



Tätigkeitsbericht der ElCom 2024



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom

Impressum

Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom
Christoffelgasse 5, CH-3003 Bern
Tel. +41 58 462 58 33
info@elcom.admin.ch · www.elcom.admin.ch

Bilder

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

Erscheint in elektronischer Form in deutscher, französischer, italienischer und englischer Sprache

6/2025

Inhaltsverzeichnis

1	Vorwort des Präsidenten	5
2	Interview mit dem Geschäftsführer: Schweizer Strommarkt.....	8
3	Der Schweizer Strommarkt	11
3.1	Struktur der Schweizer Netzbetreiber	11
3.2	Marktzugang und Wechselrate	12
3.3	Tarife im Übertragungsnetz	14
3.4	Tarife im Verteilnetz	15
3.4.1	Veränderungen im Hinblick auf 2025	15
3.4.2	Tarife 2025 für einen mittleren Haushalt.....	16
3.4.3	Kommunikation von Tarifänderungen	19
3.5	Erlösstruktur im Verteilnetz	19
3.6	Einreichung der Kostenrechnungen und Tarife mit dem elektronischen Dateneinlieferungssystem	19
3.7	Prüfungen zu Tarifen.....	19
3.8	Sunshine-Regulierung	21
3.9	Messwesen und Flexibilität	21
3.10	Rückliefervergütung	23
4	Marktüberwachung	25
4.1	Marktpreisentwicklungen am Grosshandelsmarkt im Jahr 2024.....	25
4.2	Markttransparenz im Stromgrosshandel.....	26
4.3	Marktüberwachung 2024 in Zahlen.....	26
4.4	Analyse der Preisentwicklung im August 2022	29
4.5	Analyse der Sekundärregelenergie	30
4.5.1	Ausgangslage	30
4.5.2	Vorgehen des Fachsekretariats	33
4.5.3	Einführung und Ausgestaltung des SRE-Preis-Caps.....	33
4.5.4	Umsetzung der Preis- bzw. Gebotsbegrenzung	34
4.5.5	Weitere Massnahmen notwendig	34
4.6	Liquiditätsmonitoring nach FiREG.....	34
4.7	Ausblick auf neue gesetzliche Rahmenbedingungen.....	35
4.8	Auswirkungen von REMIT II auf Schweizer Marktteilnehmer	35
5	Die Versorgungssicherheit.....	37
5.1	Einleitung	37
5.2	Rückblick auf den Winter 2023/2024.....	37
5.3	Vorfälle im Jahresverlauf.....	38
5.4	Reserven	40
5.4.1	Wasserkraftreserven.....	40
5.4.2	Ergänzende Reserven	40
5.5	Ausblick	41
5.6	Cybersicherheit.....	42
5.7	Qualität der Versorgung	43
5.7.1	Verfügbarkeit des Netzes.....	43
5.7.2	Importkapazität	44
5.7.3	Exportkapazität	44
5.8	Systemdienstleistungen	45

6	Die Netze.....	47
6.1	Fakten und Zahlen zu den Schweizer Stromnetzen	47
6.2	Netzausbau und Netzplanung.....	51
6.2.1	Mehrjahresplanung Übertragungsnetz.....	51
6.2.2	Unterhalt und Ersatz des Übertragungsnetzes.....	51
6.2.3	Beteiligung an SÜL- und PGV-Verfahren	52
6.3	Investitionen in die Netzinfrasturktur.....	52
6.3.1	Investitionen ins Übertragungsnetz	52
6.3.2	Investitionen ins Verteilnetz.....	53
6.3.3	Kalkulatorischer Zinssatz WACC-Netz	54
6.4	Netzverstärkungen.....	55
7	Internationales.....	58
7.1	Engpassmanagement und Auktionserlöse	58
7.2	Technische Vereinbarung CORE und Merger	59
7.3	Stromabkommen Schweiz und EU	60
7.4	Merchant Lines	61
7.5	Grenzkraftwerke.....	61
7.6	Internationale Plattformen für Regelenergie.....	61
7.7	Internationale Gremien.....	62
8	Ausblick.....	65
9	Über die ElCom.....	67
9.1	Organisation und Personelles.....	69
9.1.1	Kommission	69
9.1.2	Fachsekretariat	70
9.1.3	Unabhängigkeit und Interessensbindungen.....	71
9.2	Kommunikation und Öffentlichkeitsprinzip der Verwaltung	71
9.3	Finanzen.....	72
9.4	Veranstaltungen	72
10	Anhang.....	73
10.1	Geschäftsstatistik.....	73
10.2	Sitzungsstatistik.....	73
10.3	Publikationen.....	73
10.4	Glossar.....	75

1 Vorwort des Präsidenten



Werner Luginbühl
Präsident der ElCom

Versorgungssicherheit

Was die Stromproduktion betrifft, war 2024 ein ausserordentliches Jahr. Insgesamt wurden im Inland gemäss den provisorischen Zahlen des Bundesamts für Energie (BFE) rekordhohe 80,5 TWh Strom produziert. Der Verbrauch stieg um 1.7 % auf 57 TWh. Die Wasserkraft trug gut 48 TWh zu diesem erfreulichen Produktionsergebnis bei, was einem Zuwachs gegenüber dem Vorjahr von 18.5 % entspricht. Hierbei und in den hohen Niederschlagsmengen liegt denn auch der Hauptgrund für diese Rekordproduktion. Daneben verzeichneten die Schweizer Kernkraftwerke erneut eine sehr zuverlässige Produktion. Zudem stieg der Anteil der Solarproduktion – dank erneut erfreulich starkem Zubau von Photovoltaikanlagen – und betrug rund 6 bis 7 TWh. Im Winterhalbjahr von Oktober 2023 bis März 2024 wurden 1,8 TWh mehr Strom exportiert als importiert – so viel wie noch nie im letzten Jahrzehnt. Diese Bilanz ist bemerkenswert. Sie darf aber nicht über die Tatsache hinwegtäuschen, dass es in den letzten zwölf Jahren erst das zweite Mal war, dass im Winter ein Exportüberschuss resultierte. Im Schnitt mussten über diese Periode jeweils etwa 4 TWh importiert werden.

Nach der Energiekrise und der befürchteten Mangellage im Jahr 2022 haben sich die Versorgungssituation und die Märkte 2024 weiter beruhigt. Für den Winter 2024/2025 konnte damit zwar noch nicht vollständige Entwarnung gegeben werden, aber das Risiko von ausserordentlichen Situationen ist deutlich gesunken. Einige Unwägbarkeiten bleiben, etwa im Zusammenhang mit geopolitischen Spannungen und deren Einfluss auf den globalen Markt für Flüssiggas. Kombiniert mit anhaltend und ausserordentlich tiefen Temperaturen könnte sich die Situation erneut verschärfen.

Um die Versorgungssicherheit bei Ausserbetriebnahmen von Kernkraftwerken und zunehmendem Strombedarf durch die Dekarbonisierung künftig sicherzustellen, muss die Schweiz erstens ihre Produktionsfähigkeit im Winterhalbjahr rasch und deutlich erhöhen. Dafür schaffen Mantelerlass, Runder Tisch Wasserkraft, Solar- und Windexpress sowie Beschleunigungserlasse wichtige Voraussetzungen. Die jüngsten Erfahrungen bei der Projektentwicklung stimmen allerdings nicht allzu optimistisch. Zudem droht beim Tempo des Zubaus von Photovoltaik ein gewisser Backlash.

Zweitens könnte ein Stromabkommen einen wichtigen Beitrag leisten. Die zuverlässige und stabile Bestimmung von grenzüberschreitenden Übertragungsnetzkapazitäten würde die Versorgungssicherheit der Schweiz verbessern. Das ausgehandelte Abkommen ist erfreulich, die Verhandlungsziele wurden erreicht. Aus Sicht der Stromversorgung ist der Abschluss des Abkommens unbedingt anzustreben.

Weil es aber hinsichtlich des Zubaus im Inland, des Zustandekommens des Stromabkommens und der Produktionsfähigkeit im Ausland (Winter) beträchtliche Unsicherheiten gibt, muss auch die Frage der Reserven weiterverfolgt werden. Die ElCom hat die Arbeiten für die Aktualisierung ihrer Analysen zur mittel- und längerfristigen Stromversorgungssicherheit und der

notwendigen Reserven, die im ersten Halbjahr 2025 veröffentlicht werden soll, aufgenommen.

Marktüberwachung

Auch wenn die Energiekrise 2022 schon lange her zu sein scheint, beschäftigt sich die ElCom nach wie vor mit dem Monitoring der damaligen Preisentwicklungen. Dabei analysiert sie die Gründe für die ausserordentlichen Preisbewegungen im Grosshandel während des Sommers 2022 sowie das Verhalten der Akteure im Stromhandel.

Neben den Grosshandelsmärkten beobachtet die ElCom auch die Märkte für Systemdienstleistungen (SDL), etwa die Beschaffung von Regelleistung und Regelenergie durch Swissgrid. Dabei stellte sie fest, dass sich die seit Mitte 2022 – im Zusammenhang mit der Änderung des Beschaffungsprozesses durch die Einführung der Sekundärregel-Plattform PICASSO in der Schweiz – signifikant erhöhten Preise für Sekundärregelenergie (SRE) nicht fundamental begründen lassen. Vor allem wegen des verstärkten Preisanstiegs seit dem Frühjahr 2024 musste angenommen werden, dass der Marktmechanismus bei SRE nur unvollständig funktioniert. Aus diesem Grund beschloss die ElCom, alle möglichen Massnahmen für eine rasche Korrektur in Betracht zu ziehen. Als kurzfristige Korrekturmassnahme initiierte das Fachsekretariat eine befristete, differenzierte Preisgrenze auf vertraglicher Basis. Ein weiteres Problem ist die markante Zunahme von Fahrplanabweichungen bzw. Unausgeglichheiten der Bilanzgruppen, die zu hohen Regelenergiepreisen und folglich zu umso höheren Kosten für Ausgleichsenergie führen. Diese Kosten tragen letztlich die Endverbraucherinnen und Endverbraucher. Die ElCom hat daher gemeinsam mit Swissgrid und den Bilanzgruppen (mit physischen Ausspeisepunkten) im Sommer 2024 eine Lagebeurteilung durchgeführt und mögliche mittelfristige und langfristige Massnahmen zur Verbesserung der Situation identifiziert.

Ebenso gab es bei der Erstellung der monatlichen Reporte des Bundesgesetzes über subsidiäre Finanzhilfen zur Rettung systemkritischer Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft (FiREG) Anpassungen. Das FiREG ist bereits seit zwei Jahren in Kraft, und die ElCom führt das damit verbundene Liquiditätsmonitoring der systemkritischen Unternehmen durch. Im Berichtsjahr wurde nun eine Standardisierung der damit verbundenen Datenlieferungen vorgenommen. Mittlerweile sind die Daten standardisiert, was zu einer besseren Vergleichbarkeit der Liquiditätssituation der systemkritischen Unternehmen führt.

Preise und Tarife

Im Bereich der hohen Energietarife führte die ElCom drei Untersuchungen bei insgesamt über 30 Unternehmen durch. Der Schwerpunkt lag auf der Priorisierung der eigenen Stromproduktion in der Grundversorgung sowie im Bereich der Beschaffung, insbesondere in Konzernverhältnissen sowie bei vorwiegend kleineren Versorgern mit besonders starken Tarifsteigerungen. Die ElCom hat zu diesen Untersuchungen einen detaillierten Bericht verfasst.

Einen beträchtlichen Ressourcenaufwand erforderten im Jahr 2024 die Aktivitäten im Rahmen des Mantelerlasses. Es galt, die zahlreichen Änderungen auf Gesetzes- und Verordnungsstufe auch richtig in die Erhebungs- und Regulierungsprozesse und in die IT-Infrastruktur der ElCom aufzunehmen. Dies auch, weil die Umsetzungsfristen für die Tariferhebung 2026 sehr knapp sind. Mit dem Mantelerlass dürfen nun auch die Resultate der sogenannten Sunshine-Regulierung publiziert werden, was im Jahr 2026 geplant ist.

Die neuen Regelungen im Mantelerlass führen zu einer für Schweizer Verhältnisse ungewöhnlichen Regulierungsdichte. Leider hat es das Parlament versäumt, den Schritt zur vollen Marktöffnung zu wagen. Bestehendes Poten-

zial und Fehlanreize zur Gewinnoptimierung wurden mit den neuen Regeln, insbesondere bezüglich der Energielieferung in der Grundversorgung, wohl teilweise entfernt. Allerdings besteht in erheblichem Mass auch neues Optimierungspotenzial. Die ElCom hat sich diesbezüglich in der Vernehmlassung und der Ämterkonsultation kritisch geäussert. Die neue Regulierung wird 2025 mit Sicherheit zu vielen Fragen bezüglich der Kosten und der Tarifierung im Energiebereich und wohl zu zahlreichen Streitfällen führen. Dies gilt insbesondere auch in weiteren Bereichen wie der Rückliefervergütung für die Einspeisung erneuerbarer Energien und den lokalen Elektrizitätsgemeinschaften.

Verfahren

Auch im Jahr 2024 erreichten die ElCom zahlreiche Anfragen zu gestiegenen Stromtarifen. Einige Netzbetreiber verwiesen ihre Endverbraucherinnen und Endverbraucher an die ElCom oder teilten diesen gar mit, die ElCom habe ihre Tarife genehmigt. Hier gilt es einmal mehr darauf hinzuweisen, dass die ElCom keine Tarife genehmigt, sondern diese im Nachhinein prüft. Zudem ist es eine gesetzliche Pflicht der Netzbetreiber, Tarifänderungen hinreichend zu begründen. Die ElCom hat aufgrund der zum Teil ungenügenden Begründungen von Tari-

fänderungen eine Weisung publiziert, die den Netzbetreibern Mindestvorgaben macht.

Auf der Tarifseite ist seit Längerem umstritten, ob Gemeinden und Kantone auf die Energiekomponente des Tarifs Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen erheben dürfen. Bei den Netznutzungstarifen ist dies explizit gesetzlich vorgesehen und damit unbestritten zulässig. Erfolgt aber eine solche Abgabe im Rahmen der regulierten Grundversorgung, würde sie über den Grundversorgungstarif spezifisch bei den gebundenen Endverbraucherinnen und Endverbrauchern erhoben. Dadurch würde faktisch eine zusätzliche Gewinnablieferung auf Kosten der Grundversorgungskunden resultieren. In einem Urteil aus dem Jahr 2020 hatte das Bundesgericht festgehalten, dass auch sogenannte energiebezogene Abgaben auf dem Energietarif bundesrechtlich nicht ausgeschlossen sind. Im Licht dieser Rechtsprechung kam das Bundesverwaltungsgericht in einem Urteil vom 25. Oktober 2024 zum Schluss, dass im konkreten Fall für die strittigen Tarifjahre eine Rechtsgrundlage für die Erhebung einer Energieabgabe (Gewinnablieferung) vorlag. Gegen dieses Urteil hat das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) Beschwerde beim Bundesgericht erhoben.

2 Interview mit dem Geschäftsführer: Schweizer Strommarkt

Die Anforderungen an den Strommarkt verändern sich laufend. Wie so oft stellt sich auch hier die Frage nach dem richtigen Verhältnis von Regulierung und freiem Markt. Zwar hat das Parlament mit der Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) keine Marktöffnung beschlossen, dennoch sollen neue dynamische Tarifmodelle den Verbrauch stärker am Markt ausrichten.

Welches Potenzial und welche Schwierigkeiten sieht die ElCom beim Thema dynamische Energie- und Netztarife?

Urs Meister: Dynamische Tarifmodelle sind kein Ersatz für eine Marktöffnung. Umgekehrt aber könnten dynamische Tarife mit einer vollständigen Marktöffnung umso effizienter angewendet werden. Sowohl dynamische Energie- als auch Netztarife können grundsätzlich die Effizienz des Stromsystems erhöhen. Besonders offensichtlich wären die möglichen Vorteile bei den dynamischen Energietarifen, da das nötige Preissignal direkt aus dem Spotmarkt abgeleitet werden kann. Solche Tarifmodelle sind ein Instrument, um die Nachfrage kurzfristig elastischer zu machen und sie stärker am veränderlichen Angebot an erneuerbaren Energien auszurichten. Allerdings dürften sie im aktuellen kostenbasierten Regulierungsregime der Grundversorgung schwer umsetzbar sein. Zwar sind sie formell nicht untersagt, doch bestehen erhebliche Unsicherheiten. Denn die effektiven Beschaffungs- und Gestehungskosten eines Netzbetreibers könnten erheblich von kurzfristigen Spotpreisen, welche die Grundlage für den dynamischen Energietarif wären, abweichen. Dynamische Energietarife dürften daher ohne eine vollständige Marktöffnung bis auf weiteres nur beschränkt Anwendung finden.

Verschiedene Netzbetreiber experimentieren bereits mit dynamischen Netztarifen. Welche Herausforderungen stellen sich hier?

Bei den Netztarifen geht es vor allem um die optimierte Auslastung von Netzkapazitäten und damit um das längerfristige Einsparen von Kosten für den Netzausbau. Dynamische Netztarife dürften in einem kostenbasierten

Regulierungsregime zwar einfacher umzusetzen sein als dynamische Energietarife. Allerdings sind die Vorteile schwieriger zu beziffern. Da die Preise nicht einfach aus dem Spotmarkt abgeleitet werden können, müssen sie quasi künstlich vom Netzbetreiber generiert werden, um die Netzauslastung zu optimieren. Die Effekte auf den Netzausbau sind dabei sehr unsicher, auch fehlen internationale und vor allem längerfristige Erfahrungen über die Wirkungen und Einsparmöglichkeiten. Wie genau ein optimaler dynamischer Netztarif aussieht, wird sich wohl noch weisen müssen.

Welche regulatorischen Vorgaben sind im Hinblick auf dynamische Tarife zu beachten?

Generell gilt auch hier grundsätzlich der Rahmen der kostenbasierten Energie- und Netztarifregulierung. Daneben sollten die Transparenz und die Nachvollziehbarkeit der Tarife bzw. der Tarifstrukturen für die Endverbraucherinnen und Endverbraucher gewährleistet sein – die Kommunikation spielt hier eine entscheidende Rolle. Und schliesslich sollte ein Netzbetreiber seinen Kundinnen und Kunden nicht ausschliesslich einen dynamischen Tarif anbieten. Solche Tarife setzen grundsätzlich eine automatisierte Verbrauchssteuerung voraus. Noch verfügen nicht alle Verbraucherinnen und Verbraucher über solche technischen Voraussetzungen.

Bleiben wir beim Thema Markt vs. Regulierung: Sie haben 2024 mit der Einführung einer Preisgrenze bei Sekundärregelenergie (SRE) selbst einen dezidierten Eingriff in den Strommarkt vorgenommen. Warum war das aus Ihrer Sicht notwendig?

Es ist die Aufgabe der ElCom, im Rahmen ihrer regulatorischen Tätigkeit auf Effizienz und

angemessene Tarife zu achten. Dies gilt auch im Zusammenhang mit der Beschaffung von Systemdienstleistungen durch Swissgrid, die letztlich die Elektrizitätspreise der Endverbraucherinnen und Endverbraucher beeinflussen. Seit Mitte 2022 haben wir signifikant erhöhte SRE-Preisaufschläge über dem Spotmarktpreis festgestellt, die sich ab Frühjahr 2024 nochmals akzentuiert haben – und das, obwohl die Marktpreise eigentlich gesunken waren.



Urs Meister
Geschäftsführer der ElCom

« Dynamische Tarifmodelle
sind kein Ersatz für eine
Marktöffnung. »

Aufgrund von Analysen sind wir zum Schluss gekommen, dass der Marktmechanismus bei SRE nur unvollständig funktioniert und sich bei der SRE-Beschaffung keine marktorientierten Ergebnisse ergeben. Die ElCom hat daher beschlossen, dass alle möglichen Massnahmen zu prüfen sind. Als kurzfristige Korrekturmassnahme wurde eine befristete, differenzierte Preisgrenze auf vertraglicher Basis initiiert. Diese Preisgrenze betrifft nur einen Teil der SRE-Gebote, nämlich solche, die bereits einen Zuschlag und damit eine Abgeltung für die angebotene

Leistung erhalten haben. Die hinsichtlich Wirkung und potenzieller negativer Effekte austarierte vertraglich basierte Preisgrenze (Cap) ist unserer Ansicht nach eine erforderliche und gleichzeitig verhältnismässige Korrekturmassnahme. Schliesslich beeinflussen die stark gestiegenen Preise für SRE in Kombination mit den häufiger auftretenden Unausgeglichheiten auch die Elektrizitätspreise und belasten so die Endverbraucherinnen und Endverbraucher.

Wird es dabei bleiben, oder planen Sie noch weitere Massnahmen?

Die Preisgrenze stellt eine kurzfristige und vor allem befristete Massnahme zur Korrektur der ausserordentlich hohen und fundamental nicht begründeten SRE-Preise im aktuellen Beschaffungsregime dar. Da es sich nicht um eine dauerhafte Lösung handelt, braucht es nun flankierende Massnahmen, um den SRE-Markt effizienter und wettbewerblicher zu gestalten. Vor allem eine effektive kommerzielle Anbindung an die europäische PICASSO-Plattform könnte die Liquidität und damit die Effizienz des Marktes erhöhen. Ohne Stromabkommen mit der EU dürfte eine solche Integration aber bis auf Weiteres nicht stattfinden. Wir prüfen daher auch weitere Massnahmen, um den Markt liquider zu gestalten, etwa Anpassungen bei den Produktdefinitionen. Und schliesslich braucht es auch Massnahmen, um den Bedarf an Ausgleichs- und damit auch an nötiger Regelenergie zu reduzieren. Hier geht es unter anderem um Verbesserungen der Daten- und Prognosequalität, etwa durch Präzisierung oder Anpassung der Prozesse im Bilanzmanagement, oder der Anreizmechanismen, zum Beispiel durch Überarbeitung des Ausgleichsenergiepreismechanismus.

Wieso hat die Unausgeglichenheit der Regelzone Schweiz überhaupt so zugenommen, und wie kann dem begegnet werden?

Tatsächlich haben die Prognoseabweichungen in der jüngsten Vergangenheit zugenommen.

Das hat auch dazu geführt, dass temporär enorm viel Regelenergie zum Einsatz kam. Die hohe Dynamik beim Zubau von erneuerbaren Energien und deren Wetterabhängigkeit dürften hierbei bedeutenden Einfluss gehabt haben. Zweifellos nehmen die Herausforderungen für die Versorger bzw. die Bilanzgruppen bei der Prognose des Verbrauchs und des Stromangebots zu. Abweichungen von den Fahrplänen kommen häufiger vor, sodass es verstärkt zum Bezug von teurer Ausgleichsenergie kommt. Umso wichtiger ist es, dass die Netzbetreiber rasch ihre Messdaten- und Prognoseprozesse verbessern, auch durch den systematischen Einbezug kurzfristiger Wetterprognosen. Im Kontext der halben Marktöffnung in der Schweiz fehlen aber teilweise die Anreize für ein rasches Handeln, da die Mehrkosten der Ausgleichsenergie letztlich über die Grundversorgungstarife an die Endverbraucherinnen und Endverbraucher weiterverrechnet werden können. Die ElCom wird sich daher mit diesem Thema vermehrt befassen.

Regulatorische Vorgaben sind wichtig. Gleichzeitig kann zu viel Regulierung auch Innovationen ausbremsen. Wie finden wir hier die richtige Balance?

Regulierung kann einerseits Märkte effizienter machen. So gibt es Vorgaben, die grundsätzlich für das Funktionieren eines Marktes nötig sind, etwa bei einem natürlichen Monopol wie dem Netz. Es gibt auch solche, die für die Versorgungssicherheit zentral sind, da der Markt diese nicht allein sicherstellt. Umgekehrt verschaffen viele Regulierungen nur bestimmten Akteuren einen Nutzen oder verteilen Subventionen und Quersubventionen auf vielfältige und zum Teil versteckte Weise. Dadurch werden Märkte nicht nur intransparenter, sondern auch ineffizienter. Als Regulierungsbehörde versuchen wir, im Rahmen des geltenden Rechts Raum für innovative, sinnvolle und effiziente Lösungen zu schaffen; jedenfalls solange dadurch Verbraucherinnen und Verbraucher oder andere Marktakteure nicht benachteiligt werden. Letztlich ist es aber eine politische Aufgabe, die Rahmenbedingungen festzulegen.

3 Der Schweizer Strommarkt



Der Stausee Niederried an der Aare wurde bereits im Jahr 1913 angelegt. Heute bildet er ein Naturschutzgebiet von nationaler Bedeutung, in dem jährlich etwa 10'000 Wasservögel überwintern.

3.1 Struktur der Schweizer Netzbetreiber

In der Schweiz waren im Jahr 2024 586 Netzbetreiber tätig. Sie versorgen insgesamt 5,35 Millionen Rechnungsempfängerinnen und -empfänger bzw. bedienen 5,9 Millionen Messpunkte (+0,28 % im Vergleich zum Vorjahr). Die Anzahl Netzbetreiber ist zwischen 2019 und 2024 von 632 auf 586 gesunken. Diese Entwicklung hin zu weniger Netzbetreibern lässt sich bereits seit längerer Zeit beobachten. Gründe dafür sind Netzübernahmen und Gemeindefusionen. Die Branche ist ausgesprochen heterogen: Während die grössten Netzbetreiber über 300 000 Endkundinnen und Endkunden versorgen, sind es bei einem medianen Netzbetreiber knapp 1700. Der kleinste versorgt sogar nur vier. Lediglich 78 Netzbetreiber versorgen mehr als 10 000 Endverbraucherinnen und Endverbraucher, 13 davon mehr als 100 000 (Abbildung 1).

Die Heterogenität zeigt sich auch in den Rechtsformen, in denen die Netzbetreiber organisiert

sind: Lediglich 25 % der Netzbetreiber sind Aktiengesellschaften; ihnen stehen rund 20 % Genossenschaften gegenüber. Die übrigen 55 % sind entweder Gemeindewerke oder öffentlich-rechtlich organisierte Unternehmen.

Neben dem Betreiben der Netze versorgen die Schweizer Netzbetreiber auch die Kundinnen und Kunden, die nicht auf den freien Markt dürfen, mit Elektrizität. Interessant ist daher – nicht zuletzt im Kontext der Energiepreise der vergangenen Jahre – ein Blick auf die Energiebeschaffung und die Ausspeisung der Schweizer Energieversorger.

Analog der Eigentümerstruktur und der Netznutzungserlöse (vgl. Kapitel 6.1) präsentiert sich die anteilige Ausspeisung der Netzbetreiber gemessen an der Totalausspeisung in der Schweiz: Die grössten 100 Netzbetreiber liefern rund 89 % der ausgespeisten Energie, davon die zehn grössten Netzbetreiber in der Schweiz gut 52 %.

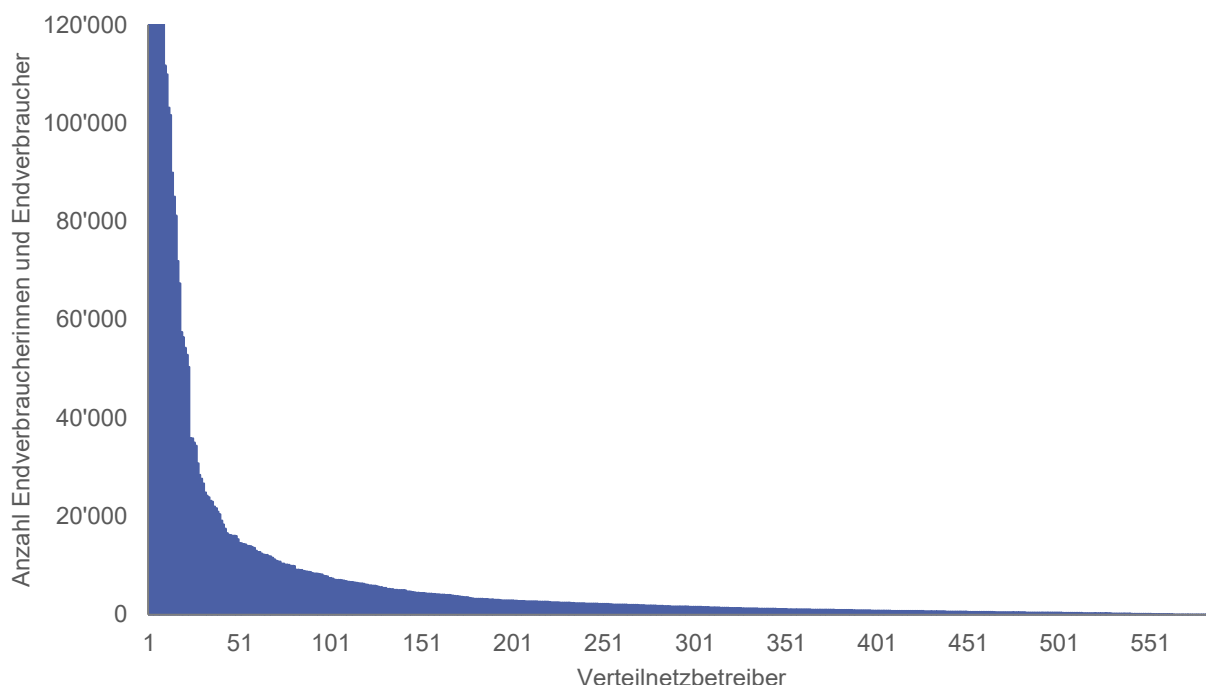


Abbildung 1: Anzahl Endkundinnen und Endkunden pro Verteilnetzbetreiber. Zugunsten der Lesbarkeit ist die vertikale Skala bei 120 000 abgeschnitten – das betrifft neun Verteilnetzbetreiber.

Die Produktion und der Vertrieb von Elektrizität für die Schweizer Kundinnen und Kunden in der Grundversorgung fallen stark auseinander: In der Schweiz fließen gemäss Deklaration der Netzbetreiber jährlich rund 34 000 GWh Strom an die grundversorgten Kunden. Von den rund 590 Netzbetreibern haben 382 oder knapp 65 % angegeben, keine Eigenproduktion zu haben. Sie haben insgesamt einen Bedarf von rund 7400 GWh pro Jahr bzw. 14 %, gemessen an der Gesamtausspeisung von 53 700 GWh pro Jahr (Grundversorgung und freie Endverbraucherinnen und Endverbraucher inkl. Wirkverluste). Rund 137 Netzbetreiber (23 %)

haben maximal 10 GWh Eigenproduktion (Bedarf 5000 GWh pro Jahr bzw. 9 % der Gesamtausspeisung), und nur 22 Netzbetreiber (4 %) geben an, eine Eigenproduktion von über 100 GWh zu haben (Bedarf 13 200 GWh bzw. 25 % der Gesamtausspeisung).

Der im Vorjahr am weitesten verbreitete Beschaffungstyp «Rundum-sorglos-Vertrag» (rund 39 %, Vorjahr: 49 %) wurde durch die strukturierte Beschaffung (rund 52 %, Vorjahr: 40 %) auf dem Markt abgelöst. Beide gehören nach wie vor zu den beliebtesten Beschaffungstypen.

