i supplementi sulla rete di trasporto). I costi di esercizio e del capitale rappresentano la componente più rilevante dei costi della rete di distribuzione, con una quota del 67 per cento, pari a 3,4 miliardi di franchi (figura 4). Sommando questo importo alle im-

poste dirette e confrontandolo con i corrispettivi per l'utilizzazione della rete sopraccitati, si osserva per il 2019 un deficit di copertura di circa 38 milioni di franchi. Negli ultimi cinque anni la quota dei tributi e delle prestazioni è cresciuta di un punto percentuale, raggiungendo il 32 per cento. Appartengono a questo gruppo i tributi e le prestazioni chiesti dai Cantoni e dai Comuni nonché le tasse di incentivazione previste dal diritto federale per promuovere la produzione di energie rinnovabili. L'incremento si spiega principalmente con il graduale aumento, iniziato nel 2014, di dette tasse, ma anche i Comuni e i Cantoni hanno aumentato i tributi e le prestazioni richiesti.

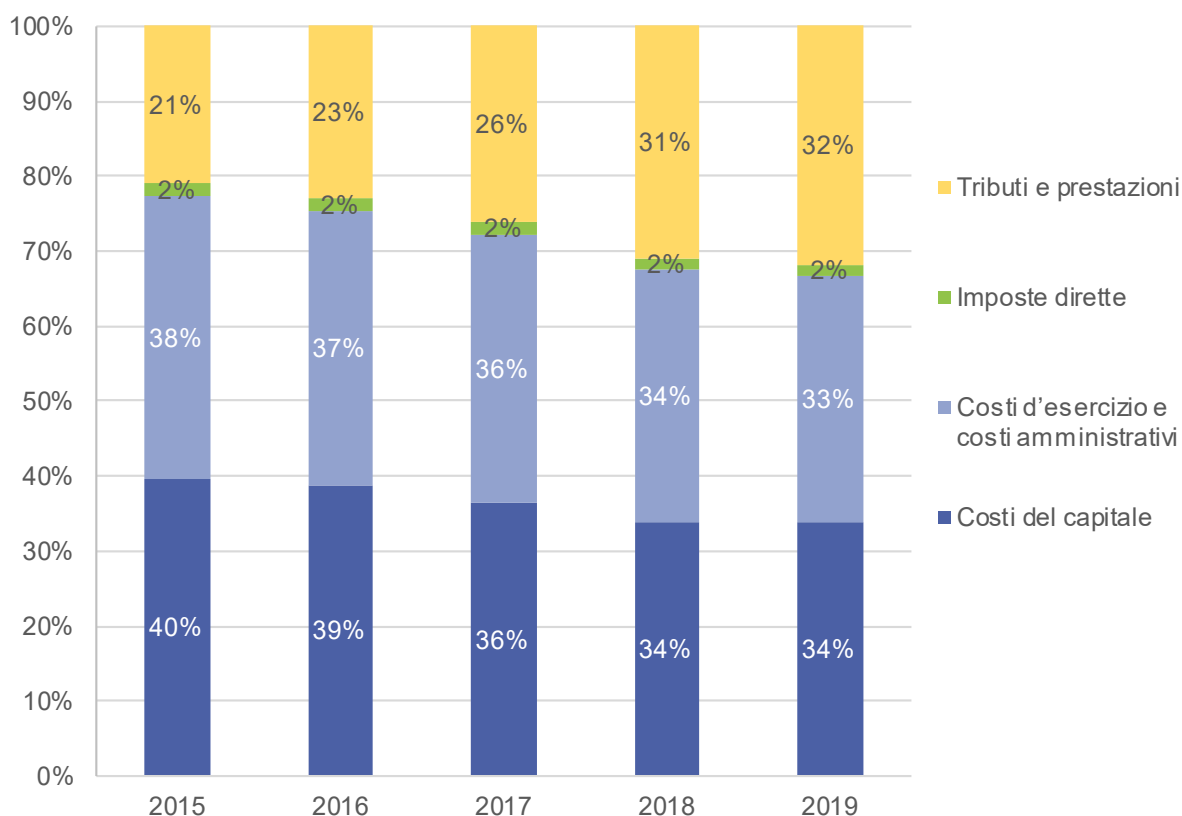


Figura 4: Composizione dei costi della rete di distribuzione

Nel suo rapporto di gestione 2019 Swissgrid dichiara costi di utilizzazione della rete per 458 milioni di franchi e costi per le prestazioni di servizio relative al sistema per 180 milioni di franchi. Se al totale di questi costi della rete di trasporto, pari a poco più di 0,6 miliardi di franchi, si sommano i costi della rete di distribuzione, pari a poco più di 5,1 miliardi di franchi, si ottiene un importo complessivo dei costi della rete elettrica svizzera pari a quasi 5,7 miliardi di franchi. Come questi si ripartiscano tra i singoli livelli di rete (LR) è illustrato nella figura 5a. La rete di distribuzione locale (LR7) è di gran lunga la più costosa, con oltre la metà dei costi totali. Un ulteriore

quinto dei costi è causato dal LR5. In confronto, i costi riconducibili ai tre livelli di trasformazione (LR2, LR4, LR6) – gli anelli di congiunzione tra i diversi livelli di linee – risultano invece ridotti. La rete ad alta tensione gestita da Swissgrid (LR1, incl. PSRS) totalizza una quota del 16 per cento dei costi. La figura 5b illustra la ripartizione dei costi di rete al netto dei tributi e delle prestazioni. Si può notare che i costi in franchi e la loro percentuale al livello di rete LR7 rispetto ai costi totali risultano chiaramente più bassi di quanto riportato nella figura 5a. Ciò è dovuto al fatto che i tributi e le prestazioni pesano principalmente su LR7 e in misura minore su LR5 e LR3.

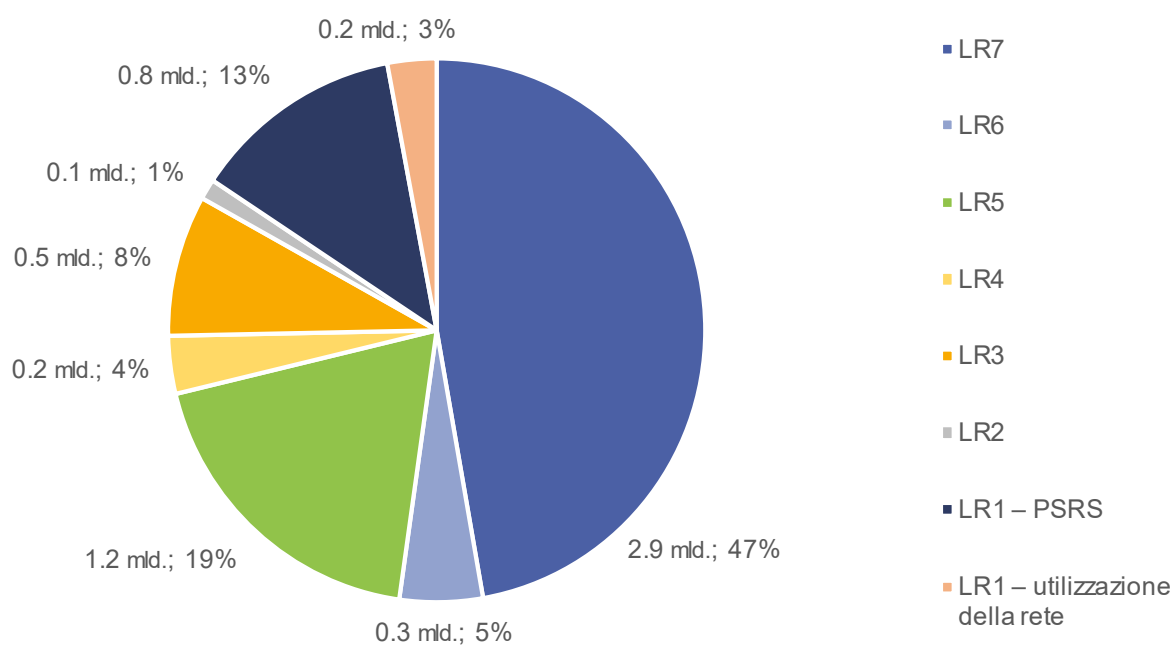


Figura 5a: Costi in mld. CHF e in percentuale della rete elettrica svizzera (inclusi tributi e prestazioni nonché supplementi sulla rete di trasporto), suddivisi tra rete di trasporto (LR1) e rete di distribuzione (LR2–7), 2019

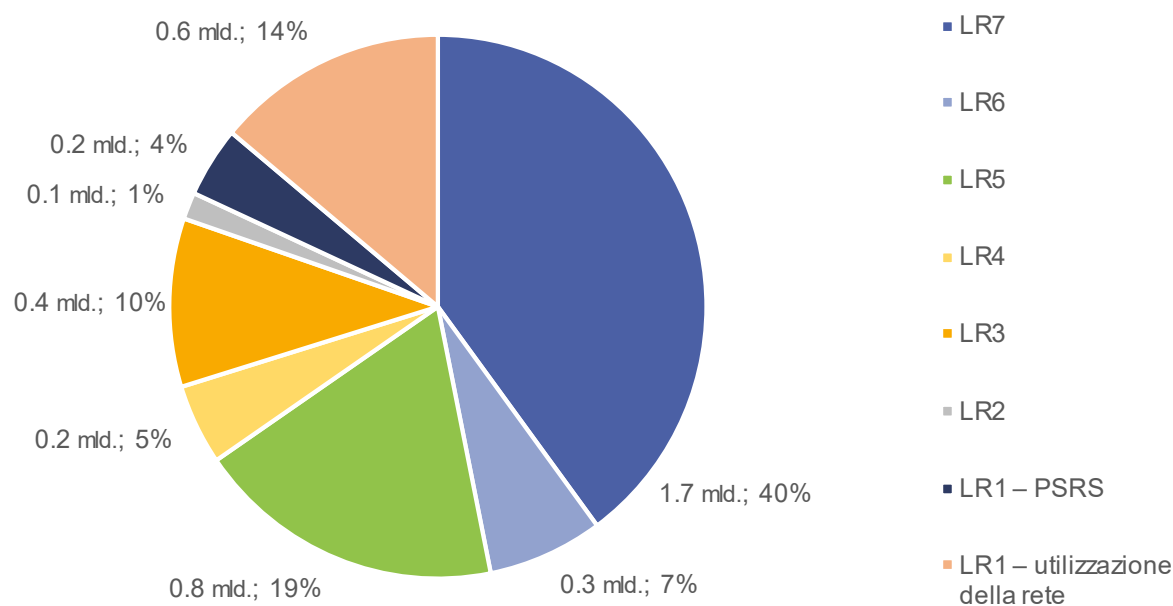


Figura 5b: Costi in mld. CHF e in percentuale della rete elettrica svizzera (esclusi tributi e prestazioni nonché supplementi sulla rete di trasporto), suddivisi tra rete di trasporto (LR1) e rete di distribuzione (LR2–7), 2019

4.2 Ampliamento e pianificazione della rete

4.2.1 Pianificazione pluriennale relativa alla rete di trasporto

Secondo l'articolo 9a LAEl, entrato in vigore il 1° giugno 2019, 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 basare sugli obiettivi di politica energetica della Confederazione e sui dati economici globali, e tenere conto del contesto internazionale. Per l'elaborazione dello scenario di riferimento, l'UFE coinvolge in maniera adeguata i Cantoni, la società nazionale di rete, gli altri gestori di rete e altri interessati. Secondo l'articolo 5a OAEI, lo scenario di riferimento è riesaminato ed eventualmente aggiornato ogni quattro anni. Il primo scenario di riferimento dovrebbe essere disponibile nel 2021.

Il 1° giugno 2021 entrerà in vigore l'articolo 9d, che prevede che la società nazionale di rete sottoponga 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, che entra in vigore anch'esso il 1° giugno 2021.

Poiché non è ancora disponibile uno scenario di riferimento, la pianificazione pluriennale di Swissgrid si basa sul rapporto sulla Rete strategica 2025, completato all'inizio del 2015. Con esso si dispone di una pianificazione unificata a livello nazionale relativa all'assetto della rete di trasporto, che risulta sostanzialmente conforme ai requisiti della LAEl (art. 8 cpv. 2, art. 20 cpv. 2 lett. a). Dal punto di vista della ElCom, il rapporto sulla rete strategica del 2025 costituisce una tappa fondamentale per la pianificazione degli

elettrodotti su tutto il territorio elvetico e può altresì contribuire a migliorare il coordinamento internazionale in termini di utilizzazione e finanziamento della rete. Gli ordini di grandezza previsti per gli investimenti nel potenziamento e mantenimento della rete paiono plausibili. Sulla base di tale pianificazione, inoltre, è possibile garantire nel tempo il valore della rete di trasporto.

In linea di principio, il rapporto sulla rete strategica del 2025 tiene conto del criterio dell'equilibrio degli investimenti (art. 22 cpv. 3 LAEl). L'indeterminatezza della «performance» potrebbe tuttavia essere nettamente maggiore rispetto a quella che i calcoli esatti e approfonditi suggeriscono per il beneficio netto dimostrato. Nelle future discussioni relative al piano pluriennale e nella valutazione di eventuali varianti alle procedure del piano settoriale e di approvazione dei piani occorrerà quantificare i fattori di incertezza attraverso opportuni calcoli della sensibilità. Così facendo, l'analisi costi-benefici acquisterà maggiore significatività. In vista dell'allocazione transfrontaliera dei costi (CBCA), sarà necessario approfondire la discussione metodologica tra Swissgrid e la ElCom nonché in seno a tutti gli organismi preposti. Sulla scorta del rapporto di Swissgrid, il criterio difficilmente quantificabile dell'efficienza può ora essere valutato attraverso un metodo estremamente obiettivo e alla luce di ipotesi trasparenti. Nonostante questo aspetto sia positivo, va considerato che le indeterminatezze riscontrate in sede di valutazione del «beneficio» si riflettono anche nel criterio dell'efficienza. Anche in questo caso, andranno pertanto compiuti gli stessi esercizi di calcolo della sensibilità di quelli utilizzati per le incertezze a livello di beneficio.

4.2.2 Pianificazione pluriennale relativa alle reti di distribuzione

Dal 1° giugno 2019, secondo l'articolo 9b LAEI, ogni gestore di rete definisce i principi da applicare alla pianificazione della rete. Nella definizione dei principi occorre in particolare considerare che, di regola, la rete può essere ampliata solamente se la garanzia di una rete sicura, performante ed efficiente non può essere raggiunta attraverso un'ottimizzazione o un potenziamento nel corso dell'intera durata della pianificazione. A questo riguardo la ElCom, ai sensi del capoverso 3 dell'articolo 9b, può definire requisiti minimi. Inoltre, secondo il capoverso 4, il Consiglio federale può vincolare i gestori di rete a pubblicare i loro principi.

L'articolo 9c LAEI sancisce poi l'obbligo, per i gestori di rete, di coordinare la propria pianificazione della rete. Ciò include anche l'obbligo di mettersi reciprocamente a disposizione, a titolo gratuito, le informazioni necessarie a tale scopo. A questo riguardo, i gestori di rete devono coinvolgere adeguatamente nella pianificazione i Cantoni interessati e le altre parti interessate.

Il 1° giugno 2021 entrerà in vigore l'articolo 9d che prevede che i gestori di rete, basandosi sullo scenario di riferimento e in funzione del fabbisogno supplementare per il proprio comprensorio, allestiscano per le proprie reti con una tensione superiore a 36 kV un piano di sviluppo per un periodo di dieci anni (piano pluriennale). Il piano pluriennale deve descrivere i progetti previsti e illustrare in che misu-

ra sono efficaci e appropriati in termini tecnici ed economici. Inoltre deve indicare le misure di sviluppo della rete previste oltre il periodo di dieci anni da esso coperto. Ai sensi dell'articolo 6a capoverso 2 OAEL, che entrerà in vigore anch'esso il 1° giugno 2021, i piani pluriennali delle reti di distribuzione con una tensione nominale superiore a 36 kV sono redatti dai gestori di rete entro nove mesi dall'approvazione dell'ultimo scenario di riferimento da parte del Consiglio federale.

Secondo l'articolo 8 capoverso 2 della LAEI i gestori di rete sono tenuti ad allestire un piano pluriennale atto a garantire una rete sicura, performante ed efficiente. Tale obbligo vale per le reti aventi una tensione pari ad almeno 36 kV. Per quanto concerne la procedura di base per l'allestimento del piano pluriennale, ad oggi la Commissione non vede alcuna necessità di intervento. Il tema, tuttavia, verrà ripreso dalla medesima non appena il quadro giuridico in materia di «reti elettriche intelligenti» non sarà definito più chiaramente. Per il momento la ElCom suggerisce ai gestori di rete di adottare come riferimento provvisorio il documento settoriale «Mehrjahrespläne für Netze NE2 und NE3» (Piani pluriennali per le reti LR2 e LR3, in tedesco) dell'Associazione delle aziende elettriche svizzere AES e, in caso di dubbi in merito alla computabilità dei costi di diverse varianti di potenziamento, di contattare la Segreteria tecnica della ElCom per un primo chiarimento.

4.2.3 Partecipazione a procedure del piano settoriale e di approvazione dei piani

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 contenuti nella LAEI (rete sicura, performante ed efficiente). Il DATEC decide in merito alle divergenze tra ElCom,

UFE ed ESTI in base all'accordo del 2018. Nel corso dell'anno in esame è entrata in vigore la regolamentazione del fattore dei costi aggiuntivi sulla rete di distribuzione, mentre sulla rete di trasporto Swissgrid ha proceduto alla creazione del modulo su sollecitazione della ElCom. Questo strumento servirà a calcolare sistematicamente i costi delle varianti PSE.

Nel 2020 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) 1a a 2a tappa, Innertkirchen

– Ulrichen (PSE 203), cavi d'ingresso Innertkirchen (PSE 202.1). Nell'ottica di un accorpamento delle infrastrutture, nella seconda nuova galleria autostradale del San Gottardo si è definito come computabile un canale tecnico per i cavi di Swissgrid. Una sfida certamente non trascurabile è rappresentata dalla scadenza anticipata di alcune servitù di una linea Swissgrid sul territorio comunale di Balzers in Liechtenstein. Per quanto concerne la rete di distribuzione, la ElCom ha formulato vari pareri nell'ambito delle procedure di approvazione dei piani per progetti di incremento della tensione.

4.3 Investimenti nell'infrastruttura di rete

Nell'ambito delle proprie mansioni di vigilanza, la ElCom verifica che gli investimenti

effettuati siano sufficienti a mantenere la rete elettrica in buono stato.

4.3.1 Investimenti nella rete di trasporto

Tenendo conto dei risultati degli anni passati, il budget bottom-up di 222 milioni di franchi è stato ridotto di 38,4 milioni di franchi sotto forma di sconto di realizzazione, passando così a 183,6 milioni di franchi. Nel corso del periodo di realizzazione 2019, gli investimenti pianificati sono cambiati nella misura prevista. Il loro calo è stato dovuto in particolare a ritardi riguardanti i trasformato-

ri per le SC Chippis e Mettlen a causa di errori di fabbricazione e a ritardi procedurali o mancate autorizzazioni. I progetti in questione erano ubicati in Vallese (Bâtiaz – Le Verney, Bickigen – Chippis, Mörel – Ulrichen) e in altre regioni della Svizzera (ad es. Pradella – La Punt). Il volume effettivo degli investimenti operati per i progetti di rete del 2019 è stato di 116,2 milioni di franchi.

4.3.2 Investimenti nella rete di distribuzione

Nel periodo 2015-2019 i gestori della rete di distribuzione hanno investito ogni anno circa 1,4 miliardi di franchi (figura 6). In questo lasso di tempo gli ammortamenti sono aumentati, portandosi da circa 914 a oltre 960 milioni di franchi. Il surplus di investimenti si è così ridotto, passando da circa

533 milioni di franchi a poco meno di 480 milioni di franchi. Allo stesso tempo, essendo l'affidabilità delle reti elettriche svizzere molto elevata – anche nel confronto internazionale (cfr. paragrafo 3.5) – la ElCom resta dell'avviso che gli investimenti nella rete di distribuzione siano sufficienti.

