



Tätigkeitsbericht der ElCom 2022



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 · Fax +41 58 462 02 22
info@elcom.admin.ch · www.elcom.admin.ch

Bilder

Ralf Melchert (Seite 1, 96)
KEYSTONE - Anthony Anex (Seite 6)
ElCom / Bildkultur, Markus Mühlheim (Seite 11, 13, 35, 83, 87)
Lukas Bieri, Pixabay (Seite 47)
Repower AG (Seite 59)
iStock (Seite 71)

Auflage

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

Erscheint in deutscher, französischer, italienischer und englischer Sprache · 6/2023

Inhaltsverzeichnis

| | | |
|----------|---|-----------|
| 1 | Vorwort des Präsidenten | 6 |
| 2 | Interview mit dem Geschäftsführer | 11 |
| 3 | Der Schweizer Strommarkt | 13 |
| 3.1 | Struktur der Schweizer Netzbetreiber | 13 |
| 3.2 | Marktzugang und Wechselrate | 15 |
| 3.3 | Grundversorgung, Ersatzversorgung und Eigenverbrauch | 17 |
| 3.4 | Tarife Übertragungsnetz | 17 |
| 3.5 | Tarife Verteilnetz | 18 |
| 3.5.1 | Starke Tarifanstiege 2023 | 18 |
| 3.5.2 | Mittlere kommunale Tarife in der Schweiz für das Tarifjahr 2023 | 20 |
| 3.5.3 | Aktivitäten der ElCom im Zusammenhang mit den hohen Stromtarifen 2023 | 24 |
| 3.5.4 | Tarifstruktur im Allgemeinen | 26 |
| 3.6 | Einreichung der Kostenrechnungen und Tarife mit EDES | 27 |
| 3.7 | Prüfungen zu Tarifen | 28 |
| 3.7.1 | Reduktion der Unterdeckungen als Risiko potentieller Tarifierhöhungen | 28 |
| 3.7.2 | Prüfungen Netztarife | 28 |
| 3.7.3 | Prüfungen Energietarife | 29 |
| 3.8 | Gewinn im Vertrieb: 75- bzw. 60-Franken-Regel | 30 |
| 3.9 | Sunshine-Regulierung | 31 |
| 3.10 | Messwesen | 31 |
| 3.11 | Entflechtung | 32 |
| 3.12 | Rückliefervergütung | 33 |
| 4 | Marktüberwachung | 35 |
| 4.1 | Ausserordentliche Marktpreisentwicklungen am Grosshandelsmarkt im Jahr 2022 | 35 |
| 4.2 | Markttransparenz im Stromgrosshandel | 36 |
| 4.3 | Marktüberwachung 2022 in Zahlen | 38 |
| 4.4 | Massnahmen in der Schweiz FiREG, ElCom Verfügung, GATE | 39 |
| 4.5 | EU-Massnahmen zur Senkung der Energiepreise | 40 |
| 4.6 | Hedging Strategien und Liquiditätsbedarf für den Rettungsschirm | 42 |
| 4.7 | Analyse der Umfrage von CRE | 43 |
| 4.8 | Monitoring von Winterprodukten Spreads | 45 |
| 5 | Versorgungssicherheit | 47 |
| 5.1 | Einleitung | 47 |
| 5.2 | Die Versorgungssicherheit im Rück- und Ausblick | 48 |
| 5.2.1 | Rückblick auf den Winter 2021/2022 | 48 |
| 5.2.2 | Vorfälle im Jahresverlauf | 48 |
| 5.2.3 | Situation im Winter 2022/2023 | 49 |
| 5.3 | Winterreserve | 50 |
| 5.3.1 | Wasserkraftreserve | 50 |
| 5.3.2 | Ergänzende Reserven | 51 |
| 5.4 | Ungeplante Flüsse | 51 |
| 5.5 | Cyber-Sicherheit | 52 |
| 5.6 | Qualität der Versorgung | 53 |
| 5.6.1 | Verfügbarkeit des Netzes | 53 |
| 5.6.2 | Importkapazität | 54 |
| 5.6.3 | Exportkapazität | 55 |
| 5.6.4 | Nachrüstung dezentraler Energieerzeugungsanlagen | 55 |
| 5.7 | Systemdienstleistungen | 56 |
| 5.8 | Umsetzung manueller Lastabwurf und vorgelagerte Bezugsanpassungen | 58 |