3.2 Marktzugang und Wechselrate

Den Stromlieferanten frei wählen dürfen in der Schweiz nur Verbraucherinnen und Verbraucher von mindestens 100 MWh Strom pro Jahr. Dabei gilt der Grundsatz «Einmal frei, immer frei».

Die Berechtigten können jeweils bis im Oktober entscheiden, ob sie im Folgejahr die Grundversorgung verlassen.

Die ElCom führt jährlich bei den grössten Netzbetreibern eine Umfrage zum Wechselverhalten durch. 2024 beteiligten sich 89 Netzbetreiber an der Erhebung. Sie decken gut 4 Millionen Rechnungsempfängerinnen und -empfänger und grob zwei Drittel des in der Schweiz gelieferten Stroms ab.

Abbildung 2 zeigt die Entwicklung seit 2012 der Teilmarktöffnung. Das Recht, den Stromlieferanten frei zu wählen, wurde in den ersten Jahren der Marktöffnung wenig genutzt. In Anbetracht von sinkenden Marktpreisen wuchs die

Gruppe der Endverbraucherinnen und Endverbraucher, die ihr Recht nutzten, in den Folgejahren stark an. In den letzten Jahren ist ihr Anteil im freien Markt wieder stagniert – auch 2024. Obwohl der Wechsel zum Netzzugang bindend ist, können die Kurven in Abbildung 2 sinken, wenn neue Endverbraucherinnen und Endverbraucher in die Kategorie der Berechtigten fallen oder der Stromverbrauch im Netzzugang relativ zum restlichen fällt. Ausserdem hat die Beteiligung an der Erhebung – sie war beispielsweise im Jahr 2024 ausserordentlich tief – einen Einfluss auf den relativen Anteil Energie.

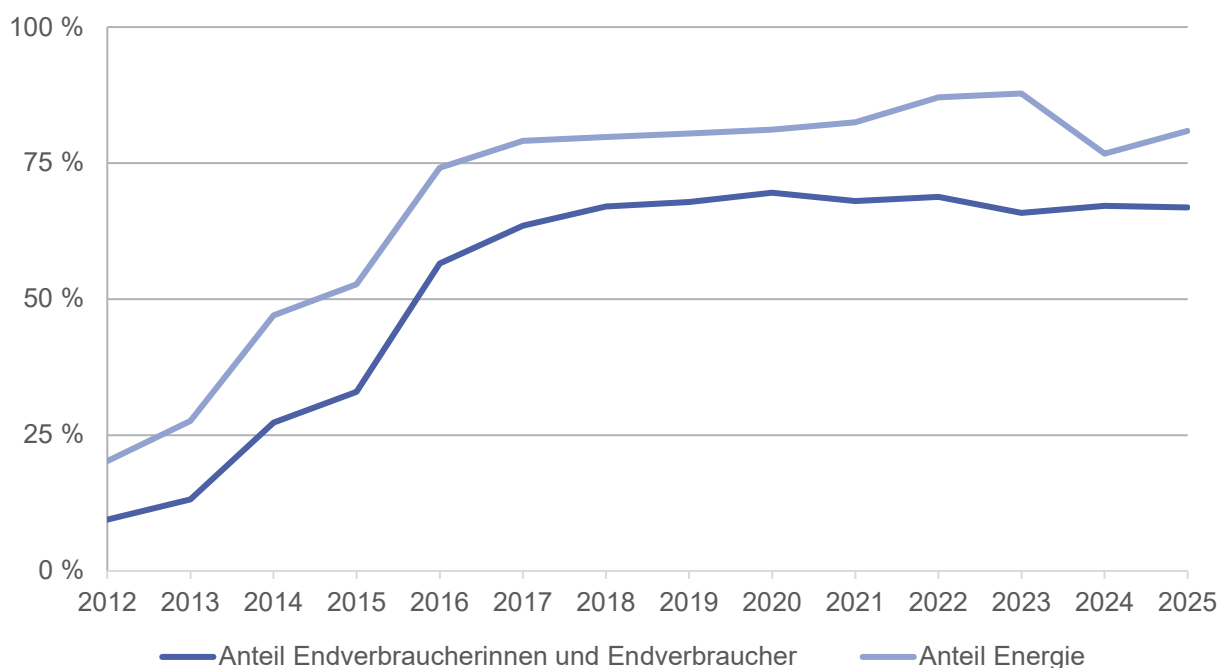


Abbildung 2: Entwicklung der Anteile der Endverbraucherinnen und Endverbraucher mit Anspruch auf Netzzugang, die diesen wahrnehmen, sowie der dazugehörigen Energiemengen.

Insgesamt haben für das Planjahr 2025 gut 38 000 Endverbraucherinnen und Endverbraucher Recht auf Netzzugang, was rund 0,7 %

der Rechnungsempfängerinnen und -empfänger entspricht. Gleichzeitig beziehen diese die Hälfte des Stromverbrauchs in der Schweiz.

3.3 Tarife im Übertragungsnetz

Den Ausbau und die Modernisierung des Übertragungsnetzes sowie den stabilen Netzbetrieb finanziert Swissgrid als Betreiberin des Höchstspannungsnetzes über verschiedene Tarife. Diese tragen letztlich die Endverbraucherinnen und Endverbraucher über die Verteilnetztarife. Nach dem historischen Höchststand im Jahr 2024 fällt die Kostenbelastung durch das Übertragungsnetz im Jahr 2025 wieder deutlich geringer aus.

Insbesondere die Tarife für Systemdienstleistungen (SDL) konnten teilweise kräftig gesenkt werden, während die Netznutzungstarife alles in allem vergleichsweise stabil blieben. Entlastung kommt auch von Seiten der 2024 erstmals angelasteten Stromreserve. Gegenüber dem Vorjahr konnte dieser neue Tarif 2025 um rund 80 % reduziert werden (vgl. Tabelle 1).

	2021	2022	2023	2024	2025
Netznutzung					
Arbeitstarif [Rp./kWh]	0,20	0,25	0,27	0,27	0,27
Leistungstarif [CHF/MW]	33 600	43 920	48 660	46 380	47 220
Fixer Grundtarif pro Ausspeisepunkt	319 800	413 040	443 700	443 400	427 560
Allgemeiner SDL-Tarif [Rp./kWh]	0,16	0,16	0,46	0,75	0,55
Individueller SDL-Tarif					
Wirkverluste [Rp./kWh]	0,15	0,14	0,30	0,64	0,35
Stromreserve [Rp./kWh]	-	-	-	1,20	0,23

Tabelle 1: Entwicklung der Tarife des Übertragungsnetzes 2021–2025 für die Netznutzung, die Systemdienstleistungen (SDL) sowie die Stromreserve (Quelle: Swissgrid AG).

Zur Aufrechterhaltung des stabilen Netzbetriebs erbringt bzw. beschafft Swissgrid verschiedene SDL. Sie sorgen primär dafür, dass Verbrauch und Produktion stets ausgeglichen sind und somit auch der verstärkte Zubau von Photovoltaikanlagen möglichst reibungslos ins Schweizer Stromnetz integriert werden kann. Hierfür muss Swissgrid Regelleistung und Regelennergie beschaffen (vgl. Kapitel 4.5). Da diese Beschaffungen marktbasiert erfolgen, sind die entstehenden Kosten stark durch die Preissituation bzw. die Preiserwartungen an den Energiegrosshandelsmärkten getrieben. Da Swissgrid ihre Tarife für das folgende Jahr bereits im März publiziert, beruhen ihre Prognosen auf dem Wissen, das mehrere Monate vor der tatsächlichen Beschaffung vorlag. Nach dem Krisenjahr 2022

mussten die SDL-Tarife in den Jahren 2023 und 2024 als Folge der gestiegenen Beschaffungspreise sowie aufgrund akkumulierter Deckungsdifferenzen aus den Vorjahren angehoben werden. Nun ist die Marktsituation wieder deutlich entspannter, sodass Swissgrid die SDL-Tarife für das Jahr 2025 deutlich gesenkt hat.

Im Unterschied zu den SDL-Kosten werden die Netznutzungskosten der Swissgrid kaum von den Bewegungen an den Energiemärkten tangiert. Sie bilden primär die erwarteten Kosten für den Ausbau und Unterhalt des Übertragungsnetzes ab. Die Anlastung von Kosten des Übertragungsnetzes ist in Artikel 15 Absatz 1 bis 3 der Stromversorgungsverordnung (StromVV) geregelt. Gemäss Absatz 3 werden

die nicht individuell in Rechnung gestellten Kosten zu 30 % als Arbeitstarif, zu 60 % als Leistungstarif und zu 10 % als Grundtarif in Rechnung gestellt. Auch wenn das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) den kalkulatorisch zulässigen Zinssatz für die Verzinsung der betriebsnotwendigen Anlagewerte für das Jahr 2025 leicht gesenkt hat, bleiben die Tarife für die Netznutzung insgesamt stabil.

Im Zuge der Energiekrise hat der Bundesrat verschiedene Massnahmen zur Stärkung der Versorgungssicherheit implementiert. Über den Tarif Stromreserve des Bundes werden die Kosten für die sogenannte Wasserkraftreserve sowie für die Reservekraftwerke und Not-

stromgruppen finanziert. Nach den hohen Kosten für die Bereitstellung der Reservekraftwerke sind die laufenden Kosten deutlich tiefer. So konnte der Tarif für die Stromreserve jüngst um knapp 1 Rappen pro Kilowattstunde bzw. rund 80 % reduziert werden.

Alles in allem geht die Kostenbelastung der Schweizer Endverbraucherinnen und Endverbraucher insgesamt zurück. Ein Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 4500 kWh muss für die Leistungen der Swissgrid 2025 rund 77 Franken bezahlen (2024: 92 CHF; Ø 2014–2023: 49 CHF). Auch die neu geschaffene Stromreserve schlägt sich 2025 im entsprechenden Haushaltsbudget lediglich mit 11 Franken nieder (2024: 54 CHF).

3.4 Tarife im Verteilnetz

3.4.1 Veränderungen im Hinblick auf 2025

Der Strompreis setzt sich aus vier Elementen zusammen: dem Netznutzungsentgelt, dem Energiepreis, den Abgaben an das Gemeinwesen sowie den Bundesabgaben zur Förderung heimischer erneuerbarer Energien. Die Netzbetreiber müssen die ersten drei Komponenten jeweils spätestens Ende August vor dem jeweiligen Tarifjahr publizieren. Je nach Netzbetreiber und Ort des Strombezugs unterscheiden sie sich deutlich.

Abbildung 3 zeigt, wie sich die Kostenbestandteile der Stromrechnung für einen mittleren Haushalt entwickelt haben. Als solchen bezeichnet die ElCom eine Fünf-Zimmer-Wohnung mit Elektroherd und Tumbler, aber ohne Elektroboiler, in der 4500 kWh Strom im Jahr verbraucht werden. Das typische Verbrauchs-

profil für solch einen Haushalt definiert die ElCom als H4 auf ihrer [Strompreiswebsite](#).

Der Median der Stromkosten für einen mittleren Haushalt sinkt um 10 % gegenüber 2024. Beim Netz sinken die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (Weighted Average Cost of Capital, WACC) von 4,13 % auf 3,98 %. Und bei der Energie dürfte sich die ausserordentliche Hochpreisphase an den internationalen Strommärkten aufgrund der Möglichkeiten und der Praxis bei der Beschaffung voraussichtlich in den Tarifen 2025 zum letzten Mal stark niederschlagen. Allerdings ist das Preisniveau trotz einer gewissen Normalisierung an den Terminhandelsmärkten ausserordentlich hoch geblieben – ein Rückgang der Energietarife auf das Niveau vor der Krise ist bis auf Weiteres nicht zu erwarten.

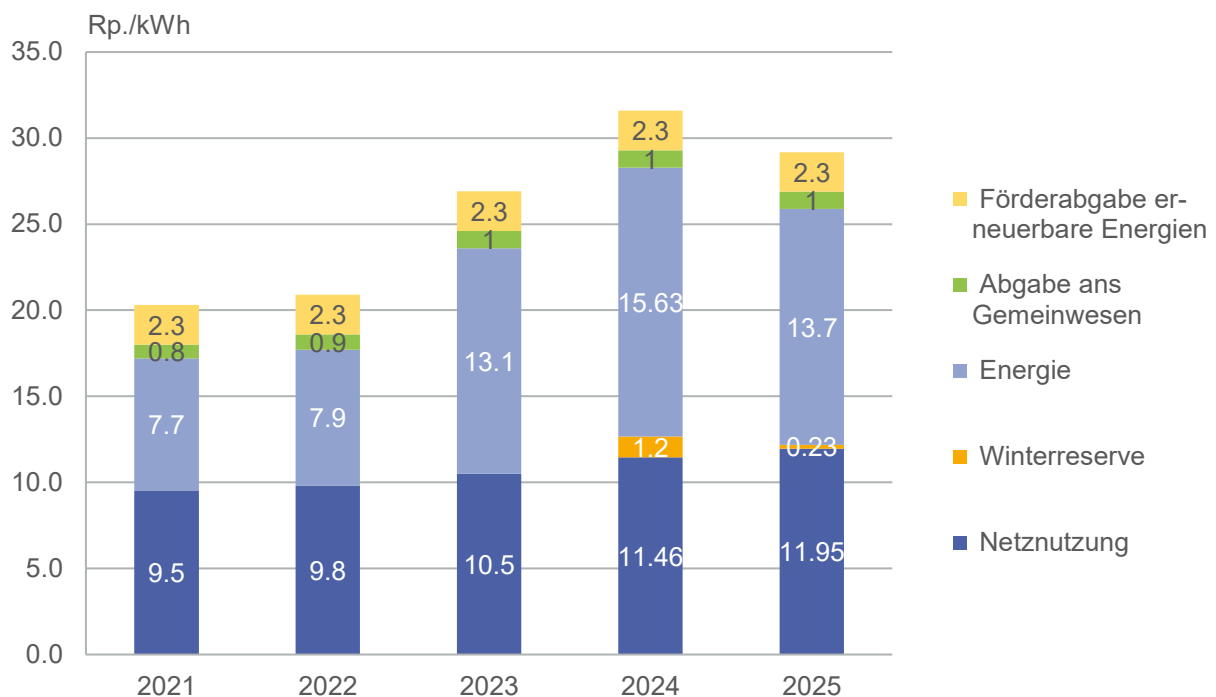


Abbildung 3: Entwicklung der Kostenbestandteile (jeweils der Median¹) für einen mittleren Haushalt ohne Mehrwertsteuer (Konsumprofil H4).

¹ Sortiert man die Einwohnerschaft in der Schweiz nach der Höhe der Kostenblöcke, zahlt im entsprechenden Jahr jeweils die Hälfte gleich viel oder mehr und die andere Hälfte gleich viel oder weniger als den ausgewiesenen Wert. Bis zum Tätigkeitsbericht 2022 wurde aus technischen Gründen die Unterscheidung jeweils nach der Anzahl Rechnungsempfängerinnen und -empfängern vorgenommen.

3.4.2 Tarife 2025 für einen mittleren Haushalt

Die folgenden Abschnitte illustrieren die unterschiedlichen Komponenten der Stromrechnung für einen mittleren Haushalt im Jahr 2025 in der Schweiz. Abweichungen um mehr als 5 % und 15 % vom nationalen Median weisen je-

weils eine andere Farbe auf. Detaillierte Informationen zu den Tarifen jeder einzelnen Gemeinde sowie eine interaktive Karte sind auf der [Strompreiswebsite](#) der ElCom zu finden.

Total

Abbildung 4 zeigt die Gesamtkosten für Strom pro Gemeinde. Sie weisen eine grosse Bandbreite auf. Die Verteilung gleicht dabei derjenigen des Vorjahres.

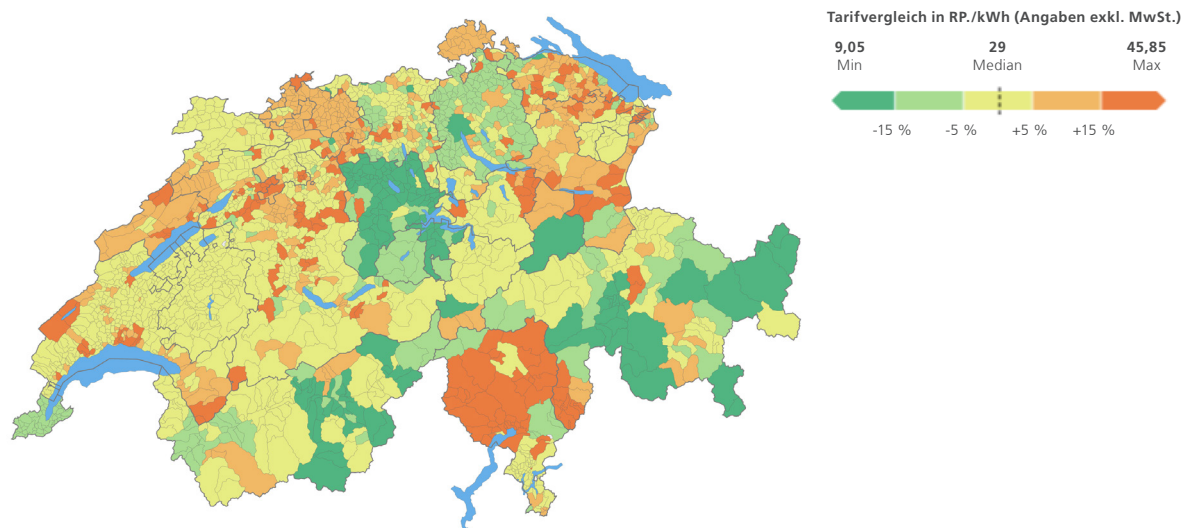


Abbildung 4: Gesamtkosten pro Kilowattstunde für mittlere Haushalte mit dem Standardprodukt 2025.

Netznutzung

Die Netzkosten (Abbildung 5) belasten die Stromrechnung je nach Gemeinde sehr unterschiedlich. Naturgemäss haben sie sich stabil entwickelt. Dabei sind sowohl der Median als auch die Extremwerte leicht gesunken.

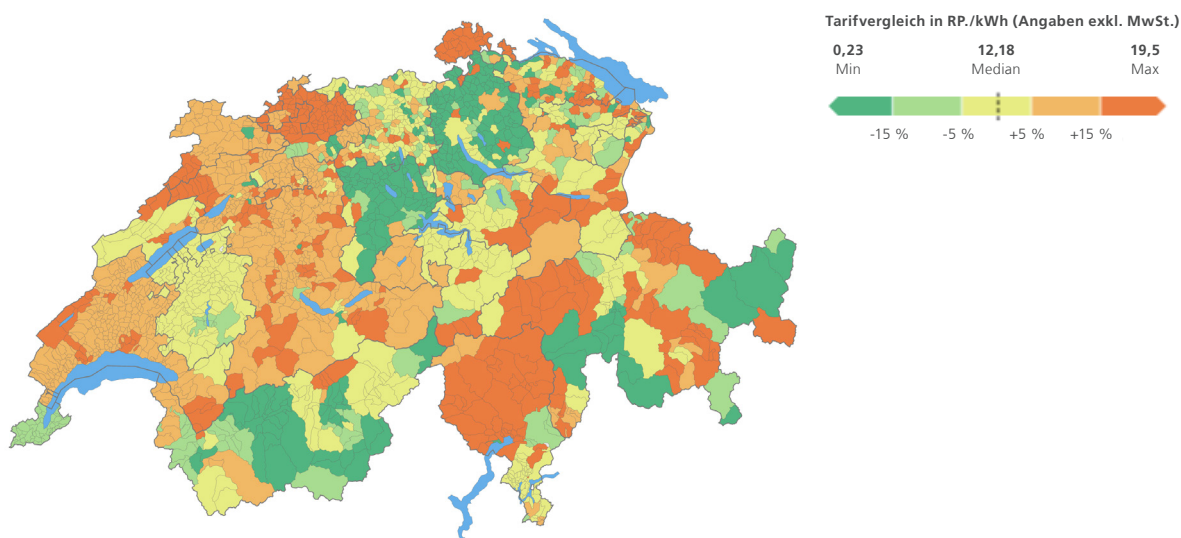


Abbildung 5: Netzkosten pro Kilowattstunde für mittlere Haushalte mit dem Standardprodukt 2025.

Energie

Abbildung 6 zeigt die Energiekosten pro Kilowattstunde je nach Verbrauchsort. Die Auswirkungen der Hochpreisphase an den internationalen Strommärkten bleiben im Vergleich zum Vorjahr deutlich sichtbar. Aufgrund der Beschaffungsmöglichkeiten und -praxis dürfte dieser Bestandteil der Stromrechnung zukünftig wieder etwas kleiner werden.

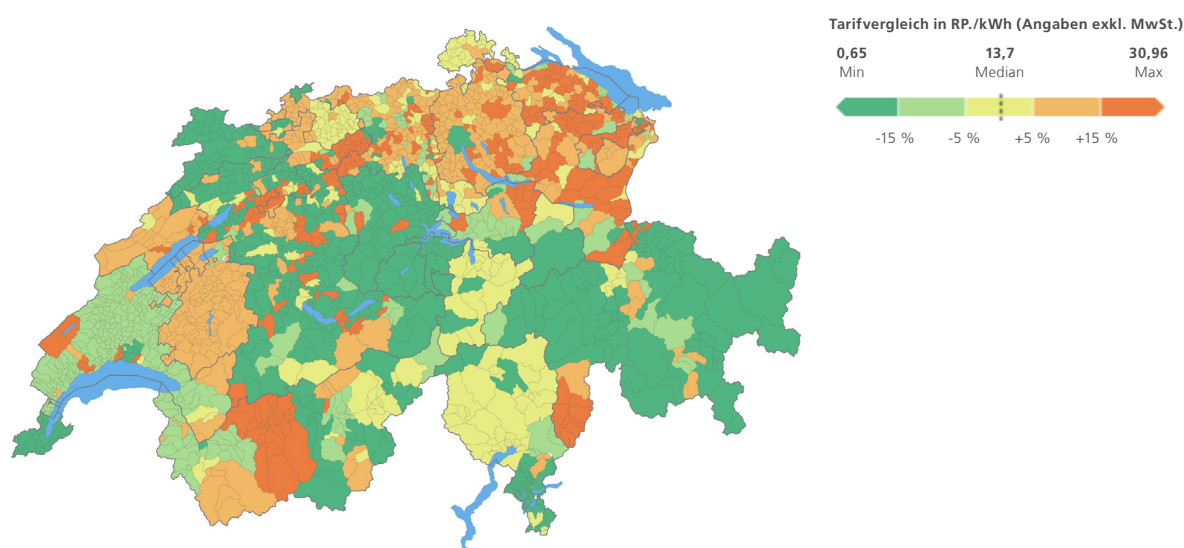


Abbildung 6: Energiekosten pro Kilowattstunde für mittlere Haushalte mit dem Standardprodukt 2025.

Abgaben und Leistungen ans Gemeinwesen

Abbildung 7 vergleicht die Zusatzbelastungen, welche die kantonale und kommunale Politik auferlegt.¹ Sie fallen zumeist ausgesprochen tief oder hoch aus, um einen Effekt auf die Stromkosten zu bewirken. In jedem Fall unterstehen sie nicht der Kontrolle durch die ElCom.

¹ Das Total in Abbildung 4 enthält zusätzlich den schweizweit einheitlichen Netzzuschlag von 2,3 Rp./kWh.

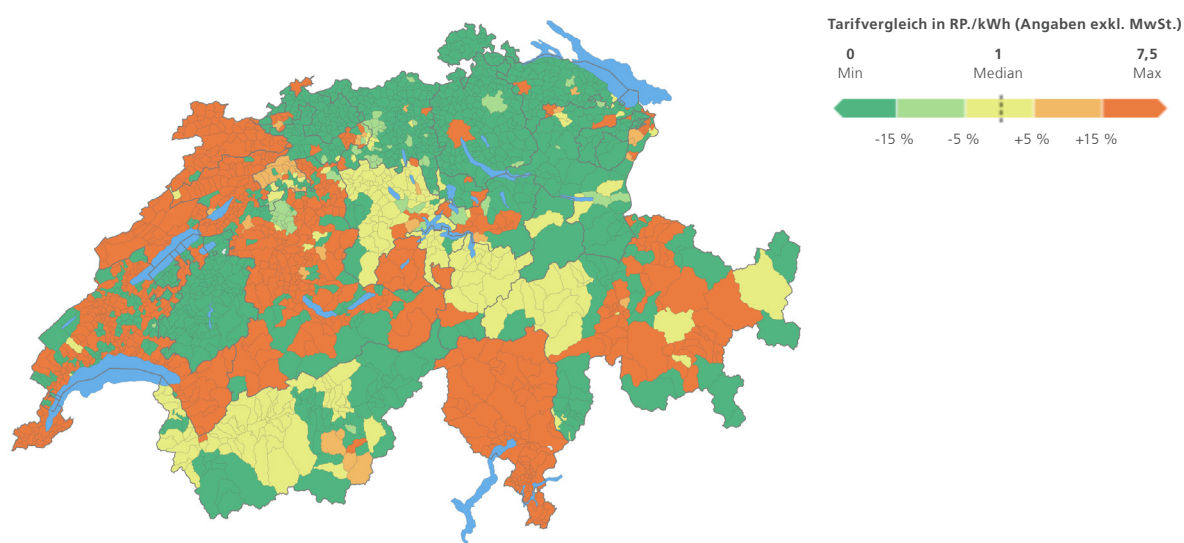


Abbildung 7: Abgaben pro Kilowattstunde für mittlere Haushalte mit dem Standardprodukt 2025.

3.4.3 Kommunikation von Tarifänderungen

Netzbetreiber müssen Tarifänderungen begründen. Auch im Berichtsjahr hat die ElCom viele Bürgeranfragen zu den Tarifen erhalten – unter anderem zeigte sich, dass die Kommunikation von Tarifänderungen im «Sorgenbarometer»

weit oben rangiert. Die ElCom hat daher eine [Weisung](#) zum Mindestinhalt und zur Form der Tarifkommunikation erlassen (vgl. dazu auch Kapitel 3.7). Zudem hat sie ein [Erklärvideo](#) und [FAQ](#) zu den Tarifen aufgeschaltet.

3.5 Erlösstruktur im Verteilnetz

Netzbetreiber dürfen die Kosten für das Stromnetz und die Energiebeschaffung bzw. -produktion plus eines angemessenen Gewinns in die Tarife einrechnen. Was die Tarifeinnahmen eines Jahres nicht abdecken, dürfen sie als negative Deckungsdifferenzen in den Folgejahren verrechnen. Umgekehrt müssen sie Mehreinnahmen via tiefere zukünftige

Tarife zurückerstatten. 2024 haben die Verteilnetzbetreiber Erlöse für das Jahr 2023 im Umfang von 13 Milliarden Franken deklariert. Davon entfallen 5,3 Milliarden auf das Netz, 7,7 Milliarden auf die Energie. Gut 44 % des Totalerlöses fallen auf die zehn grössten Netzbetreiber (gemessen an ihrer Ausspeisung).

3.6 Einreichung der Kostenrechnungen und Tarife mit dem elektronischen Dateneinlieferungssystem

Die Netzbetreiber müssen ihre Tarife sowie umfangreiche Kostenrechnungsdaten jährlich bei der ElCom einreichen. Dies erfolgt über eine technische Plattform, die in den Jahren 2021 bis 2023 vollständig erneuert wurde. Von den anfänglichen Schwierigkeiten in diesem neuen elektronischen Dateneinlieferungssystem (EDES) der ElCom konnten zahlreiche 2024 erfolgreich behoben werden. Die verlangten Nachfragen für Korrekturen und die Supportfälle zeigen, dass die Netzbetreiber deutlich weniger Proble-

me mit der neuen Infrastruktur haben und sich an die Benutzung des EDES gewöhnen konnten. Für einen reibungslosen Ablauf hat die ElCom zahlreiche Hilfestellungen angeboten. Namentlich die Tutorials und die Anlässe, bei denen unmittelbar Fragen gestellt werden konnten, wurden rege genutzt.

Mit dem EDES wurde der Grundstein für die Weiterbearbeitung der Angaben der Netzbetreiber in Datenanalysen gelegt.

3.7 Prüfungen zu Tarifen

Auch wenn sich die Lage an den Energiemärkten deutlich beruhigt hat, standen auch im Berichtsjahr die hohen Energietarife im Fokus der ElCom. Demgegenüber sind nach rund 16 Jah-

ren Regulierungstätigkeit die Kernfragen im Netzbereich weitestgehend geklärt, sei es durch Verfügungen oder durch Gerichtsentscheide.

Mit dem starken Anstieg der Strompreise im Grosshandel ab Ende 2021 haben sich auch die Energietarife in der Grundversorgung signifikant erhöht.

Die ElCom erhielt 2024 mehrere Hundert Anfragen zu hohen Stromtarifen, darunter auch Gesuche von Energieversorgungsunternehmen (EVU) um Entlastungsmassnahmen. Allerdings besitzt sie keine generelle Kompetenz zur Senkung von Tarifen, sondern kann nur eingreifen, wenn Netztarife nicht gesetzeskonform sind. Die Tarife in der Grundversorgung basieren auf den Produktions- und Beschaffungskosten der EVU. Während Marktteilnehmer mit freiem Zugang ihre Beschaffungsstrategie optimieren können, sind Kundinnen und Kunden in der Grundversorgung von den Strategien der EVU abhängig. Zudem tragen sie indirekte Fördermassnahmen für erneuerbare Energien mit. Die Preisbindung für ein Jahr verhindert kurzfristige Preisschwankungen, kann jedoch langfristig zu verzögerten Anpassungen führen.

Im Berichtsjahr setzte die ElCom verschiedene regulatorische Massnahmen um. So hat sie den Schwellenwert für die Überprüfung von Kosten von 75 Franken auf 60 Franken pro Rechnungsempfängerin bzw. -empfänger gesenkt (60-Franken-Regel). Es ist mit einer Kostensenkung von jährlich rund 85 Millionen Franken zu rechnen. Zudem wurden Mindestvorgaben für eine transparente Tarifkommunikation erlassen.

Die ElCom hat die Auswirkungen der Marktverwerfungen im Jahr 2022 und 2023 auf die inländischen Verteilnetzbetreiber untersucht. Nach der Auswertung von über 100 Risikoanalysen hat sie bei rund 30 Unternehmen eine vertiefte Prüfung der vorgenommenen Beschaffung von Energie für die Grundversorgung durchgeführt. Ein Schwerpunkt lag auf der Priorisierung eigener Stromproduktion in der Grundversorgung. EVU können zwischen marktpreisbasierter und kostengebundener Strombereitstellung wählen.