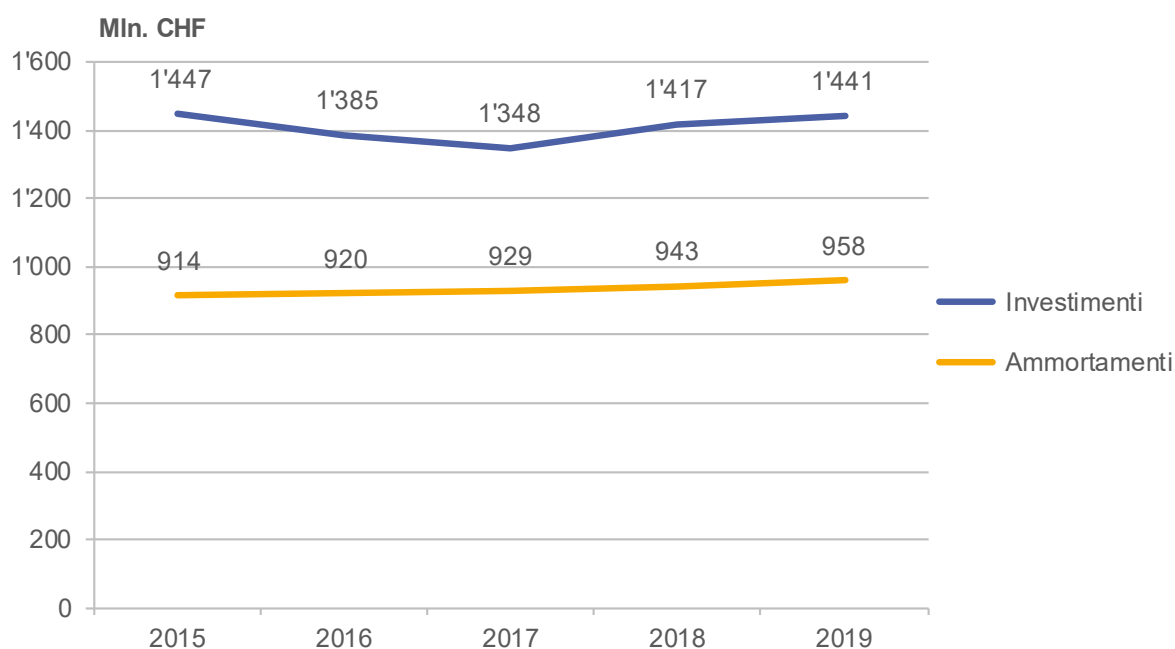


Figura 6: Andamento degli investimenti e degli ammortamenti nella rete di distribuzione

4.4 Potenziamanti della rete

I potenziamenti della rete possono rivelarsi necessari, ad esempio, al fine di allacciare alla rete di distribuzione uno o più produttori di nuove energie rinnovabili. Swissgrid rimborsa i costi sostenuti in tal senso, incorporandoli nel calcolo della tariffa per le prestazioni di servizio relative al sistema (tariffa PSRS). Il rimborso richiede pertanto l'autorizzazione della ElCom. Quest'ultima basa la sua attività su un'istruzione che, per i gestori di rete, funge da guida di riferimento per la presentazione di domande e allo stesso tempo stabilisce i criteri per la

valutazione delle stesse. Nel corso dell'anno in rassegna, la ElCom ha valutato 39 domande di rimborso dei costi per potenziamenti di rete. Due domande sono state respinte dalla ElCom perché il diritto al rimborso era caduto in prescrizione. Un gestore di rete ha impugnato la decisione in materia di prescrizione. All'atto della stesura del presente rapporto il procedimento risultava pendente presso il Tribunale amministrativo federale. Negli ultimi undici anni, la ElCom ha emanato in totale 971 decisioni in tal senso (cfr. figura 7, tabella 5).

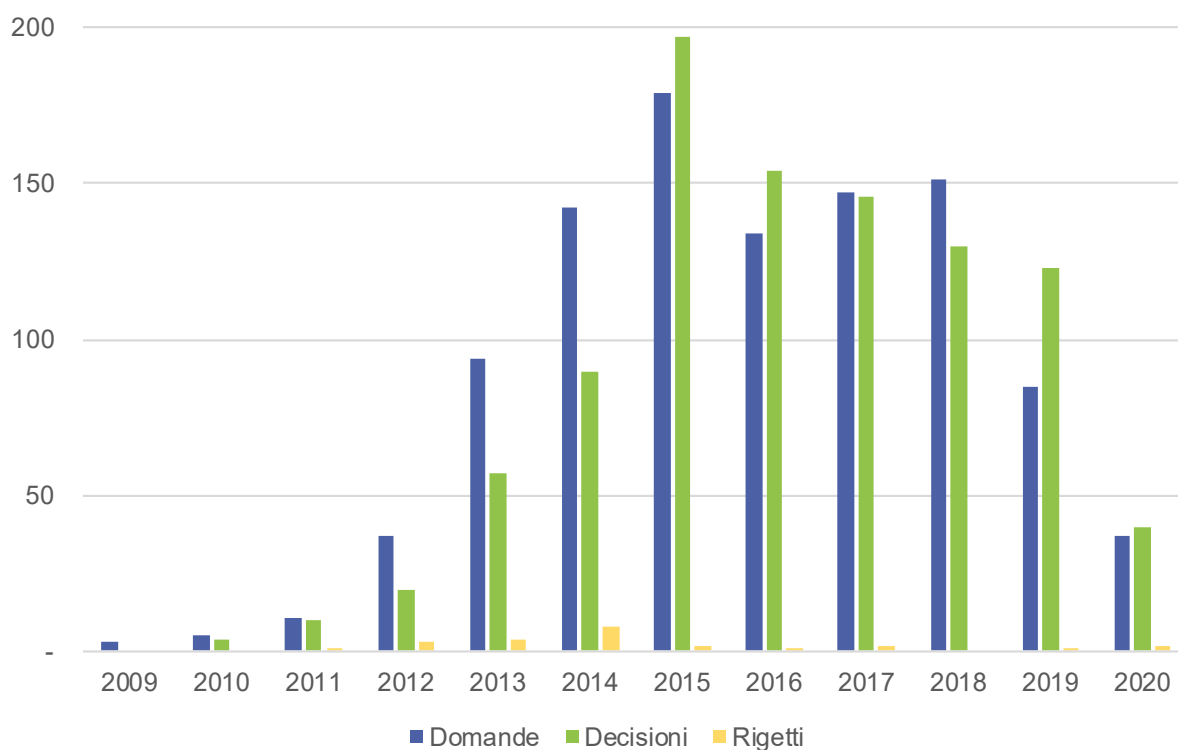


Figura 7: Andamento del numero di decisioni relative ai potenziamenti di rete

A fine 2020, il totale dei costi per potenziamenti di rete è risultato pari a circa 113,1 milioni di franchi a fronte di una potenza installata di 358.6

MW complessivi. La tabella 5 fornisce una panoramica dei parametri essenziali relativi ai potenziamenti di rete realizzati tra gli anni 2009 e 2020.

	Totale	FV	Eolico	Altro ¹
Numero di decisioni	971	918	4	49
Valore minimo potenza generatore [kW] ²	4	4	1'500	22
Valore massimo potenza generatore [kW] ²	74'000	8'303	16'000	74'000
Totale potenza generatore [kW]	358'630	155'397	30'000	173'233
Valore minimo costi [CHF] ²	3'500	3'500	1'151'165	16'697
Valore massimo costi [CHF] ²	9'262'389	746'912	9'262'389	2'990'952
Totale costi [CHF]	113'120'049	69'822'326	19'853'343	23'444'380
Costi medi [CHF] ³	116'379	76'142	3'308'891	478'457

	Totale	FV	Eolico	Altro¹
Valore minimo costi relativi [CHF/kW] ⁴	3	3	451	3
Valore massimo costi relativi [CHF/kW] ⁴	9'719	9'719	1'116	4'148
Costi relativi medi [CHF/kW] ⁴	315	449	662	135

1) Ad es. biomassa, centraline idroelettriche e domande con tipologie di impianti differenti

2) Per ciascuna domanda / decisione

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

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

Tabella 5: Statistica delle decisioni 2009 – 2020 in materia di potenziamento della rete

4.5 Società nazionale di rete

Gli ex proprietari della rete di trasporto hanno dovuto trasferire alla società nazionale di rete Swissgrid la rete di trasporto svizzera. Anche nell'anno in esame la ElCom ha fissato

il valore residuo regolamentare al 31.12.2012 degli impianti appartenenti alla rete di trasporto e ha definito i costi di rete computabili.

4.6 Decisioni e sentenze in materia di reti

Già nel 2018 la ElCom si era espressa in merito all'obbligo di pagamento di un corrispettivo per l'utilizzazione della rete in caso di concessioni. All'epoca aveva stabilito che, nel caso concreto, il prelievo di energia non era esente dal pagamento di tale corrispettivo ai sensi dell'articolo 14 capoverso 5 LAEl. Contro questa decisione è stato presentato ricorso, il quale è stato respinto sia dal Tribunale amministrativo federale, con sentenza A-5904/2018 del 4 dicembre 2019, sia ora anche dal Tribunale federale, con sentenza 2C_81/2020 del 13 luglio 2020.

Con sentenza 2E_1/2019 del 30 aprile 2020 il Tribunale federale ha accolto l'azione promossa dalla ElCom ai sensi dell'articolo 120 capoverso 1 lettera a della legge sul Tribunale federale (LTF) contro il Cantone Lucerna, decidendo quindi in merito a un conflitto di competenze

negativo tra la ElCom e il Cantone a giudizio. Oggetto della causa era la questione se la valutazione dei contributi ai costi di rete fosse di competenza della ElCom o, appunto, del Cantone. Il Tribunale federale ha stabilito che proprio perché i costi di allacciamento alla rete rientrano nella tipologia di costi tradizionalmente disciplinati dal diritto cantonale, essi debbano rimanere regolamentati in tal senso, per cui non fanno parte dei costi di utilizzazione della rete ai sensi dell'articolo 14 segg. LAEl. La competenza della ElCom si limita ad assicurare che i costi già fatturati individualmente non vengano nuovamente considerati alla voce relativa al corrispettivo per l'utilizzazione della rete (art. 14 cpv. 3bis LAEl). La ElCom non ha invece alcuna competenza in materia di definizione o verifica dei costi di allacciamento alla rete e dei contributi ai costi di rete – competenza che è in capo alle autorità cantonali.

5 Il mercato svizzero dell'energia elettrica



La sottostazione nota come la «stella di Laufenburg», nel Fricktal argoviese, svolge una funzione essenziale per garantire la stabilità della rete e la sicurezza dell'approvvigionamento in Svizzera e in tutta l'Europa centrale.

5.1 Struttura dei gestori di rete svizzeri

Tra il 2014 e il 2019 il numero di gestori di rete in Svizzera è sceso di quasi il quattro per cento, attestandosi a 632 unità. Questa tendenza verso il basso si osserva già da molto tempo. Le ragioni sono da ricercare nelle acquisizioni di reti da una parte e nelle fusioni di Comuni dall'altra. Secondo l'Elenco ufficiale dei Comuni della Svizzera, tra il 2014 e il 2019 il numero dei Comuni è sceso da 2'352 a 2'205, ossia del sei per cento. Nello stesso periodo la popolazione svizzera è cresciuta di poco più del quattro per cento. A seguito di

tutto ciò è aumentato il numero di consumatori finali per gestore di rete. Tuttavia, le dimensioni di un tipico gestore della rete di distribuzione rimangono ridotte (figura 8), considerato che il valore mediano dei consumatori finali riforniti da un gestore è pari a poco più di 1'500 unità. Soltanto 82 gestori di rete hanno al loro attivo più di 10'000 consumatori finali e 12 di essi più di 100'000. Complessivamente, i gestori di rete svizzeri forniscono elettricità a oltre 5,6 milioni di clienti.

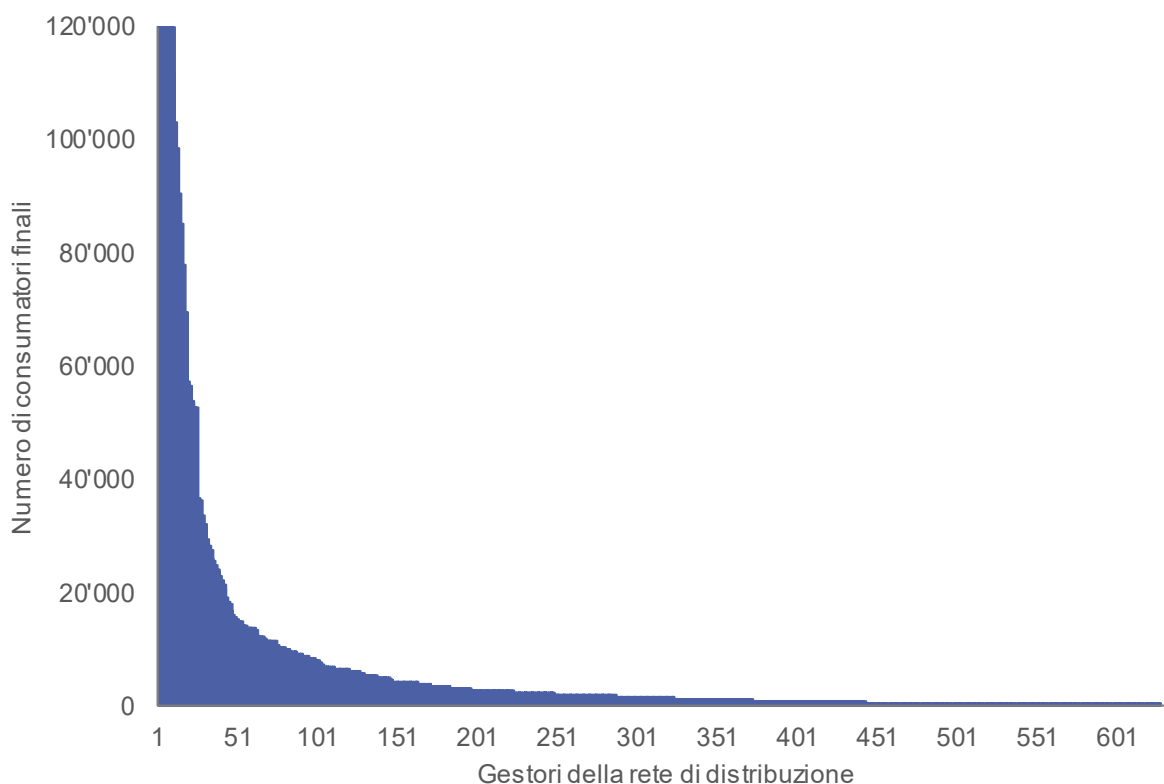


Figura 8: Numero di clienti finali per gestore della rete di distribuzione. A beneficio della leggibilità, la scala verticale è stata interrotta a 120'000 consumatori finali – il che riguarda otto gestori di rete.

5.2 Accesso al mercato e quota di passaggio ad altri fornitori

Nella prima fase di apertura del mercato elettrico svizzero solo i grandi consumatori con un consumo annuo superiore a 100 MWh hanno il diritto di accedere liberamente al mercato, ossia di scegliere autonomamente il proprio fornitore di energia elettrica. Entro la fine di ottobre di ogni anno essi possono decidere se l'anno successivo intendono abbandonare il servizio universale; una volta sul mercato libero, tuttavia, il grande consumatore non può più tornare al servizio universale regolamentato.

Per determinare il numero di consumatori finali potenziali ed effettivi sul libero mercato, la ElCom conduce regolarmente un'indagine presso i maggiori gestori di rete di distribuzione. Attualmente sono interessati 81 gestori di

rete, che riforniscono complessivamente circa il 75 per cento dei consumatori finali svizzeri, ovvero 3,9 milioni. Dei 32'708 consumatori finali aventi diritto d'accesso al mercato (0,6 per cento dei consumatori finali), 22'605 – pari al 69 per cento – hanno esercitato tale facoltà. Con un consumo totale pari a 39,5 TWh, i consumatori finali presenti nei comprensori d'approvvigionamento di tali gestori di rete rappresentano circa il 75 per cento del consumo finale in Svizzera¹. Poco più della metà di questi 39,5 TWh – ossia 21,8 TWh – è destinata a consumatori finali aventi diritto al libero accesso al mercato. Coloro che hanno optato per il mercato libero consumano 17,6 TWh, ovvero l'81 per cento dell'energia liberalizzata. Nei primi anni di apertura del mercato sono stati relati-

vamente pochi coloro che hanno esercitato il diritto di scegliere liberamente il fornitore di energia elettrica (figura 9). Negli anni successivi, di fronte al calo dei prezzi di mercato, il gruppo dei consumatori finali che hanno usufruito di tale diritto è cresciuto sensibilmente. Nel 2019 la quota di grandi consumatori che acquistano energia sul libero mercato è diminuita leggermente. Ciò è da ricondurre al fatto che il numero di consumatori con il diritto di accedere al libero mercato è aumentato più del numero di consumatori che hanno scelto effet-

tivamente l'accesso al libero mercato. Secondo le cifre più recenti, finora sono passati al libero mercato due terzi di tutti i clienti che vi hanno diritto (curva arancione). Essi acquistano quattro quinti della quantità di energia dei clienti con diritto di accesso al libero mercato (curva blu), il che evidenzia come siano piccoli, in confronto, coloro che non hanno ancora esercitato il proprio diritto d'accesso al mercato.

¹ Il consumo finale medio, degli anni dal 2009 al 2019, al netto dei trasporti pubblici e dell'illuminazione, è stato pari a 53,7 TWh (fonte: Ufficio federale dell'energia).

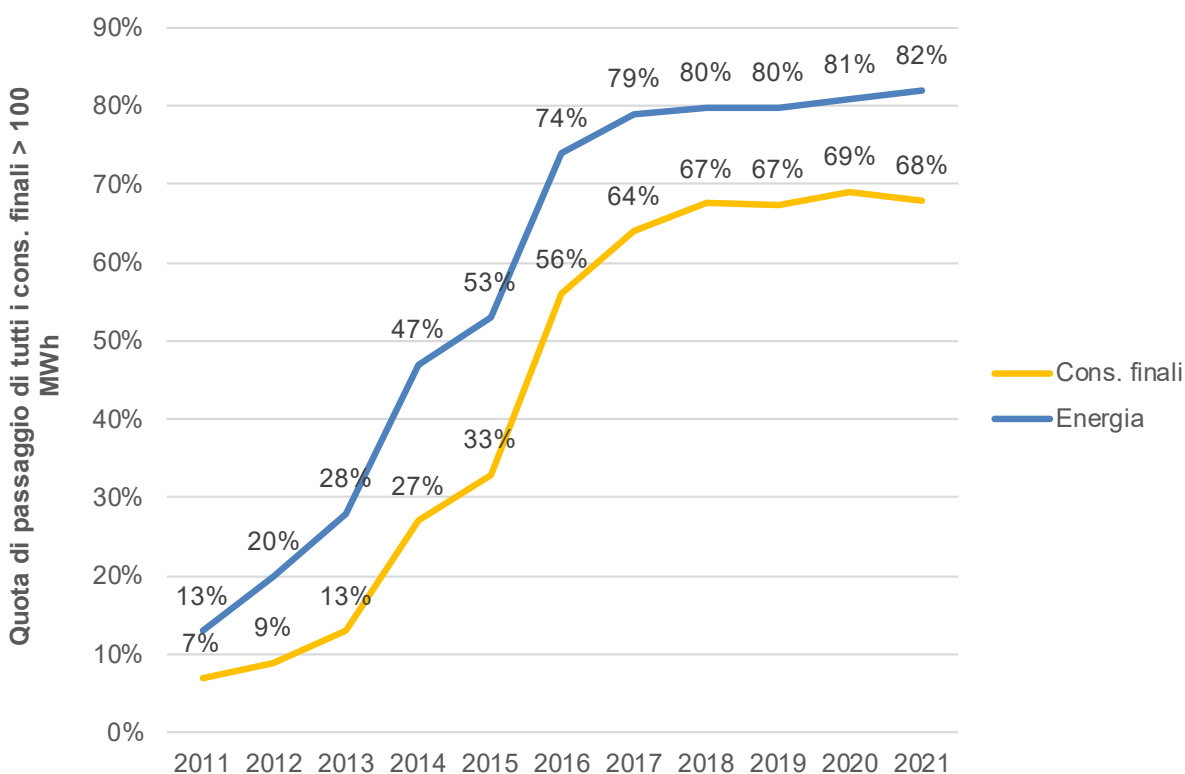


Figura 9: Passaggio al mercato libero

La seguente figura 10 mostra la ripartizione della quantità di energia venduta in funzione delle dimensioni dei gestori. Il 42 per cento dell'energia elettrica venduta ai consumatori finali nella rete di distribuzione è fornita dai dieci maggiori gestori di rete (blu scuro). Se

si allarga la prospettiva ai 50 maggiori gestori di rete, la quota di energia fornita sale a oltre il 70 per cento. I 50 gestori successivi per dimensione forniscono complessivamente un decimo e i rimanenti un sesto dell'energia utilizzata dai consumatori finali.