| | | |
|-----------|--|-----------|
| 6 | Die Netze | 59 |
| 6.1 | Fakten und Zahlen der Schweizer Stromnetze | 59 |
| 6.2 | Netzausbau und Netzplanung | 64 |
| 6.2.1 | Mehrjahresplanung Übertragungsnetz | 64 |
| 6.2.2 | Mehrjahresplanung Verteilnetz | 65 |
| 6.2.3 | Beteiligung an SÜL- und PGV-Verfahren | 66 |
| 6.3 | Investitionen in Netzinfrastruktur | 66 |
| 6.3.1 | Investitionen ins Übertragungsnetz | 66 |
| 6.3.2 | Investitionen ins Verteilnetz | 67 |
| 6.3.3 | Kalkulatorischer Zinssatz WACC Netz | 67 |
| 6.4 | Netzverstärkungen | 68 |
| 7 | Internationales | 71 |
| 7.1 | Einleitung | 71 |
| 7.2 | Engpassmanagement | 72 |
| 7.3 | Merchant Lines | 73 |
| 7.4 | Auktionserlöse | 74 |
| 7.5 | Internationale Plattformen für Regelleistung | 75 |
| 7.6 | Internationale Gremien | 76 |
| 8 | Ausblick | 80 |
| 9 | Über die ElCom | 83 |
| 9.1 | Organisation und Personelles | 85 |
| 9.1.1 | Kommission | 85 |
| 9.1.2 | Fachsekretariat | 86 |
| 9.2 | Finanzen | 87 |
| 9.3 | Veranstaltungen | 88 |
| 10 | Anhang | 89 |
| 10.1 | Geschäftsstatistik | 89 |
| 10.2 | Sitzungsstatistik | 89 |
| 10.3 | Publikationen | 90 |
| 10.4 | Glossar | 91 |

1 Vorwort des Präsidenten



Werner Luginbühl
Präsident der ElCom

Versorgungssicherheit

Die Folgen des Überfalls Russlands auf die Ukraine im Februar 2022 haben in Europa zu einer Energiekrise bisher unbekannten Ausmasses geführt. Nachdem man während Jahrzehnten gewohnt war, über die Verfügbarkeit der Elektrizität kaum zu diskutieren, weil sie selbstverständlich war, wurde das Wort «Strommangellage» in der Schweiz zum Wort des Jahres 2022 bestimmt.

Entsprechend war 2022 für die ElCom ein äusserst herausforderndes Jahr. Der Krieg, die unsichere Versorgungslage aufgrund der Abhängigkeit von russischem Gas, die schwache Verfügbarkeit der KKW in Frankreich, die Trockenheit im Sommer und die extrem hohen Grosshandelspreise erzeugten beträchtliche Unsicherheiten bezüglich der Stromversorgung und bestimmten die Kernthemen im Berichtsjahr. Dazu kam die

beängstigende Liquiditätssituation von Alpiq im Dezember 2021 und Axpo wenige Monate später, die Bundesinterventionen in Form eines Rettungsschirms nötig machten.

Die ElCom hat als unabhängige Regulierungs- und Aufsichtsbehörde in diesem Jahr eine wichtige Experten-Rolle innegehabt und mit den jeweiligen Behörden eng am Aufbau eines «Rettungsschirms» (FiREG), der Winterreserve und anderen Massnahmen zur Sicherung der Versorgungslage in der Schweiz zusammengearbeitet. Auch in der Vermittlung der Zusammenhänge der Energiekrise, einer möglichen Mangellage und den verschiedenen Massnahmen kam der ElCom eine wichtige Rolle zu. Dies war anhand der stark gestiegenen Zahl von Medien- und Bürgeranfragen spürbar. Mit einer gewissen Befriedigung darf vermerkt werden, dass in kürzester Zeit und unter grössten Anstren-

gungen Massnahmen vorbereitet und umgesetzt wurden, welche im Falle von fehlenden Stromimporten das Risiko einer Mangellage in der Schweiz deutlich reduziert hätten.