Eine Änderung dieser Priorisierung kann Tarifierhöhungen verursachen, weshalb Transparenz gegenüber den Kundinnen und Kunden gefordert ist. Die ElCom stellte fest, dass viele EVU zunächst fehlerhafte Angaben zur Priorisierung gemacht hatten und nachträglich Korrekturen vornahmen. Eine zweite Untersuchung betraf die Beschaffungsstrategien von EVU mit besonders starken Tarifsteigerungen. Kleinere EVU waren besonders betroffen, oft aufgrund ungünstiger Beschaffungszeitpunkte. Die Analysen zeigten Defizite im Risikomanagement und in den Beschaffungsprozessen, jedoch keine Verstösse gegen das Stromversorgungsgesetz (StromVG). Ein dritter Untersuchungskomplex befasste sich mit der Beschaffung innerhalb verbundener Unternehmen, um überhöhte Verrechnungspreise oder marktunübliche Vertragspraktiken zu identifizieren. Die bisherigen Analysen ergaben keine Hinweise auf nicht gesetzeskonforme Praktiken. Die Untersuchungen führten bislang nicht zu vertieften Kostenprüfungen, jedoch setzt die ElCom ihre Beobachtungen fort und bleibt mit betroffenen EVU in Kontakt. Zudem hat sie einen Bericht zum Thema verfasst. Aspekte der Versorgungssicherheit oder der finanziellen Stabilität der Stromproduzenten sind nicht Gegenstand des Berichts.

Beim Transport von Strom geht Energie insbesondere in Form von Wärme verloren. Diese sogenannten Wirkverluste entsprechen der Differenz zwischen der dem Netz bereitgestellten elektrischen Energie und der von den Endverbraucherinnen und Weiterverteilern entnommenen Energie (Ausspeisung – Einspeisung). Die Kosten für den Ausgleich der Wirkverluste gelten gemäss StromVG als anrechenbare Betriebskosten des Netzes.

In den Jahren 2023 und 2024 führte der "Cour des comptes" des Kantons Genf (Cdc) eine gezielte Untersuchung zu den Wirkverlusten der Services Industriels de Genève (SIG) durch. Konkret hat er die in den Jahren 2008 bis 2021 von

SIG geltend gemachten Kosten für Wirkverluste untersucht. In diesem Zusammenhang hat der CdC das Fachsekretariat der ElCom um Amtshilfe ersucht. Konkret ging es darum, dass die von SIG in die Tarife eingerechneten Kosten für Wirkverluste nicht korrekt angerechnet worden waren. Nach Abschluss der Untersuchungen wurden die SIG aufgefordert, die zu viel vereinnahmten Beträge zurückzuerstatten. Im Sommer 2024 zahlten die SIG 27 Millionen Franken an die Endverbraucherinnen und Endverbraucher in ihrem Versorgungsgebiet zurück.

Im Weiteren hat die ElCom auch 2024 regelmässig Prüfungen von nachträglichen Änderungen in der Kostenrechnung vorgenommen bzw. Gesuche zur nachträglichen Anpassung von Netzkosten behandelt – beispielsweise Anpassungen in Bewertungsgrundsätzen, die über mehrere Jahre rückwirkend erfolgen sollen oder die nachträgliche Anpassung vom Gewinn im Vertrieb. Insbesondere Gesuche um rückwirkende Kostenanpassungen zu Lasten der Endverbraucherinnen und Endverbraucher bedürfen schwerwiegender Gründe und werden in aller Regel abgelehnt.

3.8 Sunshine-Regulierung

Die Sunshine-Regulierung vergleicht mithilfe eines transparenten und standardisierten Prozesses die Qualität, die Kosteneffizienz und die Tarife der Verteilnetzbetreiber untereinander. Sie soll ihrem Namen entsprechend Licht ins Dunkel bringen. Der direkte Vergleich soll Anreize für Verbesserungen schaffen, ohne die konkreten Massnahmen vorzugeben.

Die Kennzahlen berechnet die ElCom anhand von Daten, welche die Verteilnetzbetreiber jährlich einreichen. Derzeit gehören dazu Angaben zu Produktvielfalt und Stromausfällen auf der Dienstleistungsseite und solchen zu Netzkosten und resultierenden Tarifen für Netz und Energie auf der Kostenseite. Periodisch überprüft die ElCom die Kennzahlen.

Die öffentliche Verfügbarkeit von Daten entspricht dem Anspruch des Bundesgesetzes

über den Einsatz elektronischer Mittel zur Erfüllung von Behördenaufgaben (EMBAG), und Artikel 22a StromVG erlaubt neu die detailliertere Bekanntgabe nach Verteilnetzbetreiber. Die Daten stammen aus den bestehenden Erhebungen sowie vom Bundesamt für Statistik (BFS). Es steht den Grundversorgern frei, ob, wie und wie weit sie ihren Spielraum für Verbesserungen nutzen. Beides minimiert den Aufwand bei der ElCom und für die Branche.

Bislang hat die ElCom Sunshine-Kennzahlen nach Vergleichsgruppen aggregiert publiziert. 2025 stellt sie dieselben Berechnungen pro Verteilnetzbetreiber diesen zur Verfügung, um sie auf die Signalwirkung vorzubereiten und – ohne sie an den Pranger zu stellen – Korrekturen und Verbesserungen zu ermöglichen. 2026 erfolgt dann die Publikation sämtlicher Sunshine-Daten wie auf der [Strompreiswebsite](#) der ElCom.

3.9 Messwesen und Flexibilität

Die mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (Mantelerlass) revidierten und neu eingeführ-

ten StromVG-Bestimmungen zum Messwesen und zur Flexibilitätsnutzung sowie die dazugehörenden Verordnungsanpassungen sind am

1. Januar 2025 noch nicht in Kraft getreten. Einzelne StromVV-Bestimmungen zum Messwesen wurden jedoch bereits geändert. So wurde Artikel 8a durch Artikel 8a sexies ersetzt.

Bis zum 1. Januar 2028 müssen 80 % der Messeinrichtungen intelligente Messsysteme sein (Art. 31e Abs. 1 i.V.m. Art. 8a Abs. 1 und 2 StromVV). Die ElCom hat zahlreiche Anfragen zu diesem sogenannten Smartmeter-Rollout beantwortet. Sie betrafen insbesondere die Frage, ob und unter welchen Voraussetzungen Netzbetreiber bei Personen, die den Smartmeter ablehnen, dessen Einsatz durchsetzen oder ihnen die Mehrkosten für die Beibehaltung von konventionellen Stromzählern individuell in Rechnung stellen dürfen. Gemäss der ElCom besteht kein Recht auf die Beibehaltung eines konventionellen Stromzählers. Netzbetreiber haben gegenüber Endverbraucherinnen und Endverbrauchern, die Smartmeter verweigern, die Wahl, ein Verfahren einzuleiten oder die Mehrkosten individuell in Rechnung zu stellen. Auf Gesuch von Netzbetreibern hat die ElCom auch Verfahren gegen Personen eröffnet, welche die Installierung von Smartmetern und die Zahlung der Mehrkosten ablehnen. Dabei konnte sie fast immer eine Einigung erzielen. Nur in Einzelfällen war ein Entscheid nötig.

Am 3. Dezember 2024 hat die ElCom die [Verfügungen](#) 233-00103 und 233-00105 zu den Mehrkosten für die Verweigerung von Smartmetern (Art. 8a Abs. 3ter StromVV) verabschiedet. Sie sind noch nicht rechtskräftig. Als Mehrkosten definiert sie alle Aufwände, die notwendig sind, um den Stromverbrauch ohne Verwendung eines intelligenten Messsystems gesetzeskonform zu ermitteln. Gemäss ElCom darf der Netzbetreiber keinen «Strafzuschlag» erheben und muss insofern effizient vorgehen, als er Synergien mit anderen Ablesungen und bereits vorhandenen Prozessen nutzt. Pauschalbeträge sind grundsätzlich erlaubt. Die Mehraufwände müssen aber ausgewiesen und belegt werden können. Die Endver-

braucherinnen und Endverbraucher haben kein Recht auf Selbstablesung. Die Netzbetreiber können eine solche aber akzeptieren.

In dem Fall, der den Verfügungen zugrunde liegt, stellte der Netzbetreiber pro Zähler jährlich Mehrkosten von 90 Franken für die folgenden Aufwände in Rechnung: 15 Minuten Arbeitsvorbereitung (insb. die Instruktion der Mitarbeitenden), 30 Minuten Fahrzeit, 10 Minuten Zutritt zur Messstelle und die Zählerstanderfassung und 10 Minuten für den administrativen Aufwand für die Zählerstanderfassung bzw. die Pflege der Messdaten. Die ElCom befand, diese Aufwände seien Mehrkosten im Sinne von Artikel 8a Absatz 3ter StromVV und die individuelle Inrechnungstellung von 90 Franken pro Jahr zulässig.

Eine [Verfügung](#) der ElCom, welche die Rechtmässigkeit der zahlreichen Datenbearbeitungen betraf, die mit einem intelligenten Messsystem vorgenommen werden, wurde angefochten ([Verfügung](#) 233-00093 vom 5. Dezember 2023). Der Gerichtsentscheid dazu steht noch aus. Die ElCom hat ausserdem wiederholt Anfragen zu möglichen Gesundheitsgefährdungen durch die elektrische Strahlung von Smartmetern sowie die sogenannte Kundenschnittstelle (Art. 8a Abs. 1 Bst. a Ziff. 3 StromVV) erhalten. Diese ermöglicht es den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern, ihre Messdaten in Echtzeit in einem international üblichen Datenformat abzurufen. Was als üblich gilt, wurde aber bisher nicht festgelegt. Auf Hardwareebene wird dies mit unterschiedlichen Kommunikationsschnittstellen umgesetzt, die Datenformate sind gängig und standardisiert (z. B. MBus). Auf Softwareebene hat die fehlende einheitliche und vollständige Definition jedoch dazu geführt, dass die eingesetzten Smartmeter verschiedene Datenformate verwenden. Das erschwert die Nutzung der Kundenschnittstelle für Kunden und andere Dienstleister als die Netzbetreiber.

Die oben genannten Änderungen im StromVG betreffen neben dem Messwesen auch die Flexibilitätsnutzung. Flexibilität beschreibt die Beeinflussung der Einspeisung von elektrischer Energie, deren Speicherung oder des Verbrauchs durch Netzbetreiber oder andere Akteure. Durch intelligente Steuer- und Regelsysteme soll der Markt bzw. das Netz die Flexibilität erhalten, die zum Ausgleich der Fluktuationen der erneuerbaren Energien notwendig ist. Inhaber der Flexibilität sind die Endverbraucherinnen und Endverbraucher, die Erzeuger sowie die Speicherbetreiber. Die Netzbetreiber und andere Dritte dürfen die Flexibilität daher grundsätzlich nur mit deren Zustimmung nutzen (Art. 17b Abs. 3 StromVG). Wenn Netzbetreiber intelligente Steuer- und Regelsysteme installieren und nutzen wollen, müssen sie dies deshalb vereinbaren und vergüten (Art. 8c Abs. 1 Bst. a–c StromVV). Nur im Hinblick auf die Abwendung einer unmittelbaren erheblichen Gefährdung des sicheren Netzbetriebs darf der Netzbetreiber ohne Zustimmung ein intelligentes Steuer- und Regelsystem installieren und im Fall des Eintritts einer solchen Gefährdung darf er das System auch ohne Zustimmung einsetzen (Art. 8c Abs. 5 und 6 StromVV).

Ein Netzbetreiber verlangte für den Anschluss einer Photovoltaikanlage, dass ein Steuerelement eingebaut wird, mit dem er die Leistung der Anlage ferngesteuert auf 100 % oder 0 %

einstellen kann. In der [Verfügung](#) 212-00402 vom 4. April 2024 hat die ElCom entschieden, dass das Steuerelement unter die Definition eines intelligenten Steuer- und Regelsystems fällt und deshalb eine potenzielle Gefährdung für die Installation ohne Zustimmung reicht. Die Installation ohne Zustimmung muss aber die Ausnahme bleiben, und der Netzbetreiber muss darlegen können, dass die Voraussetzungen für einen Verzicht auf die Zustimmung gegeben sind. Unter Berücksichtigung des den Netzbetreibern insbesondere aufgrund ihrer Zuständigkeit zur Bestimmung der Grundsätze für die Netzplanung (Art. 9b Abs. 1 StromVG) zustehenden Ermessens und der Besonderheiten im Zusammenhang mit PV-Anlagen hat die ElCom entschieden, dass die Netzbetreiberin das Steuerelement ohne die Zustimmung der Erzeuger installieren durfte. Ohne Zustimmung verwenden darf sie dieses aber nur in seltenen Ausnahmefällen, die zudem nicht durch den Normalbetrieb verursacht werden dürfen. Will der Netzbetreiber vorhersehbare, im gewöhnlichen Netzbetrieb vorkommende Situationen durch die Nutzung von Flexibilität lösen, hat er diese Einsätze in erster Linie mittels Vereinbarung und gegen Vergütung zu ermöglichen. Ein Beispiel dafür sind etwa Spannungsanstiege wegen hoher Einspeisung aus Photovoltaikanlagen an sonnigen Tagen.

Alle in diesem Kapitel erwähnten [Verfügungen](#) sind auf der Website der ElCom abrufbar.

3.10 Rückliefervergütung

Im Sommer des Berichtsjahres hat das Bundesverwaltungsgericht ein Urteil (A-2790/2021) im Zusammenhang mit der Rückliefervergütung gefällt: Die Rückliefervergütung für die Einspeisung von erneuerbaren Energien orientiert sich, sofern sich Produzent und Netzbetreiber nicht einigen können, nur an vermiedenen Beschaf-

fungskosten eines Netzbetreibers und nicht auch an den Gestehungskosten. Das Gericht hat festgestellt, dass Artikel 12 Absatz 1 der Energieverordnung (EnV), wonach sich die Rückliefervergütung auch nach den Gestehungskosten richtet, nicht gesetzeskonform ist.

Ab 2026 wird gemäss dem neuen Stromgesetz der eingespeiste Strom, sofern sich Produzent und Netzbetreiber nicht anderweitig einigen, zu einem schweizweit harmonisierten Preis vergütet. Die Vergütung richtet sich nach dem vierteljährlich gemittelten Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung. Für Anlagen mit einer Leistung bis 150 kW wird der Bundesrat Minimalvergü-

tungen festlegen. Einige Netzbetreiber haben mit einem Inkrafttreten der neuen Bestimmungen per 1. Januar 2025 gerechnet und vergüten die Einspeisung bereits nach dem Referenzmarktpreis. Da die Vergütungen zwischen Produzent und Netzbetreiber frei vereinbart werden dürfen und das Gesetz nur bei Uneinigkeit greift, ist diese frühe Umstellung zulässig.

4 Marktüberwachung



Die Sektion Marktüberwachung der ElCom hatte 2024 besonders die Entwicklung der Preise für Sekundärregelenergie (SRE) im Blick. Als kurzfristige Korrekturmassnahme wurde die Einführung einer Preisbegrenzung auf bestimmte SRE-Gebote beschlossen.

4.1 Marktpreisentwicklungen am Grosshandelsmarkt im Jahr 2024

Auf den europäischen Grosshandelsmärkten überwog 2024 eine Seitwärtsbewegung, nachdem 2023 die Preise – nach dem Höhepunkt der Energiekrise im Jahr 2022 – stark gesunken waren. Zunächst setzte sich die Abwärtsbewegung der Terminmärkte noch fort, bevor es zu einer Gegenbewegung kam. Die Terminpreise folgten dabei weiterhin meist der Entwicklung der Kosten von Gaskraftwerken. Die gute Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke sorgte jedoch sowohl im Termin- als auch im Spotmarkt für Preisabschläge. Insgesamt bewegte sich der Terminmarkt 2024 jedoch weiterhin deutlich oberhalb des Preisniveaus von vor der Krise.

2024 war der Spotmarkt von der hohen Produktion der Schweizer Wasserkraft und von tiefen Preisen in Frankreich geprägt. Die typischen Aussenhandelsmuster wurden dabei aufgebrochen, neu nahm der Export nach

Deutschland zu. Die veränderten Grenzflüsse führten zwischenzeitlich zu reduzierten Exportkapazitäten nach Deutschland und zu häufigeren Exporteinschränkungen an der italienischen Grenze. Durch die hohe Wasserkraftproduktion kam es vor allem im Juli und August 2024 bei ausgelasteten Exportkapazitäten zu einer Entkopplung der Schweizer Strompreise von denjenigen der Nachbarländer. Die Folge waren tiefere Preise in der Schweiz in diesem Zeitraum.

Neben diesen Bewegungen gab es nennenswerte Einzelereignisse. Die Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot entkoppelte sich am 25. Juni 2024 vom SDAC-Mechanismus (Single Day-Ahead Coupling, gekoppelte Auktion der verschiedenen Handelsplätze für Day-Ahead innerhalb eines Grossteils der EU und Norwegen). Dies führte auf der Plattform zu teilweise sehr

hohen Zuschlagspreisen für den Folgetag. Am 14. Juli 2024 erreichte der Schweizer Spotpreis bei hoher Solareinspeisung und niedrigem Verbrauch in einer Stunde mit –428 EUR/MWh einen Negativrekord. Für Aufsehen sorgten auch die Strompreise in Deutschland während

geringer Einspeisung von erneuerbaren Energien aufgrund einer sogenannten Dunkelflaute am 12. Dezember 2024; sie stiegen damals auf bis zu 936 EUR/MWh an. Der Schweizer Strompreis folgte der Bewegung nicht und lag in dieser Stunde bei 264 EUR/MWh.

4.2 Markttransparenz im Stromgrosshandel

Auch in diesem Jahr hat die ElCom als Mitglied des Council of European Energy Regulators (CEER) in der Market Integrity and Transparency Working Group (CMIT) aktiv an der europäischen Zusammenarbeit mitgewirkt. Ein Schwerpunkt war die Mitgestaltung eines umfassenden Fragebogens, der die Aktivitäten der einzelnen EU-Regulatoren zur Umsetzung der Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency (REMIT) II erfasste. Dieser Fragebogen bietet eine wertvolle Übersicht über die Marktüberwachungsaktivitäten in der EU.

Im Rahmen der vierteljährlich stattfindenden CMIT-Sitzungen informierte die ElCom über die aktuellen Preisentwicklungen verschiedener Angebote und beleuchtete die jeweiligen Hintergründe.

Ebenfalls auf der Agenda standen Austausch mit den Energieregulatoren der Nachbarländer sowie ein Treffen mit der Agentur für die Zu-

sammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER). Dabei wurden unter anderem folgende Themen diskutiert:

- Auswirkungen und Anpassungen im Zusammenhang mit dem Inkrafttreten von REMIT II für die Schweiz und Schweizer Marktteilnehmer
- Massnahmen zur Bewältigung von hohen Energiepreise in den jeweiligen Ländern
- Analyse und Diskussion aktueller Marktereignisse

Zusätzlich fanden Koordinationssitzungen mit relevanten Akteuren wie der FINMA, der SIX, EPEX Spot und EEX statt. Diese Treffen dienten der Abstimmung und Vertiefung des Dialogs zu zentralen Marktthemen und regulatorischen Massnahmen.

4.3 Marktüberwachung 2024 in Zahlen

Mit der Einführung der REMIT-Verordnung im Jahr 2015 und der anschliessenden Umsetzung von Artikel 26a^{bis} der StromVV für Schweizer Elektrizitätsunternehmen, die auf EU-Märkten handeln, steigt die Anzahl der bei der ElCom registrierten Marktteilnehmer stetig an. Zum 31. Dezember 2024 waren insgesamt 101 Marktteilnehmer bei der ElCom registriert

(Abbildung 8). Das sind acht Registrierungen mehr als im Vorjahr. Fünf weitere sind in Bearbeitung. Im Laufe des Jahres haben keine De-registrierungen stattgefunden. Eine vollständige Übersicht der registrierten Marktteilnehmer ist auf der Website der ElCom unter der Rubrik «[Marktüberwachung](#)» einsehbar.

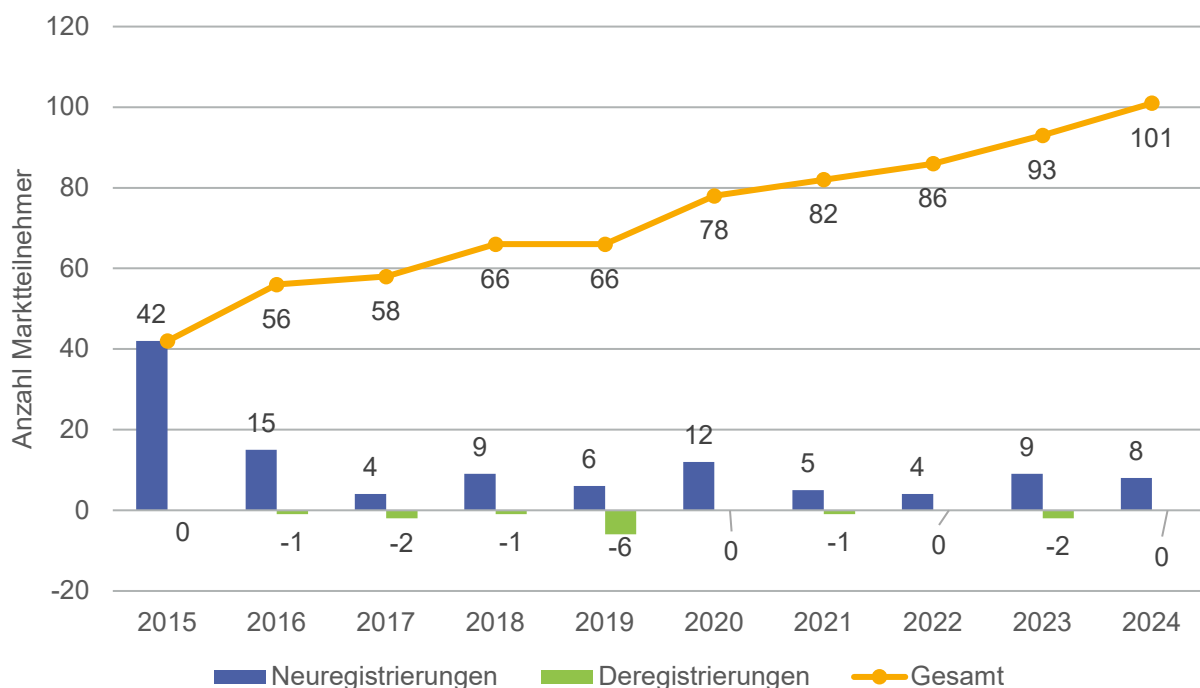


Abbildung 8: Entwicklung der Anzahl der bei der ElCom registrierten Marktteilnehmer.

Die rapportierungspflichtigen Energiehandelsgeschäfte der betreffenden Marktteilnehmer wurden auch im Jahr 2024 ausschliesslich über die neun an die IT-Systeme der ElCom angebotenen Registered Reporting Mechanisms (RRM) übermittelt. Zusätzlich befinden sich zwei weitere RRM derzeit im Anbindungsprozess, der voraussichtlich 2025 abgeschlossen wird.

Wie in den Vorjahren erfolgte die Übermittlung der Fundamentaldaten sowie der publizierten Insiderinformationen über speziell dafür eingerichtete Schnittstellen. Diese Daten übermittelten ENTSO-E und die EEX-Transparenzplattform, um die geforderte Transparenz und Nachvollziehbarkeit sicherzustellen.

Seit der Einführung der Rapportierungspflicht Ende 2015 hat die Anzahl der bei der ElCom registrierten Marktteilnehmer kontinuierlich zugenommen. Auch das Volumen der im Auf-

trag der Marktteilnehmer über die RRM übermittelten Daten ist grösser geworden.

Auch im Jahr 2024 stellten Standardverträge den Grossteil der eingereichten Meldungen dar. Der Trend war im Berichtsjahr noch deutlicher erkennbar: Mit mehr als 751 Millionen Transaktionen (Trades und Orders) wurden 654 Millionen Meldungen mehr als im Vorjahr übermittelt, was einem Anstieg von 674 % entspricht. Davon entfallen allein 706 Millionen auf rapportierte Orders, was einen Anstieg von 838 % im Vergleich zum Vorjahr bedeutet. Im Gegensatz dazu hat sich die Anzahl der gemeldeten Trades im Vergleich zu 2023 «nur» verdoppelt. Diese Entwicklung ist vor allem darauf zurückzuführen, dass immer öfter automatisierte Handelsalgorithmen in den Märkten mit Fliesshandel eingesetzt werden. Zudem besteht ein Trend hin zu immer kurzfristigerem Handeln.



Abbildung 9: Entwicklung der Anzahl der gemeldeten Transaktionen, Orders und Trades (Achse links), kumulierte Summe (Achse rechts).

Diese Entwicklung lässt sich auch beobachten, wenn die Kurzfristgeschäfte mit den Termingeschäften bei den Standardverträgen verglichen

werden. Kurzfristgeschäfte machten 95 % aller gemeldeten Standardverträge aus, verglichen mit 84 % im Jahr 2023.

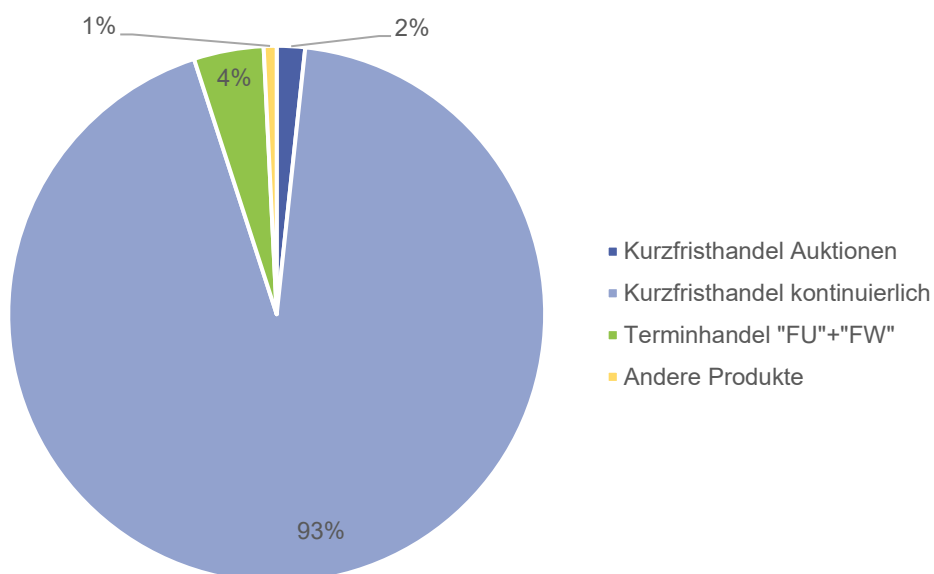


Abbildung 10: Aufteilung der Standardverträge nach Kurzfrist- und Terminhandel.

Auch 2024 spielten die Fundamentaldaten eine zentrale Rolle bei der Erstellung von verschiedenen Berichten, darunter der Versorgungssicherheitsbericht an das Bundesamt für Energie (BFE) sowie die wöchentlichen Spot- und Terminmarktberichte. Diese Publikationen dienen insbesondere dazu, die Transparenz für Marktteilnehmer auf der Produktions- und Verbrauchsseite zu erhöhen und Marktentwicklungen anschaulich darzustellen.

Die Verfügbarkeit dieser Daten ist wichtig für die Qualität der Analysen und Veröffentlichungen der ElCom. Im Jahr 2024 ist die Menge der übermittelten Fundamentaldaten nur leicht angestiegen, während sich die Zahl der Insiderinformationen verfünffacht hat: Mit rund 900 000 mehr Fundamentaldaten und 37 000 mehr Insiderinformationsmeldungen im Vergleich zu 2023 entspricht dies einer Zunahme von 20 % bzw. 539 %. Dieser Anstieg ist eine

Folge eines Backloadings, das zu Beginn des Jahres durchgeführt wurde.

Für die Monitoring- und Überwachungsaktivitäten greift die Sektion Marktüberwachung der ElCom auf ein breites Spektrum an Daten zurück. Dazu zählen Settlement-Preise für Strom, Gas und CO₂ von EEX und EPEX SPOT, Kohlepreise von Refinitiv sowie Informationen von European Commodity Clearing (ECC) und Gestore Mercati Energetici (GME), die als Referenzen für Berichte und Analysen genutzt werden.

Zusätzlich werden Daten wie die Füllstände der Schweizer Stauseen, Kraftwerksverfügbarkeiten in den Nachbarländern sowie Informationen aus öffentlichen Quellen – beispielsweise von Swiss Meteo – herangezogen. Diese ergänzen die Marktüberwachungsaktivitäten und leisten einen wichtigen Beitrag zur Qualität und Aussagekraft der erstellten Analysen.

4.4 Analyse der Preisentwicklung im August 2022

Im Laufe des Jahres 2022 stiegen die Preise für Terminprodukte auf dem Strommarkt aussergewöhnlich stark an. So erreichte das jährliche Schweizer Baseload-Produkt für 2023 am 26. August 2022 mit einem Schlusspreis von 1081 EUR/MWh einen absoluten Spitzenwert.

Aufgrund dieser aussergewöhnlichen Preisentwicklungen analysiert die ElCom für diesen Zeitraum die Niveaus der Strompreise in der Schweiz auf Terminprodukten, um festzustellen, ob diese Preisniveaus gerechtfertigt waren oder nicht. Die durchgeführten Untersuchungen umfassen sowohl eine fundamentale Betrachtung der Marktbewegungen als auch eine Analyse der entsprechenden Handelsgeschäfte von Marktteilnehmern.

In diesem Zusammenhang ist jedoch zu beachten, dass an die ElCom, basierend auf Artikel

26a^{bis} der Stromversorgungsverordnung (Strom-VV) nur die von Schweizer Marktteilnehmern auf den europäischen Märkten getätigten Transaktionen rapportiert werden. Transaktionen (Trades und Orders) auf dem Schweizer Markt werden der ElCom nicht gemeldet, mit Ausnahme solcher von den drei grössten Schweizer Energieunternehmen seit dem Inkrafttreten des Bundesgesetzes über subsidiäre Finanzhilfen zur Rettung systemkritischer Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft (FiREG).

Die gesammelten Daten ermöglichten es, das Verhalten dieser Unternehmen auf den in- und ausländischen Märkten während dieses Zeitraums – vor allem im August 2022 – zu untersuchen und die Effekte des Preisanstiegs auf ihre Strategien zu analysieren. Diese Analyse ermöglicht es auch, die Problematik der Preisvolatilität auf einem wenig liquiden Markt wie

dem Schweizerischen zu untersuchen. Es wurden vor allem die Aktivitäten der Schweizer Marktteilnehmer auf den verschiedenen Future- und Forward-Märkten betrachtet, sowohl das

Gebotsverhalten als auch die tatsächlich abgeschlossenen Transaktionen. Die Analyse steht kurz vor dem Abschluss und ist Gegenstand eines Berichts, der 2025 veröffentlicht wird.