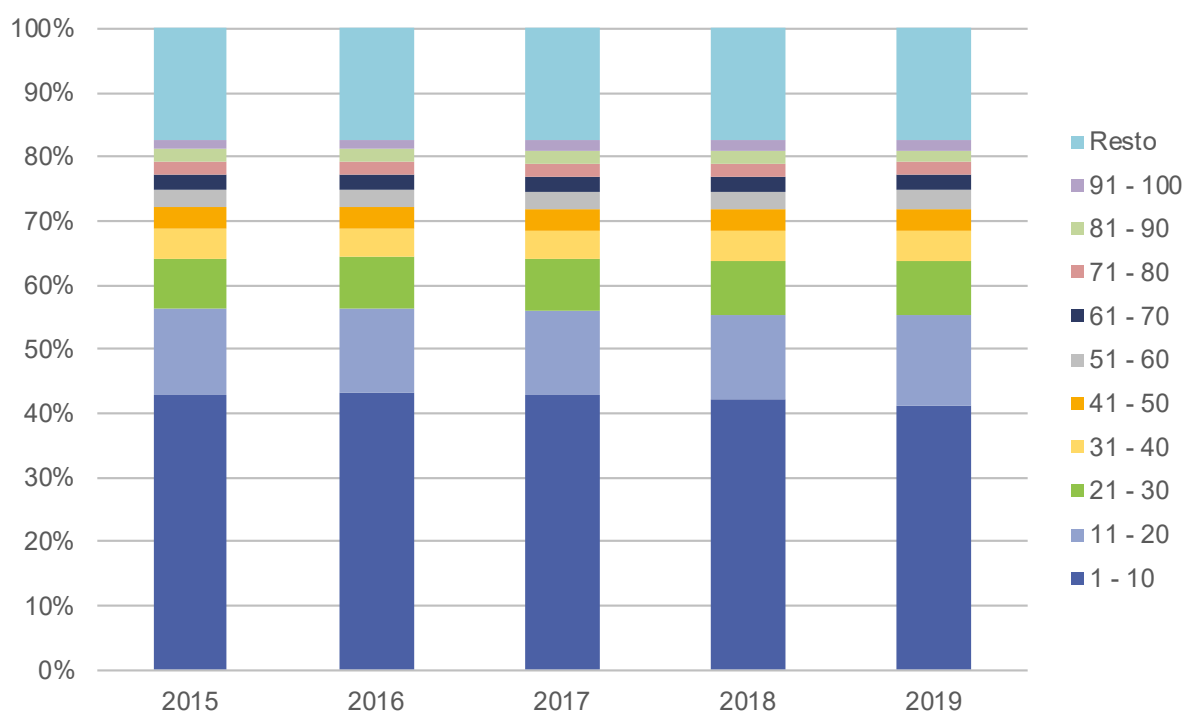


Figura 10: Percentuale di forniture energetiche nella rete di distribuzione, in base alle dimensioni delle aziende

5.3 Tariffe della rete di trasporto

Come evidenzia il confronto nella tabella 6, le tariffe della rete di trasporto rimangono soggette a notevoli oscillazioni. Le prestazioni generali di servizio relative al sistema (PSRS) sono rimaste identiche, nell'anno tariffario 2021, rispetto al 2020. Le tariffe per l'utilizzazione della rete, disciplinate dall'articolo 15 capoverso 3 OAEI (30% tariffa di lavoro, 60%

tariffa di potenza, 10% tariffa di base), sono aumentate rispetto all'anno precedente. Tuttavia, questo aumento è stato contenuto grazie al pieno utilizzo dei proventi dalle aste per la riduzione delle tariffe. Per contro, la tariffa per le perdite attive è stata ridotta da 0,25 a 0,15 ct./kWh (cfr. a riguardo anche il cap. 3.6 Prestazioni di servizio relative al sistema).

	2017	2018	2019	2020	2021
Utilizzazione della rete					
Tariffa di lavoro [ct./kWh]	0.25	0.23	0.19	0.18	0.20
Tariffa di potenza [CHF/MW]	41'000	38'200	31'100	28'800	33'600
Tariffa base fissa per punto di prelievo	387'700	365'300	288'000	269'400	319'800
Tariffa PSRS generale [ct./kWh]	0.40	0.32	0.24	0.16	0.16
Tariffa delle PSRS individuali					
Perdite attive [ct./kWh]	0.08	0.08	0.14	0.25	0.15

Tabella 6: Andamento delle tariffe della rete di trasporto inerenti all'utilizzazione della rete e alle prestazioni generali di servizio relative al sistema (PSRS) per gestori della rete di distribuzione e consumatori finali (fonte: Swissgrid SA)

Per confrontare tra loro le tariffe di rete dei diversi gestori, la ElCom converte le componenti «tariffa di lavoro», «tariffa di potenza» e «tariffa di base» in ct./kWh. Sommando tra loro le singole componenti tariffarie della rete di trasporto in centesimi per chilowattora si ottiene, per le tariffe del 2020, il valore di 0,91 ct./kWh e, per quelle del 2021, il valore di 0,92 ct./kWh. Nel complesso, un nucleo familiare tipo con un consumo annuo di 4'500

kWh (categoria H4: appartamento di 5 locali con fornello elettrico e asciugatrice ma senza boiler elettrico) paga in media, per il trasporto e la distribuzione di energia, 9,6 ct./kWh a titolo di corrispettivo per l'utilizzazione della rete (cfr. paragrafo seguente, figura 11). Ne consegue che, per questo nucleo familiare, la quota relativa alla rete di trasporto rappresenta ancora una volta circa il dieci per cento dei costi di rete quantificati nelle tariffe del 2021.

5.4 Tariffe della rete di distribuzione

Struttura tariffaria in generale

Anche nel 2020 la ElCom ha risposto a numerose domande concernenti le modifiche della legge federale del 23 marzo 2007 sull'approvvigionamento elettrico e dell'ordinanza del 14 marzo 2008 sull'approvvigionamento elettrico, entrate in vigore il 1° giugno 2019. Alcune di esse sono state integrate nella comunicazione «FAQ: domande e risposte sulla Strategia energetica 2050». Con l'aumento dei sistemi di misurazione intelligenti nella rete di distribuzione svizzera si introducono sempre nuovi modelli tariffari, proposti ad esempio nelle tariffe di rete come tariffe opzionali a quella di base. Un'altra possibilità sono le tariffe dinamiche, che tengono maggiormente conto delle abitudini di prelievo dei consumatori finali e consentono di risparmiare costi attraverso, ad esempio, una gestione differenziata dei carichi e un consumo differenziato. Alle prescrizioni di legge attuali, una tariffa dinamica di questo tipo può essere offerta a determinate condizioni. Già nel 2019 la ElCom ha pubblicato in merito la comunicazione «Domande e risposte su nuovi tipi di tariffe e tariffe dinamiche relative all'utilizzazione della rete e alla fornitura di energia», al cui punto 3.3 sono specificate le condizioni quadro di legge.

Nel 2021 il prezzo medio dell'elettricità di un'economia domestica con profilo di consumo H4 risulta pari a 21,2 ct./kWh (figura 11), che proiettato su un anno equivale, a fronte di

un consumo di 4'500 kWh, a una bolletta elettrica di 954 franchi. 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 precedente l'anno tariffario in questione. Mediamente, nel 2021 il prezzo dell'elettricità è quindi leggermente aumentato rispetto all'anno precedente. Tuttavia, le variazioni sono diverse per le singole componenti tariffarie: mentre le tariffe di rete sono aumentate di 0,1 ct./kWh, quelle dell'energia sono rimaste costanti. Le tasse per l'incentivazione delle energie rinnovabili non hanno subito variazioni, mentre i tributi agli enti pubblici sono stati incrementati in media di 0,1 ct./kWh. A partire dall'anno tariffario 2018 i gestori di rete dichiarano sia il prodotto più economico che il loro prodotto standard. Al consumatore finale che non scelga espressamente un altro prodotto viene fatturato il prodotto standard. Quest'ultimo si riferisce di norma esclusivamente all'energia. Per tale ragione, a partire dal 2018 le tariffe della rete di distribuzione sono confrontabili solo in misura limitata con gli anni precedenti.

¹ Disponibile all'indirizzo www.elcom.admin.ch > Documentazione > Comunicazioni.

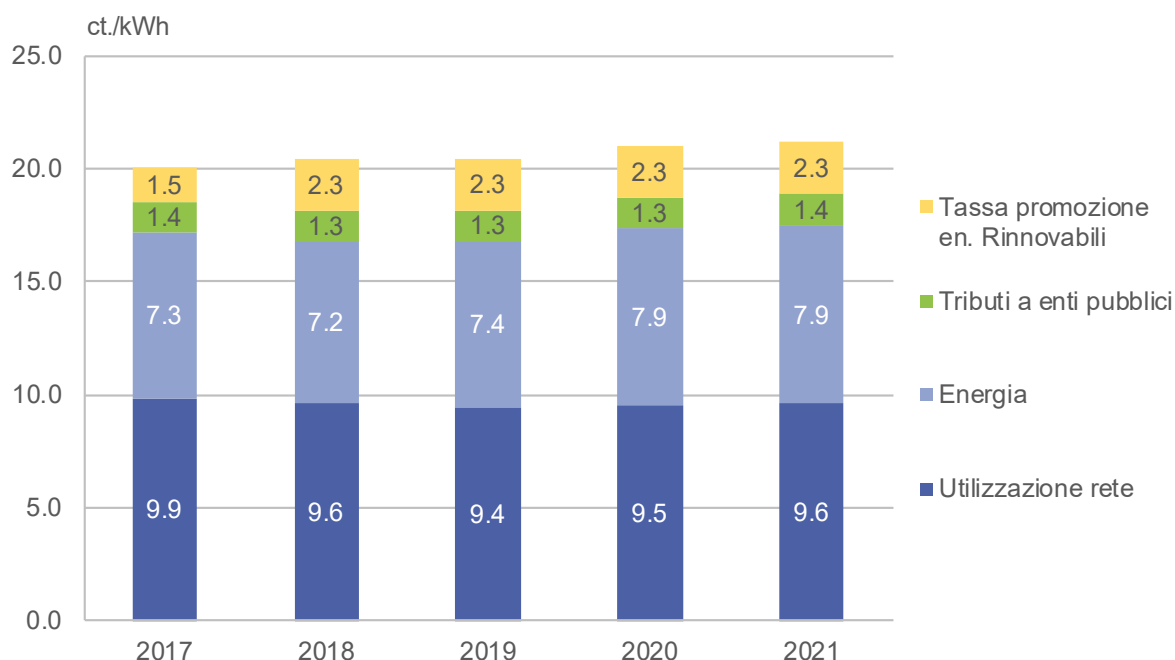


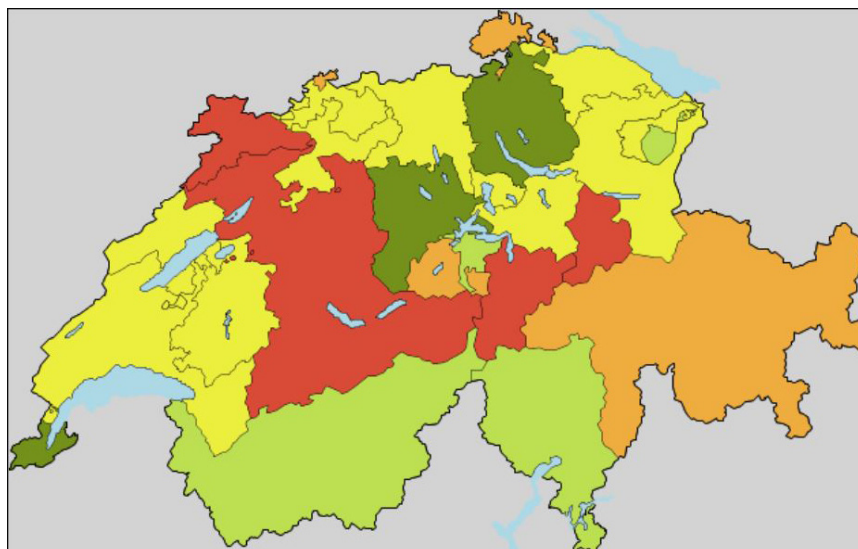
Figura 11: Componenti tariffarie del prezzo complessivo medio dell'elettricità per il profilo di consumo H4 (IVA esclusa)

Le tariffe nella figura 11 si riferiscono ai valori mediani nazionali. A livello cantonale e comunale, tuttavia, le differenze tariffarie possono essere consistenti. Sul sito internet della ElCom (www.elcom.admin.ch), al link «Portale tariffe elettriche della ElCom», sono disponibili informazioni dettagliate sulle tariffe di ciascun singolo Comune nonché una cartina interattiva. Le figure 12 – 15 mostrano le tariffe mediane cantonali per il 2021. Dal rapporto di attività 2018, il sistema di rappresentazione è stato modificato e non viene più effettuato un confronto tra i diversi anni. Più il valore cantonale si discosta dalla mediana svizzera, più la superficie del Cantone si colora di rosso (tariffa superiore) o di verde (tariffa inferiore). Le variazioni di colore illustrano dunque

l'andamento delle tariffe cantonali rispetto al benchmark nazionale. Da un lato, per esempio, nel 2021 il Cantone di Basilea Città ha tariffe di rete relativamente elevate (arancione). Dall'altro lato, sempre a titolo esemplificativo, il Cantone di Ginevra ha tariffe di rete relativamente basse (verde chiaro).

Le cartine che seguono illustrano la situazione nel 2021. Soltanto le due componenti tariffarie «rete» ed «energia» sono influenzabili direttamente dai gestori di rete e sono soggette al controllo della ElCom. Per il 2021 il valore mediano dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete è di 9,6 ct./kWh e il valore mediano delle tariffe dell'energia è di 7,9 ct./kWh.

Utilizzazione della rete

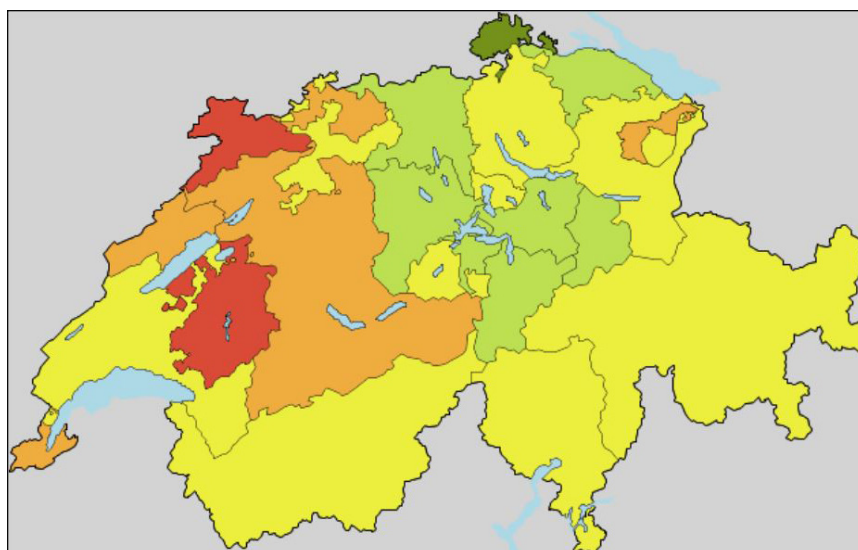


Confronto delle tariffe in ct./kWh: categoria H4, Utilizzazione della rete per l'anno 2021

■ < 8,05
 ■ 8,05 - 9,00
 ■ 9,00 - 9,94
 ■ 9,94 - 10,89
 ■ > 10,89

Figura 12: Tariffe medie cantonali (valore mediano) 2021 per l'utilizzazione della rete, relative al profilo di consumo H4

Energia



Confronto delle tariffe in ct./kWh categoria H4, Energia per l'anno 2021

■ < 6,57
 ■ 6,57 - 7,35
 ■ 7,35 - 8,12
 ■ 8,12 - 8,89
 ■ > 8,89

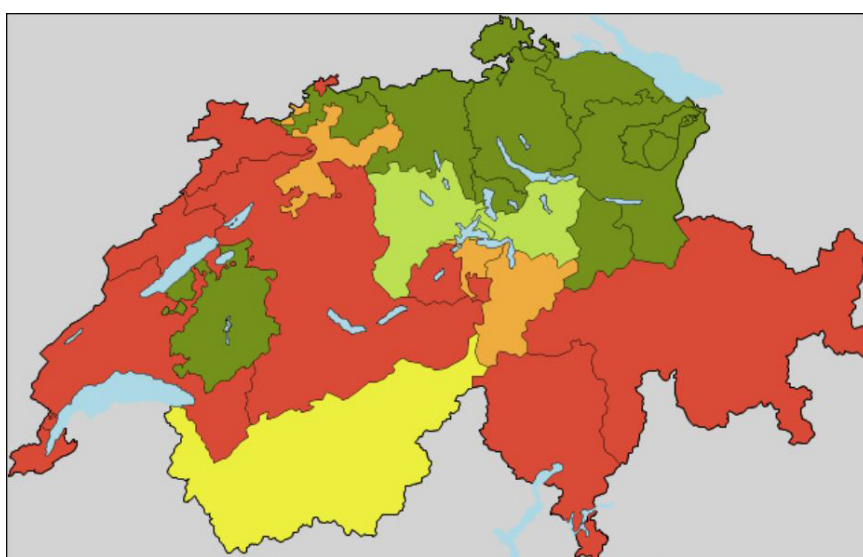
Figura 13: Confronto delle tariffe in ct./kWh categoria H4, Energia per l'anno 2021

Tributi e prestazioni agli enti pubblici

Nella figura 14 sono rappresentati i valori medi dei tributi e delle prestazioni agli enti pubblici. Non sono considerate le tasse federali per la promozione delle energie rinnovabili, identiche su tutto il territorio nazionale¹. I tributi e le prestazioni agli enti pubblici non sono controllati dalla ElCom, perché vengono stabiliti dagli enti locali.

Nel 2021 il valore mediano dei tributi e delle prestazioni era pari a 1,4 ct./kWh. Si osserva che spesso le tariffe sono o elevate o basse, mentre solo raramente si hanno importi intermedi (colore giallo).

¹ Essendo il supplemento rete identico a livello nazionale, non è prevista una sua rappresentazione separata. Esso è tuttavia incluso nel totale di cui alla figura 15.

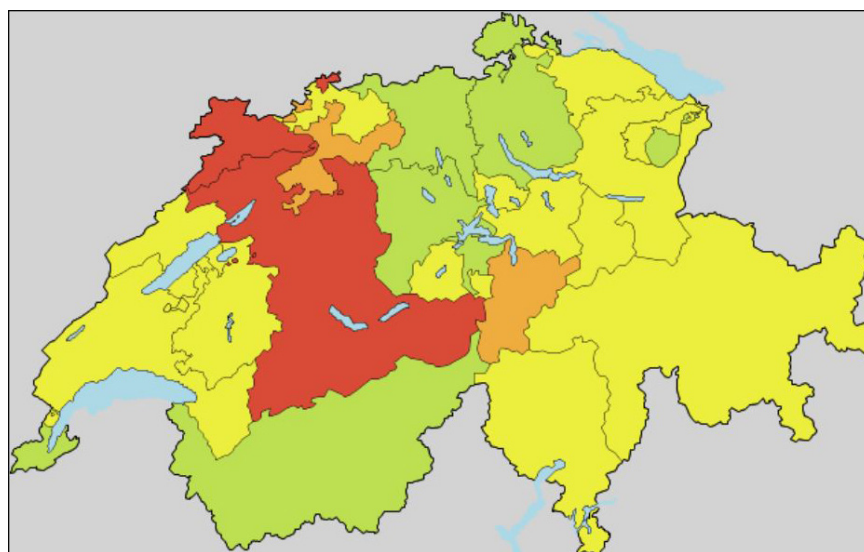


Confronto delle tariffe in ct./kWh categoria H4, Tributi per l'anno 2021

■ < 0,75 ■ 0,75 - 0,84 ■ 0,84 - 0,92 ■ 0,92 - 1,01 ■ > 1,01

Figura 14: Valore mediano a livello cantonale della componente tariffaria relativa ai tributi e alle prestazioni agli enti pubblici per il profilo di consumo H4 per il 2021

Tariffa elettrica complessiva



Confronto delle tariffe in ct./kWh categoria H4, Prezzo complessivo per l'anno 2021

■ < 17,41 ■ 17,41 - 19,46 ■ 19,46 - 21,50 ■ 21,50 - 23,55 ■ > 23,55

Figura 15: Tariffe elettriche complessive medie cantonali (valore mediano) 2021, relative al profilo di consumo H4

Il valore complessivo della componente tariffaria comprende anche il supplemento rete destinato alla promozione delle energie rinnovabili. Negli anni 2017-2021 esso è gra-

dualmente passato da 1,5 ct./kWh a 2,3 ct./kWh. Nel 2021 la quota della tariffa elettrica costituita dal supplemento rete e dai tributi agli enti pubblici è pari al 17,5 per cento.