4.5 Analyse der Sekundärregelenergie

Die seit Mitte 2022 signifikant erhöhten Preise für Sekundärregelenergie (SRE) und vor allem der verstärkte Anstieg seit Frühjahr 2024 lassen sich gemäss den Analysen des Fachsekretariats der ElCom (nachfolgend: Fachsekretariat) nicht fundamental begründen. Es muss daher angenommen werden, dass der Marktmechanismus bei SRE nur unvollständig funktioniert.

Die ElCom hat daher beschlossen, dass alle möglichen Massnahmen zu prüfen sind. Als kurzfristige Korrekturmassnahme hat sie eine befristete, differenzierte Preisgrenze auf vertraglicher Basis initiiert. Diese liegt bei 1000 EUR/MWh und betrifft lediglich verpflichtende SRE-Gebote – also SRE, die in Zusammenhang mit Sekundärregelleistung (SRL) angeboten wird. Die zwischen Swissgrid und den sogenannten Systemdienstleistungsverantwortlichen (SDV) abgeschlossene Vereinbarung tritt

ab Anfang März in Kraft und gilt bis Ende 2025. Die Preis- bzw. Gebotsgrenze stellt lediglich eine kurzfristige und zeitlich befristete Korrekturmassnahme dar. Mittel- und längerfristig sind alternative Massnahmen nötig, um den SRE-Markt effizienter auszugestalten und den Bedarf an Ausgleichs- und damit auch Regelenergie zu reduzieren.

SRE wird vom Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid beschafft, um kurzfristige Unausgeglichheiten im Stromnetz zur Erhaltung der Systemstabilität auszugleichen. Die Beschaffung der Energie sowie der zugrundeliegenden Leistung hat gemäss Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe b des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) und Artikel 22 Absatz 1 StromVV in einem marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zu erfolgen. Swissgrid führt hierzu Ausschreibungsverfahren durch.

4.5.1 Ausgangslage

Bis Mitte 2022 wurde die von Swissgrid beschaffte SRE pauschal auf Basis eines 20 %-Zu- bzw. -Abschlags auf den Spotmarktpreis abgegolten. Ein Ausschreibungsverfahren fand lediglich für die damit verbundene SRL statt. Nach der Umstellung des schweizerischen Beschaffungsregimes auf ein in der EU vorgesehenes harmonisiertes Design (PICASSO) Mitte 2022 wurde auch für SRE ein Ausschreibungsmodell eingeführt, sodass auch die SRE-Abgeltung auf Basis entsprechender individueller Gebotspreise erfolgt. Mit dieser Umstellung des Beschaffungsregimes stiegen die SRE-Prei-

se – bzw. die entsprechenden Auf- und Abschläge über den Spotmarktpreisen – und damit die Kosten für SRE spürbar an. Anfang Sommer 2024 akzentuierte sich der Anstieg der SRE-Preise markant und verharrte dann auf hohem Niveau. Die nachfolgenden Abbildungen illustrieren die erhöhten SRE-Aktivierungspreise seit Mitte 2022, als das Beschaffungsregime geändert wurde, sowie die markante Erhöhung ab Frühjahr/Sommer 2024. Abbildung 11 vergleicht simulierte SRE-Zuschläge über dem Spotmarktpreis gemäss altem Regime (also Spotmarktpreis +20 %) mit den effek-

tiven Zuschlägen über dem Spotmarktpreis, die seit Juli 2022 bezahlt wurden. Abbildung 12 illustriert die damit verbundenen Kosten für die SRE-Beschaffung unter Berücksichtigung

der abgerufenen Energiemengen (Hinweis: Dargestellt sind nur die Preis- bzw. Kostenaufschläge für positive SRE (SRE+: zusätzliche Einspeisung) über dem Spotmarktpreis.).

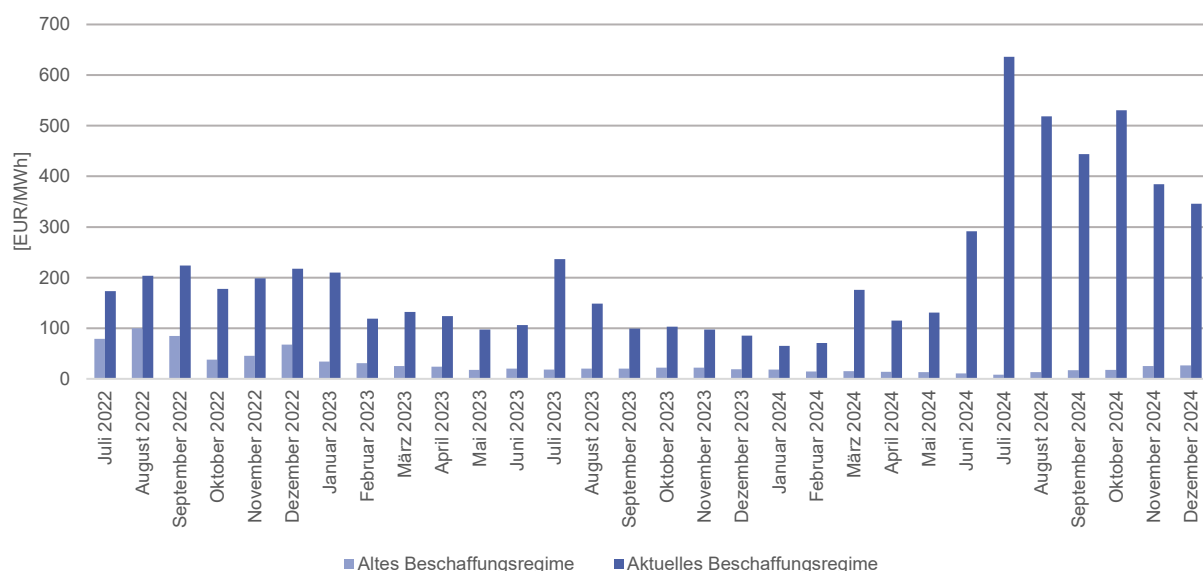


Abbildung 11: Vergleich der mittleren monatlichen Preise für Abrufe von SRE+ (dargestellt als Aufschläge über dem jeweiligen Spotmarktpreis in EUR/MWh) gemäss den effektiven Zuschlägen im aktuellen Beschaffungsregime gegenüber den simulierten Zuschlägen im alten Beschaffungsregime (Spotmarktpreis +20 %).

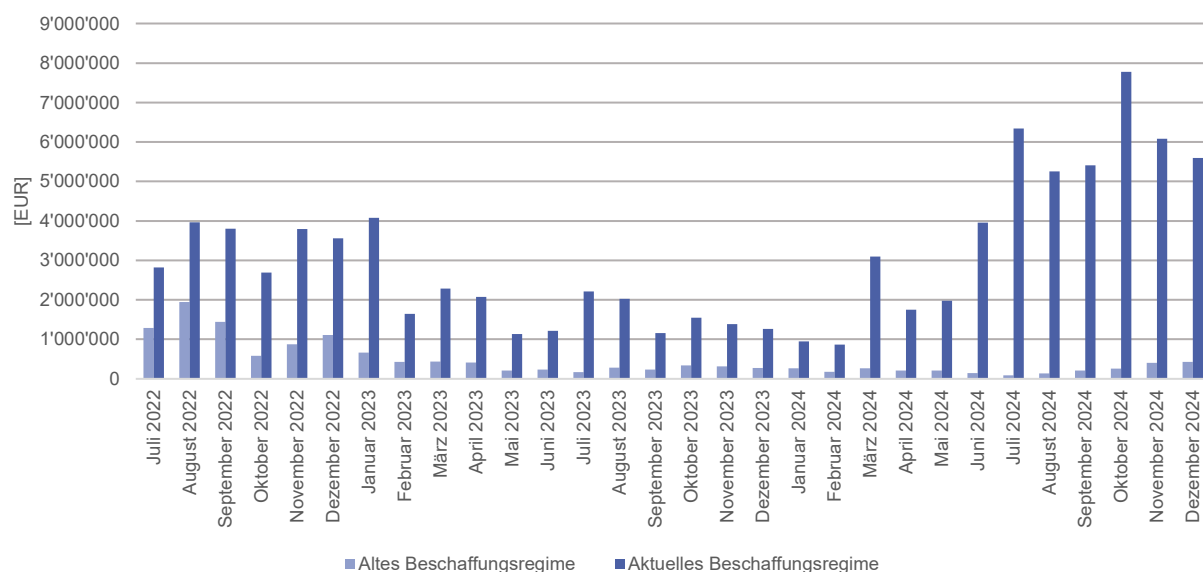


Abbildung 12: Vergleich der absoluten monatlichen Kosten für die Aktivierung von SRE+ (dargestellt als Aufschläge über den Kosten gemäss Spotmarktpreis in EUR/MWh) gemäss aktuellem Beschaffungsregime gegenüber den simulierten Kosten im alten Beschaffungsregime.

Die Entwicklung der monatlichen Durchschnittspreise der SRE-Angebote ist in der Abbildung 13 dargestellt.

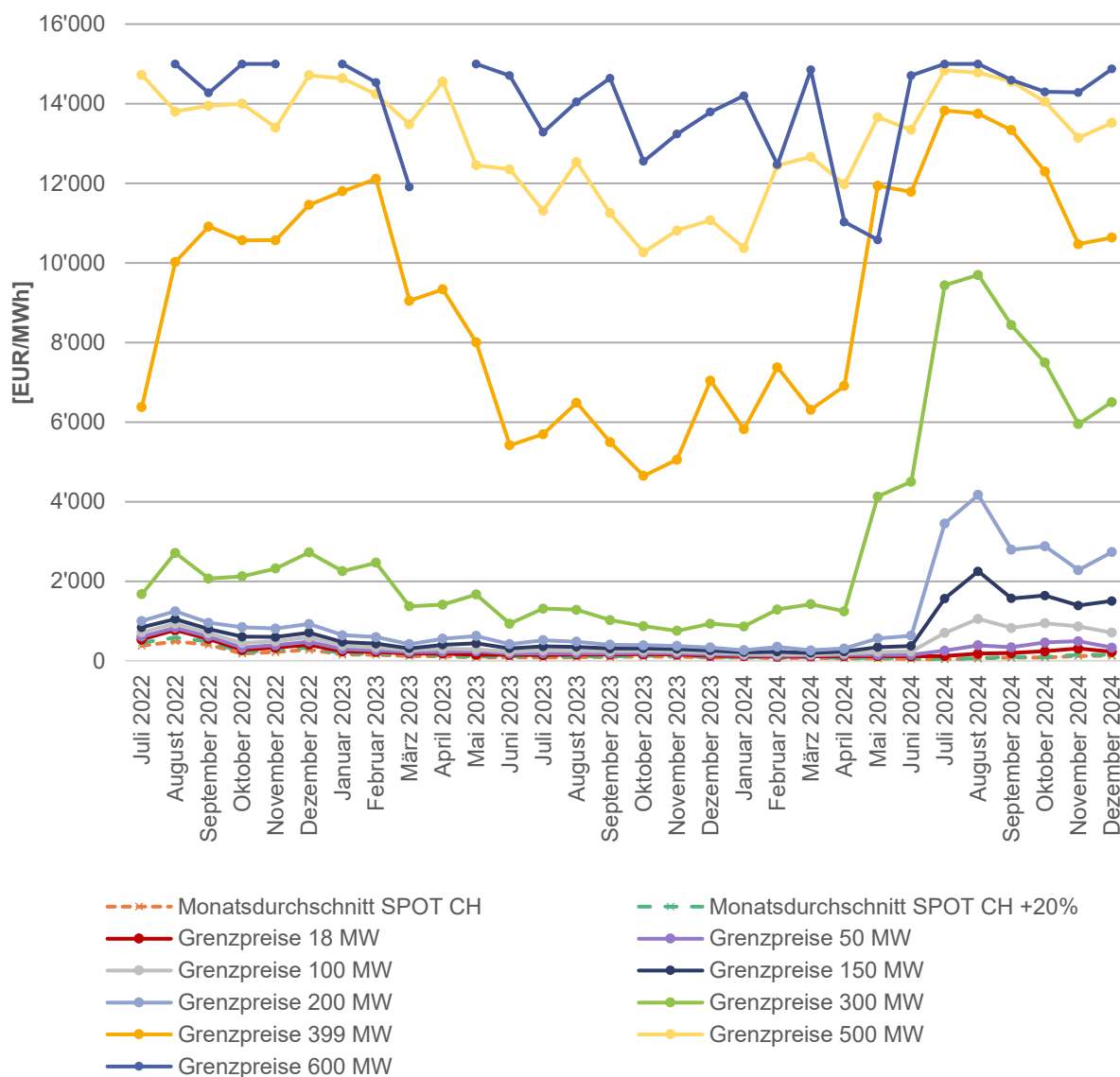


Abbildung 13: Angebotsgrenzpreise für SRE+ (bis 600 MW).

Gleichzeitig war in jüngster Zeit ein starker Anstieg der Unausgeglichheiten in der Regelzone Schweiz zu verzeichnen, sodass Swissgrid mehr Regelernergie abrufen musste. Dadurch erhöhten sich die SRE-Kosten zulasten der Endver-

braucherinnen und Endverbraucher zusätzlich. In diesem Kontext könnten verstärkte Unausgeglichheiten zu einem potenziellen Liquiditätsrisiko für Marktakteure werden und eine Gefahr für die Marktstabilität zur Folge haben.

4.5.2 Vorgehen des Fachsekretariats

Aufgrund ihrer allgemeinen Zuständigkeit zum Vollzug des Stromversorgungsrechts und ihrer Aufsicht über die Beschaffung von SRL und SRE kann die ElCom tätig werden, wenn eine vom Ergebnis her nicht marktorientierte und damit nicht effiziente Beschaffung besteht. Zu berücksichtigen ist dabei, dass die Preise für SRE direkt die Ausgleichsenergiepreise und damit auch die Elektrizitätspreise der Endverbraucherinnen und Endverbraucher beeinflussen.

Die angestiegenen SRE-Preise bzw. die Aufschläge über dem Spotpreis führten bereits Anfang 2023 zu Anfragen beim Fachsekretariat, woraufhin es die Preisbildung bei SRE analysierte. Weitere Analysen folgten aufgrund des akzentuierten Preisanstiegs ab Anfang Sommer 2024. Das Fachsekretariat kommt zum Schluss, dass sich die seit Mitte 2022 signifikant erhöhten SRE-Preisaufschläge über dem Spotmarktpreis und vor allem der zusätzliche Anstieg der SRE-Preise seit Frühjahr 2024 nicht durch fundamentale Faktoren begründen

lassen. Es nimmt daher an, dass der Wettbewerb bei SRE nur unvollständig funktioniert und sich bei der SRE-Beschaffung auch keine marktorientierten Ergebnisse zeigen. Das Fachsekretariat hat dazu am 31. Oktober 2024 eine [Mitteilung](#) publiziert.

Anfang Oktober orientierte das Fachsekretariat die SDV über seine Analysen und präsentierte einen Vorschlag für eine kurzfristige Korrektur durch eine vertraglich basierte Preisgrenze (Cap) für SRE. Zudem forderte es die SDV auf, zu den möglichen Gründen für die angestiegenen SRE-Preise schriftlich Stellung zu nehmen und gleichzeitig ihre Bereitschaft für eine auf vertraglicher Basis zwischen Swissgrid und den SDV implementierten Cap zu signalisieren.

Das Fachsekretariat wertete die Rückmeldungen der SDV aus, nahm – auch darauf basierend – weitere Untersuchungen vor und leitete daraus ein differenziertes Modell für eine Preisbegrenzung bei SRE ab.

4.5.3 Einführung und Ausgestaltung des SRE-Preis-Caps

Beim zeitlich befristeten SRE-Preis-Cap handelt es sich um einen beschränkten und differenzierten Eingriff. Einerseits sind vom Cap nur die Angebotspreise für die Energielieferung (SRE) betroffen, nicht tangiert sind dagegen die angebotene Leistung (SRL) sowie die Tertiärregelung (TRL und TRE). Andererseits gilt die Preisbegrenzung nur für einen Teil der SRE-Gebote, nämlich für die sogenannten verpflichtenden Gebote. Bei diesen handelt es sich um den grössten Teil der Gebote. Sie haben bereits einen Zuschlag für die angebotene Leistung (SRL) erhalten, und die jeweiligen SDV sind verpflichtet, die entsprechende Energie vorzuhalten. Hierbei decken die Kraftwerksbetrei-

ber ihre Opportunitätskosten bereits wesentlich über die SRL-Abgeltung. Sogenannte freiwillige Gebote (die nicht an eine SRL-Prämie gebunden sind) sind dagegen von der Einführung des Cap nicht betroffen.

Die Preisgrenze für verpflichtende SRE-Gebote liegt gemäss der Vereinbarung neu bei 1'000 EUR/MWh (bislang 15 000 EUR/MWh). Da es eine Vorlaufzeit für die technische Umsetzung brauchte, trat der Cap erst ab Kalenderwoche 10 im Jahr 2025 in Kraft (3. März 2025). Zudem ist er befristet bis Ende Kalenderwoche 52 im Jahr 2025.

4.5.4 Umsetzung der Preis- bzw. Gebotsbegrenzung

Das Fachsekretariat hat die zeitlich befristete Zusatzvereinbarung auf Basis dieser Eckwerte zur Einführung eines Cap anschliessend den SDV zur allfälligen Unterzeichnung vorgelegt. Mittlerweile haben Swissgrid und sämtliche SDV mit Ausnahme eines Marktakteurs die Zusatzvereinbarung unterzeichnet. Damit ist sie zustande gekommen. Um die Gleichbehandlung sicherzustellen sowie zur Gewährleistung einer marktorientierten und effizienten Beschaffung von SRE hat Swissgrid den Rahmenvertrag gegenüber dem nicht unterzeichnenden SDV gekündigt. Selbstverständlich steht diesem SDV die Möglichkeit offen, jederzeit wieder mit Swissgrid einen Rahmenvertrag für die Teilnahme an

der Sekundärregelung (inkl. Zusatzvereinbarung) abzuschliessen. Das Fachsekretariat hält die befristete und differenzierte Preisgrenze für eine notwendige und verhältnismässige Massnahme. Mit einer derartigen differenzierten Ausgestaltung des Cap sind voraussichtlich spürbare Auswirkungen auf die SRE-Kosten zu erwarten, was letztlich die Endverbraucherinnen und Endverbraucher (gerade auch in der Industrie) entlastet. Umgekehrt werden durch die Differenzierung allfällige Risiken oder Verzerrungen minimiert, da der Cap die Höhe des SRE-Preises nicht generell eingeschränkt. Zudem kann die Preisgrenze bei ausserordentlichen Bewegungen an den Märkten angepasst werden.

4.5.5 Weitere Massnahmen notwendig

Die Einführung des Preis-Cap ist aus Sicht des Fachsekretariats eine notwendige kurzfristige und zeitlich befristete Korrekturmassnahme. Mittel- und längerfristig sind aber weitere bzw. alternative Massnahmen nötig, um den SRE-Markt effizienter zu gestalten und den Bedarf an Regelenergie zu reduzieren.

Bei der Verbesserung der Effizienz des SRE-Marktes geht es vor allem darum, durch vereinfachte Teilnahmebedingungen und effizientere Prozesse die Markteintrittsschranken zu reduzieren und die Liquidität bzw. die Wettbewerbsintensität im Markt zu erhöhen. In diesem

Zusammenhang prüft die ElCom gemeinsam mit dem BFE, ob Anpassungen im rechtlichen Rahmen nötig und geeignet wären, etwa im Zusammenhang mit der erleichterten Teilnahme von alternativen Anbietern für negative Regelernergie im SRE-Markt. Bei den Massnahmen zur Verbesserung des Ausgleichs der Regelzonen geht es unter anderem um Verbesserungen bei der Daten- und Prognosequalität, etwa durch Präzisierung oder Anpassung der Prozesse für das Bilanzmanagement oder durch Verbesserung der Anreizmechanismen. Letzteres könnte zum Beispiel durch eine Überarbeitung des Ausgleichsenergie-Preismechanismus erfolgen.

4.6 Liquiditätsmonitoring nach FiREG

Seit der Einführung des FiREG im Jahr 2022 übermitteln systemkritische Unternehmen monatlich die nach Artikel 19 geforderten Daten – allerdings in unterschiedlichen Formaten und mit variierendem Inhalt. Die Unterschiede ergeben sich aus den unternehmensspezifisch verfügbaren internen Daten.

Die Erfahrungen der ElCom zeigen, dass zusätzliche Informationen nötig sind, um den Vollzug des FiREG und das damit verbundene Liquiditätsmonitoring weiter zu verbessern. Deshalb hat sie vor allem 2024 sowohl bilaterale Gespräche als auch gemeinsame Abstimmungen mit allen betroffenen systemkritischen Unternehmen geführt. Ziel

war es, eine Einigung über die zu übermittelnden Daten zu erzielen und die Standardisierung der Datenformate voranzutreiben.

Ein wichtiger Meilenstein wurde im Oktober 2024 erreicht: Die systemkritischen Unternehmen begannen, die angefragten Daten im vereinbarten Format an die ElCom und das BFE zu übermitteln.

Dennoch bestehen weiterhin Unterschiede im Inhalt der übermittelten Daten, die eine weitere Harmonisierung und Stabilisierung erfordern.

Die ElCom arbeitet intensiv daran, diese Daten in einen neuen, umfassenden Bericht zu integrieren, um die Transparenz und die Effizienz in der Umsetzung des FiREG nachhaltig zu verbessern.

4.7 Ausblick auf neue gesetzliche Rahmenbedingungen

Das FiREG, besser bekannt als Rettungsschirm, trat am 1. Oktober 2022 in Kraft. Ursprünglich als Reaktion auf die extremen Preissteigerungen im Sommer 2022 eingeführt, ist es bis zum 31. Dezember 2026 befristet. Ziel ist es, ab 2027 eine unbefristete, dauerhafte Regelung zu schaffen, wie es die Motion Herzog 22.4132 fordert.

Ein zentraler Baustein der Nachfolgeregelung ist das im Parlament diskutierte Bundesgesetz über die Aufsicht und Transparenz in den Energiegrosshandelsmärkten (BATE). Dieses zielt darauf ab, die Transparenz im Energiehandel zu erhöhen, die Aufsicht zu verbessern und so die Systemstabilität sowie die Versorgungssicherheit zu stärken.

Von März bis Juni 2024 führte der Bundesrat eine Vernehmlassung zu Änderungen des Strom-VG durch, welche die spezifischen Anforderungen an systemrelevante Unternehmen adressieren sollten. Darin werden die Anforderungen an die Liquidität systemrelevanter Unternehmen überarbeitet, um eine Balance zwischen der Effektivität der Vorgaben, dem Aufwand für die betroffenen Unternehmen und die ElCom sowie der Praktikabilität der Aufsicht zu gewährleisten. Zudem umfasst die Vorlage konkrete Auskunftspflichten, etwa ein regelmässiges Reporting der Liquiditäts-, Eigenkapital- und Verschuldungssituation an die ElCom, um Transparenz und Nachvollziehbarkeit sicherzustellen.

4.8 Auswirkungen von REMIT II auf Schweizer Marktteilnehmer

Mit Inkrafttreten der EU-Verordnung 2024/1106 vom 11. April 2024 (kurz REMIT II) zur Änderung der Verordnungen (EU) Nr. 1227/2011 (REMIT) und (EU) 2019/942 wurden auf Seiten ACER Neuerungen bei der Registrierung von Marktteilnehmern vorgenommen, die sich grösstenteils im Europäischen Registrierungsregister (CEREMP) widerspiegeln. Dies bedingt entsprechende Anpassungen bei der Registrierung der Marktteilnehmer mit Sitz in der Schweiz bei der ElCom. Sie betreffen neu vor allem die Angaben zum algorithmischen Handel sowie zum direkten

elektronischen Zugang (DNE). Die betroffenen Marktteilnehmer müssen nun angeben, ob sie diese Services nutzen bzw. anbieten.

Im Zuge des Updates auf Seiten der ElCom ist zudem die Eingabe zur Plattform für die Publikation der Insiderinformationen obligatorisch. Die Schweizer Marktteilnehmer sind nun unbedingt verpflichtet, anzugeben, auf welcher Plattform sie ihre Insiderinformationen veröffentlichen. Dazu zählen in der Regel vor allem ungeplante Kraftwerksausfälle.

Eine weitere Änderung nach REMIT II sieht vor, dass Marktteilnehmer, die in Drittländern ansässig oder niedergelassen sind, einen Vertreter in einem EU-Mitgliedstaat benennen müssen. Er muss befugt sein, im Namen des Marktteilnehmers zu handeln, um eine effiziente und rechtzeitige Zusammenarbeit mit der jeweiligen Regulierungsbehörde (NRA) sowie die Einhaltung der Entscheidungen und Auskunftersuchen von ihnen oder von ACER zu gewährleisten. Diese Regelung betrifft alle Marktteilnehmer mit Sitz in der Schweiz. Der Vertreter im jeweiligen EU-Land muss im Registrierungstool der ElCom angegeben werden.

Gemäss REMIT II müssen die organisierten Marktplätze (OMP) oder Dritte, die in ihrem Namen für Rapportierungszwecke verpflichtet werden, neu alle Handelsdaten direkt an ACER melden. Für Marktteilnehmer mit Sitz in der Schweiz stellt dies eine besondere Situation dar. Zuvor erhielten sie von den OMP die Daten im Zusammenhang mit ihren Aktivitäten auf den OMP und konnten somit die relevanten Daten gleichzeitig an ACER und die ElCom über

die RRM ihrer Wahl übermitteln. Infolge der Änderung ist es für die Schweizer Marktteilnehmer nun unmöglich, ohne die Unterstützung der OMP ihre gesetzlichen Meldepflichten gegenüber der ElCom gemäss Artikel 26a^{bis} StromVV zu erfüllen. Die ElCom hat sich dafür eingesetzt, dass die OMP die meldepflichtigen Daten weiterhin auf die gleiche Weise, zur gleichen Zeit und im gleichen Format wie vor der Änderung des Meldeverfahrens aufbereiten und den Schweizer Marktteilnehmern wie bisher zur Verfügung stellen. Die weitere Übermittlung der Daten an die ElCom organisieren die Marktteilnehmern via ihre RRM selbst.

OMP, die erwägen, den Schweizer Marktteilnehmern den Service der direkten Berichterstattung an die ElCom anzubieten, unterstützt die ElCom bei der Anbindung an die Infrastruktur der ElCom.

Da die Durchführungsverordnungen, die sogenannten Implementing Acts, zur Umsetzung von REMIT II noch nicht ausgearbeitet und eingeführt sind, sind im Laufe von 2025 auch weitere Änderungen und Anpassungen zu erwarten.

5 Die Versorgungssicherheit



Die Schweiz wird auch als «Wasserschloss Europas» bezeichnet. Ein Grossteil der inländischen Stromproduktion stammt aus Wasserkraft. Im Bild zu sehen der Gelmersee im Berner Oberland.

5.1 Einleitung

Die ElCom ist gemäss Stromversorgungsgesetz (StromVG, vgl. Art. 22 Abs. 3 und 4) für die Überwachung der Versorgungssicherheit zuständig. Zeichnet sich mittel- oder langfristig eine erhebliche Gefährdung der inländischen Versorgung ab, unterbreitet die ElCom dem Bundesrat Massnahmen nach Artikel 9 StromVG. Solche Massnahmen können die Effizienz der Verwendung von Elektrizität, die Beschaffung von Elektrizität oder die Verstärkung und den Ausbau von Elektrizitätsnetzen betreffen. Die Versorgungssicherheit ist dann gewährleistet, wenn jederzeit die gewünsch-

te Menge an Energie mit der erforderlichen Qualität und zu angemessenen Tarifen im gesamten Stromnetz erhältlich ist.

Im Berichtsjahr prägte wie in den Jahren zuvor der Krieg in der Ukraine die Versorgungssicherheit negativ. Die Preisniveaus im europäischen und schweizerischen Strommarkt waren daher weiterhin erhöht, die Markt- und Versorgungslage blieb generell leicht angespannt. Daher führte die ElCom die genaue Beobachtung der Versorgungslage, auch im Rahmen der Arbeitsgruppe Versorgungssicherheit, weiter.

5.2 Rückblick auf den Winter 2023/2024

Die durch den Einmarsch Russlands in die Ukraine ausgelösten politischen Spannungen, inklusive Sanktionen im Energiesektor, führten ab dem Jahr 2022 zu Verwerfungen an den (euro-

päischen) Energiemärkten. Die sanktionsbedingten Kürzungen von Energieimporten aus Russland zogen erhebliche Preisausschläge und Unsicherheiten an den Energiemärkten nach

sich. In ganz Europa – auch in der Schweiz – wurden im Zuge dessen Massnahmen ergriffen, um die Energieversorgung, insbesondere im Hinblick auf die Wintermonate, zu sichern. In den folgenden Kapitel wird aufgelistet, welche

Massnahmen ergriffen und auch 2023/2024 implementiert wurden, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die Auflistung konzentriert sich auf Massnahmen mit mittelbarer und unmittelbarer Beteiligung der ElCom.

5.3 Vorfälle im Jahresverlauf

Die von der ElCom geleitete Arbeitsgruppe Versorgungssicherheit tagte durchgehend auch im Sommer, um die Versorgungslage beim Strom – die sich weiterhin auch im erhöhten Preisniveau spiegelte – und deren Entwicklung eng zu überwachen.

Die Liefersituation beim Gas war gut, auch wegen umfangreicher Verbesserungen entlang der Lieferketten für Flüssiggas und der planmässigen Vorhaltung in EU-Gasspeichern. Mögliche Unsicherheiten bei der Gasversorgung bestehen allerdings weiterhin.

Die normale Einsatzfähigkeit der schweizerischen und französischen Kernkraftwerke hat wesentlich zur Entspannung der Lage beigetragen. Anhaltend hohe Sommertemperaturen können jedoch Auswirkungen auf den Betrieb der Schweizer Kernkraftwerke haben, wenn zur Vermeidung hoher Flusswassertemperaturen eine Produktionsreduktion oder -einstellung nötig wird. Die ElCom hat in den Sommermonaten 2024 die Situation im Kernkraftwerk Beznau durchgehend überwacht. Aufgrund des Wetterverlaufs musste die Produktion im Berichtsjahr temperaturbedingt aber nur kurzfristig eingeschränkt werden.

Um die Energieversorgung für den Winter zu stärken, stand im Berichtsjahr, neben den verschiedenen Produktionsreserven (vgl. nachfolgendes Kapitel), im Übertragungsnetz die Möglichkeit zur temporären Spannungserhöhung von 220 auf 380 kV der Gemmi-Leitung bereit. Diese Massnahme darf jedoch nur im äussersten Notfall eingesetzt werden.

Falls die Schweiz im Winterhalbjahr durch häufige positive Redispatch-Aktivierungen bei Kraftwerken im Inland die Nachbarländer bei Netzproblemen unterstützt, kann dies den Speicherfüllstand in der Schweiz negativ beeinflussen. Zwischen Oktober und Dezember 2024 wurden insgesamt etwa 40 GWh (davon 5 GWh am 16. Dezember 2024) zu diesem Zweck in der Schweiz produziert (vgl. Abbildung 21, Kapitel 7.1). Diese Energie, die etwa einem Viertel vom Tagesverbrauch der Schweiz entspricht, floss direkt ins Ausland. Das System der gegenseitigen Hilfestellung zwischen Nachbarländern und deren Übertragungsnetzbetreibern erhöht die Resilienz des Stromsystems in der Region und stützt bei Bedarf auch die Schweiz.

Bereits in der Vergangenheit kam es zu vereinzelten grösseren Unausgeglichheiten der Schweizer Regelzone. Der Trend über die Jahre nimmt jedoch zu und hat sich im Jahr 2024 deutlich verstärkt. Am 22. April 2024 hatten zum Beispiel sehr viele Schweizer Bilanzgruppen gleichzeitig zu wenig Energie in ihren Bilanzportfolios, was zu einer Unausgeglichtheit der Schweizer Regelzone von bis zu 1400 MW führte. Die Produktion aus Photovoltaikanlagen in der gesamten Schweiz an diesem Tag war deutlich geringer als erwartet. Die Aktivierung von viel Regelleistung löste auch den Abruf von sehr teurer Reserveenergie aus. Die Kosten für den Abruf von Regelleistung an diesem Tag beliefen sich auf rund 7,1 Millionen Franken.¹

Die Abbildung 14² gibt einen Überblick über die langjährigen Trends der Unausgeglichheiten. Folgendes ist besonders auffällig: Erstens hat sich ein langjähriger Trend zu immer mehr Un-

ausgeglichenheiten mit immer flacheren und breiteren Verteilungen entwickelt und setzt sich fort. Zweitens sind die Extremereignisse besonders auffällig und haben auch im Jahr 2024 Aufmerksamkeit in den Medien erregt, ändern aber wenig an der grundsätzlichen Einschätzung der Situation, dass der langjährige Trend auch ohne diese Extremereignisse zu beobachten ist. Alle Unausgeglichenheiten müssen durch den Einsatz von Regelernergie (Sekundär- und Tertiärregelernergie), internationale Kooperationen wie Frequency Containment Reserve (FCR, Primärre-

gelleistung) und Imbalance Netting (IGCC-Projekt) ausgeglichen werden. Eine erste offensichtliche Folge der grossen Unausgeglichenheiten ist ein erhöhter Bedarf an Regelreserven und der Einsatz grösserer Mengen an Regelernergie.

¹ Die von Swissgrid den Bilanzgruppen in Rechnung gestellte Ausgleichsenergie betrug aufgrund des geltenden Mechanismus rund 8,5 Millionen Franken. Die Differenz der Beträge (1,4 Millionen Franken) fliesst gemäss StromVG in die Tarifikalkulation von Swissgrid ein und wird zur Deckung von Kosten verwendet, die unter anderem im Zusammenhang mit der Bereitstellung der Regelleistung durch die Kraftwerksbetreiber anfallen.

² Die Sie zeigt die an die Messdaten der Regelzone angepasste Normalverteilung. Eine positive Position bedeutet, dass die Regelzone long ist (d.h. mehr Energie wird produziert oder importiert, als verbraucht oder exportiert wird), eine negative Position bedeutet, dass sie short ist.

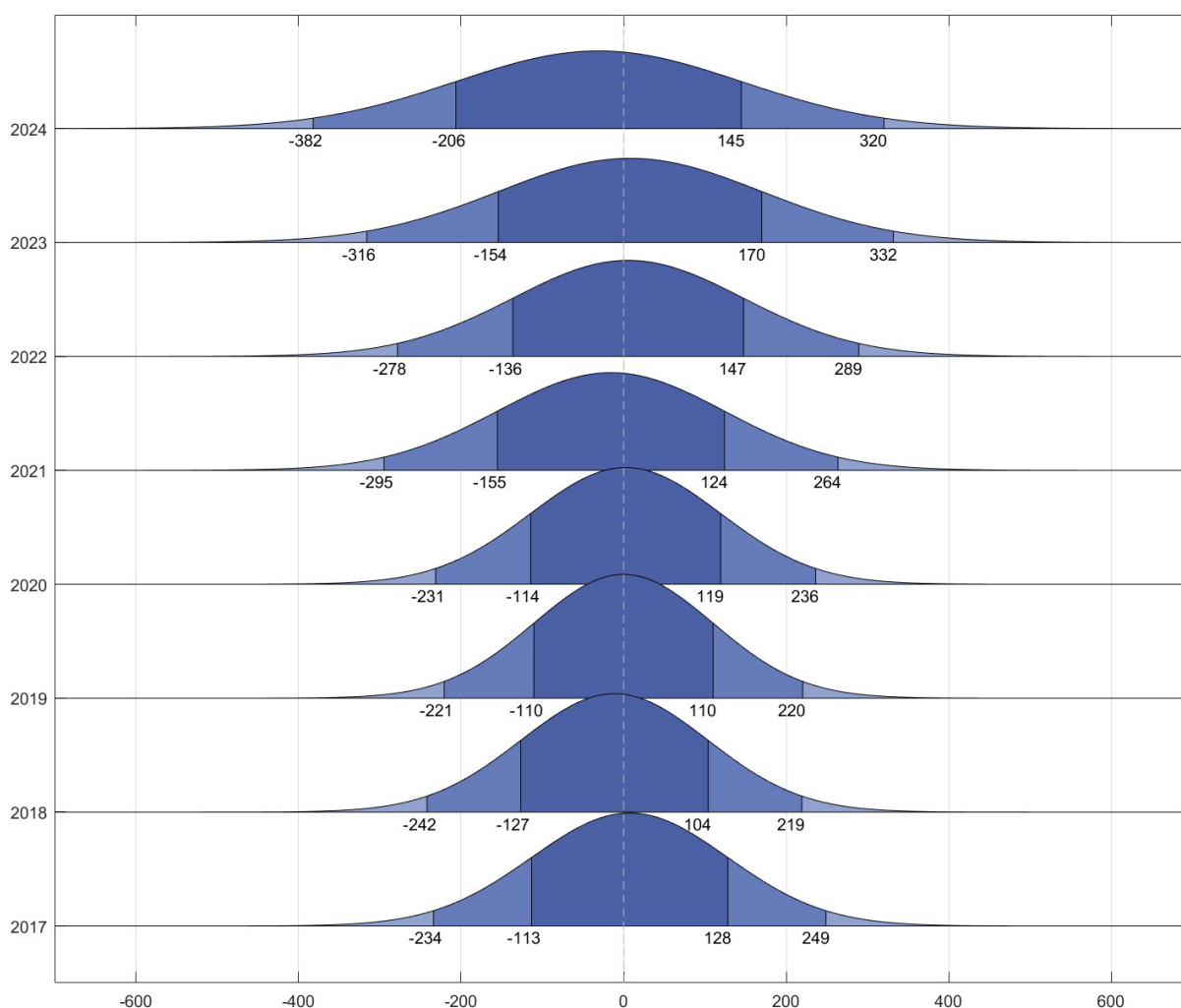


Abbildung 14: Verteilungen der gesamten Systemunsausgeglichenheiten der Regelzone Schweiz in MW. Die Verteilungen sind in verschiedenen Farben entsprechend der Standardabweichung (σ) und der doppelten Standardabweichung (2σ) der angepassten Normalverteilung dargestellt.

Aus der Analyse der Daten lassen sich weitere Beobachtungen ableiten. Im Laufe der Jahre bewegt sich der Mittelwert um die Null, siehe

Tabelle 2. Der relativ grosse negative Wert für 2024 ($\mu_{H1_2024} = -30,9 \text{ MW}$) sollte beachtet und weiter beobachtet werden.

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

Tabelle 2: Unausgeglichheiten, Mittelwert und Standardabweichung der Verteilungen in MW.

5.4 Reserven

Um einer Strommangellage, insbesondere gegen Ende des Winters, vorzubeugen, hat der Bundesrat schon für den Winter 2022/2023 unter anderem den Bau eines Reservekraftwerks in Birr (AG), die Bereitstellung weiterer Reservekraftwerke in Cornaux (NE) und Monthey (VS) und Notstromgruppen als ergänzende Reserven eingerichtet. Ausserdem hat er die El-

Com beauftragt, eine Wasserkraftreserve zu beschaffen. Auf diese Massnahme wurde auch für den Winter 2023/2024 sowie 2024/2025 nicht verzichtet. Den etwaigen Einsatz der Reserven hat die ElCom mit den [Weisungen](#) 5/2023 bzw. 6/2024 zur Abrufordnung der Kraftwerke der Winterreserve geregelt.

5.4.1 Wasserkraftreserven

Für den Winter 2024/2025 hat die ElCom mit der [Weisung](#) 5/2024 «Eckwerte für die Errichtung einer Wasserkraftreserve im hydrologischen Jahr 2024/2025» die Beschaffung einer Wasserkraftreserve von 300 GWh \pm 100 GWh für den Zeitraum von 1. Februar 2025 bis 12. Mai 2025 beschlossen. Die Beschaffung fand in drei gestaffelten Teilausschreibungen im Sommer 2024 statt. Die erste Runde wurde am 24. Juli 2024 erfolgreich abgeschlossen. Es haben Gebote im Umfang von 63 GWh einen Zuschlag erhalten. Die Kosten der ersten Tranche betrugen 3,3 Mil-

lionen Euro. Die zweite Runde für die Wasserkraftreserve wurde am 14. August 2024 beendet. Hierbei erhielten zusätzliche 82 GWh für 5,6 Millionen Euro den Zuschlag. In der dritten und letzten Runde der Ausschreibung am 28. August 2024 haben Gebote im Umfang von 105 GWh einen Zuschlag erhalten. Die Kosten für diese dritte Tranche betrugen weitere 7,6 Millionen Euro. Die beschaffte Menge aus den drei Runden belief sich auf 250 GWh, die gesamten Kosten auf 16,5 Millionen Euro.

5.4.2 Ergänzende Reserven

Die drei Reservekraftwerke verfügen gesamthaft über eine Leistung von 326 MW, die für

den Winter 2024/2025 wiederum bereitstehen. Entsprechende Tests hat die ElCom im Februar

2024 federführend begleitet. Zusätzlich wurden 2023/2024 Verträge mit gepoolten Notstromgruppen mit einer Leistung von 266 MW

geschlossen, die in Notsituationen ebenfalls zum Abruf gemäss Abrufordnung bereitstehen.

5.5 Ausblick

Auch wenn die Preise über das Berichtsjahr auf einem erhöhten Niveau verweilten, war die Versorgungssicherheit jederzeit gewährleistet. Eine schlecht einschätzbare Unwägbarkeit bleibt – wie im Berichtsjahr – eine allfällige Eskalation der geopolitischen Lage in Zusammenhang mit der Ukraine. Sollte sich daraus eine Gasmangel- lage oder eine Störung der Stromversorgung in ganz Europa ergeben, hätte dies voraussichtlich auch negative Auswirkungen auf die Stromversorgungssicherheit in der Schweiz.

Zur Bedarfsabschätzung für die Ausschreibung von Ersatzanlagen in den ergänzenden Reserven hat die ElCom neben einer eigenen Abschätzung zuhanden des Eidgenössischen Departements für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) auch eine Aktualisierung der Adequacy-Studie zur Analyse der Versorgungssicherheit bei der Swissgrid in Auftrag gegeben und gestartet. Die Ergebnisse sind 2025 zu erwarten.

Das Thema der grossen und über die Jahre zunehmenden Unausgeglichenheit der Regelzone Schweiz (vgl. Kapitel 5.3) hat die ElCom sowohl mit den Bilanzgruppenverantwortlichen mit Ausspeisepunkten und Swissgrid als auch in zwei öffentlichen [Mitteilungen](#) zur Regelzonenausgeglichenheit und zur dringlichen Verbesserung der Datenqualität aufgegriffen.

Verschiedene Massnahmen wurden aufgrund der Unausgeglichenheiten eingeleitet. Die Überprüfung des Ausgleichsenergie-Preismechanismus ist bereits angelaufen, und Swissgrid steht

dazu im Dialog mit den Bilanzgruppenverantwortlichen. Ein weiterer Fokus richtet sich auf die Verfügbarkeit der notwendigen Informationen und die Qualität der Messdaten, die nicht nur für die Abrechnung, sondern auch für Verbrauchs- und Produktionsprognosen der Bilanzgruppen dienen sollen. Diese Prognosen sind täglich zu berechnen und beruhen unter anderem auf zeit- und realitätsnahen Messwerten. In Bezug auf den Austausch der VNB-Bilanzgruppe hat die ElCom bereits festgehalten, dass die gesetzlichen Anforderungen an die Entflechtung kein Hindernis für die Sicherstellung des notwendigen Informationsaustausches darstellen. Eine systematische Überprüfung der bestehenden Prozesse und Regelungen zwischen Bilanzgruppenverantwortlichen, Subbilanzgruppen und Verteilnetzbetreibern erscheint notwendig und sinnvoll. Zuletzt ist die Optimierung der Prognosen zu erwähnen. Sie erfolgt schon heute unter anderem auf der Basis von meteorologischen Daten. Aufgrund der Vorkommnisse im Jahr 2024 und mit Blick auf die hohen Zubauraten bei der Photovoltaik muss überprüft werden, wie die vorhandenen Wetterdaten und -prognosen aus den numerischen Wettermodellen in die Produktionsprognosen einbezogen werden. Insbesondere die Berücksichtigung der Veränderungen der Wetterprognosen an Wochenenden ist eine Massnahme, die wesentlich zu einer Verbesserung der Situation beitragen dürfte.

Die ElCom wird die subsidiär von den betroffenen Akteuren eingeleiteten Massnahmen weiter überwachen. Der Fokus richtet sich dabei auf die zeitnahe Optimierung der bestehenden Prozesse.

5.6 Cybersicherheit

Die Stromnetze werden zunehmend durch intelligente Informations- und Kommunikationstechnologie gesteuert und überwacht. Diese Systeme bieten den Netzbetreibern mehr Steuerungsmöglichkeiten und einen effizienteren Systembetrieb. Zudem können sie neue Dienstleistungen anbieten. Aufgrund dieser zunehmenden informationstechnologischen Vernetzung steigt aber auch das Risiko, dass durch gewollte oder ungewollte Cybervorfälle die Verfügbarkeit, die Integrität oder die Vertraulichkeit der Daten verletzt oder technische Anlagen zerstört werden. Im Extremfall kann dies zu einem grossflächigen Stromausfall mit entsprechenden Folgeschäden führen. Somit wird die Cybersicherheit zu einem zentralen Thema, um eine sichere Versorgung zu gewährleisten.

Mit dem Inkrafttreten von Artikel 8a StromVG und 5a Stromversorgungsverordnung (StromVV) müssen sich Netzbetreiber, Erzeuger, Speicherebetreiber und Dienstleister (nachfolgend: Unternehmen) angemessen gegen Cyberbedrohungen schützen und einen Minimalstandard erfüllen. Die ElCom überwacht gemäss Artikel 22 Absatz 3 StromVG die Elektrizitätsmärkte im Hinblick auf eine sichere und erschwingliche Versorgung in allen Landesteilen und somit auch die Cybersicherheit, wie in den neuen rechtlichen Vorgaben gefordert. Dies bedeutet sowohl für die betroffenen Unternehmen wie auch für die ElCom Anpassungen. Die ElCom muss ihre bisherige Aufsicht über die Cybersicherheitsmassnahmen den neuen Vorgaben anpassen. Dazu wurde in Zusammenarbeit mit dem Bundesamt für Cybersicherheit (BACS) ein risikobasiertes Aufsichtskonzept entwickelt. Dieses besteht aus drei sich ergänzenden Aufsichtsinstrumenten (vgl. auch [Weisung 1/2024 «Aufsicht Cybersicherheit der ElCom»](#)): Sensibilisierungsgespräche, Erhebung «Moni-

toring Cyber» und Audits. Damit die ElCom diese erweiterten Aufgaben zielgerichtet umsetzen kann, hat sie im Fachsekretariat im Berichtsjahr den neuen Bereich «Datenanalyse und Cybersicherheit» aufgebaut.

Mit den für den stabilen Systembetrieb notwendigen Unternehmen führt die ElCom Sensibilisierungsgespräche durch. Diese Gespräche basieren auf einem mit dem BACS gemeinsam entwickelten Fragebogen auf der Grundlage des Cybersecurity Frameworks des National Institute of Standards and Technology (NIST). Die Gespräche ermöglichen der ElCom einen Einblick in die gelebte Cybersicherheitspraxis der vor Ort befragten Unternehmen. Im Berichtsjahr hat die ElCom mit rund einem Drittel der Unternehmen Gespräche geführt. Die restlichen Gespräche finden 2025 statt. Es ist vorgesehen, dass die Gespräche jährlich durchgeführt werden. Ergänzend dazu hat die ElCom zur Überwachung des Minimalstandards auf dem E-Government-Portal UVEK die Erhebung «Monitoring Cyber» als Selbstbeurteilung entwickelt. Die Erhebung wird Anfang 2025 durchgeführt und muss im Gegensatz zu den Sensibilisierungsgesprächen von allen Unternehmen ausgefüllt werden. Damit die Entwicklung der Maturität ausgewertet werden kann, findet auch diese Erhebung jährlich statt. Ergänzt werden diese zwei Instrumente durch Audits. 2025 wird dazu ein Konzept erarbeitet, um bei ausgewählten Unternehmen einen vertieften Einblick in die technische Umsetzung der Cybersicherheitsmassnahmen zu gewinnen.

Weiterhin wird die effiziente und risikobasierte Umsetzung von relevanten Dokumenten von der ElCom vorausgesetzt. Dazu zählen die Branchendokumente des Verbands Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) «ICT Continui-

ty», «Handbuch Grundschatz für Operational Technology in der Stromversorgung», «Leitfaden und Werkzeuge zur Steigerung der IKT-Resilienz in der Strombranche» und «Richtlinien für die Datensicherheit von intelligenten Messsystemen» gemäss dem Leitfaden zum Schutz kritischer Infrastrukturen (SKI) des Bundesamts für Bevölkerungsschutz (BABS).

Im Berichtsjahr hat die ElCom die internationale Vernetzung im Bereich Cybersicherheit ausge-

baut. Dies durch die Teilnahme an den Sitzungen des Cybersecurity Workstreams des Council of European Energy Regulators (CEER) und durch die Organisation des Trainings on Cybersecurity vom CEER. Im Rahmen der EU-Gesetzgebung trat 2024 der Networkcode Cybersecurity (NCCS) in Kraft. In diesem Zusammenhang wird es 2025 insbesondere darum gehen, die entsprechenden Vereinbarungen zwischen Swissgrid und den europäischen Übertragungsnetzbetreiber (TSO) aus den Nachbarländern zu begleiten.

5.7 Qualität der Versorgung

5.7.1 Verfügbarkeit des Netzes

Die Versorgungsqualität ist unter anderem durch die Verfügbarkeit des Netzes definiert. Die ElCom stützt sich dabei auf die international üblichen Kennzahlen des System Average Interruption Duration Index (SAIDI) und des System Average Interruption Frequency Index (SAIFI). Der SAIDI quantifiziert die durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro Endverbraucherin bzw. Endverbraucher, der SAIFI die durchschnittliche Unterbrechungshäufigkeit pro Endverbraucherin bzw. Endverbraucher. In die Berechnung des SAIDI und des SAIFI fliessen alle ungeplanten Unterbrechungen ein, die länger als drei Minuten dauern und aufgrund von Naturereignissen, menschlichem Versagen, betrieblichen Ursachen oder Fremdeinwirkungen auftreten.

Im Jahr 2023 betrug die durchschnittliche Dauer der ungeplanten Unterbrechungen pro Endverbraucherin bzw. Endverbraucher acht Minuten. Damit stieg dieser Indikator landesweit gegenüber dem Vorjahr um eine Minute. Die durchschnittliche Häufigkeit einer ungeplanten Unterbrechung nahm im Jahr 2023 gegenüber dem Vorjahr zu und lag bei 0,16 Unterbrechungen pro Endverbraucherin bzw. Endverbraucher. Die Schweizer Netzverfügbarkeit ist nach wie vor sehr gut. Die hohe Versorgungsqualität in der Schweiz ist auch im internationalen Vergleich feststellbar. Gemäss «CEER 7th Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply» gehört die Schweiz zur Gruppe von Ländern mit der höchsten Versorgungsqualität in Europa.

	2020	2021	2022	2023	2024 ¹	Einheit
SAIDI	12	8	7	8	-	Minuten pro Endverbraucherin bzw. Endverbraucher
SAIFI	0,21	0,16	0,14	0,16	-	Minuten pro Endverbraucherin bzw. Endverbraucher

1 Die Zahlen zur Versorgungsqualität 2024 werden im Juni 2025 veröffentlicht und sind auf der Website der ElCom abrufbar

Tabelle 3: Entwicklung der Versorgungsqualität in der Schweiz von 2020 bis 2024 (nur ungeplante Unterbrechungen).

5.7.2 Importkapazität

Neben der Verfügbarkeit des Netzes ist auch die verfügbare Importkapazität eine wichtige Kerngrösse für eine sichere Stromversorgung in der Schweiz. Zugleich kann der Schweizer Stromsektor durch die Import- und Exportkapazität Geschäfte auf dem europäischen Markt abschliessen und seine Wettbewerbsfähigkeit nutzen.

Die verfügbare Grenzkapazität (Net Transfer Capacity, NTC, bestehend aus Import NTC und Export NTC) gibt an, wie viel Transportkapazität grenzüberschreitend mit den Nachbarstaaten für kommerzielle Austausche durch Händler in Import- oder Exportrichtung genutzt werden kann, ohne die Sicherheitsstandards zu verletzen. Swissgrid bestimmt die stündlichen Werte für die vier elektrischen Schweizer Grenzen gemeinsam mit den Betreibern der benachbarten Übertragungsnetze. Der Anteil der Import- und Export-

kapazität des Fürstentums Liechtenstein, das der Regelzone Schweiz angehört, wird der Import- und Exportkapazität aus Österreich angerechnet.

Tabelle 4 gibt einen Überblick über die durchschnittliche Entwicklung der verfügbaren Importkapazitäten, einerseits für alle Grenzen zusammen, das sogenannte Norddach, andererseits für jede individuelle Grenze zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern. Stündlich betrachtet kann der NTC volatiler sein als jene Werte, die in jährlichen Durchschnitten für Import- und Exportwerte wiedergegeben werden.

Da die Herausforderungen für die Sicherheit des Schweizer Netzes an der Nordgrenze zunehmen, nahm die Importkapazität in den Jahren 2024 und 2023 aufgrund einer kleineren Importkapazität aus Frankreich und Deutschland ab.

IMPORT NTC (MW)	2020	2021	2022	2023	2024
Gesamt	6 982	6 562	6 838	6 297	6 105
davon Norddach (AT, DE, FR)	5 260	4 841	5 117	4 576	4 385
Frankreich	2 944	2 923	3 018	2 691	2 530
Deutschland	1 264	1 347	1 341	1 124	1 074
Österreich	1 052	571	758	761	781
davon Italien	1 722	1 721	1 721	1 722	1 720

Tabelle 4: Entwicklung der Importkapazität (NTC) der Schweiz von 2020 bis 2024 (jährliche Durchschnittswerte der stündlichen NTC; Quelle: Swissgrid).

5.7.3 Exportkapazität

Aufgrund der hohen Transitflüsse durch die Schweiz von Norden nach Süden ist für die Netz- und Versorgungssicherheit der Schweiz und ihrer Nachbarländer auch die Exportkapazität von Bedeutung, insbesondere nach Italien und Frankreich, aber auch nach

Deutschland und Österreich. Der Umfang der Exportkapazität nach Italien hat überdies einen massgeblichen Einfluss auf die Belegung der Importkapazität der Schweiz an ihren nördlichen Grenzen zu Frankreich, Deutschland und Österreich.

Im Jahr 2024 erreichte die Kapazität der Schweiz aufgrund einer niedrigeren Exportkapazität nach Deutschland und in geringerem Masse auch nach Italien nicht das Niveau von 2022/2023. Sie

wurde nur teilweise durch den moderaten Anstieg der Export-NTCs nach Österreich und Frankreich ausgeglichen (siehe Tabelle 5).

EXPORT NTC (MW)	2020	2021	2022	2023	2024
Gesamt	8 658	8 289	8 845	8 985	8 584
davon Norddach (AT, DE, FR)	5 928	5 497	6 023	6 075	5 841
Frankreich	1 136	1 209	1 194	1 131	1 224
Deutschland	3 708	3 629	3 946	3 924	3 526
Österreich	1 084	659	883	1 020	1 091
davon Italien	2 730	2 792	2 821	2 910	2 743

Tabelle 5: Entwicklung der Exportkapazität (NTC) der Schweiz von 2020 bis 2024 (jährliche Durchschnittswerte der stündlichen NTC; Quelle: Swissgrid).

5.8 Systemdienstleistungen

Um eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten, sind genügend Produktionskapazitäten für die Erzeugung elektrischer Energie und ein ausreichend dimensioniertes Übertragungs- und Verteilnetz für den Energietransport zu den Endkundinnen und Endkunden notwendig. Da man elektrische Energie im Stromnetz nicht speichern kann, muss die ins Netz eingespeiste Menge an Energie zu jedem Zeitpunkt mit der entnommenen Menge übereinstimmen. Trotz Prognosen der Energieversorger für Produktion und Verbrauch ist eine exakte Planung nicht möglich. Deshalb müssen sämtliche Abweichungen kontinuierlich ausgeglichen werden.

Dieser Ausgleich findet in der Regel durch die Anpassung der Stromproduktion an den aktuellen Verbrauch statt. Für diesen ständigen

Ausgleich sind flexible Kraftwerke nötig, deren Produktion sich besonders gut regeln lässt. Die von diesen Kraftwerken bereitgestellte Regelleistung wird in einem marktbasierten Verfahren beschafft. Die dafür anfallenden Kosten tragen die Endkundinnen und Endkunden über den Tarif für allgemeine Systemdienstleistungen (SDL). Über diesen Tarif werden noch weitere für den sicheren Netzbetrieb notwendige Dienstleistungen wie Bilanzmanagement, Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit, Spannungshaltung oder der Ausgleich der Wirkverluste verrechnet. Die Regelleistung stellt jedoch den finanziell bedeutendsten Teil der SDL dar. Im Berichtsjahr betrugen die Kosten für Regelleistung rund 120 Millionen Franken, was einem Rückgang von 351 Millionen Franken gegenüber dem Vorjahr entspricht. Der starke Anstieg

der Strompreise auf dem Grosshandelsmarkt im Jahr 2022 spielt dabei eine zentrale Rolle für die hohen Preise in den Jahren 2022 und 2023. Das Jahresergebnis 2024 liegt unter den Jahres-

kosten von 2021. Abbildung 15 zeigt die Preisentwicklung der Regelleistungskosten über die letzten fünf Jahre.

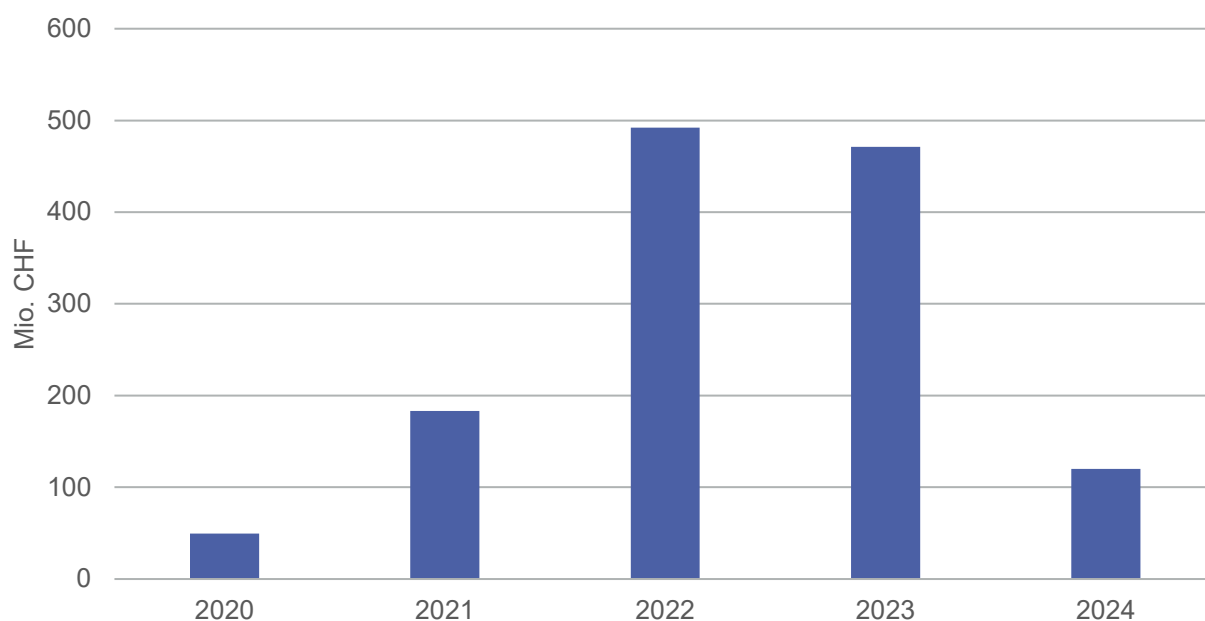


Abbildung 15: Preisentwicklung Regelleistung von 2020 bis 2024.

Dank der Vorhaltung von Regelleistung verfügt Swissgrid jederzeit über genügend Regelleistung zur Stabilisierung der Regelzone. Die Vergütung der Regelleistung, das heisst der effektive Einsatz der Regelreserve, erfolgt separat. Im Sekundärregelenergiemarkt ist die Einführung von PICASSO im Juli 2022 die wichtigste Anpassung der letzten Jahre. Auf der einen Seite hat diese Umstellung einige Vorteile mit sich gebracht, zum Beispiel die Möglichkeit, über mehr Regelleistungangebote als nur die an die Leistungsvorhaltung gekoppelten Angebote zu verfügen. Die Ergebnisse der Beschaffung nach dem neuen System ha-

ben aber zu einer nicht fundamental begründbaren Erhöhung der Beschaffungskosten geführt, was auf einen suboptimalen Mechanismus hindeutet. Sowohl kurzfristige Massnahmen zur Eindämmung der steigenden Ausgleichsenergiekosten wie der Preis-Cap (vgl. Kapitel 4.5) als auch weitere wichtige Massnahmen zur längerfristigen Erhöhung der Liquidität in diesen Märkten waren im Berichtsjahr notwendig. Sie werden in den nächsten Jahren weiterverfolgt. Die Schnittstellen zum steigenden Regellenergiebedarf aufgrund des herausfordernden Ausgleichs der Regelzone sind in den Kapiteln 5.2 und 5.5 dargestellt.

6 Die Netze



Die 45 Kilometer lange Leitung Bassecourt – Mühleberg verbindet die Kantone Jura und Bern. Seit 1978 wurde die Leitung mit 220 kV betrieben, per Ende November 2023 wurde die Spannung auf 380 kV erhöht, um die Netz- und Versorgungssicherheit der Schweiz zu verbessern.