5.5 Verifiche relative alle tariffe

Entro il 31 agosto i gestori di rete trasmettono in formato elettronico alla ElCom la loro contabilità analitica relativa alle tariffe, insieme a una serie di altri documenti. Nel corso dell'anno in esame la Commissione ha precisato la valenza della contabilità analitica pubblicando una nuova istruzione 1/2020 in materia di presentazione e adeguamento a posteriori, in cui si

legge che le modifiche a contabilità analitiche già presentate sono ammissibili soltanto previa richiesta e approvazione della ElCom o su sollecitazione di quest'ultima. Firmando legittimamente il documento, inoltre, i gestori di rete confermano la veridicità e la completezza della contabilità analitica presentata entro il 31 agosto. Dopo tale data è consentito modificare sol-

tanto le voci oggetto di feedback. Se il gestore di rete desidera variare ulteriori dati, occorre presentare alla ElCom una domanda corredata di opportuna motivazione. Se approvata, il gestore può apportare correzioni al massimo per gli ultimi cinque anni contabili conclusi.

A seguito delle molteplici richieste pervenute da parte dei gestori di rete in relazione al coronavirus (COVID-19), la ElCom ha provveduto a pubblicare una comunicazione con le domande e risposte più frequenti (comunicazione FAQ concernenti il coronavirus del 7 aprile 2020).

Nel 2019 il Controllo federale delle finanze (CDF) ha verificato il lavoro della ElCom in materia di prezzi e tariffe, giungendo alla conclusione che la vigilanza sulle tariffe delle aziende elettriche da parte della ElCom viene esercitata in modo regolare e conforme al diritto. Il rapporto è stato pubblicato a maggio 2020 dal CDF sul proprio sito Internet (www.efk.admin.ch/pubblicazioni).

Come da prassi ormai pluriennale, anche nell'anno in rassegna la ElCom ha esaminato la conformità delle tariffe sotto vari aspetti:

- Entro fine agosto ogni gestore di rete deve presentare la contabilità analitica, in base alla quale vengono stabilite le tariffe energetiche e di rete dell'anno successivo. La ElCom controlla mediante circa 180 test che non vi siano errori, incongruenze e dati non plausibili, dopodiché invia tale analisi al gestore a titolo di feedback affinché questi vi apporti le dovute correzioni o adduca le relative motivazioni. Sono state inviate complessivamente più di 4'000 osservazioni ai gestori di rete. I 629 gestori di rete che hanno presentato la propria contabilità analitica entro il primo sollecito hanno ottenuto l'analisi nel corso dell'anno in rassegna, con la richiesta di controllare ed eventualmente correggere o motivare i dati anomali.

- La ElCom sottopone a controlli mirati i gestori di rete che indicano nella contabilità analitica valori illeciti o non plausibili, anche successivamente alla revisione. Nel corso dell'anno in esame la ElCom ha riscontrato, come già nell'anno precedente, soprattutto errori nel calcolo delle differenze di copertura dagli esercizi passati nonché utili eccessivi nell'applicazione della regola dei 95 o 75 franchi.

Nel caso delle differenze di copertura si tratta, da un lato, della loro determinazione nel corso di un anno e, dall'altro, del riporto all'anno successivo. Problematico, secondo la ElCom, è anche il fatto che negli anni passati svariati gestori di rete abbiano accumulato notevoli deficit di copertura. Nel complesso (rete ed energia), nell'anno in rassegna sono stati dichiarati alla ElCom deficit di copertura – ossia costi non ancora tariffati – pari a circa 1,5 miliardi di franchi. Questo ingente blocco di costi cela un certo rischio per la stabilità delle tariffe nella loro evoluzione.

La regola dei 95 o 75 franchi, invece, riguarda i costi e gli utili nella distribuzione di energia ai consumatori finali in regime di servizio universale. Visto il miglioramento della struttura dei costi, il 1° gennaio 2020 la ElCom ha ridotto la soglia di 20 franchi a 75 franchi per destinatario di fattura, consentendo ai gestori di rete di continuare a realizzare un utile adeguato.

Dopo circa dieci anni di attività, la ElCom ha deciso di procedere alla riorganizzazione del modello di regolazione. Questo progetto prevede la riorganizzazione delle modalità di gestione dei test e di altre analisi e indagini preliminari sulla base dei dati forniti dai gestori di rete. I lavori sono continuati in tal senso nel corso dell'anno in esame, tanto che a partire dal 2021 sarà possibile perseguire una strategia di controllo ancor più basata sui dati attraverso una nuova soluzione di database.

Valutazione della rete:

I problemi su cui ci si è focalizzati nella valutazione delle reti erano gli stessi di quelli affrontati negli anni precedenti. Anche nell'anno in rassegna la ElCom si è imbattuta in impianti i cui valori sintetici non erano stati ricavati correttamente, risultavano documentati in maniera insufficiente o erano stati determinati sulla scorta di un esiguo numero di impianti valutati con il metodo storico. Nella rete di distribuzione, i valori sintetici devono essere estrapolati in modo chiaro e trasparente sulla base dei costi di acquisto e costruzione di un numero sufficiente di impianti paragonabili. In caso contrario, vi è il rischio che superino il valore di un impianto paragonabile e quindi violino l'articolo 13 capoverso 4 OAEI. Ciò non vale per i costi dei terreni, che devono essere provati con il metodo storico. In considerazione dell'obbligo di conservazione a tempo indeterminato, i documenti del registro fondiario sono sempre disponibili presso quest'ultimo. Gli impianti iscritti ai cespiti a partire dal 1999 non possono più essere valutati con il metodo sintetico, ma il loro valore deve essere storicamente provato sulla base dei conti annuali e dei documenti di investimento. Anche nelle valutazioni storiche la ElCom si è imbattuta in costi che non potevano essere dimostrati. Inoltre, dall'entrata in vigore della legge sull'approvvigionamento elettrico il 1° aprile 2008, i nuovi impianti iscritti ai cespiti non possono più essere computati né come costi d'esercizio né come immobilizzazioni (cfr. «Abschluss schreiben IWB» del 9 settembre 2013, consultabile all'indirizzo: www.elcom.admin.ch > Documentazione > Decisioni > Tariffe).

Varie aziende non ammortizzano i propri impianti a partire dal momento della messa in esercizio, bensì soltanto dall'anno successivo o solo dopo averli contabilizzati definitivamente nel sistema. Questa prassi viola l'articolo 13 capoverso 2 OAEI, secondo cui gli impianti devono essere soggetti ad ammortamento lineare per l'intero ciclo di vita in funzione di un valore residuo pari

a zero. L'ammortamento tardivo incrementa in modo illegittimo i valori residui degli impianti e quindi anche gli interessi calcolatori applicati.

Anche nel 2020, le questioni relative alla corretta valutazione dell'infrastruttura di rete hanno continuato ad essere un tema fondamentale degli accertamenti svolti dalla ElCom. A questo riguardo, è stato in particolare necessario valutare un caso determinato da una fusione di più Comuni: dall'esame della ElCom è risultato che era stato effettuato un adeguamento dei valori degli impianti del nuovo Comune determinato dalla fusione, il che aveva comportato una completa rielaborazione della contabilità cespiti. Nel caso in questione, la ElCom ha proceduto a rettifiche talvolta massicce dei valori unitari attraverso un confronto con progetti e tipologie costruttive del periodo in esame.

Inoltre anche le prestazioni proprie computabili hanno dovuto essere nuovamente ridotte a parametri di calcolo conformi alla legge (Art. 15 cpv. 1 LAEI). Le verifiche hanno portato a riduzioni pari fino alla metà delle tariffe orarie originariamente applicate, dal momento che le compensazioni interne devono essere effettuate senza margine di profitto e senza applicare le tariffe orarie indicate dall'USIE (Unione Svizzera degli installatori elettricisti), dalla KBOB (Conferenza di coordinamento degli organi della costruzione e degli immobili dei committenti pubblici) o altre tariffe orarie per lavori a regia.

Oltre a ciò, la ElCom ha segnalato anche un'eccessiva remunerazione del capitale circolante netto (CCN). Non solo i costi di acquisto e costruzione, ma anche il CCN necessario all'esercizio può essere considerato nel computo della remunerazione calcolatoria. Tuttavia, a causa della fatturazione effettuata più volte nel corso dell'anno non è necessario tenere in riserva il capitale vincolato nel CCN tutto l'anno. Anche di ciò va tenuto conto nel calcolo degli interessi sul CCN, in funzione della periodicità della fatturazione.

Costi di esercizio:

Come negli anni precedenti, la maggior parte delle correzioni ai costi di esercizio disposte dalla ElCom era riferita alla computabilità in sé e alla loro ripartizione per settore.

Per costi computabili s'intendono, ai sensi dell'articolo 15 capoverso 1 LAEI, i costi di una rete sicura, performante ed efficiente. Di conseguenza non è computabile ciò che non soddisfa tali condizioni, come ad esempio il marketing e le sponsorizzazioni o varie attività che esulano dalla rete, come l'illuminazione pubblica o le attività amministrative a servizio di altri ambiti.

Per quanto concerne la ripartizione dei costi per settore si è ripetutamente ravvisato che nel corrispettivo per l'utilizzazione della rete si erano incorporati costi generali eccessivi, mentre in settori non facenti parte dell'area di monopolio l'addebito dei costi non è risultato adeguato. Alcuni gestori di rete, inoltre, continuano a utilizzare chiavi di ripartizione che, contrariamente a quanto previsto dall'articolo 7 capoverso 5 OAEI, non risultano adeguate, chiare né conformi al principio di causalità.

Altre tematiche riguardanti la rete:

Nel settore della rete la ElCom ha dovuto valutare una cosiddetta situazione di panca-king: in caso di reti appartenenti al medesimo livello, ma direttamente collegate a gestori di rete differenti, i consumatori finali sono esposti al rischio di subire addebiti multipli o un ricarico dei costi non adeguato. Nel complesso, nel caso oggetto di valutazione la ElCom non ha tuttavia riscontrato elementi che indicassero un'attribuzione e un riversamento dei costi non conformi alle disposizioni della legge sull'approvvigionamento elettrico e ai documenti di settore.

Per quanto concerne le differenze di copertura, nel caso di un gestore di rete si è riscontrato che la sua prassi di gestione delle coperture insufficienti o in eccesso non corrisponde a quanto stabilito dalla ElCom nell'istruzione 2/2019. Le differenze di copertura devono essere determinate di anno in anno e in linea di principio vanno considerate già a partire dal successivo calcolo delle tariffe, ripartendo adeguatamente gli importi da saldare sui singoli livelli di rete. Il presupposto è che le differenze di copertura vengano imputate al livello di rete in cui si sono verificate.

Costi energetici:

Per quanto riguarda le forniture di energia ai consumatori finali con servizio universale, i temi in primo piano nell'anno in esame sono stati il metodo del prezzo medio e la regola dei 95 o 75 franchi. In un caso, inoltre, sono stati abbassati i costi di acquisto rivendicati per perdite attive. In un'altra situazione, a un gestore di rete si sono dovuti ridurre i costi di

«economia energetica e ottimizzazione» fatti valere per l'acquisto di energia. Sebbene sia corretto esporre simili costi in assenza di un contratto di fornitura completa, nel servizio universale sono computabili soltanto i costi effettivamente sostenuti ai sensi della legislazione sull'approvvigionamento elettrico.

Metodo del prezzo medio:

Con la votazione finale del 15 dicembre 2017 il Parlamento ha confermato l'articolo 6 capoverso 5 LAEl e con esso il cosiddetto metodo del prezzo medio della ElCom, già avallato dal Tribunale federale. Tale metodo riguarda la questione di come distribuire i costi per l'acquisto di energia elettrica tra i consumatori finali con servizio universale (rimasti in regime di monopolio) e i clienti con accesso al libero mercato.

La ElCom ha individuato diversi gestori di rete che negli anni passati avevano fatturato ai propri clienti finali fissi costi eccessivi per la fornitura energetica, probabilmente perché non avevano applicato il metodo del prezzo medio secondo la prassi stabilita dai tribunali e dalla ElCom.

Nell'anno in esame è stato possibile chiudere un ulteriore caso. Ai fini della definizione del portafoglio d'acquisizione rilevante, la questione nella fattispecie era anche la debita considerazione delle attività commerciali in Svizzera e all'estero. Queste ultime

confluiscono nel portafoglio d'acquisizione in misura delle capacità fisiche d'importazione, presenti in Svizzera, dal rispettivo Paese d'origine. I costi rilevanti ai fini del calcolo delle tariffe si ricavano pertanto dal prezzo medio d'acquisto nella zona di prezzo in questione, dalla quantità fisica d'importazione e dai costi dei diritti di trasporto transfrontaliero necessari. In un'altra decisione la ElCom ha stabilito che i contratti di acquisto a lungo termine aventi la Svizzera come luogo di fornitura debbano essere conteggiati nel metodo del prezzo medio. La decisione è stata impugnata.

Nei restanti procedimenti in corso vengono contestati tutti o alcuni dei seguenti punti: definizione delle quantità e dei costi dell'energia da prendere in considerazione per i calcoli stabiliti dal metodo del prezzo medio, attuazione dell'istruzione ElCom 2/2020 sul WACC produzione (Weighted Average Cost of Capital), interesse sulle differenze di copertura per l'energia e delimitazione dei gestori di rete all'interno di un gruppo di imprese.

Regola dei 95 o 75 franchi:

La ElCom si è soffermata nuovamente sulla cosiddetta regola dei 95 o 75 franchi e ha chiesto a diversi gestori di rete di operare alcuni adeguamenti. Questa regola era stata introdotta dalla ElCom per consentire di valutare in maniera semplice la congruità dei costi amministrativi e di distribuzione nonché degli utili dei gestori di rete per la distribuzione di energia ai consumatori finali del servizio universale.

Nel 2018 la ElCom aveva analizzato nel dettaglio la situazione dei costi e degli utili del-

la distribuzione di energia, e sulla base di tale analisi aveva fissato nuovi valori soglia, pari a 75 e 120 franchi, applicabili dal 1° gennaio 2020 per la valutazione delle tariffe dell'energia per i consumatori finali del servizio universale. Questi valori più bassi sono stati presi in considerazione nella fissazione delle tariffe per il 2020. L'applicazione dettagliata della regola dei 75 franchi è contenuta nell'istruzione 5/2018 della ElCom.

5.6 Prassi giudiziaria

Con sentenza 2C_297/2019 del 28 maggio 2020 il Tribunale federale ha respinto il ricorso di un'azienda comunale in tutti i punti principali, mentre relativamente a due punti secondari lo ha rinviato alla ElCom ai fini di una rivalutazione. In precedenza il Tribunale amministrativo federale aveva confermato integralmente la decisione della ElCom. Il procedimento ripreso in esame dalla Commissione aveva come oggetto la ripartizione dei costi generali tra i costi d'esercizio del comparto Rete, la determinazione dei costi dell'energia di pompaggio sul fronte dell'energia nonché i tributi e le prestazioni agli enti pubblici. Questo procedimento risultava ancora pendente nell'anno in esame. Con la sentenza del Tribunale federale sono state confermate in ultima istanza varie competenze della ElCom, nello specifico quelle relative alla verifica di tributi e prestazioni agli enti pubblici e dei prodotti

energetici con plusvalore ecologico nel servizio universale. È stato riconosciuto anche il metodo del prezzo medio applicato correntemente dalla ElCom sui costi dell'energia.

Nella sentenza 2C_828/2019 del 16 luglio 2020 il Tribunale federale si è occupato dei costi dell'energia di un'altra azienda comunale. In particolare, ha confermato in ultima istanza l'applicabilità del metodo del prezzo medio, della regola dei 95 franchi e del meccanismo delle differenze di copertura. Con un'ulteriore sentenza 2C_109/2C_115 del 7 ottobre 2020, infine, il Tribunale federale ha acconsentito a che la ElCom possa dare seguito a una procedura di verifica tariffaria pendente, confermando che i feed-back sulla contabilità analitica non implicano né un'approvazione delle tariffe né una rinuncia a una futura procedura di verifica tariffaria da parte della Commissione.

5.7 Regolazione Sunshine

La regolazione Sunshine confronta la qualità, i costi e l'efficienza dei gestori di rete attraverso un processo trasparente e standardizzato, il che consente di mettere maggiormente in luce eventuali differenze. Questa forma di regolazione integra le procedure di verifica tariffaria, che si rivelano in parte molto dispendiose in termini di risorse. Essa prevede l'utilizzo di una serie di indicatori selezionati relativi alla qualità dell'approvvigionamento e delle prestazioni di servizio, ai costi e alle tariffe al fine di misurare la validità, i costi e l'efficienza del servizio erogato dai singoli operatori. Appositi indicatori in materia di compliance, inoltre, certificano il rispetto dei termini di legge e delle prescrizioni normative. Il confronto diretto tra i gestori di rete vuole incentivare questi ultimi a eliminare eventuali criticità interne senza la neces-

sità di un intervento da parte del regolatore. Ai fini della comparazione, i gestori di rete che condividono strutture analoghe vengono accorpati in appositi gruppi di confronto.

Per il calcolo degli indicatori la Commissione si serve dei dati che i gestori di rete le trasmettono di anno in anno nell'ambito della contabilità analitica, delle tariffe e dei rilevamenti della qualità dell'approvvigionamento, oltre che di quelli pubblicati dall'Ufficio federale di statistica (UFS). La regolazione Sunshine, dunque, non implica praticamente alcun ulteriore onere amministrativo per i gestori di rete.

Le attività legate alla regolazione Sunshine hanno impegnato la ElCom per tutto l'anno. Come già negli anni precedenti, un compito importante è stata la definizione, nell'ambito

della revisione della legge sull'approvvigionamento elettrico, di una base giuridica che consentisse la pubblicazione dei risultati individuali dei gestori di rete. La preparazione della legislazione nel settore energetico è di competenza dell'Ufficio federale dell'energia (UFE). La ElCom si esprime sulle procedure nell'ambito delle consultazioni degli Uffici e delle procedure legislative di consultazione.

Nella seconda metà dell'anno in rassegna ci si è focalizzati sulla costituzione dei gruppi di confronto e sul calcolo degli indicatori. La ElCom ha suddiviso i circa 630 gestori di rete in otto gruppi di confronto complessivi in base alle caratteristiche topografiche (densità abitativa) e alla quantità di energia distribuita ai consumatori finali (densità energetica). La

Commissione ha inoltre provveduto a calcolare gli indicatori necessari per la sesta tornata. I risultati individuali sono stati comunicati ai gestori a dicembre 2020. Come negli anni precedenti, tutti gli esiti dei raffronti sono stati trasmessi soltanto ai relativi gestori di rete. Nell'anno in esame gli indicatori calcolati sono rimasti invariati. Nel nuovo anno si esaminerà l'opportunità di includere nuovi indicatori nei calcoli o se invece adeguare quelli esistenti.

Come negli anni precedenti, la ElCom ha pubblicato sul proprio sito Internet numerosi documenti esplicativi e risultati in materia di regolazione Sunshine, che si rivolgono prima di tutto ai gestori di rete, ma anche a un pubblico interessato.

5.8 Metrologia

Nell'anno in esame la ElCom ha risposto a varie domande concrete, specificando tra l'altro che il diritto in materia di approvvigionamento elettrico non obbliga i gestori di rete a presentare alla ElCom una conferma d'esecuzione se l'80 per cento di tutti i dispositivi di misurazione soddisfa i requisiti di cui agli articoli 8a e 8b ai sensi dell'articolo 31e capoverso 1 OAEI. Alla scheda 2.1 della contabilità analitica va inserito il numero corrispondente di punti di misurazione. Quanto dichiarato nella contabilità analitica, tuttavia, non costituisce alcuna conferma da parte della ElCom in merito alla conformità degli smart meter installati ai requisiti di legge. Per i consumatori finali, i produttori o i gestori di impianti di stoccaggio i dati di misurazione e i valori dei profili di carico devono essere rappresentati in maniera comprensibile (art. 8a cpv. 2 lett. c OAEI). A partire dal 1° gennaio 2021 i dati dei profili di carico di 15 minuti registrati negli ultimi cinque anni devono poter essere

richiamati e scaricati in un formato di dati standard a livello internazionale. Per quanto concerne la qualità dei dati di misurazione messi a disposizione sul portale dei clienti, la ElCom ha stabilito che i medesimi non devono essere incompleti. I documenti di settore non prevedono una plausibilizzazione giornaliera dei dati, operazione dopo la quale i dati di misurazione figuranti sul portale dei clienti dovrebbero essere completi. Un numero crescente di domande ha riguardato la computabilità dei costi relativi alle reti in fibra ottica utilizzate per la trasmissione dei dati dai dispositivi di misurazione intelligenti. Se il gestore di rete possiede una rete in fibra a cui sono collegati i sistemi metrologici intelligenti, può essere computata ai costi di rete soltanto la quota parte dei costi di un sistema efficiente, da calcolarsi mediante opportune chiavi di riparto (cfr. comunicazione «Domande e risposte sulla Strategia energetica 2050»).