6.1 Fakten und Zahlen zu den Schweizer Stromnetzen

Im Rahmen der jährlichen Berichterstattung zur Kostenrechnung erfasst die ElCom die Schweizer Stromnetze nach verschiedenen Anlageklassen. Das Schweizer Stromnetz, das heisst Verteil- und Übertragungsnetz zusammen, hat eine Gesamtlänge von gut 214 000 Kilometern, was fast dem fünfeinhalbfachen Erdumfang entspricht. Davon entfallen 71 % auf die lokalen Verteilnetze (Netzebene 7) und gut 3 % auf das nationale Übertragungsnetz (Netzebene 1) von Swissgrid mit rund 6700 Kilometern. Die restlichen Kilometer verteilen sich auf die Mittelspannungsebenen (Netzebene 3 und 5).¹

Der Gesamtwert des Schweizer Stromnetzes liegt bei rund 21,5 Milliarden Franken. Davon sind gegen 90 % dem Verteilnetz zuzurechnen. Die grössten 10 Netzbetreiber besitzen rund 85 % der deklarierten Anlagewerte, davon allein die 10 grössten Netzbetreiber in der Schweiz gut 43 % aller Anlagewerte. Die rund 480 Klein- und Kleinstnetzbetreiber besitzen damit lediglich knapp 15 % der Anlagewerte. Dies ist in etwa gleich viel wie fünf Jahre zuvor.

¹ Die Netzbetreiber reichen ihre Daten jährlich am 31.8. des dem letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr folgenden Jahr ein. Die Zahlen im Tätigkeitsbericht 2024 bilden damit die Ist-Werte des Jahres 2023 ab.

Anlageklasse	2019	2020	2021	2022	2023	Einheit
Trasse Rohranlage HS (NE3), MS (NE5) und NS (NE7)	124 941	130 205	131 705	148 824	134 983	km
Kabel HS (NE3)	2 053	1 968	2 099	2 028	2 335	km
Kabel MS (NE5)	36 433	36 428	37 725	40 221	38 176	km
Kabel NS (NE7)	82 179	81 264	82 653	94 104	82 766	km
Kabel Hausanschlüsse NS (NE7)	58 891	59 108	62 518	68 285	63 103	km
Freileitung HS (NE3)	6 788	6 658	6 773	6 623	6 594	Strang-km
Freileitung MS (NE5)	9 346	8 818	8 751	8 307	8 154	Strang-km
Freileitung NS (NE7)	7 899	6 972	6 760	6 276	6 297	Strang-km
Unterwerk NE2, NE3, NE4, NE5	825	823	862	833	854	Anzahl
Transformator NE2	147	149	152	144	145	Anzahl
Schaltfeld NE2 ¹	163	168	178	163	142	Anzahl
Transformator NE3 ²	76	87	86	85	74	Anzahl
Schaltfeld NE3 ¹	2 680	2 431	2 506	2 363	2 233	Anzahl
Transformator NE4	1 153	1 143	1 186	1 133	1 152	Anzahl
Schaltfeld NE4 ¹	2 929	2 246	2 333	2 230	2 292	Anzahl
Transformator NE5 ²	74	77	74	77	61	Anzahl
Schaltfeld NE5 ¹	39 486	39 411	40 068	40 516	39 650	Anzahl
Trafostation NE6	54 850	54 142	55 546	54 862	56 624	Anzahl
Masttrafostation NE6	5 487	4 993	5 049	4 751	4 565	Anzahl
Kabelverteilkabinen NS (NE7)	182 325	191 488	199 412	181 967	186 517	Anzahl
Messpunkte (alle Verbraucher)	5 779 344	5 715 085	5 951 287	5 817 870	5 848 104	Anzahl

1) Schaltfelder umfassen das ober- und unterseitige Schaltfeld der jeweiligen Netzebene; eine Ausnahme bildet die Netzebene 2, bei der das oberseitige Schaltfeld gemäss Artikel 2 Absatz 2 StromVV zur Netzebene 1 gezählt wird.

2) Obwohl die Transformation üblicherweise auf den geraden Netzebenen erfolgt, wird in bestimmten Fällen auch auf ungeraden Ebenen transformiert – etwa zum Ausgleich unterschiedlicher Spannungsreihen innerhalb der gleichen Netzebene (z. B. auf NE3 zwischen 110 und 50 kV).

Tabelle 6: Anlagen des Schweizer Stromnetzes; alle Angaben beruhen auf Selbstdeklarationen der Netzbetreiber, allfällige Sprünge zwischen den Jahren sind unter Umständen auf Deklarations- bzw. Masseinheitenfehler zurückzuführen.

Abbildung 16 zeigt die Entwicklung der Kostenbestandteile der Netzkosten: Die Verteilnetzbetreiber deklarierten für das Jahr 2023 insgesamt Netzkosten sowie Abgaben, Leistungen und Zuschläge auf das Übertragungsnetz von knapp 5,5 Milliarden Franken.

Die Netzkosten machen hier den grössten Teil aus – sie basieren auf den Betriebs- und Kapitalkosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes gemäss dem Stromversorgungsgesetz (StromVG) und setzen sich wie folgt zusammen: Die grösste Komponente der Netzkosten im Verteilnetz sind die Betriebs- und Kapitalkosten mit einem Anteil von 70 %, was knapp 3,8 Milliarden Franken entspricht. Von diesem Wert wiederum entfallen gut 1,8 Milliarden Franken auf die Kapitalkosten und 2 Milliarden Franken auf die Betriebskosten (33 % bzw. 37 %). Die direkten Steuern machen 73 Millionen Franken bzw. 1,3 % aus.

Zu den Netzkosten kommen nicht ganz 1,6 Milliarden Franken öffentliche Abgaben hinzu: Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen inklusive Konzessionen in Höhe von gut 425 Millionen Franken bzw. 7,8 % sowie knapp 1,2 Milliarden Franken bzw. 21,3 % Zuschläge auf das Übertragungsnetz für die Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien und Gewässersanierungen gemäss Artikel 35 Energiegesetz (EnG).

In dieser Summe sind die bei den einzelnen Netzbetreibern angefallenen Vorliegerkosten nicht berücksichtigt, da diese sich als Erträge bei den entsprechenden Vorliegern zeigen und somit insgesamt eine neutrale Position bilden. Der Anteil der Abgaben und Leistungen (inkl. Netzzuschlag gemäss Art. 35 EnG) hat sich in den letzten fünf Jahren nach regelmässigen Anstiegen bis zum Jahr 2018 mit 1 % im Jahr 2023 gegenüber dem Vorjahr kaum mehr verändert (vgl. Abbildung 16, Direkte Steuern).

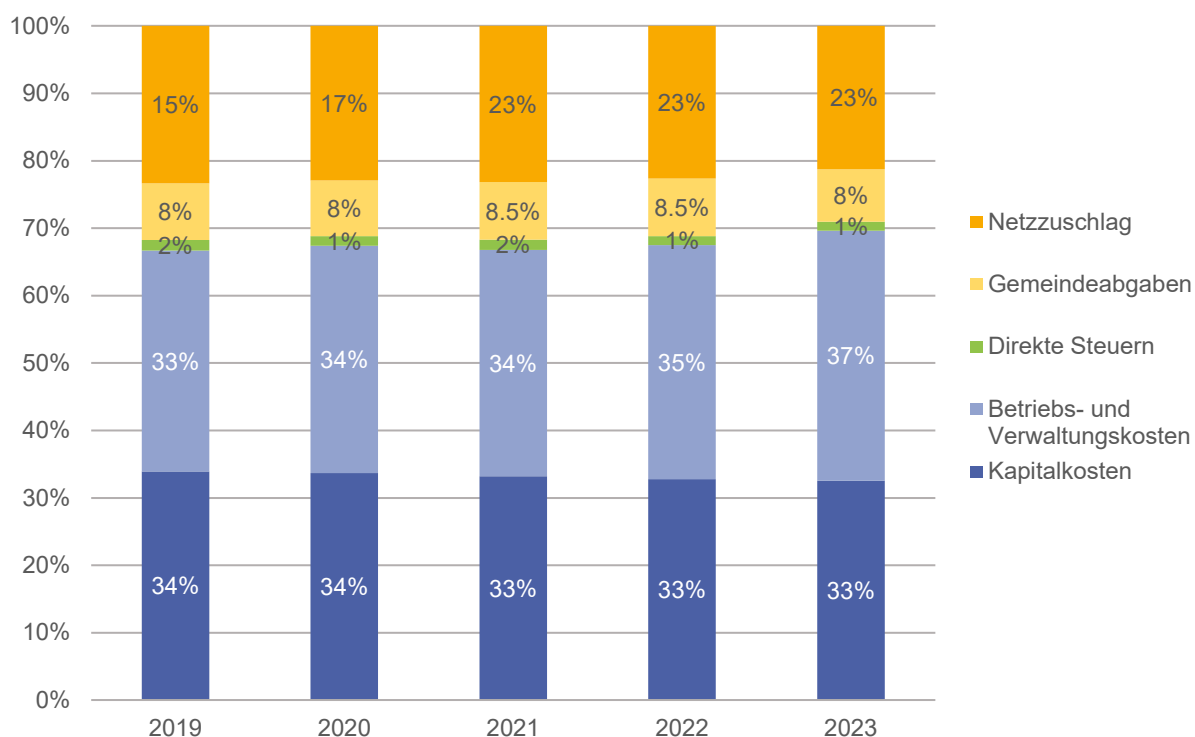


Abbildung 16: Zusammensetzung der Verteilnetzkosten von 2019 bis 2023.

Swissgrid weist in ihrem Geschäftsbericht 2023 Netznutzungskosten von 492 Millionen Franken, Kosten für Systemdienstleistungen (SDL) von rund 684 Millionen Franken sowie neu Kosten für die Stromreserve von 8,2 Millionen Franken aus. Bei den SDL schlugen insbesondere die seit dem Jahr 2022 hohen Energiepreise zu Buche (vgl. Kapitel 5.8). Die für das Jahr 2023 im Frühjahr 2022 erwarteten und eintarifierten Kosten lagen deutlich tiefer, sodass 2023 eine markante Unterdeckung entstanden ist. Diese hat nun eine weitere tarifierhöhende Wirkung. Werden zu den kumulierten Kosten von knapp 1,2 Milliarden Franken für das Übertragungs-

netz die Verteilnetzkosten von gut 5,5 Milliarden Franken addiert, resultieren Gesamtkosten für das Schweizer Stromnetz von knapp 6,7 Milliarden Franken. Abbildung 17 zeigt, wie sich diese auf die einzelnen Netzebenen (NE) verteilen. Das lokale Verteilnetz (NE7) vereinigt mit rund 3,1 Milliarden Franken gut die Hälfte der Kosten auf sich. Ein weiteres knappes Fünftel der Kosten entsteht auf der NE5 mit knapp 1,2 Milliarden Franken. Das von Swissgrid betriebene Höchstspannungsnetz (NE1-Netznutzung plus NE1-SDL und neu Stromreserve) weist einen Anteil von total 18 % an den Gesamtkosten für das Schweizer Stromnetz auf.

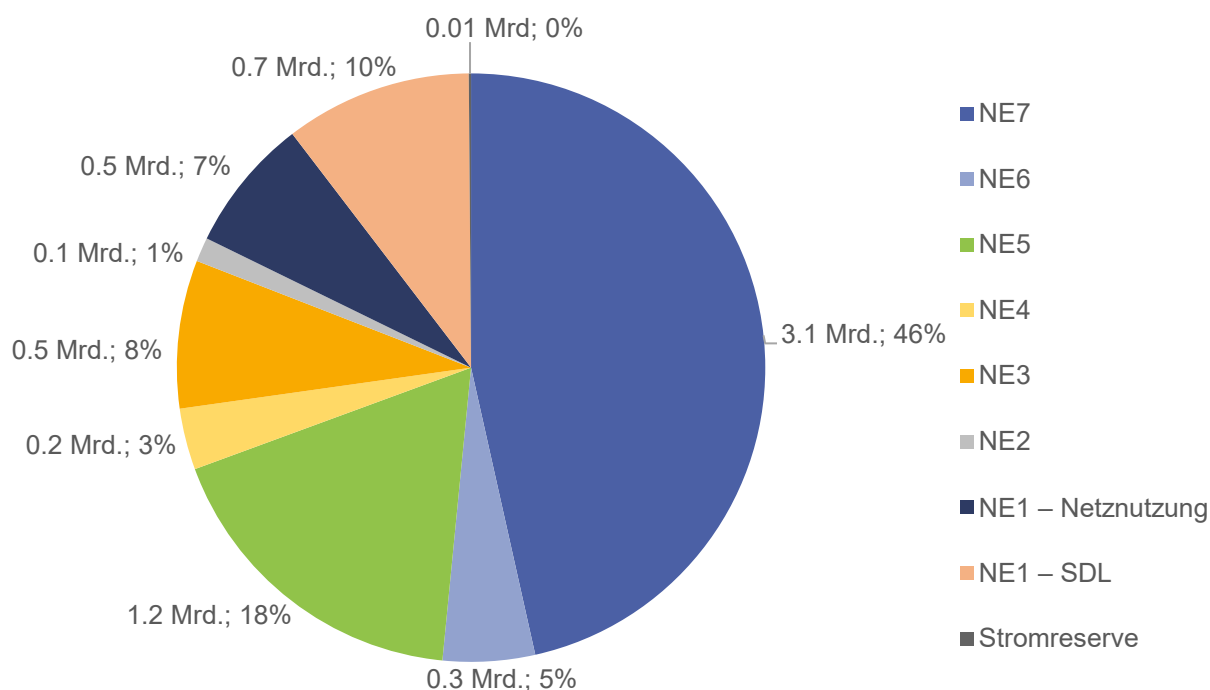


Abbildung 17: Kosten in Milliarden Schweizer Franken und Kostenanteile des Schweizer Stromnetzes (inkl. Abgaben und Leistungen sowie Zuschlägen auf das Übertragungsnetz), gegliedert nach Übertragungs- (NE1) und Verteilnetz (NE2 bis NE7), 2023.

6.2 Netzausbau und Netzplanung

6.2.1 Mehrjahresplanung Übertragungsnetz

Gemäss Artikel 9a des StromVG erstellt das Bundesamt für Energie (BFE) einen Szenariorahmen als Grundlage für die Netzplanung der Übertragungs- und Verteilnetze. Dabei sollen die energiepolitischen Ziele des Bundes, die gesamtwirtschaftlichen Rahmendaten und das internationale Umfeld berücksichtigt werden. Bei der Erstellung des Szenariorahmens bezieht das BFE die Kantone, die nationale Netzgesellschaft (Swissgrid), die übrigen Netzbetreiber und weitere Betroffene angemessen mit ein. Der Szenariorahmen ist gemäss Artikel 5a Stromversorgungsverordnung (StromVV) alle vier Jahre zu überprüfen und gegebenenfalls nachzuführen. Der Bundesrat hat in seiner Sitzung vom 23. November 2022 den Szenariorahmen 2030/2040 genehmigt.

Gemäss Artikel 9d StromVG legt die Swissgrid ihren Mehrjahresplan innerhalb von neun Monaten nach Genehmigung des letzten Szenariorahmens durch den Bundesrat der ElCom zur Prüfung vor. Der Inhalt der Mehrjahresplanung ist in Artikel 6a StromVV beschrieben. Den ersten solchen Mehrjahresplan hat Swissgrid im Jahr 2024 eingereicht. Die Ergebnisse werden 2026 veröffentlicht.

Die bisherige Mehrjahresplanung von Swissgrid stützte sich auf den Anfang 2015 fertiggestellten Bericht zum strategischen Netz 2025. Er ermöglicht eine gesamtschweizerisch abgestimmte Planung des Übertragungsnetzes und erfüllt grundsätzlich die Anforderungen des StromVG (Art. 8 Abs. 2, Art. 20 Abs. 2 Bst. a). Aus Sicht der ElCom bildet er einen wichtigen Meilenstein. Der Bericht kann auch dazu beitragen, die grenzüberschreitende Koordination bei der Nutzung und Finanzierung des Netzes zu verbessern. Erwähnenswert ist die Tatsache, dass einige Vorhaben aus dem Bericht noch nicht umgesetzt sind. Die Gründe dafür sind unterschiedlich und vielschichtig. Bei Leitungsbauvorhaben tragen etwa die umfassende Berücksichtigung und Abwägung vieler Umweltaspekte, langwierige, mehrstufige Bewilligungsverfahren und gerichtliche Prüfungen dazu bei. Die Grössenordnungen der Investitionen in die Erweiterungen und den Erhalt des Netzes erscheinen plausibel. Die Werthaltigkeit des Übertragungsnetzes kann aufgrund dieser Planung gewährleistet werden. Grundsätzlich erfüllt der Bericht zum strategischen Netz 2025 das Kriterium der Ausgewogenheit der Investitionen (Art. 22 Abs. 3 StromVG).

6.2.2 Unterhalt und Ersatz des Übertragungsnetzes

Das Übertragungsnetz von Swissgrid beinhaltet rund 12 000 Tragwerke, wovon mehr als 60 % zwischen 50 und 80 Jahre alt sind. Unter Berücksichtigung der branchenweit anerkannten Nutzungsdauer von 80 Jahren für Tragwerke sowie ihres Zustands rechnet Swissgrid in den kommenden 20 bis 30 Jahren mit einem erhöhten Erneuerungsbedarf. Dies führt zu einer Vervielfachung der Anzahl der Stromleitungsprojekte und der damit verbundenen Verfahren. Diese Verfahren nehmen häufig sehr viel Zeit und Ressourcen in Anspruch, sodass sich die für einen zuverlässigen und sicheren Netzbetrieb notwendigen Unterhalts-

und Ersatzprojekte oft verzögern. Die ElCom verfolgt das Thema im Rahmen ihrer Aufgabe, den Zustand und den Unterhalt des Übertragungsnetzes zu überprüfen, aufmerksam.

Aktuell laufen die Konsultationen zu Änderungen des Elektrizitätsgesetzes sowie der dazugehörigen Verordnung, um eine Beschleunigung der Verfahren beim Um- und Ausbau der Stromnetze zu erreichen. Die ElCom begrüsst und unterstützt diese Bemühungen, hat aber erhebliche Zweifel, ob das Vorgehen sowie die vorgeschlagenen Massnahmen wirklich zu der gewünschten Beschleunigung führen.

6.2.3 Beteiligung an SÜL- und PGV-Verfahren

Bei den Verfahren zum Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL) und den Plangenehmigungsverfahren (PGV) prüft die ElCom die Einhaltung der Kriterien für ein sicheres, leistungsfähiges und effizientes Netz gemäss StromVG. Im Jahr 2024 hat sich die ElCom im Rahmen ihrer gesetzlichen Aufgaben bei folgenden SÜL-Verfahren in der Begleitgruppe eingebracht: All'Acqua – Magadino, Valle-

maggia, (SÜL 109), Marmorera – Tinzen (SÜL 701.1), Innertkirchen – Mettlen (SÜL 202), Flumenthal – Froloo (SÜL 900). Die zwei erstgenannten Verfahren wurden im Dezember 2024 durch die Festlegung des Leitungskorridors im Sachplan durch den Bundesrat abgeschlossen. Weiter gab die ElCom im Rahmen von Plangenehmigungsverfahren ein paar Stellungnahmen zu Projekten ab.

6.3 Investitionen in die Netzinfrastruktur

Im Rahmen ihrer Überwachungsaufgaben beobachtet die ElCom, ob genügend Investitio-

nen getätigt werden, damit das Stromnetz in gutem Zustand bleibt.

6.3.1 Investitionen ins Übertragungsnetz

Das tatsächliche Investitionsvolumen ins Übertragungsnetz im Jahr 2023 betrug 220,6 Millionen Franken. In den Jahren 2019 bis 2023 be-

trugen die durchschnittlichen Jahresinvestitionen ins Übertragungsnetz 173,4 Millionen Franken.

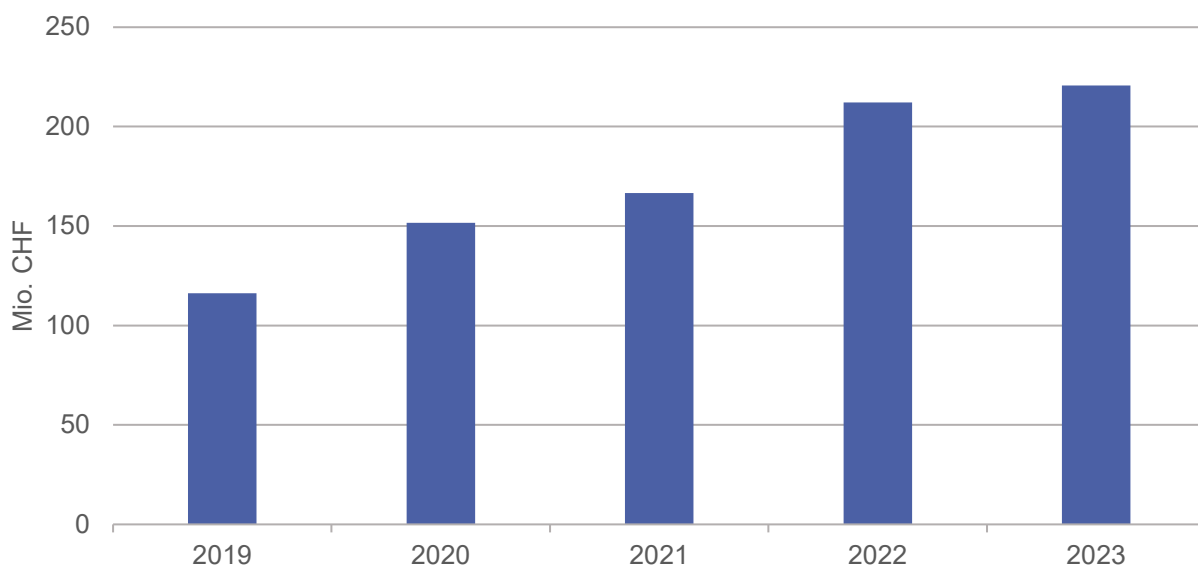


Abbildung 18: Investitionen ins Übertragungsnetz von 2019 bis 2023.

6.3.2 Investitionen ins Verteilnetz

In den fünf zuletzt erfassten Jahren haben die Verteilnetzbetreiber jährlich rund 1,4 bis 1,6 Milliarden Franken investiert (vgl. Abbildung 19). Dem gegenüber stehen Abschreibungen in der Grössenordnung von 60 % dieser Werte,

woraus sich ein Investitionsüberschuss von etwa 0,6 Milliarden Franken pro Jahr ergibt. Aufgrund der grösstenteils langlebigen Sachwerte verläuft die Entwicklung naturgemäss stabil.

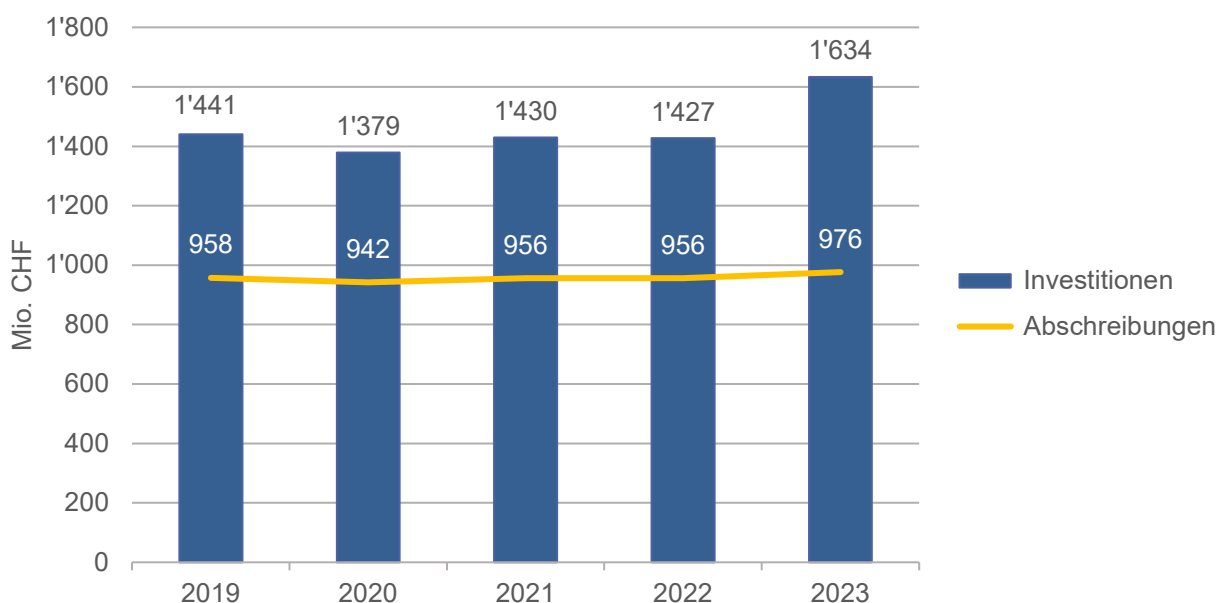


Abbildung 19: Entwicklung der Investitionen und Abschreibungen im Verteilnetz von 2019 bis 2023.

Die Belastungen im Verteilnetz dürften zunehmen. Treiber beim Angebot sind beispielsweise der Ausbau der Stromproduktion aus Photovoltaik, bei der Nachfrage der Anstieg der Elektromobilität sowie der Wärmepumpen und beim Management die zunehmende Anzahl Akteure im gleichen Netzgebiet. Das BFE rechnete 2022 je nach Szenario mit einem Investitionsbedarf bis 2050 im Bereich von real 45 bis 84 Milliarden Franken.¹ Die regulatorischen Anlage-

werte (etwa die Leitungskilometer) nehmen laufend zu. Sie allein genügen aber nicht, um den Zubau als ausreichend zu qualifizieren, denn Netzverstärkungen beispielsweise werden durch Dritte finanziert. Trotzdem erachtet die ElCom auch aufgrund der Zuverlässigkeit der Schweizer Stromnetze die Investitionen ins Verteilnetz im Moment als ausreichend.

¹ Vgl. Bericht BFE «Auswirkungen einer starken Elektrifizierung und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze» vom 10. November 2022.

6.3.3 Kalkulatorischer Zinssatz WACC-Netz

Der kalkulatorische Zinssatz für die genannten betriebsnotwendigen Vermögenswerte (WACC) entspricht gemäss Artikel 13 Absatz 3 Buchstabe b der StromVV vom 14. März 2008 (SR 734.71) dem Satz der durchschnittlichen Kosten des eingesetzten Kapitals.

Der WACC-Netz¹ setzt sich wie bislang aus zwei Komponenten zusammen. Er besteht zum einen aus dem Eigenkapitalkostenansatz, der in Höhe des Eigenkapitals am Gesamtkapital in den WACC eingeht. Zum anderen wird der Fremdkapitalkostensatz mit dem Gewicht des Fremdkapitals am Gesamtkapital berücksichtigt.

Für das Tarifjahr 2026 hat das BFE mit der Revision der StromVV mittels Vernehmlassungsverfahren im Rahmen einer Ämterkonsultation Änderungen an der bestehenden WACC-Berechnung für das Übertragungs- und das Verteilnetz vorgenommen. Die ElCom konnte im Rahmen der Mitwirkung Stellung zu den geplanten Anpassungen beziehen. Wie aus den Tätigkeitsberichten der Vorjahre hervorgeht, hat die ElCom schon seit Jahren die WACC-Berechnung kritisiert und den daraus resultierenden WACC als zu hoch eingeschätzt.

Die Vernehmlassung zur Revision der StromVV (Verzinsung des Kapitals im Stromnetz und in geförderten Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien) wurde am 14. Juni 2024 eröffnet, die Vernehmlassungsfrist läuft am 4. Oktober 2024 aus. Am 2. Juli 2024 hat die ElCom eine Stellungnahme eingereicht. Dabei hat sie folgende Anträge zum Verordnungsentwurf gestellt: Zur Ermittlung des unterstellten Unternehmensrisikos liegt dem Eigenkapitalzinssatz das Unlevered Beta zugrunde, das aus einer Peergroup der europäischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber gebildet wird. Die ElCom hatte in der Vergangenheit mehrfach darauf hingewiesen,

dass das unterstellte Unternehmensrisiko für Schweizer Stromnetzbetreiber dabei zu hoch eingeschätzt wird. Dadurch fällt auch der WACC zu hoch aus. Sie begrüsste, dass im Verordnungsentwurf eine Anpassung der Peergroup in Aussicht gestellt wurde, sodass die Risiken der Schweizer Stromnetzbetreiber besser abbilden werden. Neu soll sich der Fokus auf die europäischen Übertragungsnetzbetreiber (TSO) richten. Ihr Unlevered Beta wies bislang einen etwas tieferen Wert auf als derjenige der bisherigen Peergroup als Ganze. Dies könnte damit zusammenhängen, dass wegen der geringen Anzahl an TSO (in der Regel ein TSO pro Land) die Instrumente der Anreizregulierung in der Praxis weniger effektiv zur Anwendung gelangen als bei Verteilnetzbetreibern, zumal es an Vergleichswerten fehlt. Insofern könnte eine derart angepasste Peergroup eher die Unternehmensrisiken schweizerischer Stromnetzbetreiber abbilden, die auf Basis ihrer Kosten reguliert werden (sogenante Cost+-Regulierung).

Die ElCom hat aber darauf hingewiesen, dass auch mit dem Fokus auf TSO das abgeleitete Unlevered Beta weiterhin durch Risiken im Zusammenhang mit einer Anreizregulierung verzerrt werden kann. Zudem besteht die Gefahr, dass es zu wenige TSO für eine aussagekräftige Peergroup gibt. Die ElCom schlug daher vor, dass grundsätzlich auch Verteilnetzbetreiber integriert werden können, sofern eine Berücksichtigung der spezifischen Regulierungspraxis anhand ihrer Nähe zur kostenbasierten Regulierung (etwa Anzahl Regulierungsperioden) sowie eine Gewichtung nach Geschäftsmodell (Anteil Drittgeschäft mit höheren Risiken) vorgenommen wird.

Für die Bestimmung der generellen Marktrisiko-prämie ersetzt zudem der sogenannte TMR-Ansatz (Total Market Return) die bisher verwendete

ERP-Methode (Equity Risk Premium) im Verordnungsentwurf. Positiver Effekt einer solchen Umstellung ist der Verzicht auf die bislang angewendeten technischen Ober- und Untergrenzen beim risikolosen Zinssatz für das Eigenkapital. Dies begrüsst die ElCom, da während der anhaltenden Tiefzinsphase der vergangenen Jahre die Untergrenze dazu führte, dass der WACC systematisch zu hoch ausfiel. Generell aber bemängelte die ElCom die eingeschränkte ökonomische Fundierung des TMR-Ansatzes und beantragte, die bisherige ERP-Methode beizubehalten. Dies unter der Voraussetzung, dass die technischen Grenzen für den risikolosen Zinssatz unabhängig von der gewählten Methode aufgehoben werden. Und

schliesslich beantragte die ElCom, dass die Höhe des Zuschlags für die Emissions- und Beschaffungskosten den bestehenden Regelungen im Telecom-Bereich angepasst werden soll, um eine unnötige hohe Belastung der Verbraucherinnen und Verbraucher auszuschliessen.

Im Anschluss an eine Überarbeitung des Verordnungsentwurfs aufgrund der Stellungnahmen zu der Vernehmlassung hatte die ElCom die Möglichkeit, in der folgenden Ämterkonsultation Stellung zu nehmen. Im Jahr 2025 wird die Verordnung in Kraft gesetzt und gilt ab dem Tarifjahr 2026.

¹ Eine detaillierte Beschreibung der WACC-Berechnung findet sich [hier](#).

6.4 Netzverstärkungen

Netzverstärkungen können unter anderem notwendig werden, um Stromproduzenten von neuer erneuerbarer Energie an das Verteilnetz anzuschliessen. Die Kosten werden von Swissgrid an die Netzbetreiber vergütet, indem sie in den Tarif für SDL (SDL-Tarif) einkalkuliert werden. Die ElCom muss die Vergütung bewilligen. Sie stützt ihre Tätigkeit auf eine Weisung, die den Netzbetreibern als Leitfaden

für das Einreichen von Gesuchen dient. Die Weisung legt zugleich die Grundsätze für die Beurteilung der Gesuche fest. Die ElCom beurteilte im Berichtsjahr 167 Gesuche für die Vergütung von Kosten für Netzverstärkungen.

In den vergangenen 16 Jahren hat die ElCom insgesamt 1236 Verfügungen erlassen (vgl. Abbildung 20 und Tabelle 7).

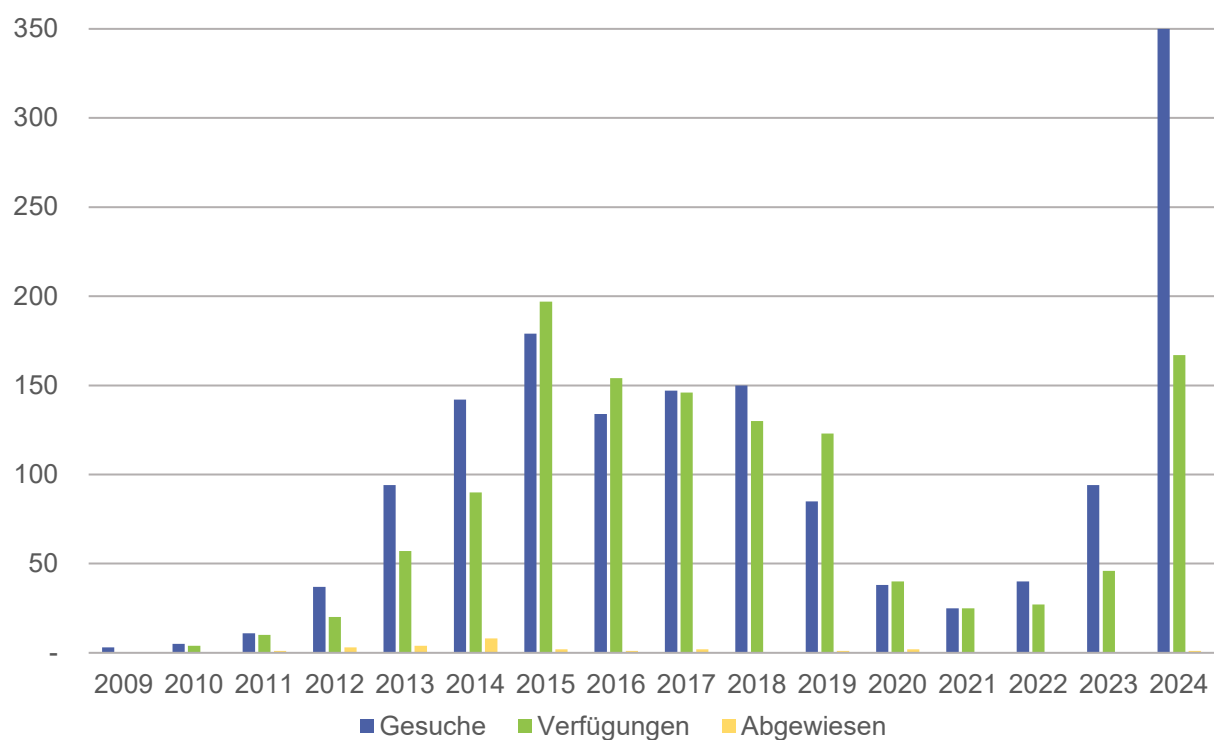


Abbildung 20: Entwicklung der Anzahl an eingereichten und abgewiesenen Gesuchen und Verfügungen betreffend die Vergütung von Netzverstärkungskosten von 2009 bis 2024.

Die Summe der Kosten für Netzverstärkungen erreichte Ende 2024 rund 147,57 Millionen Franken, die damit verbundene Kraftwerksleistung betrug insgesamt 428,6 MW. Tabelle 7

gibt einen Überblick über die wesentlichen Kennzahlen zu den verfügbaren Rückerstattungs-gesuchen der Kosten von notwendigen Netz-verstärkungen in den Jahren 2009 bis 2024.

	Total	PV	Wasser	Wind	Übrige ¹
Anzahl Verfügungen	1'236	1'153	38	4	29
Minimalwert Anlageleistung [kW] ^{2,3}	43	4	36	1'500	22
Maximalwert Anlageleistung [kW] ^{2,3}	2	2	29	1'500	16
Summe Anlageleistung [kW] ³	74'000	8'303	14'726	16'000	74'000
Minimalwert Kosten [CHF] ²	428'613	183'471	86'709	30'000	128'433
Maximalwert Kosten [CHF] ²	3'500	3'500	12'277	1'151'165	18'069
Summe Kosten [CHF]	9'262'389	746'912	3'117'452	9'262'389	2'117'200
Durchschnittliche Kosten [CHF] ⁴	147'566'668	87'282'689	28'487'144	19'853'343	11'943'492

Minimalwert relative Kosten [CHF/kW] ⁵	3	3	5	451	3
Maximalwert relative Kosten [CHF/kW] ⁵	26'029	26'029	4'148	1'116	4'299
Durchschnittliche relative Kosten [CHF/kW] ⁵	344	476	329	662	188

1) z. B. Biomasse und unterschiedliche Anlagentypen

2) Pro Gesuch / Verfügung

3) Bei Wasserkraftanlagen bezieht sich die Anlagenleistung auf die mittlere mechanische Bruttoleistung, bei den anderen Kategorien von Energieerzeugungsanlagen bemisst sich die Anlagenleistung nach der Generatorleistung

4) Entspricht dem Mittelwert der bewilligten Netzverstärkungsbeträgen pro Verfügung

5) Die relativen Kosten entsprechen dem Quotienten aus Kosten und installierter Leistung

Tabelle 7: Statistik der Verfügungen von 2009 bis 2024 betreffend Netzverstärkung.

7 Internationales



Die Schweiz ist über mehrere Dutzend Leitungen mit den europäischen Nachbarstaaten verbunden. Daher ist es wichtig, dass sie auch in den massgeblichen Gremien vertreten ist. Solange es kein Stromabkommen mit der Europäischen Union gibt, sind ausserdem technischen Vereinbarungen zur Klärung spezifischer Fragen unerlässlich.

7.1 Engpassmanagement und Auktionserlöse

Das Schweizer Übertragungsnetz ist über 41 grenzüberschreitende Leitungen mit den Netzen der angrenzenden Länder verbunden. Swissgrid bestimmt zusammen mit den Nachbarübertragungsnetzbetreibern (ÜNB), wie viel Import- und Exportkapazität an den Markt für den internationalen Handel zur Verfügung gestellt werden soll und erteilt sie in expliziten Auktionen. Die ElCom entscheidet über die Verwendung der Auktionserlöse und verfolgt dabei das Ziel der längerfristigen Tarifstabilität. Im Jahr 2024 wurden 450 Millionen Euro eingenommen. Nach Abzug der Vollzugs- und Redispatch-Kosten durfte Swissgrid sämtliche Erlöse ausnahmsweise zur kurzfristigen Deckung der anrechenbaren Kosten verwenden. Dies aufgrund von exogenen Einflüssen und um der erhöhten Tarifbelastung der Endverbraucherinnen und Endverbraucher entgegenzuwirken.

Im Echtzeitbetrieb können Überlastungen von Netzelementen und somit Netzengpässen auftreten. Um dem entgegenzuwirken, setzen

ÜNB Entlastungsmassnahmen ein. Diese Massnahmen inklusive Kostentragung werden mit der Branche in verschiedenen Arbeitsgruppen abgestimmt. Die ElCom begleitet diese Arbeiten. Eine wichtige Massnahme ist die Aktivierung von Redispatch-Energie: Die Produktion eines bestimmten Kraftwerks wird reduziert, während sie in einem anderen Kraftwerk erhöht wird. Abbildung 21 zeigt, wie viel Redispatch-Energie 2024 in Schweizer Kraftwerken aufgrund eines Engpasses in der Schweiz (blau) und aufgrund eines Engpasses im Ausland (gelb) aktiviert wurde. Netzengpässe in der Schweiz treten meistens im Sommer bei starken Exportsituationen auf. Diesen Sommer haben speziell hohe Flüsse von Frankreich nach Deutschland das Schweizer Netz zusätzlich belastet. Im Jahr 2024 wurde somit so viel Redispatch-Energie wie noch nie abgerufen.

Die Entwicklung der EU-Regelungen und -Methoden (etwa die 70 %-Regelung) dürfte vermehrt zu Engpässen im Schweizer Netz und zu

einem vermehrten Einsatz von Entlastungsmassnahmen führen. 2022 haben die Arbeiten zur Implementierung einer neuen internationalen Methode begonnen, um die Entlastungsmassnahmen auf regionaler Ebene gemeinsam

zu optimieren. Eine Teilnahme der Schweiz ist vorgesehen. Die ElCom begleitet die Arbeiten zur Vorbereitung auf nationaler Ebene und vertritt die Interessen der Schweiz auf EU-Ebene in den Diskussionen zwischen den Regulatoren.

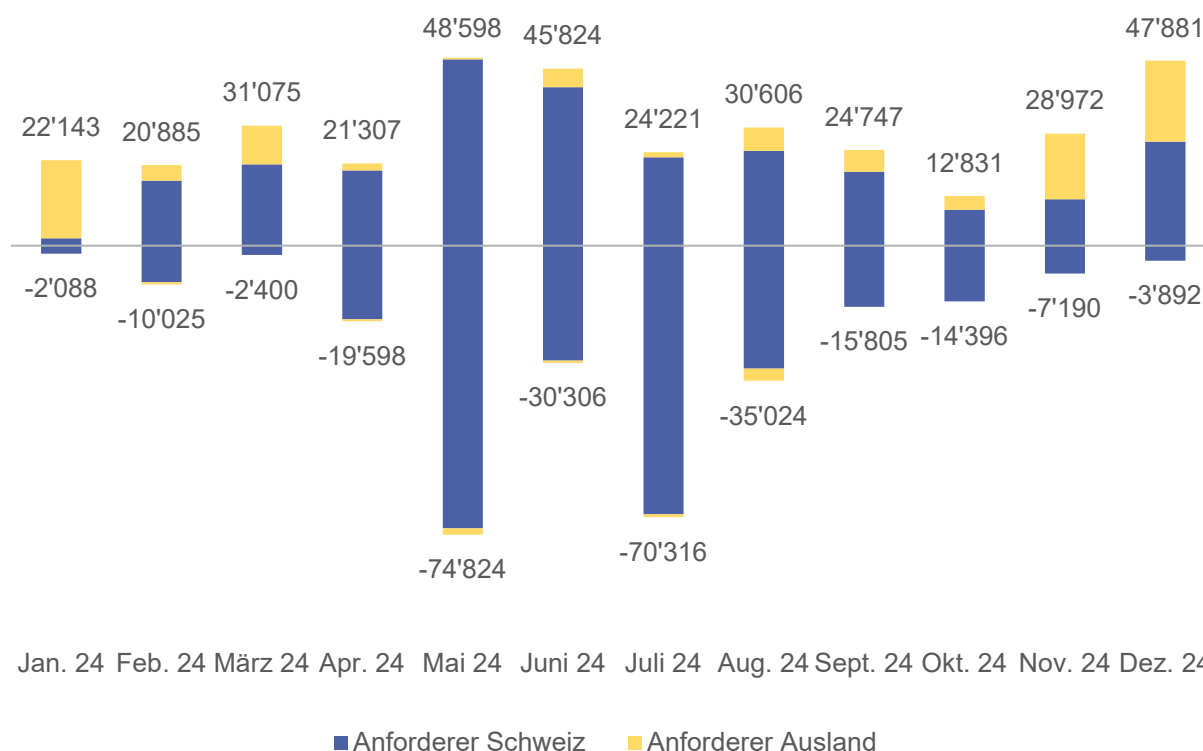


Abbildung 21: Summe der aktivierten Redispatch-Energie pro Monat im Jahr 2024 in MWh (Quelle: Swissgrid AG).

7.2 Technische Vereinbarung CORE und Merger

Mit der Einführung der flussbasierten Marktkopplung (Flow Based Market Coupling, FBMC) in der Region Zentralwesteuropa unter Ausschluss der Schweiz nahmen die Handelskapazitäten von Deutschland nach Frankreich deutlich zu. Dies führte insbesondere im Winter teilweise zu Engpässen im Schweizer Netz. Im Juni 2022 wurde das FBMC auf die «CORE»-Region ausgeweitet. Diese beinhaltet 13 Länder, von

Frankreich im Westen bis Rumänien im Osten. Dies brachte zusätzliche Unsicherheit.

Nach mehrjährigen Verhandlungen mit den ÜNB und DEN Regulierungsbehörden der beteiligten Länder wurde im November 2024 eine Vereinbarung über die Berücksichtigung des Schweizer Netzes in der Kapazitätsberechnungsregion «CORE» unterzeichnet. Sie regelt die Bestim-

mung der Grenzkapazitäten an der Schweizer Nordgrenze und schafft grenzüberschreitend in der gesamten Region höhere Sicherheit in Bezug auf die Netzstabilität. Die Umsetzung der Vereinbarung ist noch ausstehend.

Als Übergangslösung bis zum Abschluss eines Stromabkommens mit der EU erhöht die Vereinbarung die Rechtssicherheit, besonders im Hinblick auf die bevorstehende Einführung der sogenannten 70 %-Regel. Die Übergangsphase, die seit 2019 gilt, soll am 1. Januar 2026 beendet sein. Ab diesem Zeitpunkt müssen alle EU-Mitgliedstaaten mindestens 70 % der Kapazität ihrer Netzelemente für den Handel zwischen den EU-Mitgliedstaaten zur Verfügung stellen. Dies könnte – ohne Einbezug der Schweiz in die europäischen Kapazitätsregionen – vermehrt zu ungeplanten Stromflüssen im Schweizer Netz sowie reduzierten Import- und Exportkapazitäten führen. In diesem Fall müssen zur Stabilisierung inländische Kraft-

werke eingesetzt werden, die dann nicht für die Versorgung zur Verfügung stehen. Beides ist also mit wirtschaftlichen Nachteilen verbunden und kann die Stromversorgungssicherheit der Schweiz gefährden.

Mittelfristig sieht die EU vor, dass die FBMC auch auf Italien ausgedehnt wird. Dies wird stark von ACER treibt dies stark voran, und die ersten Schritte für den Merger der beiden Regionen «Italy North» und «CORE» in eine «Central CCR» (Central Capacity Calculation Region) wurden eingeleitet. Der Merger soll vorerst auf die Kapazitätsberechnungsmethode für den Day-Ahead-Zeithorizont beschränkt werden. Eine ausgewogene gegenseitige Berücksichtigung in den Kapazitätsberechnungen zwischen der Schweiz und ihren EU-Nachbarn wird im Rahmen des Mergers noch wichtiger für die Netzstabilität der Region. Die Ende 2024 erreichte Einigung mit «CORE» bildet eine gute Basis dafür.

7.3 Stromabkommen Schweiz und EU

Ein Stromabkommen mit der EU hätte voraussichtlich besonders weitreichende Auswirkungen in den Bereichen Netz- bzw. Marktintegration sowie bei der Öffnung des Endkundenmarktes. Mit einer besseren Integration in die europäischen Mechanismen zur Bestimmung der grenzüberschreitenden Netzkapazitäten sind Vorteile für die Versorgungssicherheit zu erwarten. Die potenziellen Risiken einer vollständigen Marktöffnung für kleine Verbraucher im Vergleich zur aktuellen Ausgestaltung der Teilmarktöffnung sind hingegen überschaubar – möglicherweise würden sie entlastet und könnten profitieren. Dies gilt insbesondere, wenn die vollständige Marktöffnung mit dem Recht

auf freie Wahl, in der regulierten Grundversorgung zu bleiben, und mit Massnahmen des Verbraucherschutzes flankiert würde. Vor diesem Hintergrund erachtet die ElCom das Verhandlungsergebnis als zweckmässig. Die jüngst erzielte technische Vereinbarung schafft primär kurzfristig Sicherheit. Mittel- und längerfristig ist sie jedoch keine nachhaltig stabile Grundlage für eine sichere und planbare Einbindung in das europäische Stromnetz, da sie jährlich erneuert werden muss und nur Teilaspekte abdeckt. Dieser Umstand unterstreicht die Notwendigkeit eines institutionellen übergeordneten Stromabkommens mit der EU.

7.4 Merchant Lines

Merchant Lines sind grenzüberschreitende Übertragungsnetzleitungen. Besteht eine Ausnahmeregelung, muss Dritten auf einer solchen Übertragungsleitung kein Netzzugang gewährt werden. Die Leitungskapazität wird zwar durch den Netzbetreiber bewirtschaftet, die Nutzung ist jedoch dem Investor vorbehalten. Die gewährten Ausnahmen sind zeitlich limitiert. Nach Ablauf der Frist geht die Leitung in das Eigentum der nationalen Netzgesellschaft über. Im Vorjahr wurde die ElCom

um die Gewährung einer Ausnahme vom Netzzugang als Merchant Line ersucht. Massgebend für die Beurteilung des Gesuchs ist die Verordnung des Eidgenössischen Departements für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) über Ausnahmen beim Netzzugang und bei den anrechenbaren Netzkosten im grenzüberschreitenden Übertragungsnetz. Die Erarbeitung der Entscheidungsgrundlagen wurde initiiert, sodass voraussichtlich im Folgejahr ein erster Vorentscheid getroffen werden kann.

7.5 Grenzkraftwerke

Entlang der Schweizer Grenze gewinnen 30 Wasserkraftwerke elektrische Energie aus Grenzgewässern. Grenzkraftwerke, die für die Lieferung der vertraglich vereinbarten Energiemenge in den angrenzenden Staat auf das grenzüberschreitende Übertragungsnetz angewiesen sind, werden die dafür benötigte Übertragungskapazität grundsätzlich vorrangig zugeteilt.

Da die deutschen ÜNB und Behörden eine vorrangige Kapazitätzuteilung schon länger als unzulässig einstufen, hat die ElCom 2023 in zwei Verfahren mittels Verfügung festgelegt, wie der Anspruch betroffener Grenzwasserkraftwerke an der deutsch-schweizerischen Grenze zu vollziehen ist: Die Betreibergesellschaften erwerben die erforderlichen Übertragungskapazitäten zunächst in der regulä-

ren Auktion. Anschliessend können sie nach erfolgter grenzüberschreitender Lieferung bei der Swissgrid den Schweizer Anteil der Erlöse aus der Auktion zurückfordern. Das Bundesverwaltungsgericht hat im September 2024 eine Beschwerde gegen eine der beiden Verfügungen abgewiesen. Damit sind beide Verfügungen rechtskräftig.

Betreffend das Gemeinschaftskraftwerk Inn hat die ElCom 2024 die Umsetzung des Vorrangs mittels einer sogenannten Ist-Wert-Aufschaltung genehmigt: Aufgrund des besonderen Produktionsprofils des Kraftwerks wird der Schweizer Anteil an der in Österreich produzierten Energie in diesem Einzelfall messtechnisch so behandelt, als würde er direkt in die Regelzone Schweiz eingespeist.

7.6 Internationale Plattformen für Regelennergie

Regelennergie muss kurzfristige Schwankungen in Verbrauch und Erzeugung ausgleichen und ist daher ein zentraler Bestandteil der Stromversorgungssicherheit. Mit dem Dritten EU-Bin-

nenmarktpaket wird die Beschaffung und der Einsatz von Regelennergie systematisch über die nationalen Grenzen hinaus erweitert. Damit beinhaltet der Markt neu Preisvorteile bei der

Beschaffung (und damit letztlich für die Endverbraucherinnen und Endverbraucher) und einen besseren Schutz vor möglichen Engpässen.

Zu diesem Zweck werden dedizierte internationale Handelsplattformen eingerichtet. Die Plattformen für den Austausch von Primärregelenergie (Frequency Containment Reserve, FCR) und Imbalance Netting (IN) sind in Betrieb und werden nach den aktuellsten Richtlinien weiter ausgebaut. Zwei weitere Plattformen, die Plattform für den Austausch von Sekundärregelenergie PICASSO und jene für schnelle Tertiärregelenergie MARI, haben im Laufe des Jahres 2022 ihren Betrieb aufgenommen. Die Schweiz ist bis auf Weiteres von den beiden letztgenannten Plattformen getrennt, die gleichen Mechanismen gelten jedoch auch für den lokalen Markt. Dieser Zustand wird beibehalten, solange laufende Gerichtsverfahren oder das Fehlen eines Stromabkommens die Teilnahme verhindern.

Der allgemeine Trend, der auch die Balancing-Aktivitäten immer mehr in Richtung Echtzeit drängt, führt zu regelmässigen Anpassungen bei der Gestaltung von Regelenergieprodukten und den dazugehörigen Plattformen. Beispiele hierfür sind die Einführung von MARI und PICASSO sowie die Verkürzung der Cross-Zonal Intraday Gate Closure Time auf 30 Minuten vor Echtzeit ab dem 1. Januar 2026 gemäss der am 21. Mai 2024 verabschiedeten Electricity Market Design Reform (EMDR). Der letzte Punkt ist besonders relevant, da er mit dem Betrieb einer RR-Plattform inkompatibel ist. Dies hat die unerwünschte

Folge, dass die TERRE-Plattform per 1. Januar 2026 geschlossen wird. Im Berichtsjahr wurden die Gespräche zwischen den RR-ÜNB und Regulierungsbehörden intensiviert, um die rechtlichen, finanziellen und operativen Aspekte abzustimmen und letztlich einen koordinierten Projektabschluss zu erreichen.

Die Teilnahme der Schweiz an den drei Plattformen für RR/TERRE, aFRR und mFRR unterliegt einem rechtlichen Vorbehalt der EU, wonach die EU-Kommission auf Basis von Stellungnahmen des Verbands ENTSO-E und der europäischen Agentur ACER über die Teilnahme entscheidet. ENTSO-E hat im September 2017 eine positive Stellungnahme abgegeben, ACER hat dies im April 2018 getan. Der Zugang zu den Plattformen ist trotzdem nicht gesichert und hängt stark von der politischen Beziehung zwischen der Schweiz und der EU ab. In Bezug auf die Teilnahme an der TERRE-Plattform hat die Generaldirektion Energie der EU-Kommission die längerfristige Teilnahme von Swissgrid weiterhin infrage gestellt.

Die ElCom setzt sich dafür ein, dass die Schweiz an den Plattformen teilnimmt, da bei einer Nichtteilnahme der Schweiz erhebliche Risiken für den sicheren Netzbetrieb bestehen. Insbesondere kann es sehr kurzfristig zu ungeplanten, unangekündigten Stromflüssen über das Schweizer Netz kommen, die zu Überlastungen und Ausfällen führen können. Diese Situation könnte auch die Systemsicherheit der gesamten Region um die Schweiz gefährden.

7.7 Internationale Gremien

Gemäss Artikel 22 Absatz 5 des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) koordiniert die ElCom ihre Tätigkeit mit ausländischen Regulierungsbehörden und vertritt die Schweiz in den entsprechenden internationalen Gremien.

Im Jahr 2024 schloss die EU die Revision ihrer relevanten Gesetzgebung für die Sektoren Strom (new EU Electricity Market Design), Gas und Wasserstoff sowie für die Grosshandelsmarktaufsicht (REMIT II) ab. Geopolitische und wirt-

schaftliche Unsicherheiten, der Angriffskrieg in der Ukraine, die seit 2022 verbreitete Energiekrise und die Absicht, sich auf das Risiko weiterer Krisen vorzubereiten, prägen diese Reformen.

Hintergrund ist vor allem die Abhängigkeit des kurzfristigen Strommarktes von der Preisvolatilität fossiler Brennstoffe (insb. Gas). Hierzu hat die EU verschiedene Massnahmen implementiert, unter anderem liquidere Terminmärkte, Förderung der Erzeugung erneuerbarer Energien mittels Differenzpreisverträgen, langfristige Stromlieferungsverträge, fixe und dynamische Preisverträge für Endkundinnen und Endkunden, Flexibilität des Stromsystems, Ausbau von (intelligenten) Stromnetzen sowie Erhöhung des Energieverbraucherschutzes.

Übergeordnete Ziele sind die Vermeidung übermässiger Preisanstiege im Endkundenmarkt und die Absicherung der Stromproduktion, um der Industrie sowie den Verbraucherinnen und Verbrauchern der EU eine sicherere, nachhaltigere und erschwinglichere Energieversorgung zu gewährleisten. Dazu erhalten die EU-Kommission und die EU-Agentur ACER zusätzlichen Einfluss und Kompetenzen im Energiebereich, um einen echten EU-Strombinnenmarkt mit wettbewerbsfähigen Strompreisen zu ermöglichen.

Die ElCom wird die Umsetzung und Entwicklung der neuen EU-Rahmenbedingungen für Strom verfolgen und deren Implikationen für den Schweizer Energiemarkt beobachten. Der Abschluss der bilateralen Verhandlungen zwischen der Schweiz und der EU und das damit verbundene Stromabkommen eröffnen die Aussicht darauf, wieder am Europäischen Forum für Elektrizitätsmarktregulierung (Florence Forum) und den meisten Aktivitäten von ACER teilzunehmen.

Auch versucht die ElCom, den Informationsmangel auf EU- und ACER-Ebene durch bilaterale Austausche zu kompensieren und die Interessen

der Schweiz weiterhin kompetent zu vertreten. Treffen auf Stufe Kommission mit den Regulatoren der Nachbarländer finden in regelmässigen Abständen statt. Im Jahr 2024 fand ein bilaterales Treffen mit ARERA in Lugano statt, ein weiteres auf technischer Ebene bei der französischen Energieregulierungskommission (CRE) in Paris und mit der E-Control auf gleicher Ebene per Videokonferenz. Ein für Oktober 2024 in Bern geplantes Treffen mit dem Präsidenten der BNetzA wurde auf Anfang Januar 2025 verschoben.

Die ElCom hat zudem Beobachterstatus beim Council of European Energy Regulators (CEER), das 2025 sein 25-jähriges Bestehen feiert. Wie ACER sind CEER und die ihm angehörenden Regulierungsbehörden seit 2022 durch die EU-Gesetzreformen für Strom und Gas und die Bewältigung der Energiekrise besonders gefordert. Erstmals beteiligte sich das Fachsekretariat der ElCom am CEER-Bericht, der alle drei Jahre den Netzverlusten gewidmet ist und Anfang 2025 erscheinen soll. Im Jahr 2024 veröffentlichte CEER weitere Berichte, einen Teil davon in Zusammenarbeit mit ACER.

Zudem nahm CEER Stellung zu den Energieaspekten des «Draghi»-Berichts, der die Wettbewerbsfähigkeit und Innovationskraft der EU wiederbeleben soll. Die Kommission «von der Leyen II» soll diese Absichten konkretisieren. Sie wurde vom neuen Europäischen Parlament im November bestätigt und trat am 1. Dezember ihr Amt für den Zeitraum 2024 bis 2029 an.

Im Weiteren war die ElCom 2024 an den beiden Treffen des Netzwerks der Wirtschaftsregulierungsbehörden (OECD Network of Economic Regulators, NER) in Paris mit weiteren Regulatoren aus Netzindustrien (Energie, elektronische Kommunikation, Verkehr, Wasserwirtschaft) vertreten. Das NER legte einen Bericht über die Rolle der Regulatoren bei der grünen Energiewende vor.

Auf Einladung der CRE nahm die ElCom an einem Workshop des Netzwerks RegulaE.fr in Paris mit weiteren Regulatoren, meistens aus französischsprachigen Ländern, teil. Bei diesem wurden relevante Themen zur Regulierung des Energiesektors wie Infrastrukturin-

vestitionen oder Cybersicherheit diskutiert. Schliesslich nahm die ElCom per Telefonkonferenz zu Teilen am jährlichen Citizen's Energy Forum (Dublin-Forum) teil, das den Endkundenmärkten und dem Schutz der Strom- und Gaskundinnen und -kunden gewidmet ist.

8 Ausblick

Versorgungssicherheit und Internationales

Auch wenn sich die Versorgungssicherheitslage gegenüber den Vorjahren entspannt hat, bleiben wesentliche Unsicherheiten und Risiken bestehen, sowohl in der kurzen als auch in der mittleren Frist. Die Themen rund um die Versorgungssicherheit bilden daher auch 2025 Schwerpunkte der ElCom-Tätigkeit. Dazu gehört ein Update der Bestimmung der mittelfristig nötigen Kraftwerksreserven. Hierzu werden unterschiedliche Analysen zur Versorgungssicherheit vorgenommen, unter anderem eine Winterproduktionsanalyse, bei der verschiedene Resilienzkenzahlen unterstellt werden, sowie – in Zusammenarbeit mit Swissgrid – eine Adequacy-Analyse. Die Resultate dieser Analysen dienen als Grundlage für eine Empfehlung der ElCom zur Bemessung der mittelfristig nötigen Reserven.

Hinsichtlich der kurzen Frist geht es unter anderem um die Umsetzung der neuen Rahmenbedingungen für die Bildung der Wasserkraftreserve. Diese wird neu nicht mehr ausgeschrieben, sondern im Rahmen eines Verpflichtungsmodells beschafft. Die Vorhaltung der Energie wird pauschal abgegolten. Die ElCom definiert die Eckwerte für die verpflichtende Wasserkraftreserve. Ebenfalls wird sie im Hinblick auf den kommenden Winter die nötige Dimensionierung unter Berücksichtigung der aktuellen Versorgungslage und der weiteren verfügbaren (thermischen) Reserven vornehmen.

Daneben schätzt die Swissgrid die Netzsicherheit im kommenden Sommer als besonders herausfordernd ein. Diverse geplante Ausserbetriebnahmen kombiniert mit hohen erwarteten Exporten von Frankreich nach Deutschland und der noch fehlenden koordinierten Kapazitätsberechnung mit der Region «CORE» (frühesten 2026 in Kraft) spielen dabei eine zentrale Rolle. Bei der Prüfung der möglichen notwendigen betrieblichen Massnahmen ist die Abwägung zwischen Effizienz, Leistungsfähigkeit und Sicherheit für die ElCom entscheidend.