5.9 Disgiunzione

In considerazione del moltiplicarsi delle attività dei gestori di rete in settori aperti alla concorrenza, le disposizioni di legge sulla separazione della gestione della rete dagli altri settori di attività (disgiunzione) assumono un'importanza crescente. Nell'anno in rassegna la ElCom ha pertanto prestato particolare attenzione alla disgiunzione contabile dell'esercizio della rete, al divieto delle sovvenzioni trasversali e a impedire i vantaggi derivanti dall'uso di informazioni relative al settore di rete (l'organo responsabile del perseguimento delle violazioni con rilevanza penale delle prescrizioni sulla disgiunzione è invece l'UFE). Ha risposto a numerose richieste di chiarimenti e ha in-

formato e sensibilizzato i gestori di rete nel corso di eventi ad hoc.¹ In un caso di presunta sovvenzione trasversale in cui si sospettava che fossero stati erogati sul mercato servizi a terzi a prezzi inferiori a carico dei costi di rete, la ElCom ha effettuato controlli a campione su documenti contabili, attribuzioni dei costi effettuate, compensazioni e sgravi dei costi di rete. Non essendo stati riscontrati elementi che facessero sospettare un sovvenzionamento trasversale illecito a carico dell'esercizio della rete, non sono stati avviati procedimenti.

¹ Cfr. ad es. evento informativo della ElCom – Parte 3, diapositive 20 segg., disponibile all'indirizzo www.elcom.admin.ch > Manifestazioni > Eventi informativi per i gestori di rete.

5.10 RCP, modello di applicazione, RIC, remunerazione unica, calcolo dell'IVA sul supplemento di rete

La ElCom ha risposto a vari quesiti inerenti alla costituzione di un raggruppamento ai fini del consumo proprio (RCP). Uno dei temi ripetutamente affrontati è stata la possibilità di utilizzo della rete di distribuzione da parte dell'RCP. La ElCom ha stabilito che non è consentito utilizzare la rete di distribuzione esistente. Anche se l'RCP si fa carico di parte dei costi della linea (a titolo di acquisto o affitto), nulla cambia se non viene spostato il punto di distinzione. Un altro dubbio riguardava la costituzione virtuale del punto di misurazione dell'RCP in corrispondenza del punto di fornitura. Poiché l'RCP viene trattato alla stregua di un consumatore finale (art. 18 cpv. 1 LEn), esso viene considerato ammissibile purché chi vi partecipa acconsente all'utilizzo di sistemi di misurazione intelligenti conformi alla legislazione sull'approvvigionamento elettrico.

In determinate circostanze i gestori di impianti possono vendere la loro energia sul luogo di produzione anche a più consumatori finali senza che questi ultimi si costituiscano in un RCP ai sensi dell'articolo 17 LEn. Per poter attuare il cosiddetto «modello di applicazione» a norma di legge, la ElCom ha provveduto a integrare quanto illustrato nella newsletter 1/2019 con la comunicazione «Modello di applicazione del consumo proprio»¹ del 13 luglio 2020, pubblicando i relativi principi per l'ottenimento necessario del consenso da parte dei consumatori finali e la misurazione e il conteggio da parte del gestore di rete. Nei nuovi progetti relativi al modello di applicazione queste prescrizioni dovranno essere attuate sin dall'inizio. Per i progetti già esistenti, il consenso dei consumatori finali dovrà essere ottenuto entro fine luglio 2021. Se la misurazione dei partecipanti non

avviene ancora tramite smart meter, i gestori di rete hanno un anno di tempo dall'inizio del roll-out per implementare un sistema adeguato. Se il roll-out era già iniziato al momento della pubblicazione della comunicazione, essi dovranno dotare i partecipanti al modello di applicazione di tale sistema entro fine luglio 2021. Qualora il roll-out degli smart meter avvenga soltanto in un secondo momento e la misurazione non viene adeguata entro fine luglio 2021, i consumatori finali dovranno essere informati sulla modalità di conteggio entro la variazione della misurazione/fatturazione nonché sulla quota approssimativa di consumo proprio prima che ne venga chiesto il consenso.

Nel corso dell'anno in rassegna la ElCom ha emanato in tutto cinque decisioni sui temi della remunerazione unica (RU) e remunerazione a copertura dei costi per l'immissione in rete di elettricità (RIC). In un procedimento il Tribunale federale aveva stabilito che l'impianto fotovoltaico in questione risultava essere integrato solo esteticamente, ma non dal punto di vista strutturale. La ElCom ha ora approvato un indennizzo a tantum a titolo di protezione della buona fede per coprire i costi effettivi dell'integrazione dal punto di vista estetico, derivati dall'adeguamento dell'impianto effettuato secondo i requisiti di una precedente direttiva dell'UFE non in linea con l'ordinanza sull'energia.

La ElCom ha emanato due decisioni riguardanti una mancata concessione di una proroga dei termini per la notifica dello stato di avanzamento del progetto. In entrambi i casi il ricorrente non ha potuto addurre motivazioni che non fossero imputabili a sé stesso o che, nonostante la pianificazione professionale, fossero da ritenersi per lui imprevedibili – quanto meno in un caso dall'istante della

presentazione della prima domanda di proroga dei termini. Era presumibile, invece, che il ricorrente non avesse tenuto sufficientemente in considerazione la notevole quantità di tempo necessaria per la pianificazione e realizzazione degli impianti e che i progetti fossero stati notificati troppo presto. Una delle decisioni è stata impugnata dinanzi al Tribunale amministrativo federale.

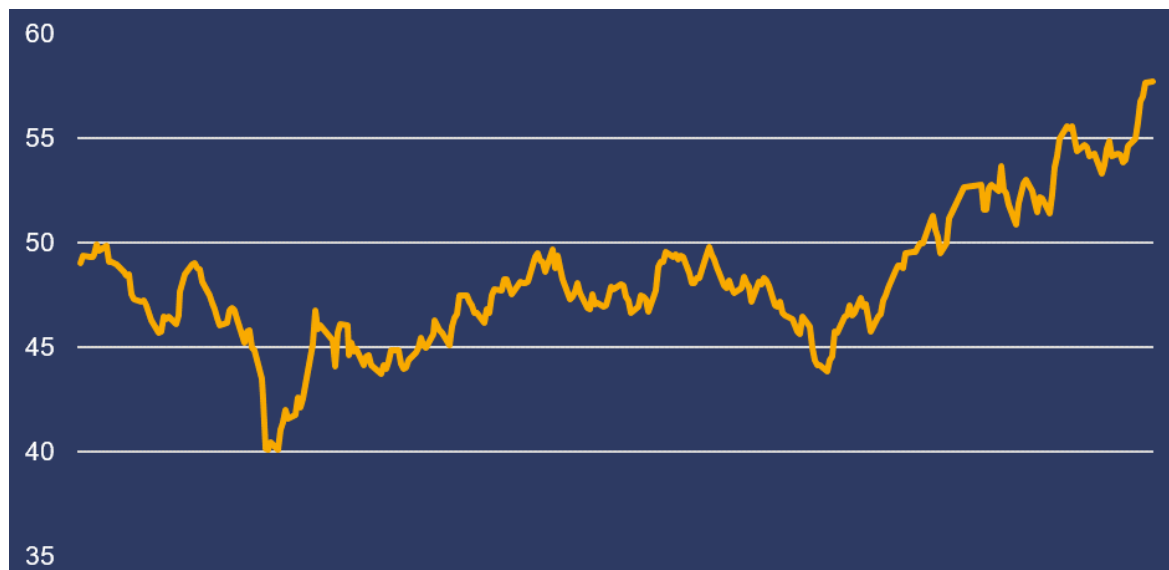
In un altro procedimento la ElCom ha stabilito che, in linea di principio, non è consentito trasferire una decisione positiva in materia di RIC a un altro progetto non ancora notificato o in lista d'attesa. Alla luce della corrispondenza tra il ricorrente e Swissgrid SA, tuttavia, il primo poteva fare affidamento sul fatto che la società avesse approvato il trasferimento. La ElCom ha concluso dichiarando che Swissgrid SA è vincolata al principio dell'affidamento e che l'impianto FV del ricorrente debba ricevere la RIC.

In materia di remunerazione unica la ElCom ha emanato una decisione stabilendo che un impianto FV non sia da qualificarsi come nuovo impianto ai sensi della legge sull'energia e non abbia diritto alla remunerazione unica se con il rinnovo si sostituiscono soltanto i pannelli solari, ma non l'inverter.

Un'altra decisione della ElCom ha riguardato il conteggio dell'IVA sul supplemento di rete. Nella sua decisione, la Commissione ha stabilito che le questioni relative all'imponibilità IVA e al riversamento del supplemento di rete sui consumatori finali non siano né da giudicare secondo la LAEl e le sue disposizioni d'esecuzione né da considerarsi di competenza della ElCom per quanto concerne la LEn e che quindi non si dovesse dare seguito all'istanza.

¹ Disponibile all'indirizzo www.elcom.admin.ch > Documentazione > Comunicazioni.

6 Sorveglianza del mercato



La curva mostra il prezzo di base per l'anno civile svizzero 2022 in EUR/MWh dal 01.01.2020 al 22.03.2021. Il prezzo dell'elettricità per l'anno civile 2022 è aumentato bruscamente da novembre 2020 a causa dei prezzi più alti di CO₂, gas e carbone.

6.1 Trasparenza del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica

Quest'anno le attività della sezione Sorveglianza del mercato sono state all'insegna della pandemia di coronavirus. Nonostante il lockdown, la Secure Room ha continuato a garantire l'operatività e il monitoraggio del mercato nazionale all'ingrosso dell'elettricità e delle attività degli operatori svizzeri all'interno dell'Unione europea.

In tale contesto sono stati condotti anche due studi approfonditi: il primo ha avuto come oggetto un'analisi dei prezzi negativi di Svizzera, Francia e Germania nel corso del 2020 – una dinamica favorita dal potenziamento delle energie rinnovabili, soprattutto eolica e solare, che confluiscono nel portafoglio ordini della borsa con costi marginali pressoché pari a zero. A essa si aggiunge anche la mancata flessibilità delle centrali elettriche tradizionali, responsabile di uno scivolamento del prezzo dell'elettricità in territorio negativo. I prezzi negativi sono un meccanismo di mercato necessario a far sì

che la domanda e l'offerta di elettricità coincidano in qualunque momento.

In seguito al lockdown e al conseguente minor carico della rete, e complice una primavera particolarmente mite quest'anno, sui mercati day-ahead di Germania, Francia e Svizzera si è assistito a un incremento delle ore con prezzi negativi. Lo studio ha esaminato più da vicino il numero di ore con prezzi negativi dal 2015, il numero di giorni con prezzi orari negativi e il numero di giorni durante i quali il prezzo base di Germania, Francia e Svizzera è risultato negativo. Oggetto di analisi è anche la percentuale di ore a prezzi negativi per ora del giorno.

Il secondo studio condotto sul tema degli effetti della pandemia di coronavirus sul carico europeo è trattato più approfonditamente al capitolo 6.3.

A causa della pandemia il seminario della sezione Sorveglianza del mercato dal titolo «Trading algoritmico – ripercussioni sugli scambi di energia» è stato annullato. Il rapporto annuale sulla trasparenza del mercato elettrico, che fornisce una panoramica generale delle principali attività a cura della sezione Sorveglianza del mercato della ElCom, è stato pubblicato a maggio. Esso esamina a posteriori l'andamento nel corso dell'anno dei mercati spot e a termine, utilizzando come riferimento i relativi rapporti pubblicati settimanalmente dalla ElCom dal 2018. Il download dei dati necessari e la compilazione di questi due rapporti sono stati completamente automatizzati nel corso del 2020, tanto che – eccezion fatta per i commenti sui mercati – li si può quasi creare «premendo un pulsante».

Poiché, alla luce degli sviluppi attuali, la crescita dei mercati è sempre più interconnessa, anche il confronto tra i regolatori dell'energia in materia di sorveglianza e integrità dei mercati sta acquistando maggiore importanza.

Questa volta le sedute di coordinamento con alcuni servizi responsabili della sorveglianza del mercato di Paesi vicini si sono svolte in modalità virtuale, mentre quest'anno non si è tenuto il consueto scambio di esperienze con la FINMA su varie questioni relative ai metodi di sorveglianza.

I lavori a livello europeo sono continuati senza particolari limitazioni. Anche quest'anno la ElCom ha preso parte a un sondaggio molto approfondito a cura del Market Integrity and Transparency Working Group (CMIT) del CEER, mirante a valutare l'attuazione dell'integrità e della trasparenza dei mercati a livello nazionale e a confrontarla con altre autorità di regolazione. La partecipazione consente alla ElCom di trarre spunti interessanti sull'implementazione del Regolamento REMIT nell'UE nel quadro dei processi di regolazione europei.

La ElCom ha nuovamente partecipato al forum EMIT di ACER, tenutosi quest'anno online; al centro della quarta edizione del forum vi era la questione di come si possano tutelare i mercati in tempi di cambiamento. Tra gli argomenti dibattuti, gli sviluppi futuri quali la digitalizzazione, le piattaforme di trading B2B al livello di rete 7, la nascita di nuovi mercati di flessibilità e le loro ripercussioni sul reporting ai sensi del REMIT.

A seguito di una delibera della Commissione europea del 17 dicembre 2020, a partire dal 1° gennaio 2021 ACER riscuoterà le tasse annuali ex-ante. In questo modo l'agenzia finanzia i propri costi per il rilevamento, il trattamento, l'elaborazione e l'analisi delle informazioni ricevute dagli operatori di mercato ai sensi del «Regolamento REMIT» (UE) n. 1227/2011. La ElCom non esigerà più tasse in tal senso.

6.2 Sorveglianza del mercato nel 2020 in cifre

Alla fine del 2020 erano registrati alla ElCom 78 operatori di mercato. Le informazioni riguardanti le loro operazioni di trading sui mercati dell'energia dell'UE sono state trasmesse attraverso nove fornitori di dati registrati, che costituiscono il cosiddetto registered reporting mechanism (RRM). La ElCom ha ricevuto i dati fondamentali e le pubblicazioni sulle informazioni fornite da insider at-

traverso le interfacce appositamente create con la REGST dell'energia elettrica e la EEX Transparency Plattform.

Nel 2020 sono stati notificati alla ElCom 44,8 milioni di transazioni, il che conferma nuovamente la tendenza all'incremento degli anni passati. L'aumento moderato, pari a poco meno del 15 per cento, è riconducibile

perlopiù al maggiore impiego di sistemi di trading automatizzati.

Anche nel 2020 i contratti standard hanno rappresentato, con circa il 90 per cento, la maggior parte delle notifiche. La dominanza delle operazioni spot su quelle a termine, affermata nel corso degli anni passati, si è mantenuta tale, con una minima variazione a vantaggio dei rapporti dal trading di breve termine (aumento dal 90 al 94 per cento). Nel 2020 gli operatori di mercato registrati hanno notificato la stipula di 2'861 contratti non standard, con una variazione di circa il 10 per cento rispetto all'anno precedente.

Maggiore, invece, è l'incremento sul fronte dei dati fondamentali. Sono circa un milione in più le notifiche registrate rispetto al 2019, equivalente a una crescita di quasi il 22 per cento. Una variazione più consistente si è registrata anche sul fronte delle pubblicazioni di informazioni fornite da insider. Rispetto all'anno precedente gli eventi segnalati sono diminuiti di circa un terzo.

Per poter seguire in maniera efficiente il funzionamento dei mercati e i meccanismi di defi-

nizione dei prezzi, la ElCom tiene conto anche di ulteriori dati, come ad es. i prezzi «settlement» di EEX, utilizzati nelle analisi come riferimento. A titolo integrativo si ricorre anche alle informazioni provenienti da fonti pubbliche, come ad es. Swiss Meteo o Reuters.

L'elaborazione e l'analisi dei dati raccolti consentono di valutare ciò che effettivamente accade sui mercati all'ingrosso (europei). Essendo i prezzi di mercato svizzeri fortemente influenzati dagli sviluppi e dagli avvenimenti che si registrano nei Paesi circostanti, tali informazioni sono di assoluto rilievo ai fini dell'osservazione del mercato e quindi anche per valutare la sicurezza di approvvigionamento della Svizzera.

Una volta anonimizzati e/o aggregati, questi dati vengono utilizzati in varie pubblicazioni, come i rapporti sui mercati spot e a termine, il rapporto sulla trasparenza del mercato elettrico o in diversi studi, tra cui ad esempio lo studio sui prezzi negativi. Tutto ciò contribuisce a migliorare la trasparenza per gli operatori di mercato presenti sul lato della produzione e della distribuzione e a incrementare la qualità delle analisi, degli studi e delle pubblicazioni a cura della ElCom.

6.3 Studio: effetti della pandemia di coronavirus sul carico europeo

Le varie misure adottate per fronteggiare la pandemia di coronavirus hanno provocato una diminuzione del carico in tutti i Paesi europei, soprattutto laddove buona parte dell'industria si è vista costretta a chiudere completamente i battenti. Responsabili della riduzione di carico sono stati principalmente

la diminuita produzione industriale e le chiusure generalizzate di ristoranti e negozi.

Dall'analisi a cura della REGST dell'energia elettrica è risultato che, in Svizzera, il comparto elettrico ha subito meno pesantemente l'impatto della diminuzione di carico dovuta

alle misure restrittive per il contenimento del virus rispetto a Francia, Italia o Spagna. Nel nostro Paese il calo dei consumi nei giorni fe-

riali è stato nell'ordine del 10 per cento circa, mentre in Spagna si è attestato intorno al 20, in Italia al 25 e in Francia al 17 per cento circa.