Marktüberwachung

Auch die Marktüberwachung befasst sich 2025 mit Themen im Umfeld von Netzstabilität und Systemdienstleistungen (SDL). Nachdem die ElCom im Markt für Sekundärregelenergie (SRE) wegen fundamental nicht begründbar hohen Preisen eine temporäre Preisbegrenzung initiiert hat, gilt es, die Entwicklungen in diesem Markt weiter eng zu begleiten. Die Preis- bzw. Gebotsgrenze stellt eine kurzfristige und zeitlich befristete Korrekturmassnahme dar. Mittel- und längerfristig sind alternative Massnahmen nötig, um den SRE-Markt effizienter und wettbewerbler auszugestalten und den Bedarf an Ausgleichs- und damit auch Regelenergie zu reduzieren. Die ElCom wird 2025 in enger Abstimmung mit den Marktakteuren mögliche Massnahmen evaluieren und umsetzen.

Daneben bleibt ein Fokus der Marktüberwachung auf dem Grosshandel. Die ElCom wird einen Bericht zu den Preisentwicklungen während der Krise und den extremen Marktverwerfungen 2022 veröffentlichen. Darin analysiert sie die Gründe und die Nachvollziehbarkeit der Handlungen der Marktteilnehmer im Umfeld von kurzzeitigen extremen Preisausschlägen an den Strombörsen.

Perspektivisch dürfte die Rolle der ElCom bei der Marktüberwachung eine grössere Bedeutung erhalten, falls das Parlament 2025 das Bundesgesetz für die Aufsicht und Transparenz im Energiemarkt verabschiedet. Mit dem neuen Gesetz sind dann einerseits Marktmanipulation und Insiderhandel in der Schweiz verboten, andererseits werden damit neue Reportingverpflichtungen für die betroffenen Marktteilnehmer im Strom- und Gasmarkt eingeführt. Ziel des Gesetzes ist es, mehr Transparenz im Schweizer Energiemarkt zu schaffen.

Preise und Tarife

Für die Aufsicht über die Preise und Tarife von Netzen und Grundversorgung besteht eine besondere Herausforderung mit den neuen Rahmenbedingungen aus dem Mantelerlass. Spezi-

fische Tarifprüfungen, die zurückliegende Jahre betreffen, werden im Verlauf des Jahres 2025 weiter auf den alten gesetzlichen Grundlagen erfolgen. Gleichzeitig werden die Netzbetreiber 2025 ihre Tarife für 2026 neu gemäss Mantelerlass einreichen. Die ElCom passt hierzu die Systeme zur Einreichung der Kosten- und Tarifdaten an. Darüber hinaus braucht es diverse Klärungen und Spezifizierungen bezüglich Auslegung und Umsetzung der neuen gesetzlichen Grundlagen – etwa im Rahmen von Wegleitungen, Mitteilungen, Weisungen, Q&A usw. Die ElCom rechnet mit zahlreichen Anfragen von Netzbetreibern hinsichtlich der konkreten Umsetzung der neuen Bestimmungen.

Parallel dazu wird die ElCom auch 2025 ihre Monitoringaktivitäten, vor allem im Bereich der Grundversorgungstarife, weiterverfolgen. Ein besonderes Augenmerk wird sie dabei unter anderem auf das Thema Produktqualität und damit verbundene (Mehr-)Kosten richten. Zudem wird auch 2025 der Bereich der datenanalytischen Monitoring- und Prüfaktivitäten für risiko- und wirkungsorientierte Kosten- und Tarifprüfungen weiter ausgebaut.

Verfahren

Bei den Verfahren muss sich die ElCom weiterhin mit der Umsetzung der sogenannten Durchschnittspreismethode beschäftigen. Hierbei geht es um die Zuteilung und Einrechnung von Beschaffungskosten und Gestehungskosten der eigenen Produktion in die Energietaarife der Grundversorgung. Auch einzelne Verfahren zum Abbau von Unterdeckungen sind noch hängig. Zudem sind verschiedene Streitigkeiten zum Einbau von Smartmetern oder zur Übernahme von Mehrkosten für manuelle Ablesungen von konventionellen Zählern zu

entscheiden. Viele davon konnten bereits einvernehmlich beigelegt werden. Verfahren zur Vergütung von Netzverstärkungen werden auch im kommenden Jahr zahlreich zu erledigen sein. So sind derzeit über 250 Verfahren hängig, und es sind laufend weitere Anträge von Netzbetreibern zu erwarten. Schliesslich wird die Umsetzung des Bundesgesetzes für eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien zahlreiche neue Fragen aufwerfen, welche die ElCom – letztlich wohl auch im Rahmen neuer Verfahren – zu beantworten haben wird.

Digitales und Daten

Neben der Beantwortung von Umsetzungsfragen zur neuen Gesetzgebung wird die ElCom die neuen Vorgaben auch in die Erhebungs- und Regulierungsinstrumente der ElCom aufnehmen. Speziell betroffen sind dabei die IT-Infrastrukturen. Beispielsweise besteht mit dem Mantelerlass neu die gesetzliche Grundlage, um die Resultate der sogenannten Sunshine-Regulierung und damit Vergleiche der Unternehmen anhand verschiedener Indikatoren zu publizieren. Diese Publikation soll etwa ab Anfang 2026 über einen Ausbau der bestehenden Strompreiswebsite der ElCom erfolgen. Auch die IT-Systeme zur Marktüberwachung müssen aufgrund steigender Aufgaben und Anforderungen laufend ausgebaut und upgedatet werden.

Eine zentrale Rolle bei den Regulierungstätigkeiten der ElCom spielen Daten. Um die Daten für die Regulierung adäquat zu nutzen, die Datenqualität sicherzustellen und Möglichkeiten zur Analyse auszuschöpfen, hat die ElCom 2024 ihre Kompetenzen in diesem Bereich ausgebaut. Diese Arbeiten werden auch künftig einen Schwerpunkt für die Tätigkeiten der ElCom bilden, zumal auch die Menge an Daten stark zunimmt.

9 Über die ElCom



Die Kommission von links nach rechts: Laurianne Altwegg (Vizepräsidentin), Felix Vontobel, Werner Luginbühl (Präsident), Katia Delbiaggio, Jürg Rauchenstein, Sita Mazumder, Andreas Stöckli

Die ElCom hat die Aufgabe, den schweizerischen Strommarkt zu überwachen und sicherzustellen, dass das Stromversorgungs- und Energiegesetz eingehalten wird. Sie beaufsichtigt die Strompreise und -tarife und entscheidet bei Differenzen in Bezug auf den Netzzugang. Die ElCom überwacht zudem die Versorgungs-

sicherheit im Strombereich und regelt Fragen zum internationalen Stromtransport und -handel. Schliesslich ist die ElCom zuständig für Streitigkeiten betreffend Abnahme und Vergütung aus kleinen Produktionsanlagen und entscheidet bei gewissen Streitigkeiten zwischen Eigenverbrauchern und Netzbetreibern.

Kennzahlen zur Branche

Die ElCom überwacht den Stromgrosshandel und die Elektrizitätsbranche inklusive Swissgrid bezüglich Netznutzungstarife, Elektrizitätstarife der festen Endverbraucher, Versorgungssicherheit, Zustand der Stromnetze sowie Zuteilung von Netzkapazität bei Engpässen an den Grenzen.

Anzahl Netzbetreiber: 586

Anzahl Netzebenen: 7

Kilometer Stromnetze (Freileitungen und Kabel, inkl. Hausanschlüsse): Total rund 214'000 km | Netzebene 1 – rund 6'750 km | Netzebene 3 – rund 8'929 km | Netzebene 5 – rund 46'330 km | Netzebene 7 – rund 152'166 km

Anzahl Messpunkte: 5,85 Mio.

Anzahl Rechnungsempfänger: 5,35 Mio.

Jährliche Investitionen in die Netzinfrastuktur: 1,9 Mrd. CHF, davon:

- Jährliche Investitionen ins Verteilnetz: 1,6 Mrd. CHF
- Jährliche Investitionen ins Übertragungsnetz: 221 Mio. CHF

Jährlicher Stromkonsum: 2022 57 TWh | 2023 56.1 TWh

Produktion: 2022 63,5 TWh | 72,1 TWh (inkl. Verbrauch Speicherpumpen)

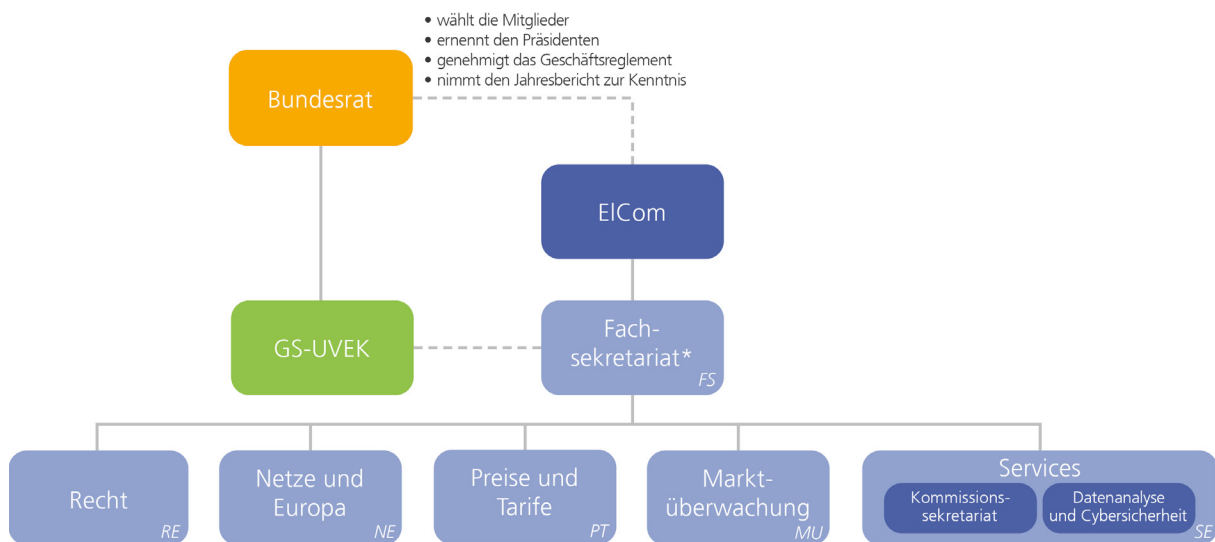
Stromimport: 2022 33,1 TWh | 27,5 TWh

Stromexport: 2022 29,7 TWh | 33,9 TWh

9.1 Organisation und Personelles

Die ElCom setzt sich aus fünf bis sieben unabhängigen, vom Bundesrat gewählten Kommissionsmitgliedern sowie dem Fachsekretariat

zusammen. Sie untersteht keinen Weisungen des Bundesrates und ist von den Verwaltungsbehörden unabhängig.



*Administrative Angliederung an GS-UVEK

Abbildung 22: Das Organigramm der ElCom.

Die Sektion Kommissionssekretariat im Fachsekretariat wurde im Berichtsjahr aufgrund neuer Aufgaben um einen Bereich «Datenana-

lyse und Cybersicherheit» erweitert und in «Services» unbenannt.

9.1.1 Kommission

Die sieben Kommissionsmitglieder der ElCom sind von der Elektrizitätswirtschaft unabhängig. Sie üben ihre Tätigkeit im Nebenamt aus. Die Kommission tagt im Durchschnitt einmal monatlich im Plenum. Dazu kommen die Sitzungen der fünf Ausschüsse «Preise und Tarife», «Netze und Versorgungssicherheit», «Recht», «Internationale Beziehungen» sowie «Marktüberwachung».

Die Kommission setzte sich im Berichtsjahr wie folgt zusammen:

Präsident:

- Werner Luginbühl (seit 2020): Altständerat

Vizepräsidentin:

- Laurianne Altwegg (seit 2015): lic. en science politique, Verantwortliche für Energie, Umwelt & Landwirtschaft beim Westschweizer Konsumentenbund FRC

Mitglieder:

- Katia Delbiaggio (seit 2020): Dr. rer. pol., Professorin für Volkswirtschaft am Departement Wirtschaft der Hochschule Luzern
- Sita Mazumder (seit 2018): Dr. oec. publ., Professorin für Wirtschaft und Informatik am Departement Informatik der Hochschule Luzern
- Jürg Rauchenstein (seit 01.09.2022): Dipl. El. Ing. ETH, Entwicklungsingenieur bei ABB
- Andreas Stöckli (seit 2019): Dr. iur., Rechtsanwalt, Professor für Staats- und Verwaltungsrecht an der Universität Freiburg
- Felix Vontobel (seit 2020): Dipl. El. Ing. FH

Ausschüsse

Die Kommission arbeitete im Berichtsjahr in folgenden Ausschüssen:

Preise und Tarife

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

Recht

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

Netze und Versorgungssicherheit

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

Internationale Beziehungen

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

Marktüberwachung

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

9.1.2 Fachsekretariat

Das Fachsekretariat unterstützt die Kommission fachlich und technisch, bereitet die Entscheide der Kommission vor und setzt diese um. Es leitet verwaltungsrechtliche Verfahren und führt Abklärungen durch. Es ist von anderen Behörden unabhängig und untersteht ausschliesslich den Weisungen der Kommission. Administrativ ist das Fachsekretariat als Leistungsbezügerin

dem Generalsekretariat UVEK angegliedert. Das Fachsekretariat zählte per 31. Dezember 2024 50 fest angestellte Mitarbeitende und 5 Praktikanten und Praktikantinnen in Voll- oder Teilzeitpensen. Umgerechnet entspricht dies 43.2 Vollzeitstellen («Full time equivalents, FTE», ohne Praktikumsstellen). Das Durchschnittsalter aller Mitarbeitenden beträgt 45.2 Jahre.



**Geschäftsführer des
Fachsekretariates
(55 Mitarbeitende)**

Urs Meister
Dr. oec. publ.



**Sektion Netze
und Europa
(10 Mitarbeitende)**

Michael Bhend
Dipl. Ing. ETHZ



**Sektion Preise
und Tarife
(13 Mitarbeitende)**

Barbara Wyss
Dr. oec. publ.



**Sektion Recht
(11 Mitarbeitende)**

Nicole Zeller
lic. iur., Rechtsanwältin



**Sektion
Marktüberwachung
(8 Mitarbeitende)**

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



**Sektion Services
(12 Mitarbeitende)**

Simon Witschi
M.A.

9.1.3 Unabhängigkeit und Interessensbindungen

Die Mitglieder der Kommission arbeiten in einem Teilzeitpensum für die ElCom und dürfen daneben weitere berufliche Tätigkeiten ausüben. Jedoch dürfen sie keinen juristischen Personen angehören, die in der Elektrizitätswirtschaft tätig sind und dürfen keine Dienstleistungen für solche juristische Personen vornehmen.

Die Mitglieder der ElCom unterstehen den allgemeinen Ausstandspflichten. Die ElCom hat diese

Pflichten zusätzlich verschärft und weitergehende Ausstandsregeln eingeführt. Die Interessensbindungen der Mitglieder der ElCom werden jährlich abgefragt und transparent ausgewiesen.

Auch den Mitarbeitenden des Fachsekretariats werden Verhaltensregeln aufgelegt, die beim Eintritt ins Anstellungsverhältnis bei der ElCom in Form eines Code of Conduct unterschrieben werden müssen.

9.2 Kommunikation und Öffentlichkeitsprinzip der Verwaltung

Als Teil der Bundesverwaltung untersteht die ElCom dem Bundesgesetz über das Öffentlichkeitsprinzip der Verwaltung (Öffentlichkeitsgesetz; BGÖ). Dieses Gesetz ermöglicht der Öffentlichkeit den Zugang zu amtlichen Dokumenten. Betrifft das Zugangsgesuch Daten Dritter (z. B. eines Netzbetreibers), ist dieser anzuhören.

Darüber hinaus erhält er immer die Möglichkeit, vor Gewährung des Zugangs allenfalls den Erlass einer anfechtbaren Verfügung zu erwirken. Im Berichtsjahr sind bei der ElCom mehrere Gesuche nach Öffentlichkeitsgesetz eingegangen, zudem wurde sie bei Gesuchen angehört, die bei anderen Verwaltungseinheiten eingegangen waren.

9.3 Finanzen

Der ElCom stand im Berichtsjahr ein Budget von rund 13.6 Millionen Franken zur Verfügung. Mit den verfügbaren Mitteln konnten die Aufwände im Berichtsjahr knapp gedeckt werden, inklusive der Finanzierung der aufwändigen und komplexen IT-Systeme der ElCom (insb. Dateneinlieferungssystem EDES und Mark-

tüberwachungssystem Schweiz MATCH). Den Ausgaben stehen Einnahmen in Höhe von rund 5.5 Millionen Franken gegenüber, die von Swissgrid als Aufsichtsabgabe für die Zusammenarbeit der ElCom mit ausländischen Behörden sowie von den Parteien über Verfahrensgebühren finanziert wurden.

9.4 Veranstaltungen

ElCom-Forum 2024

Die vierzehnte Ausgabe des ElCom-Forums fand am 15. November 2024 in der AHA in Aarau statt. Rund 300 Personen aus der Energiebranche haben sich Referaten und Diskussionen zum Thema «Flexibilität als neue Währung auf dem Strommarkt» zugewandt.

Rednerinnen und Redner aus Branche, Verwaltung und Wissenschaft haben dabei eine Standortbestimmung vorgenommen und die aktuellen und kommenden Herausforderungen diskutiert. Das ElCom-Forum 2025 ist am 14. November in Pratteln geplant.

Informationsveranstaltungen für Netzbetreiber

Die ElCom hat 2024 im Frühling insgesamt vier virtuelle Informationsveranstaltungen für Netzbetreiber durchgeführt. Behandelt wurden aktuelle Themen aus dem Bereich Preise und Tarife, hohe Marktpreise sowie rechtliche Neuerungen. An den Veranstaltungen in drei

Sprachen nahmen insgesamt rund 600 Personen teil. Sowohl für die Teilnehmenden wie auch für die Mitarbeitenden der ElCom bildeten diese Anlässe wiederum eine willkommene Gelegenheit für einen fachlichen Austausch.

Workshop Marktüberwachung

Im Fokus des diesjährigen Workshops der Sektion Marktüberwachung der ElCom standen die Regelenenergiemärkte in der Schweiz. Seitens Swissgrid gab es einen umfassenden Überblick über die historische Entwicklung der Regele-

nergiemärkte und die aktuellen Herausforderungen in der Frequenzhaltung, während die ElCom die neuesten Erkenntnisse aus dem Monitoring der Regelenenergiemärkte und Aspekte der Markttransparenz präsentiert.

10 Anhang

10.1 Geschäftsstatistik

Im Jahr 2024 sind insgesamt 493 neue Fälle eingegangen, 374 Fälle waren aus dem Vorjahr übertragen worden. Von diesen Fällen konnten im Berichtsjahr 138 Fälle erledigt werden. Der allergrösste Teil dieser Fälle betrifft Gesuche für Netzverstärkungen.

Bei den einfachen Anfragen handelt es sich um Anfragen, welche über das Kontaktformu-

lar der Webseite oder per Mail eintreffen, und bei denen es sich um Routinefragen handelt. Solche Anfragen erfordern meist einen Bearbeitungsaufwand von wenigen Stunden oder Tagen. In seltenen Fällen führen einfache Anfragen auch zu Verfahren. Im Jahr 2024 sind 792 solcher einfachen Anfragen eingegangen. Die einfachen Anfragen konnten – bis auf 24 Anfragen – vollständig abgearbeitet werden.

Art des Geschäfts	Übertrag aus Vorjahren	Eingang 2024	Erledigt 2024	Übertrag ins 2025
Spezifische Eingaben Tarife	85	23	1	107
Netzverstärkungen	147	394	100	441
Restliche Fälle	142	76	37	181
Total	374	493	138	729
Einfache Anfragen	35	781	792	24
Total inkl. einfache Anfragen	409	1274	930	753

Tabelle 8: Geschäftsstatistik 2024 der ElCom

10.2 Sitzungsstatistik

Im Berichtsjahr haben die ElCom-Mitglieder – in unterschiedlicher Zusammensetzung – an insgesamt zwölf Ganztages- und 26 Halbtages-sitzungen im Inland teilgenommen. Einmal

pro Jahr trifft sich die ElCom zu ihrer Retraite. Im Berichtsjahr hat sich die Kommission zur Retraite in Lachen SZ getroffen.

10.3 Publikationen

Weisungen

08.02.2024	Aufsicht Cybersicherheit der ElCom
05.03.2024	WACC Produktion
05.03.2024	Deckungsdifferenzen Netz und Energie aus den Vorjahren
04.06.2024	Kommunikation von Tarifänderungen

24.06.2024	Eckwerte für die Errichtung einer Wasserkraftreserve im hydrologischen Jahr 2024/2025
16.10.2024	Abrufordnung der Kraftwerke der Winterreserve 2024/2025
17.12.2024	Grundversorgung Energie – Anwendbares Recht

Mitteilungen

16.01.2024	Stellungnahme ElCom zum Entwurf des Verhandlungsmandats CH-EU
07.05.2024	Vernehmlassung zur Umsetzung des Mantelerlasses auf Verordnungsstufe – Stellungnahme der ElCom
05.06.2024	Vernehmlassung zum Bundesgesetz über die Stromversorgung (Anforderungen an systemrelevante Unternehmen) – Stellungnahme der ElCom
25.06.2024	Deckungsdifferenzen – Beispiel Berechnung und Abbau der DD Energie für die Jahre 2024 bis 2029
25.06.2024	Messwesen – Pflicht zum Einsatz intelligenter Messsysteme nach Artikel 8a und 8b StromVV bei freien Endverbrauchern und neu angeschlossenen Erzeugungsanlagen
02.07.2024	Regelzonen-Ausgeglichenheit
02.07.2024	Stellungnahme Vernehmlassung WACC
25.07.2024	Faktenblatt Wasserkraftreserve
05.09.2024	Fragen und Antworten zur Energiestrategie 2050 (Update)
15.10.2024	Vernehmlassung Elektrizitätsgesetz (Beschleunigung beim Aus- und Umbau der Stromnetze) – Stellungnahme der ElCom
24.10.2024	Häufige Fragen zum Thema Messwesen / «Smartmeter»
31.10.2024	Hohe Preise für Sekundärregelenergie (SRE)
13.11.2024	Vernehmlassung zur Verordnung über den Betrieb der Reservekraftwerke in einer schweren Strommangellage – Stellungnahme der ElCom
15.11.2024	Dringliche Verbesserung der für die Prognose relevanten Messdatenqualität
18.12.2024	Hohe Preise für Sekundärregelenergie (SRE): Einführung einer befristeten Preisgrenze

Berichte und Studien

31.05.2024	Tätigkeitsbericht der ElCom 2023
18.06.2024	Winterreserve – Bereitschaftstest 2024
17.10.2024	Regelleistung und Regelenergie 2023
12.11.2024	Berücksichtigung des Schweizer Netzes in der Kapazitätsberechnung der EU
05.07.2024	Stromversorgungsqualität 2023
18.12.2024	Hohe Energietarife ab 2023 – Tarifentwicklung in der Hochpreis-Phase und Massnahmen der ElCom

10.4 Glossar

ACER	EU Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AEP;	Ausgleichsenergiepreismechanismus
aFRR, mFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve / manually Frequency Restoration Reserve
BABS	Bundesamt für Bevölkerungsschutz
BACS	Bundesamt für Cybersicherheit
BATE	Bundesgesetz über die Überwachung und Transparenz in den Energiegrosshandelsmärkten
BFE	Bundesamt für Energie
BFS	Bundesamt für Statistik
Bilanzmanagement	Massnahmen zur ständigen Aufrechterhaltung der elektrischen Energie- und Leistungsbilanz im Elektrizitätssystem; dazu gehören insbesondere Fahrplanmanagement, Messdatenmanagement und Bilanzausgleichsmanagement.
CEER	Council of European Energy Regulators; Conseil des régulateurs européens de l'énergie
CMIT	CEER Market Integrity and Transparency Working Group
CORE	Kapazitätsberechnungsregion CORE setzt sich zusammen aus den ehemaligen Regionen CWE (Central West Europe) und CEE (Central East Europe)
CRE	Französische Energieregulierungskommission (Commission Régulation de l'Energie)
Day-Ahead	Den Handel von Strom für den nächsten Tag, bei dem die Preise und Mengen bereits 24 Stunden im Voraus festgelegt werden
ECC	«European Commodity Clearing» ist eine Clearingstelle, die sich auf Energie- und Rohstoffprodukte spezialisiert hat
EDES	ElCom Dateneinlieferungssystem
EEX	European Energy Exchange

ElCom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
EMBAG	Bundesgesetzes über den Einsatz elektronischer Mittel zur Erfüllung von Behördenaufgaben
Endverbraucher	Kunden, die Elektrizität für den eigenen Verbrauch kaufen. Ausgenommen hiervon ist der Elektrizitätsbezug für den Eigenbedarf eines Kraftwerkes sowie für den Antrieb von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken.
EnG	Energiegesetz
Engpassmanagement	Gewährleistet durch präventive (z. B. NTC-Bestimmung, Kapazitätsauktionen) und operationelle Massnahmen (z. B. Redispatch, Reduktionen), dass ein sicherer Netzbetrieb aufrechterhalten werden kann.
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnV	Energieverordnung
EPEX / EPEX Spot	European Power Exchange / Europäische Strombörse
EU	Europäische Union
ESMA	Europäische Wertpapier- und Marktaufsichtsbehörde
ESTI	Eidgenössisches Starkstrominspektorat
EU	Europäische Union
FCR	Frequency controlled normal operation reserve
FINMA	Eidgenössischen Finanzmarktaufsicht
FiREG	Bundesgesetz über subsidiäre Finanzhilfen zur Rettung systemkritischer Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft
GME	Gestore Mercati Energetici
GWh	Gigawattstunde
H4	5-Zimmer Wohnung mit Elektroherd und Tumbler, ohne Elektroboiler
HS	Hochspannung

ICT	Information Communications Technology
IN	Imbalanced Netting
KKW	Kernkraftwerk
kVA	Anschlussleistung Kilovoltampere
kWh	Kilowattstunde
kWp	Kilowatt-Peak
LVG	Landesversorgungsgesetz
MARI	Plattform für Austausch von schneller Tertiärregelenergie
Median	Der Wert in der Mitte einer der Grösse nach geordneten Datenreihe. Das heisst, jeweils die Hälfte aller Beobachtungen ist kleiner respektive grösser als der Medianwert. (Im Gegensatz zum Mittelwert ist der Median «robust» gegenüber Ausreissern.)
MS	Mittelspannung
MVA	Megavoltampere
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NB	Netzbetreiber
NCCS	Networkcode Cybersecurity
NER	Network of Economic Regulators der OECD
Net Transfer Capacity	(NTC) Maximales Austauschprogramm zwischen zwei Netzgebieten, das mit den Sicherheitsstandards beider Gebiete vereinbar ist und die technischen Unsicherheiten zukünftiger Netzsituationen berücksichtigt.
Netznutzung	Physikalische Benutzung eines Netzsystems aufgrund von Einspeisung oder Entnahme elektrischer Energie.

Netzzugang	Recht auf Netznutzung, um von einem Lieferanten freier Wahl Elektrizität zu beziehen oder Elektrizität in ein Netz einzuspeisen.
NIST	National Institute of Standards and Technology
NRAs	Regulierungsbehörden (National regulatory authorities)
NS	Niederspannung
OMP	Organisierten Marktplätze
PGV	Plangenehmigungsverfahren
PICASSO	Plattform für Austausch von Sekundärregelenergie
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaik-Anlage
Refinitiv	Einer der weltweit grössten Anbieter von Finanzmarktdaten und -infrastruktur
Regelenergie	Automatischer oder von Kraftwerken abrufbarer Einsatz von Elektrizität zur Einhaltung des geplanten Elektrizitätsaustausches und zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebes.
Regelzone	Gebiet, für dessen Netzregelung die nationale Netzgesellschaft verantwortlich ist. Die Regelzone wird physikalisch durch Messstellen festgelegt.
REMIT	Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency: Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegrosshandelsmarkts
RRMs	Registered Reporting Mechanisms
SAIDI	Der System Average Interruption Duration Index (SAIDI) entspricht der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer eines Endverbrauchers in einem Stromversorgungssystem.
SAIFI	Der System Average Interruption Frequency Index (SAIFI) entspricht der durchschnittlichen Unterbrechungshäufigkeit eines Endverbrauchers in einem Stromversorgungssystem.
SDV	Systemdienstleistungsverantwortliche

SIX	Unternehmen, welches die Infrastruktur für den Schweizer Finanzplatz zur Verfügung stellt und Betreiber der Schweizer Börse SIX Swiss Exchange
SKI	Strategie zum Schutz kritischer Infrastrukturen
SRE	Sekundärregelenergie
SRL	Sekundärregelleistung
StromVG	Stromversorgungsgesetz
StromVV	Stromversorgungsverordnung
SÜL	Sachplan Übertragungsleitungen
Systemdienstleistungen, SDL	Die für den sicheren Betrieb der Netze notwendigen Hilfsdienste. Diese umfassen insbesondere Systemkoordination, Bilanzmanagement, Vorhaltung von Regelleistung, Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit von Erzeugern, Spannungshaltung (inkl. Anteil Blindenergie), betriebliche Messungen und Ausgleich der Wirkverluste.
TERRE	Plattform für Austausch von langsamer Tertiärregelenergie
TRL	Tertiärregelleistung
TWh	Terawattstunde
Übertragungsnetz	Elektrizitätsnetz, das der Übertragung von Elektrizität über grössere Distanzen im Inland sowie dem Verbund mit den ausländischen Netzen dient und in der Regel auf der Spannungsebene 220/380 kV betrieben wird. Zum Übertragungsnetz gehören insbesondere auch: a) Leitungen inklusive Tragwerke; b) Kuppeltransformatoren, Schaltanlagen, Mess-, Steuer- und Kommunikationseinrichtungen; c) gemeinsam mit anderen Netzebenen genutzte Anlagen, die mehrheitlich im Zusammenhang mit dem Übertragungsnetz genutzt werden oder ohne die das Übertragungsnetz nicht sicher oder nicht effizient betrieben werden kann; d) Schaltfelder vor dem Transformator beim Übergang zu einer anderen Netzebene oder zu einem Kraftwerk.
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

UVEK	Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
Verteilnetz	Elektrizitätsnetz hoher, mittlerer oder niederer Spannung zum Zwecke der Belieferung von Endverbrauchern oder Elektrizitätsversorgungsunternehmen.
VNB	Verteilnetzbetreiber
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
WACC	Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten (Weighted Average Cost of Capital)



Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom

Christoffelgasse 5, CH-3003 Bern

Tel. +41 58 462 58 33

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