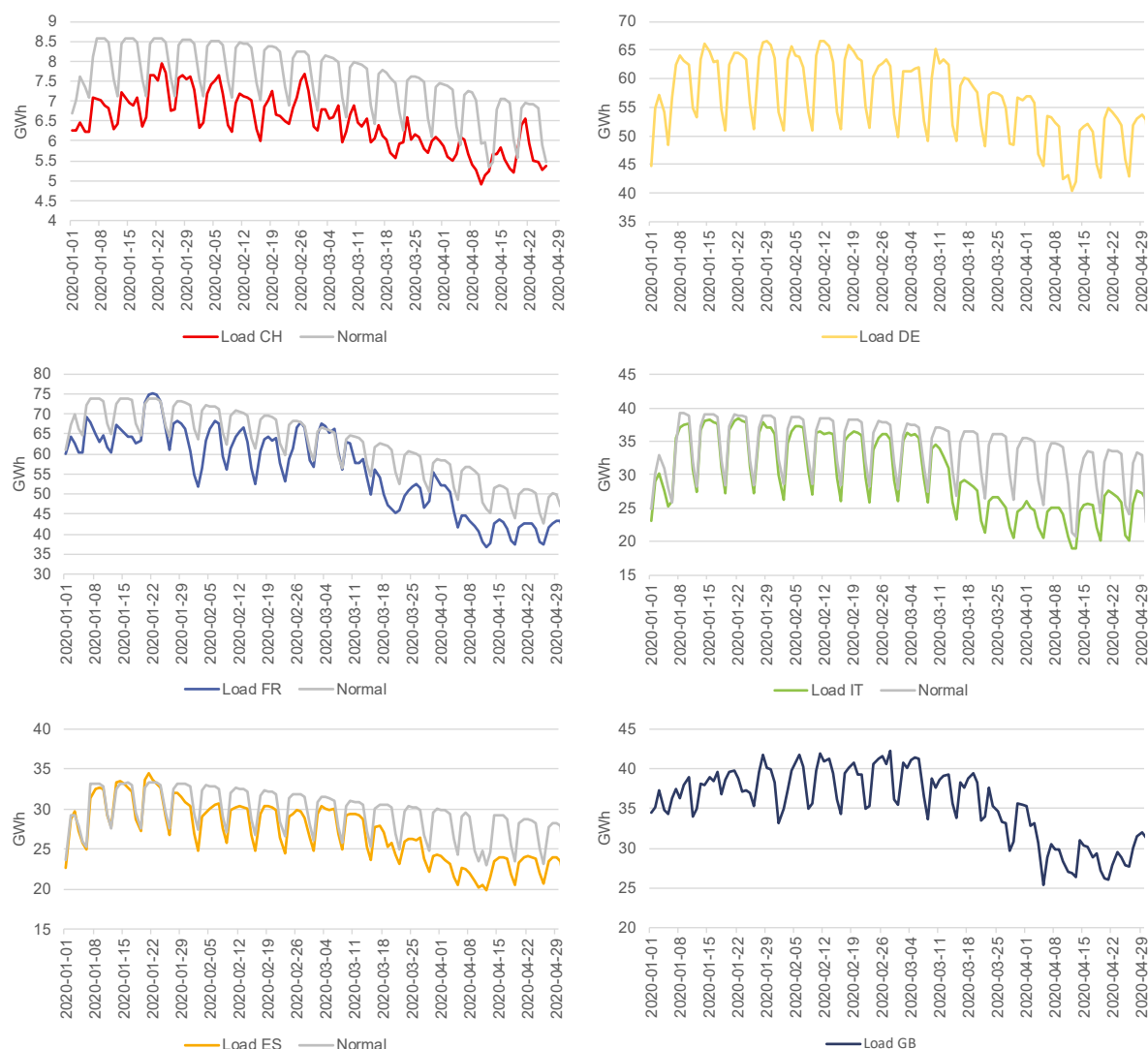


Figura 16: consumo giornaliero di elettricità in GWh, dal 01.01.2020 per Svizzera (CH), Germania (DE), Francia (FR), Italia (IT), Spagna (ES) e Gran Bretagna (GB) (fonte dei dati: valori di consumo ENTSO-E, valori standard del consumo Refinitiv Power Research)

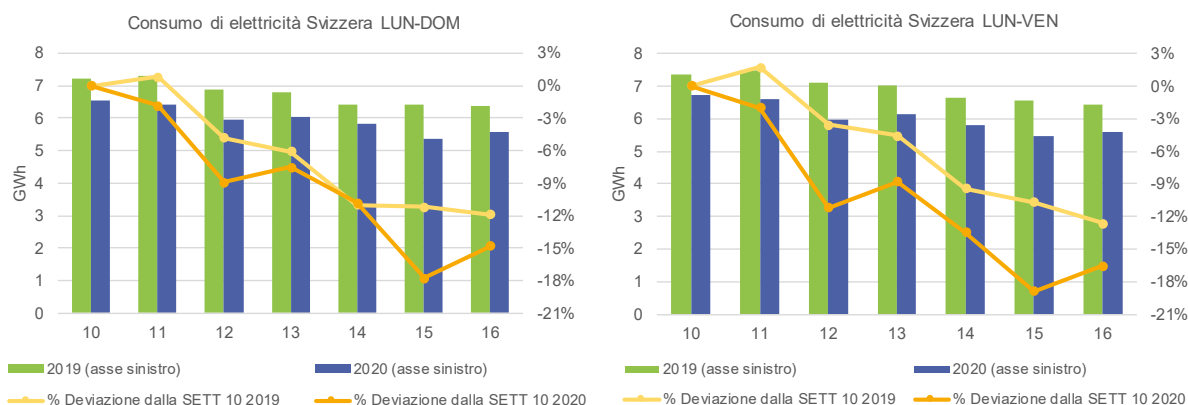


Figura 17: Consumo settimanale di elettricità in Svizzera (grafico a sinistra da lunedì a domenica, grafico a destra da lunedì a venerdì) mostrato sotto forma di barre per gli anni 2019 e 2020. La linea con i punti dei dati mostra la deviazione percentuale (asse secondario a destra) del consumo rispetto alla settimana civile 10. (Fonte dei dati: ENTSO-E)

6.4 Caso MEAS

Il retroscena dell'asta MEAS organizzata da Swissgrid sono stati oggetto di indagine approfondita da parte della ElCom nell'ambito di uno STOR di EPEX SPOT.

Swissgrid ha confermato che quest'asta viene effettuata per conto di Terna. Avendo funto unicamente da intermediaria, i prezzi e i volumi dell'asta non sono né stati trasmessi alla ElCom né pubblicati sul sito di Swissgrid.

L'asta MEAS funziona in questo modo:

- D-2 comunica a Terna un fabbisogno presso Swissgrid
- Questa richiesta fa scattare un bando di gara in D-1
- Entro le ore 14:30 D-1, gli operatori di mercato registrati presso Swissgrid presentano offerte orarie sulla pagina delle prestazioni di rete di Swissgrid, comunicando i prezzi che sono disposti a pagare per l'energia con Paese di fornitura Svizzera.

- Queste offerte vengono successivamente inoltrate in forma anonima a Terna
- Terna comunica a sua volta il proprio fabbisogno, cosicché entro al massimo le ore 16:00 gli operatori di mercato interessati sanno se hanno ricevuto o meno un quantitativo supplementare.

La ElCom ha fatto presente a Swissgrid che gli esiti dell'asta MEAS possono influenzare considerevolmente i prezzi sul mercato intraday e all'asta Intraday 1 della Svizzera. Ciò dicasi soprattutto quando i prezzi a cui Terna è disposta a vendere si discostano notevolmente da quelli day-ahead o intraday del momento. In più, le informazioni fornite da insider potrebbero eventualmente influenzare i prezzi e i quantitativi extra presso determinati partner.

Da un'analisi dei dati dell'asta MEAS condotta da Swissgrid fino a luglio 2020 è emerso che, dall'introduzione dell'asta svizzera Intraday CH IDA 1 a marzo 2019, i prezzi su quest'ultima sono risultati inferiori al prezzo day-ahead per

il 47 per cento delle ore. Nel momento in cui vi è stata un'asta MEAS con aggiudicazione di un volume supplementare, tuttavia, tale valore ha raggiunto quota 56 per cento nel 2019 e 63 per cento nel 2020. A causa dell'asta MEAS i prezzi all'asta svizzera Intraday 1 risultano spesso inferiori al prezzo day-ahead svizzero – cosa peraltro prevedibile, considerato che i volumi extra dell'asta MEAS stipulati perlopiù a condizioni day-ahead possono essere immediatamente rivenduti all'asta Intraday.

Al fine di assicurare la trasparenza del mercato, Swissgrid è stata sollecitata a pubblica-

re gli esiti dell'asta MEAS sul proprio sito Internet in maniera tempestiva, ossia prima che si svolga l'asta svizzera Intraday 1.

Grazie allo STOR di EPEX Spot, la ElCom ha avuto modo di focalizzare la propria attenzione sui processi dell'asta MEAS e sulle sue ripercussioni sul mercato svizzero, riuscendo a trovare insieme a Swissgrid una soluzione rapida ed efficiente per un mercato nazionale più trasparente.

6.5 Regola di RTE relativa al mercato di bilanciamento francese

Il 1° agosto 2018 il gestore di rete francese RTE ha provveduto ad adeguare le «Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Équilibre», aggiungendo l'articolo 4.2.1.2.1 (Regola di RTE). Questa integrazione, tuttavia, si applica soltanto agli operatori di mercato considerati «EDA Point d'Échange», ossia a coloro che, pur essendo attivi sul mercato di bilanciamento francese, hanno sede all'estero. Tra di essi vi sono pertanto anche alcune aziende energetiche svizzere.

Secondo la nuova regolamentazione, per questi operatori di mercato la quantità d'energia richiesta in caso di attivazione sul mercato di bilanciamento francese non può essere acquistata sul mercato intraday d'oltralpe, bensì può essere approntata unicamente attraverso un'esportazione dalla Svizzera alla Francia (in caso di offerta di vendita) o un'importazione dalla Francia alla Svizzera (in caso di offerta d'acquisto). In linea di principio, le richieste di energia sul mercato di bilanciamento dovrebbero essere gestite con potenza installata flessibile, al fine di sgravare la rete francese e il mercato. Una

volta acquistata sul mercato di bilanciamento francese, l'energia può essere più soltanto esportata all'estero. L'obiettivo è quello di non generare ulteriore stress in caso di tensione sul sistema elettrico francese dovuta alle attività del mercato intraday.

L'autorità di regolazione francese (Commission de Régulation d'Électricité, CRE) vigila sul rispetto di tale regola. Qualora, in caso di attivazione sul mercato di bilanciamento da parte di RTE, vengano riscontrate discordanze tra le attività di trading degli operatori esteri sul mercato intraday francese, CRE avvisa questi ultimi di possibili violazioni della regola di RTE o chiede delucidazioni in merito alle attività di trading concrete ed esamina l'accaduto al fine di accertare un'eventuale infrazione della suddetta regola.

Anche se la vigilanza sul rispetto di tale regola compete a CRE, nel 2020 il comportamento delle aziende energetiche svizzere operanti sul mercato di bilanciamento francese è stato monitorato anche dalla ElCom. Quest'ultima non ha riscontrato violazioni della regola di RTE in nessuno dei casi esaminati.

7 Affari internazionali



Presso la centrale ad acqua fluente di Eglisau-Glattfelden, il Reno segna il confine tra la Germania e la Svizzera. Alcune delle strutture della centrale di confine si trovano sulla sponda tedesca.

Come nel 2019, gli sviluppi a livello internazionale sono stati contrassegnati in larga misura dall'attuazione delle direttive UE contenute nel quarto pacchetto energia («CEP - Clean Energy Package», estate 2019) che, insieme ai nuovi regolamenti UE, stanno già avendo un primo impatto concreto sul settore elettrico europeo.

Si è proceduto altresì all'applicazione o, in alcuni casi, alla definizione e revisione di Network Codes specifici e delle relative metodologie a livello di esercizio della rete, allacciamento alla rete, gestione delle congestioni ed energia di regolazione (ad es. calcoli delle capacità per i mercati intraday, D-1, di bilanciamento o a termine).

Queste nuove leggi armonizzeranno il quadro legislativo allo scopo di liberalizzare e integrare i mercati elettrici nazionali. Le ricadute positive si faranno sentire anche su consuma-

tori europei, energie rinnovabili, sicurezza di approvvigionamento, concorrenza e innovazione. Nel 2021 sono previste altresì revisioni al «Regolamento TEN-E sulle infrastrutture energetiche» e al quadro normativo per il mercato del gas dell'Unione europea.

Sebbene nel 2020 la pandemia di coronavirus abbia generato nuovi dubbi e incertezze, a partire dal 2021 ed entro il 2025/2030 gli effetti principali di questi nuovi impulsi al settore elettrico dovrebbero farsi più tangibili e contrassegnare più profondamente il completo riassetto dei mercati energetici. Sarà soprattutto lo scambio transfrontaliero di energia elettrica a raccoglierne i frutti in pressoché tutti i suoi aspetti, tanto più che l'UE ha varato un ambizioso Green Deal europeo che prevede il raggiungimento della neutralità climatica (zero emissioni di CO₂) dell'Unione entro il 2050 al fine di ridurre l'impatto dei gas serra.

Questo Green Deal europeo è soltanto un tassello del massiccio piano di rilancio a termine «Next Generation EU» (di oltre 750 miliardi di euro), mirante a mitigare gli effetti della pandemia di coronavirus sul tessuto economico e sociale dell'UE e a preparare l'Europa ad affrontare meglio, in maniera più sostenibile e resiliente le sfide e le opportunità del cambiamento ecologico e digitale. Il Green Deal si affianca pertanto all'accordo globale di Parigi (2015) nella lotta al mutamento climatico e nell'obiettivo di mantenere il surriscaldamento terrestre ben al di sotto dei 2°C.

Un ulteriore passo avanti è stato compiuto anche nei confronti del Regno Unito (UK) con cui l'UE, il 24 dicembre 2020, ha raggiunto un accordo sui futuri rapporti con la nazione, evitando così una «hard Brexit». Il nuovo accordo di partenariato è entrato in vigore il 1° gennaio 2021. Con esso il Regno Unito esce definitivamente dal mercato unico e dall'unione doganale dell'UE, e dunque anche dal mercato europeo interno dell'energia. Il Regno Unito non fa più parte del cosiddetto «market coupling» implicito e dovrà ritirarsi dal meccanismo di distribuzione esplicita delle capacità di frontiera. Il regola-

tore (Ofgem) e il gestore della rete di trasporto (National Grid) britannici sono stati esclusi da ACER e REGST dell'energia elettrica fintanto che non si saranno definiti i principi basilari della loro futura cooperazione.

Ciò nonostante l'accordo sugli scambi e la cooperazione tra l'UE e il Regno Unito mira a garantire, oltre a una serie di aspetti rilevanti dal punto di vista energetico, uno scambio efficiente attraverso gli interconnettori in corrente continua e prevede la possibilità di sviluppare entro 15 mesi un cosiddetto «Multi-Region Loose Volume Coupling», sebbene quest'ultimo non sarà così efficiente come il modello standard dell'UE «FMBC – Flow-Based Market Coupling». La cooperazione tra UE e UK continuerà anche sul fronte dello scambio di informazioni, dei piani di sviluppo delle reti e dei programmi di preparazione ai rischi.

Visto lo stretto legame tra la Svizzera e i vicini Paesi europei, tutti questi sviluppi e cambiamenti all'interno e all'esterno dell'UE hanno una forte rilevanza tanto per il settore elettrico – sul piano della sicurezza di approvvigionamento – quanto sul piano politico, legislativo ed economico.

7.1 Gestione delle congestioni

La rete di trasporto svizzera è collegata alle reti dei Paesi limitrofi attraverso 41 linee transfrontaliere. Queste linee di collegamento sono fondamentali per la sicurezza dell'approvvigionamento e della rete come pure per gli esportatori svizzeri.

Siccome le capacità di importazione ed esportazione disponibili sono limitate, esse vengono attribuite secondo procedure orientate al mer-

cato, conformemente all'articolo 17 capoverso 1 LAEl. Valgono tuttavia alcune eccezioni: da una parte, le forniture nell'ambito di contratti a lungo termine conclusi prima del 31 ottobre 2002 (in particolare alcuni contratti ancora in essere con la Francia), dall'altra, la precedenza data alle forniture dalle centrali idroelettriche di confine. In terzo luogo, al momento vi sono capacità sul mercato intraday per le quali non vi è un prezzo definito.

La parte maggiore delle capacità delle linee transfrontaliere viene quindi assegnata nel quadro di aste esplicite. Contrariamente alle aste implicite, nelle quali il diritto di trasporto viene attribuito automaticamente al miglior offerente al momento dell'acquisto di energia, nelle aste esplicite il diritto di trasporto viene attribuito separatamente da quest'ultimo.

Negli anni passati l'UE ha armonizzato progressivamente le regole per la gestione delle linee di collegamento e delle congestioni della rete. Ciò ha comportato notevoli cambiamenti rispetto alla prassi seguita sino ad allora dai gestori della rete di trasporto, come la seconda estensione nel novembre 2019 del cosiddetto «Single Intraday Coupling (SIDC)» a ulteriori sette Stati membri (Bulgaria, Croazia, Repubblica Ceca, Ungheria, Polonia, Romania e Slovenia), in aggiunta ai 14 Paesi (insieme alla Norvegia) già aderenti (da parte dell'UE: Germania, Francia, Austria, Belgio, Danimarca, Estonia, Finlandia, Lettonia, Lituania, Paesi Bassi, Portogallo, Spagna, Svezia). Una terza estensione era prevista alla fine del 2020, ma ha subito una serie di ritardi.

Finora la Svizzera è stata esclusa da tali progetti, malgrado la ElCom e Swissgrid partecipino in parte alle discussioni concernenti la gestione delle congestioni della rete alle frontiere settentrionali dell'Italia.

L'asta implicita, nota anche come «market coupling», è più efficiente e nel frattempo è diventata la regola in quasi tutta l'UE. La sua posizione viene ulteriormente rafforzata dall'introduzione graduale del meccanismo di accoppiamento dei mercati basato sui flussi (flow based market coupling), con cui si identificano le congestioni all'interno di una rete per poterle risolvere attraverso in-

vestimenti adeguati. Inoltre, limitando le capacità di frontiera tra i differenti Paesi e le differenti zone di prezzo, si evita il più possibile di spostare al confine le congestioni.

L'UE e l'ACER intendono potenziare le possibilità di esportazione e di importazione per rafforzare la concorrenza e la sicurezza dell'approvvigionamento. Ciò presuppone che sia evitata qualsiasi discriminazione dei flussi commerciali tra le zone di prezzo e i Paesi rispetto ai flussi puramente interni o nazionali; va comunque osservato che i flussi commerciali internazionali di norma vengono dirottati dalla zona con prezzo più favorevole a quella più costosa a causa delle differenze di prezzo in borsa.

A tal fine, il nuovo regolamento UE 2019/943 del 5 giugno 2019 sul mercato interno dell'energia elettrica prevede per gli scambi internazionali una quota minima del 70 per cento della capacità di tutte le linee, affinché l'integrazione dei mercati e la sicurezza di approvvigionamento migliorino a livello paneuropeo e al contempo si riducano le conseguenze negative dei flussi di carico non programmati. Per questo 70 per cento di capacità transfrontaliera l'UE prevede eccezioni soltanto fino al 2025 e a rigide condizioni. Una prima valutazione inerente al raggiungimento del «criterio del 70%» è stata pubblicata nel dicembre 2020 da ACER, che ha sottolineato la necessità di ridurre i flussi di carico non programmati. Una nuova suddivisione delle zone di offerta e di prezzo dell'UE in funzione delle congestioni strutturali non sarà proposta prima del 2022. Una prima verifica della zona di offerta (Bidding Zone Review) effettuata nel 2018 non era andata a buon fine. Poiché i flussi fisici non corrispondono necessariamente ai flussi commerciali pianificati, essi limitano le possibilità

di scambio alle frontiere e spesso richiedono interventi costosi per ridurre i rischi di stabilità della rete (ridispacciamento, ecc.). ACER suggerisce di ripartire i costi di queste misure preventive e curative sulla base del principio di causalità al fine di garantire, o ottimizzare e massimizzare, la capacità di scambio.

Nel rapporto dell'ACER sulla sorveglianza del mercato elettrico 2019 (ACER MMR – Market Monitoring Report, ottobre 2020) si sottolinea tra l'altro il fatto che l'UE possa ulteriormente perfezionare il calcolo delle capacità di frontiera e che una maggiore integrazione dei mercati dell'energia di regolazione comporterebbe un grande vantaggio economico (come ad es. il progetto TERRE). Il rapporto lamenta i ritardi nell'estensione del cosiddetto «FBMC - Flow-Based Market Coupling» agli Stati membri dell'Europa centro-orientale, nonché gli scarsi progressi compiuti nell'integrazione dei mercati a termine dell'UE.

Un altro punto sollevato da ACER è il raddoppio dei prezzi negativi dell'elettricità tra il 2018 e il 2019, una tendenza che a causa della pandemia di coronavirus troverà conferma anche nel 2020. Questa crisi inaspettata ha consentito ai mercati dell'elettricità e del gas di dimostrare la loro resilienza, il che secondo ACER è anche dovuto alle riforme del terzo e quarto pacchetto energia del 2009 e 2019.

Una nota critica riguarda il fatto che, a livello nazionale, si siano introdotti svariati meccanismi di capacità per sostenere finanziariamente la produzione di energia elettrica, senza tuttavia che vi fosse un vero e proprio problema di approvvigionamento. I costi in tal senso sono stimati da ACER, per il 2019, nell'ordine di 3,9 miliardi di euro a livello di UE. Nel

rapporto si legge che i meccanismi ingiustificati rappresentano una distorsione della concorrenza e danneggiano i consumatori.

Il rapporto si sofferma altresì su alcuni sviluppi osservati nel nostro Paese, tra cui la perdita sociale, decisamente inferiore a quella registrata nel 2018 e negli anni precedenti, derivata alla Svizzera dall'utilizzo delle sue capacità di frontiera verso l'UE (circa 36 milioni di euro nel 2019). Questa perdita economica stimata è dovuta principalmente al fatto che la Svizzera rimarrà esclusa dai meccanismi di market coupling istituiti nell'UE fintanto che non verrà concluso un accordo bilaterale sull'energia elettrica. La gestione dell'intera capacità di frontiera rimane pertanto tutt'altro che ottimale e segue soltanto in parte i segnali di prezzo che giungono dalle borse elettriche. Anche per alcuni altri interconnettori UE la perdita sociale è consistente.

Gli sviluppi sul fronte delle normative e delle metodologie UE, dai quali la Svizzera è completamente esclusa o ne è coinvolta solo in parte, dovrebbero portare, nonostante alcuni aspetti positivi, a maggiori congestioni sulla rete svizzera. Queste influenzeranno nello specifico i flussi sia commerciali che fisici all'interno e all'esterno dell'UE, il che sovraccaricherà sempre più spesso la rete di Swissgrid. La ElCom e Swissgrid stanno collaborando per quanto possibile con ACER, la Commissione europea, le autorità di regolazione e i gestori delle reti di trasporto esteri ai fini dell'ottimizzazione delle capacità di frontiera. Non è escluso, tuttavia, che Swissgrid dovrà talvolta limitare le capacità di esportazione e di importazione per garantire la stabilità della rete svizzera.

7.2 Centrali di frontiera

Lungo la frontiera svizzera vi sono 30 centrali idroelettriche che producono energia dalle acque di confine. Spesso per queste centrali di frontiera la ripartizione dell'energia tra gli Stati è disciplinata da vecchi trattati in essere tra la Svizzera e il Paese confinante. Per alcune di esse, la quantità di energia stabilita contrattualmente viene fornita al Paese confinante attraverso la rete di trasporto transfrontaliera. Le capacità sulla rete di trasporto transfrontaliera vengono attribuite tramite asta. La legislazione svizzera dà la priorità ad alcune centrali di frontiera nell'attribuzione delle capacità transfrontaliere della rete di trasporto, ovvero attribuisce a titolo gratuito le capacità al di fuori delle aste.

Sino alla fine del 2014, tra Swissgrid e i proprietari della rete di trasporto tedesca sussisteva un accordo di cooperazione che riconosceva le priorità previste dal diritto svizzero anche sulla rete di trasporto transfrontaliera. Tale accordo è stato disdetto dalla controparte tedesca alla fine del 2014. Il nuovo accordo di cooperazione, entrato in vigore il 1° gennaio 2015, non contiene alcuna disciplina in materia di priorità. I gestori della rete di trasporto e le autorità tedesche sostengono che il

riconoscimento di un'eventuale priorità sia in contraddizione tanto con la legislazione europea quanto con quella tedesca. Da allora, infatti, Swissgrid non ha più potuto concedere priorità sulle forniture dalle centrali di frontiera ubicate al confine tra la Germania e la Svizzera. Nell'anno in rassegna la ElCom, alla luce della giurisprudenza del Tribunale federale in cinque procedimenti pendenti, ha definito le conseguenze di una mancata concessione delle priorità, obbligando Swissgrid a riconoscere ai titolari dei diritti di priorità in questione, per il periodo compreso tra gennaio 2015 e settembre 2018, i proventi da aste extra non realizzati a causa del mancato godimento dei diritti (cosiddetta surrogazione reale).

Dal 1° ottobre 2017 è in vigore una nuova disposizione sul riconoscimento delle priorità per le centrali elettriche di frontiera. Nel 2019 erano pendenti tre domande conformemente alla nuova disposizione in vigore. Nell'ambito di questi procedimenti, la ElCom dovrà decidere come gestire in futuro le priorità previste dal diritto svizzero, ma fisicamente non attuabili alla frontiera tedesca a causa della mancanza di un accordo di cooperazione.

7.3 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 ec-

cezioni riconosciute sono a tempo determinato; alla scadenza del termine la proprietà della linea viene trasferita alla società nazionale di rete. Nell'anno in esame vi era una merchant line al confine con l'Italia, sulla quale il 3 agosto 2020 il Tribunale ammini-

strativo federale ha pronunciato la sentenza A-671/2015 in merito all'entità della capacità esentata dall'obbligo di accesso non discriminatorio da parte di terzi. In essa il ricorso del gestore della merchant line ha trovato parziale accoglimento, e la questione è stata rinviata alla ElCom ai fini di una rivalutazione. Contro la sentenza il gestore della merchant line è ricorso in appello dinanzi al Tribunale federale. Nell'anno in esame la procedura di ricorso era ancora pendente.

Sono proseguite, nell'anno in rassegna, le discussioni relative alla realizzazione di un'ulteriore merchant line dalla Svizzera all'Italia lungo un tracciato esistente ma non più utilizzato. Non è escluso che l'anno prossimo venga richiesto alla ElCom il riconoscimento di un'eccezione rispetto all'accesso alla rete come merchant line, ai sensi dell'ordinanza del DA-TEC concernente le eccezioni all'accesso alla rete e nel calcolo dei costi di rete computabili nella rete di trasporto transfrontaliera (OEAC).

7.4 Proventi da aste

Le capacità transfrontaliere della rete di trasporto di piccola entità sono attribuite da Swissgrid in sede di asta. I proventi risultanti da tale vendite spettano, per ogni confine, per metà a Swissgrid e per l'altra metà al gestore della rete di trasporto estero. I proventi da aste possono essere impiegati per coprire i costi delle forniture transfrontaliere di energia elettrica, i costi computabili della rete di trasporto o per mantenere e potenziare la rete di trasporto (art. 17 cpv. 5 LAEI). Swissgrid propone la destinazione desiderata alla ElCom, dopodiché spetta a quest'ultima decidere dell'impiego di tali entrate (art. 22 cpv. 2 lett. c LAEI). Nel periodo 2009-2012, circa 40 milioni di franchi sono stati destinati di anno in anno alla riduzione dei costi computabili, mentre i proventi da aste del 2013 hanno dovuto essere utilizzati in buona parte per il mantenimento e il potenziamento della rete di trasporto. Poiché gli investimenti effettuati in passato nella rete di trasporto non hanno raggiunto il volume originariamente previsto e a causa degli esborsi sostenuti in seguito a varie sentenze giudiziarie,

Swissgrid ha chiesto che i proventi degli anni dal 2013 al 2018 fossero impiegati esclusivamente per ridurre le tariffe di rete. Conformemente all'accordo del 2018 tra la ElCom e Swissgrid, nel 2019 i proventi da aste sono stati destinati per il 35 per cento al mantenimento e all'ampliamento della rete di trasporto e il 65 per cento alla riduzione dei costi computabili; nel 2020 tali valori erano rispettivamente pari al 45 e al 55 per cento.

Nell'anno in esame Swissgrid ha fatto domanda per utilizzare i proventi da aste del 2021, chiedendo una deroga rispetto all'accordo di destinazione del 55 per cento al mantenimento e all'ampliamento della rete di trasporto e del 45 per cento alla riduzione dei costi computabili di quest'ultima. Il motivo era legato alla previsione di pagamenti di indennizzi derivanti dalle procedure per le differenze di copertura degli anni 2011 e 2012 e al secondo adeguamento della valutazione. A febbraio la ElCom ha respinto la richiesta e confermato il rapporto di destinazione dei proventi concordato. In seguito alla pande-

mia di coronavirus, a marzo Swissgrid ha presentato una domanda di riesame chiedendo che i proventi da aste del 2021 fossero utilizzati esclusivamente a riduzione dei costi computabili. Vista la straordinarietà della situazione, la ElCom ha accolto la domanda.

La figura 18 indica come sono stati impiegati i proventi da aste realizzati ai confini svizzeri tra il 2016 e il 2020. Per il 2020 vengono riportati i dati previsionali, non essendo ancora disponibile il consuntivo al momento della chiusura redazionale.

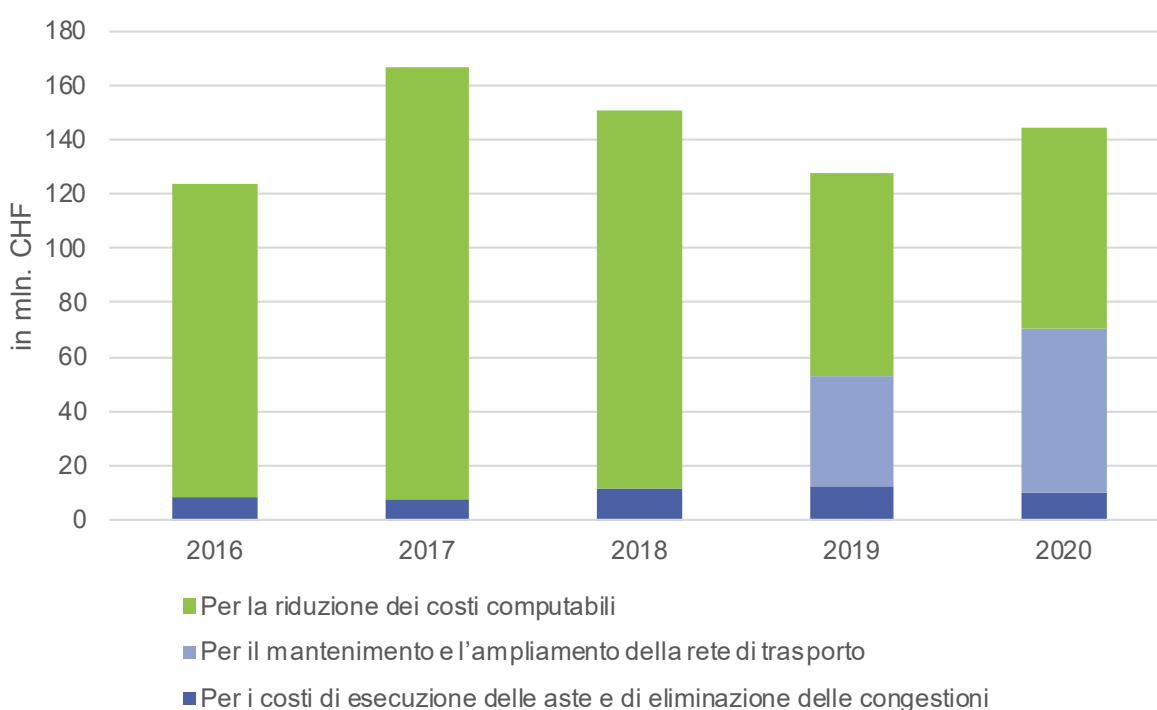


Figura 18: Destinazione dei proventi da aste 2016–2020

7.5 Piattaforme internazionali per l'energia di regolazione

L'energia di regolazione deve compensare le fluttuazioni a breve termine dei consumi e della produzione; è quindi 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 a livello internazionale. In alcuni casi, si prevedono notevoli vantaggi di prezzo a livello di acquisizione (e quindi, in ultima analisi, per il

consumatore) e una migliore protezione contro eventuali carenze.

A questo scopo si stanno allestendo piattaforme di trading IT fra alcuni o tutti i Paesi interessati. La Svizzera partecipa a tutte le piattaforme in qualità di membro o di osservatore. Le piattaforme per lo scambio di potenza di regolazione primaria (Frequency Containment Reserve FCR) e per l'imbalance netting (IN) sono già attive e vengono in par-

te adeguate. La piattaforma per la potenza di regolazione terziaria (Replacement Reserve/progetto TERRE) è operativa dal 6 gennaio 2020, con il go live di Swissgrid previsto per il mese di ottobre 2021. Le due rimanenti piattaforme per lo scambio di energia di regolazione secondaria (aFRR, mFRR) sono ancora in fase di sviluppo.

Il 27 giugno 2019 la cooperazione FCR tra i gestori delle reti di trasporto di Svizzera, Belgio, Germania, Francia, Austria e Paesi Bassi ha intrapreso con successo un primo passo verso un nuovo design di mercato tramite aste D-2 giornaliere per la FCR. La cooperazione FCR risale ai tempi dell'introduzione dei Network Codes europei ed è ora la prima cooperazione regionale che realizza un'armonizzazione del mercato secondo il metodo stabilito nella Guideline on Electricity Balancing (EBGL). La ElCom vi partecipa insieme ad altre autorità di regolazione e parti interessate. Questa cooperazione è incentrata sull'acquisto di potenza di regolazione primaria allo scopo di acquisire circa la metà delle capacità FCR nell'area sincrona europea di 50 hertz, ridurre i costi di acquisto nonché realizzare incentivi per l'ingresso di nuovi fornitori e nuove tecnologie di potenza di regolazione.

In questo ambito è stato sviluppato un complesso algoritmo di allocazione che tiene conto delle varie zone di prezzo e delle condizioni accessorie, introduce un sistema di prezzi

marginali (marginal pricing) e riduce la durata del prodotto da una settimana a un giorno. Nel luglio 2020 sono stati introdotti intervalli temporali di quattro ore per i prodotti. In futuro il momento della chiusura del mercato si avvicinerà ancora di più al tempo reale.

Per la partecipazione della Svizzera alle tre piattaforme per RR/TERRE, aFRR e mFRR sussiste una riserva giuridica da parte dell'UE, secondo la quale la Commissione europea, in caso di rischio derivante dall'esercizio delle piattaforme, deciderà in merito sulla base delle dichiarazioni a cura 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 2017 un parere favorevole, seguita dall'ACER nel 2018. La decisione della Commissione europea, non ancora disponibile, sarà indubbiamente influenzata dalle discussioni sulle modalità della Brexit e sull'accordo quadro UE-Svizzera.

La ElCom ambisce a far parte di queste piattaforme, ritenendo che i rischi derivanti da una sua mancata adesione siano considerevoli. Nello specifico, vi è il rischio che sulla rete svizzera compaiano improvvisamente ingenti flussi di energia elettrica non programmati né preannunciati, con conseguenti possibili sovraccarichi e guasti a carico della medesima. A causa della rete a maglie molto fitte, tali interruzioni locali potrebbero anche estendersi direttamente a tutta l'area intorno alla Svizzera.

7.6 Organismi internazionali

Il 2020 è stato il primo anno della nuova Commissione UE presieduta da Ursula von der Leyen, subentrata alla Commissione Juncker il 1° dicembre 2019.

L'UE conferma il proprio impegno volto a concretizzare l'accordo sul clima di Parigi

(2015) e ridurre le emissioni di gas serra entro il 2030, cosicché l'Europa diventi il primo continente ad aver raggiunto la neutralità climatica entro il 2050. Il Green Deal europeo del dicembre 2019 rappresenta, insieme al pacchetto di rilancio varato dalla Commissione il 27 maggio 2020 «Next Generation EU»,

una nuova strategia di crescita e un nuovo programma di investimenti in energia pulita miranti ad accelerare la ripresa economica dell'Europa all'indomani della pandemia di coronavirus. Per la Commissione europea la sostenibilità e la neutralità climatica saranno valutate secondo il principio «do not harm», per cui gli Stati membri dell'UE dovranno presentare, tra le varie iniziative, progetti energetici e climatici coerenti e riforme realizzabili dei propri mercati energetici nazionali. La trasformazione digitale e permanente dell'economia, della società e del settore energetico europei rappresenta per l'UE un'altra misura urgente che va concretizzata.

L'integrazione e il rafforzamento del mercato interno dell'elettricità nel periodo 2020-2030 continueranno con questo spirito e dovranno ripercuotersi favorevolmente sui consumatori, sulla sicurezza di approvvigionamento e sulla svolta energetica grazie alle fonti rinnovabili e all'economia sostenibile. Sinora, invece, l'organizzazione del mercato elettrico europeo è stata tendenzialmente orientata ai mercati all'ingrosso.

I progressi tecnologici e i regolamenti nuovi o rivisti nel 2019 influenzeranno sempre più i mercati e le reti di distribuzione dell'energia elettrica. Tra questi si annoverano, in particolare, il regolamento (UE) n. 2019/943 e la direttiva 2019/944 sul mercato interno dell'energia elettrica, il regolamento (UE) n. 2019/942 sull'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER), il regolamento (UE) n. 2019/941 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e la direttiva (UE)

n. 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

Occorrerà inoltre intensificare la collaborazione internazionale e regionale con il settore del gas nonché la sua integrazione e complementarietà con il comparto elettrico: la parità di trattamento tra tutti i vettori energetici sul mercato elettrico e del gas – ad esempio in materia di tassazione – dev'essere finalizzata alla decarbonizzazione. Per il 2021/2022 è prevista una revisione del quadro giuridico dell'UE per il mercato del gas, mirante a ottimizzare l'accoppiamento dei settori gas ed elettricità e le relative sinergie – un obiettivo rientrante nella strategia europea per un sistema energetico integrato (luglio 2020). Per quanto riguarda l'UE, il futuro sistema energetico integrato, flessibile e interconnesso ridurrà i costi per la società e favorirà flussi energetici più efficienti tra consumatori e produttori, nonché soluzioni locali con energia elettrica rinnovabile.

Il Green Deal europeo contiene altri elementi importanti: misure di efficientamento energetico, miglioramento della tutela dei consumatori, riduzione della povertà energetica e migliore informazione dei consumatori sulle loro possibilità di interazione con il mercato energetico e sulla sostenibilità dei prodotti che consumano.

Entro luglio 2022 dovranno essere introdotti i cosiddetti «RCC – Regional Coordination Centers» che andranno a sostituire gli odierni «RSC – Regional Security Coordinators» come Core-Net o TSCNet Services, con l'obiettivo di agevolare un sistema elettrico sicuro, affidabile ed

efficiente ed effettuare calcoli delle capacità e analisi della sicurezza. Swissgrid è attualmente membro di TSCNet Services. All'inizio del 2021 verrà deciso come organizzare il passaggio di TSC da RSC a RCC e se e a quali condizioni Swissgrid potrà continuare a farne parte.

Le varie leggi europee, le iniziative, le riforme e i piani energetici o climatici andranno probabilmente a toccare anche l'eventuale conclusione di un accordo bilaterale sull'energia elettrica fra la Svizzera e l'UE, rimasto congelato anche nel 2020 e che, dal punto di vista dell'UE, dipenderà dalla preventiva stipula di un accordo quadro istituzionale. L'UE incoraggia gli Stati membri, ma anche i Paesi terzi, ad accelerare la svolta ecologica e quella energetica anche mediante riforme di mercato.

Il nuovo direttore di ACER, Christian Zingler, è in carica dal 1° gennaio 2020 per un mandato quinquennale. Nell'«ACER Electricity Working Group» e nei suoi sottogruppi la ElCom ha lo status di osservatore. In questi organismi, come pure nei gruppi regionali incaricati dell'attuazione dei Network Codes dell'UE, la ElCom coordina e rappresenta per quanto possibile gli interessi della Svizzera, benché non partecipi a progetti come il Single Intraday Coupling (SIDC). Questa collaborazione con ACER è di primaria importanza dal punto di vista della sicurezza della rete svizzera e nel 2020, a causa del coronavirus, si è svolta come per altri organismi quasi esclusivamente per via elettronica anziché tramite incontri in presenza.

Dal 2012 La ElCom ha lo status di osservatore in seno al Consiglio dei regolatori europei

dell'energia (CEER), istituito 20 anni fa. Come ACER, anche il CEER ha come obiettivo rafforzare il ruolo dei regolatori. Esso, inoltre, sostiene l'attuazione della legislazione dell'UE per i settori del gas e dell'elettricità, per lo «European Green Deal», come pure per l'accoppiamento dei settori complementari delle energie derivanti dal gas e dall'elettricità. Tutto ciò contribuirà alla decarbonizzazione a lungo termine dell'economia europea. Queste attività sono tra gli elementi cardine della strategia del CEER per il periodo 2019-2021.

Per superare le incertezze della Brexit, il CEER ha conferito al regolatore del Regno Unito (Ofgem) uno status speciale per cui Ofgem continuerà a essere considerato un membro a tutti gli effetti e manterrà il proprio diritto di voto.

Nel 2020, insieme all'UFE e a Swissgrid, la ElCom ha continuato a partecipare ai lavori del Forum pentalaterale dell'energia (Pentalateral Energy Forum - PLEF), intesi a garantire la sicurezza della rete in inverno e la distribuzione dei costi di ridispacciamento. La Commissione partecipa alle discussioni sull'ulteriore sviluppo della gestione delle capacità alla frontiera settentrionale italiana. La ElCom è inoltre osservatore allo European Electricity Regulatory Forum, la cui unica riunione del 2020 si è svolta in videoconferenza ed è stata dedicata alla sfida rappresentata dall'integrazione del mercato interno dell'energia. La ElCom non ha partecipato ai lavori nell'ambito della collaborazione con l'«OECD Network of Economic Regulators» (NER) che, tra le varie tematiche, ha nuovamente valutato l'indipendenza dei regolatori ed esaminato più da vicino le conseguenze della pandemia di coronavirus.

8 Prospettive future

L'11 novembre 2020 il Consiglio federale ha deciso di riunire le revisioni della legge sull'energia e della legge sull'approvvigionamento elettrico in uno stesso atto mantello denominato «legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili», incaricando il Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni (DATEC) di trasmettergli il relativo messaggio entro metà 2021. Per la ElCom è fondamentale che in questo atto legislativo vengano disciplinate le condizioni quadro per il mantenimento, dopo l'abbandono del nucleare, di una quota consistente dell'odierna produzione nazionale di elettricità nel semestre invernale.

Nel contesto internazionale la Svizzera deve affrontare molteplici sfide: l'implementazione nell'Europa centrale del meccanismo di accoppiamento dei mercati basato sui flussi nella regione Central-West, l'adesione dell'Italia alla piattaforma europea per le contrattazioni infragiornaliere (XBID) e il fatto che le piattaforme internazionali per lo scambio di energia di regolazione aumentino i volumi quasi in tempo reale. Nei prossimi anni cresceranno dunque la volatilità sulla rete di trasporto e i requisiti in materia di coordinamento dell'esercizio interconnesso. A causa della posizione geografica e dello stretto legame con i grandi mercati elettrici dell'Europa continentale, la Svizzera è fortemente interessata da questi sviluppi. La ElCom sostiene

Swissgrid nei negoziati miranti a includere la rete svizzera nei processi di ottimizzazione internazionali. Essendo la disponibilità all'importazione sempre più dipendente da decisioni politiche estere, la Commissione continua a insistere sulla necessità di assicurare la produzione invernale del Paese.

Nel 2021 vi sarà la sostituzione e il rinnovo dell'infrastruttura informatica utilizzata dalla ElCom per i vari rilevamenti e sondaggi annuali presso i gestori di rete. Con il progetto EDES, l'odierno sistema di trasmissione dei dati sarà rimpiazzato da una variante più moderna ed efficiente, che vedrà tra l'altro l'impiego di una nuova tecnologia in sostituzione degli attuali moduli Excel nonché l'utilizzo di formulari online con cui trasmettere i dati via interfaccia. A ciò si aggiunge un nuovo portale per la gestione dei dati di base e le trasmissioni telematiche. Una nuova veste, infine, è prevista anche per il portale delle tariffe elettriche.

Anche nel 2021 i deficit di copertura elevati saranno un tema rilevante. La ElCom ha ribadito che non è consentito costituire deficit di copertura ai fini dell'accantonamento di riserve né abusare delle differenze di copertura utilizzandole come strumento di finanziamento o per il prelievo di utili. L'ammontare dei deficit di copertura, pari a 1,5 miliardi di franchi, continua a essere eccessivo; la ElCom sta pertanto valutando ulteriori misure per il 2021.

Nel 2021 è atteso il messaggio concernente la legge sull'approvvigionamento di gas. Anche su questo punto la ElCom fornirà il proprio contributo nell'ambito della procedura di consultazione. Il progetto dell'autunno 2019 prevedeva che la ElCom venisse rinominata in «Commissione federale dell'energia, EnCom» e che tra i suoi compiti vi fosse anche la vigilanza sul rispetto di detta legge. La Commissione ritiene che sia importante poter continuare a portare avanti l'accoppiamento dei settori dell'elettricità e del gas come all'estero attraverso una prassi di regolazione e vigilanza congruente.

Vista la situazione giuridica esistente in Svizzera in materia di trasparenza e integrità del mercato, la ElCom può avere una visibilità solo limitata di ciò che accade sul mercato elettrico nazionale. Gli sviluppi possono pertanto essere analizzati solo in parte e le possibilità di individuare e prevenire le anomalie di sistema causate dalle manipolazioni del mercato sono ridotte. Proprio in vista di una possibile apertura totale è importante poter contare su un prezzo di mercato trasparente, equo e comprensibile. A tal fine sarebbe necessario, come ormai è prassi da tempo in ambito finanziario, introdurre un divieto di manipolazione del mercato e di insider trading nel commercio all'ingrosso dell'elettricità in Svizzera, prevedendo la possibilità di cooperare con le autorità di regolazione dei Paesi confinanti. L'imminente revisione della LAEI nel 2021 rappresenta un'opportunità in tal senso.

9 La ElCom



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

La ElCom ha il compito di vigilare sul mercato svizzero dell'energia elettrica e di assicurare il rispetto della LAEI. Nella sua veste di autorità di vigilanza statale indipendente, la Commissione accompagna la fase di transizione da un approvvigionamento elettrico di carattere monopolistico a un mercato dell'energia elettrica orientato alla libera concorrenza. In

tale ottica, spetta alla ElCom esercitare la vigilanza sui prezzi dell'energia elettrica nel servizio universale. Essa, inoltre, monitora che l'infrastruttura di rete continui ad essere mantenuta efficiente e che, se necessario, sia potenziata per garantire anche in futuro la sicurezza di approvvigionamento.

Il settore in cifre

La ElCom vigila sul commercio all'ingrosso di energia e sul settore elettrico, inclusa Swissgrid, 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: circa 630

Numero di livelli di rete: 7

Chilometri di reti elettriche:

livello di rete 1 – circa 6'720 km | livello di rete 3 – circa 8'840 km | livello di rete 5 – circa 46'999 km | livello di rete 7 – circa 149'000 km (linee aeree e cavi interrati, inclusi gli allacciamenti domestici)

Trasformatori: livello di rete 2 – 147 | livello di rete 4 – 1'153 | livello di rete 6 – circa 60'000 (inclusi trasformatori su palo)

Fatturato totale da corrispettivi per l'utilizzazione della rete:

3.5 miliardi di franchi

Investimenti annui: circa 1,4 miliardi di franchi

Consumo annuo di energia elettrica: 54 TWh

Produzione: 60,5 TWh

Importazione di energia elettrica: 23,6 TWh

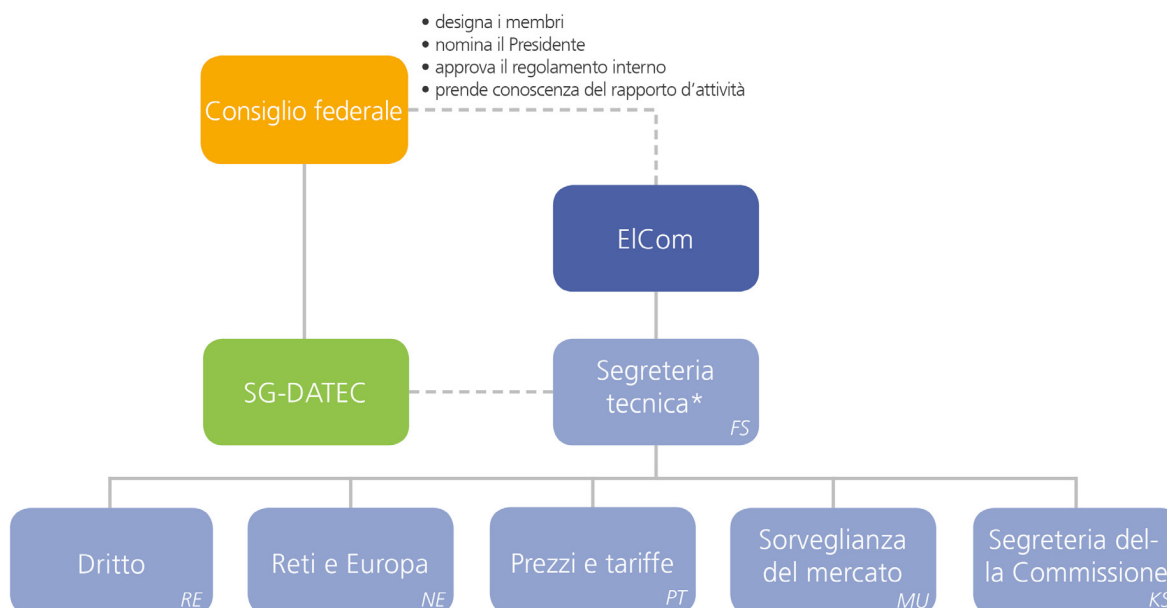
Esportazione di energia elettrica: 30 TWh

La Commissione dispone di ampie competenze per svolgere in particolare le seguenti funzioni:

- Verifica tutti i corrispettivi per l'utilizzazione della rete: sul mercato libero l'utilizzazione delle reti per il trasporto di energia elettrica viene indennizzata con il corrispettivo per l'utilizzazione della rete. La ElCom verifica la legittimità dei corrispettivi incassati.
- Controlla le tariffe elettriche dei consumatori fissi finali (cosiddetto servizio universale, economie domestiche e altri consumatori finali con un consumo annuo inferiore a 100 MWh) e dei consumatori finali che rinunciano al libero accesso alla rete.
- Decide in caso di controversie relative al libero accesso alla rete elettrica: a partire dal 1° gennaio 2009, i grandi consumatori (con consumo annuale di almeno 100 MWh) possono scegliere liberamente il proprio fornitore.
- Vigila sulla sicurezza dell'approvvigionamento di energia elettrica e sullo stato delle reti elettriche.
- Stabilisce la procedura per l'attribuzione della capacità di rete in caso di congestioni sulle linee transfrontaliere e coordina la propria attività con i regolatori europei del settore.
- Esercita la piena vigilanza sulla società nazionale di rete (Swissgrid SA) da quando quest'ultima è diventata proprietaria della rete di trasporto (disgiunzione).
- Vigila sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica.

9.1 Organizzazione e risorse umane

La ElCom comprende da cinque a sette membri indipendenti, nominati dal Consiglio federale, nonché una Segreteria tecnica. Non sottostà a istruzioni del Consiglio federale ed è indipendente dalle autorità amministrative.



* Annessione amministrativa alla SG-DATEC

Figura 19: Organigramma della ElCom

9.1.1 Commissione

I sette membri della Commissione sono indipendenti dal settore elettrico e svolgono la loro attività a titolo di occupazione accessoria. La Commissione si riunisce mediamente una volta al mese. A ciò si aggiungono le riunioni dei cinque comitati «Prezzi e tariffe», «Reti e sicurezza di approvvigionamento», «Diritto», «Relazioni internazionali» e «Sorveglianza del mercato».

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

- Dario Marty (dal 2018): Dipl. El. Ing., ex direttore dell'ESTI
- Sita Mazumder (dal 2018): Dr. oec. publ., professoressa di economia e informatica presso il dipartimento di informatica della scuola universitaria di Lucerna
- Andreas Stöckli (dal 2019): Dr. iur., avvocato, professore di diritto costituzionale e amministrativo all'Università di Friburgo
- Katia Delbiaggio (dal 2020): Dr. rer. pol., professoressa di economia politica presso il dipartimento di economia della scuola universitaria di Lucerna
- Felix Vontobel (dal 2020): Dipl. El. Ing.

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

Diritto

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

Reti e sicurezza di approvvigionamento

- Dario Marty (direzione)
- Werner Luginbühl
- Lauriane Altwegg
- Katia Delbiaggio
- Felix Vontobel

Relazioni internazionali

- Felix Vontobel (direzione)
- Werner Luginbühl
- Dario Marty

Sorveglianza del mercato

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

Dimissioni e nuove nomine

Dal 1° marzo 2020 Werner Luginbühl, per diversi anni consigliere di Stato e consigliere agli Stati, è il presidente della ElCom.

Nell'anno in esame 2020 Christian Brunner ha rassegnato le dimissioni come membro della Commissione. L'ingegnere elettrotecnico PFZ era membro della ElCom dal 2014. Il Consiglio federale ha nominato quale suo successore Felix Vontobel, ingegnere elettrotecnico, che ha lavorato presso Repower AG dal 1987 al 2020 e che è entrato in servizio alla ElCom il 1° luglio 2020.

Rappresentanza di genere e delle regioni linguistiche

Nell'anno in rassegna la ElCom è rappresentata da tre donne e quattro uomini, equivalenti a una quota femminile del 43 per cento. In seno alla ElCom, inoltre, le regioni linguistiche sono così rappresentate: cinque persone per la lingua tedesca e una persona rispettivamente per la lingua francese e italiana.

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. La Segreteria della Commissione rappresenta il punto di contatto e l'interfaccia della ElCom nei confronti della popolazione, del settore e dei media. Essa coordina i lavori della Commissione e della Segreteria tecnica e coadiuva

la ElCom dal punto di vista amministrativo. Al 31.12.2020 la Segreteria tecnica contava 48 collaboratori (inclusi tre stagisti) a tempo pieno o parziale, pari a 39,5 unità equivalenti a tempo pieno («Full time equivalents, FTE»). Fra i collaboratori si contano 27 uomini e 18 donne, corrispondenti a una quota femminile di circa il 40 per cento. L'età media dei collaboratori è di 43,1 anni. Le lingue ufficiali sono così rappresentate (senza tirocinanti):

- Italiano: 2 collaboratori
- Francese: 7 collaboratori
- Tedesco: 36 collaboratori



**Responsabile della
Segreteria tecnica
(48 collaboratori)**

Renato Tami
lic. iur., avvocato e notaio



**Sezione Reti e Europa
(10 collaboratori)**

Michael Bhend
Dipl. Ing. ETHZ



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

Barbara Wyss
Dr. oec. publ.



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

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



**Sezione Diritto
(10 collaboratori)**

Nicole Zeller
lic. iur., avvocato



**Sezione Segreteria della
Commissione
(7 collaboratori)**

Simon Witschi
M.A.

9.2 Finanze

Nel corso dell'anno in esame, il budget della ElCom ammontava a 12,6 milioni di franchi, di cui sono stati effettivamente spesi circa 12 milioni. Tale importo ha coperto integralmente i costi di esercizio e del personale della ElCom, incluse le spese aggiuntive straordinarie legate alla sostituzione

dei sistemi informatici. A queste uscite corrispondono entrate per circa 6,5 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.

9.3 Manifestazioni

Forum ElCom 2020

Nell'anno in rassegna il Forum ElCom ha dovuto essere annullato a causa della pandemia di coronavirus. La prossima edizione

del forum si terrà il 5 novembre 2021 al Kultur- und Kongresszentrum di Lucerna.

Eventi informativi

Anche i consueti eventi informativi organizzati in primavera per i gestori di rete non hanno potuto tenersi nella forma abituale a causa della pandemia di coronavirus. Come alternativa, la Segreteria tecnica ha registrato le pre-

sentazioni in tre lingue e le ha messe a disposizione di tutti gli interessati sul sito Internet della ElCom. Tra i temi trattati vi erano vari aspetti inerenti alla verifica dei costi, al conteggio dei costi e alla revisione di LAEL e LEne.

Sorveglianza del mercato

Anche il workshop annuale a cura del settore Sorveglianza del mercato ha dovuto es-

sere annullato. Il prossimo workshop si terrà il 28 maggio 2021.

10 Appendice

10.1 Statistica di esercizio

Nel corso del 2020 sono pervenute complessivamente 138 nuove pratiche. Nel corso dell'anno in rassegna ne sono state evase già 64 – il che equivale, rispetto all'anno di ricezione, a un rapporto del 46 per cento. Le pratiche chiuse nel 2020 sono state in tutto 240. Nel 2020 è quindi stato possibile ridurre nuovamente in modo massiccio gli arretrati degli anni precedenti, in particolare del 2017. Le cosiddette «richieste semplici» sono richieste pervenute via mail o tramite il modulo di

contatto sul sito internet della ElCom e classificabili come domande di routine, la cui evasione richiede in genere qualche ora o giorno. Di rado comportano l'avvio di una procedura. Nel corso del 2020 sono pervenute in tutto 440 richieste semplici che, ad eccezione di 18, sono state evase completamente (96 per cento). Nell'anno in esame sono state emanate complessivamente 61 decisioni, molte delle quali in relazione a domande di potenziamento della rete.

Tipo di attività	Riporto dagli anni precedenti ¹	Ricezione 2020	Esecuzione 2020	Riporto al 2021
Reclami specifici legati alle tariffe	36	8	13	31
Potenziamenti della rete	29	55	55	29
Casi rimanenti	240	75	172	143
Totale	305	138	240	203
Richieste semplici	14	440	436	18
Totale incl. richieste semplici	319	578	676	221

¹ A causa del nuovo metodo di rilevazione dei dati, il riporto è maggiore rispetto agli anni precedenti

Tabella 7: Statistica di esercizio 2020 della ElCom

10.2 Statistica delle riunioni

I membri della ElCom si consultano nel quadro di riunioni plenarie mensili. A queste si aggiungono le riunioni dei cinque diversi comitati, workshop e altre sedute straordinarie. Durante l'anno in esame, i membri della ElCom hanno partecipato in Svizzera

– in composizioni diverse – a 13 riunioni di una giornata intera e a 22 sedute di mezza giornata. Una volta all'anno la ElCom organizza un ritiro, occasione durante la quale si confronta con i gestori di rete.

10.3 Pubblicazioni

Istruzioni

24.03.2020	Kostenrechnung: Einreichung und nachträgliche Anpassung (in tedesco)
26.03.2020	WACC Produktion

Comunicazioni

18.03.2020	Comportamento di impianti di produzione di energia decentrati in caso di divergenze rispetto alla frequenza standard – Riequipaggiamento degli impianti attuali Retrofit 2
07.04.2020	FAQ concernenti il coronavirus
28.04.2020	Algorithmischer Handel (in tedesco)
05.05.2020	Vereinbarung ElCom, ESTI und BFE bei PGV und SÜL (in tedesco)
05.05.2020	Calcolo del fattore dei costi aggiuntivi ai sensi dell'OLEI
05.05.2020	Fattore dei costi aggiuntivi (FCA) – Tabella MKFactory
05.05.2020	Applicazione dell'articolo 15c LIE nell'ambito della PAP
07.07.2020	Revision EnG Vernehmlassung ElCom (in tedesco)
04.09.2020	Modello di applicazione del consumo proprio («Praxismodell»)
26.08.2020	Domande e risposte sulla Strategia energetica 2050

Rapporti e studi

27.02.2020	Document de référence production hivernale (in francese)
18.05.2020	Trasparenza del mercato elettrico 2019 – Rapporto della ElCom
26.05.2020	Prise en compte du réseau suisse dans le calcul des capacités de l'UE (in francese)
27.05.2020	Studie Auswirkung der Corona-Pandemie auf die europäische Last (in tedesco)
06.06.2020	Rapporto d'attività della ElCom 2019
17.06.2020	Schlussbericht ElCom System Adequacy 2030 (in tedesco)
24.06.2020	Analyse der negativen Preise für die Schweiz, Frankreich und Deutschland zwischen 1. Januar 2015 und 31. Mai 2020 (in tedesco)
30.06.2020	Bericht Regelleistung und Regelenergie 2019 (in tedesco)
16.07.2020	Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2020 (in tedesco)

10.4 Glossario

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
Blockchain	Elenco espandibile di record di dati collegati tra loro attraverso processi crittografici
BT	Bassa tensione
CBCA	Cross Border Cost Allocation
CEER	Council of European Energy Regulators; Conseil des régulateurs européens de l'énergie; Consiglio dei Regolatori Europei dell'Energia
CEP	Clean Energy Package
CERT	Computer Emergency Response Team
CMIT	CEER Market Integrity and Transparency Working Group
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)
Cost plus, regolazione	Regolazione cost plus: metodo di regolazione delle tariffe nel quale ciascun operatore di rete, sulla base dei propri costi, calcola i costi operativi, compreso un margine di profitto ragionevole. Si tratta del sistema di regolazione delle tariffe utilizzato attualmente in Svizzera. Per contro, nella regolazio-

	ne per incentivi vengono determinati i costi che un gestore di rete efficiente dovrebbe sostenere per il comprensorio di rete interessato.
DATEC	Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni
ElCom	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	European Power Exchange
ESTI	Ispettorato federale degli impianti a corrente forte
European Green Deal	Strategia di crescita dell'UE per un'economia sostenibile
FCR	Frequency controlled normal operation reserve
FINMA	Autorità federale di vigilanza sui mercati finanziari
FITS	Flexible Intraday Trading System
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).
GR / GDR	Gestore di rete
H4	Appartamento di 5 locali con fornello elettrico e asciugatrice, senza boiler elettrico
IDM	Index Intraday Market / Intraday Market Index Svizzera
Impianto FV	Impianto fotovoltaico
IN	Inbalanced Netting

IPE	Impianto per la produzione di energia
km di linea	Una linea (km di linea) è costituita da più conduttori (per es. 1 km con una terna di conduttori singoli = 1 km). Nel caso dei cavi interrati, un chilometro corrisponde alla lunghezza assoluta del cavo. Nelle linee aeree, per esempio, un tratto di linea è formato da una terna di conduttori (cfrl. AES - Documento NBVN-CH edizione 2007).
kVA	Kilovoltampere, potenza di allacciamento
kWh	Kilowattora
kWp	Kilowatt di picco
LAEl	Legge sull'approvvigionamento elettrico
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).
MT	Media tensione
MW	Megawatt
MWh	Megawattora
Net Transfer Capacity	(NTC) Massimo programma di scambio tra due comprensori; esso è conciliabile con gli standard di sicurezza di entrambi i comprensori e tiene conto delle incertezze tecniche future della rete.
NextGenerationEU	piano di recupero temporaneo dell'UE per riparare i danni causati dalla pandemia di Corona
OAEI	Ordinanza sull'approvvigionamento elettrico
OEn	Ordinanza sull'energia
OSMisE	Ordinanza del DFGP sugli strumenti di misurazione dell'energia e della potenza elettriche
OStrM	Ordinanza sugli strumenti di misurazione
OT	Operational Technology

PAP	Procedura di approvazione dei piani
PIC	Strategia per la protezione delle infrastrutture critiche
PLEF	Pentalateral Energy Forum - Forum pentilaterale dell'energia
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.
PSE	Piano settoriale Elettrodotti
RCP	Raggruppamento ai fini del consumo proprio
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.

RIC	Rimunerazione a copertura dei costi per l'immissione in rete di energia elettrica
RRMs	Registered Reporting Mechanisms
RU	Rimunerazione unica
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.
SRI	Nuovo sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità
STOR	Suspicious Trading and Order Report
TSO	Transmission System Operator
TWh	Terawattora
UE	Unione europea
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.
XBID	Cross-Border Intraday Market Project
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, CH-3003 Berna

Tel. +41 58 462 58 33, Fax +41 58 462 02 22

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