Auch wenn nun zweifellos Kritik aufkommen wird, man hätte überreagiert, ist daran zu erinnern, dass diese Massnahmen zur Versorgungssicherheit als «Versicherung» zu sehen sind. Der Winter 2022/23 verläuft in der Schweiz vor allem darum unproblematisch, weil es Europa erstaunlich schnell gelang, Gas aus Russland aus anderen Quellen zu substituieren, weil die im Frühjahr angekündigte Revision von rund 50 französischen Kernkraftwerken schneller umgesetzt wurde als erwartet, weil der einheimische Kraftwerkpark gut verfügbar war und vor allem auch dank unglaublichem Wetterglück. All dies konnte im Sommer 2022 keinesfalls vorausgesetzt werden.

Die von der ElCom geleitete Arbeitsgruppe Versorgungssicherheit, welcher BFE, BWL, WL, OSTRAL, Swissgrid, ENSI und die Kantone angehören, tagte erstmalig über den ganzen Sommer hin, überwachte die Versorgungssituation und erarbeitete Vorschläge für Sofortmassnahmen. Um die Energieversorgung für den Winter zu stärken, wurden verschiedene Massnahmen beschlossen. Dazu gehören die Wasserkraftreserve, der Bau eines Reservekraftwerks in Birr (AG), die Inbetriebnahme bestehender Gaskraftwerke, die vertragliche Sicherung von Notstromaggregaten, die temporäre Erhöhung der Kapazitäten im Übertragungsnetz sowie die Reduktion von Restwassermengen.

Aufgrund der Entwicklungen Anfang des Jahres und um auf weitere Anträge auf finanzielle Unterstützung aus der Elektrizitätswirtschaft besser vorbereitet zu sein, wurde im Frühling 2022 entschieden, mit Vorarbeiten für einen Rettungsschirm bzw. zu einem Gesetz betreffend subsidiäre Fi-

nanzhilfen zur Rettung systemkritischer Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft (FiREG) zu beginnen. Am 30. September 2022 wurde der entsprechende Vorschlag vom Bundesrat verabschiedet. Durch den Antrag von Axpo AG auf finanzielle Unterstützung seitens des Bundes wurde das vorbereitete FiREG am 1. Oktober 2022 in Kraft gesetzt.

Die ElCom waltet als Expertin bei der Festlegung, welche Unternehmen der Schweizer Elektrizitätswirtschaft als systemkritisch einzustufen sind. Des Weiteren analysiert und überwacht die ElCom nach FiREG Artikel 19 Abs. 2 Unterlagen und Informationen zu den abgeschlossenen Energiehandelsgeschäften wie auch die Darstellung der Marktentwicklungen, die dazu führen könnten, dass die systemkritischen Unternehmen auf zusätzliche Liquidität angewiesen sind. Ab dem Zeitpunkt des Antrags auf Darlehensgewährung beobachtet die ElCom im Sinne eines Monitorings zusätzlich für das jeweilige Unternehmen den Liquiditätsbedarf. Die mit dem FiREG verbundene interne Berichterstattung wird 2023 beginnen.

Marktüberwachung

Im Dezember 2022 hat der Bundesrat das Bundesgesetz über die Aufsicht und Transparenz in den Energiegrosshandelsmärkten (GATE) in die Vernehmlassung geschickt. Die aktuelle Energiekrise hat gezeigt, wie wichtig eine verstärkte Transparenz und Aufsicht über die Energiegrosshandelsmärkte ist, auf denen schweizerische Energieprodukte gehandelt werden. Die Stärkung der Aufsicht und der Transparenz in den Energiegrosshandelsmärkten trägt dazu bei, das Vertrauen in die Integrität dieser Märkte zu festigen und sicherzustellen.

Der Gesetzesentwurf legt den MarktteilnehmerInnen gewisse Pflichten auf: Sie müssen sich bei der Aufsichtsbehörde registrieren lassen und für die Marktaufsicht notwendi-

ge Angaben übermitteln (zum Beispiel Transaktionen und Handelsgebote über Energie-grosshandelsprodukte). Damit werden die Informationspflichten bezüglich Insiderinformationen umgesetzt, die sich aus der europäischen Gesetzgebung REMIT ergeben. Des Weiteren sollen durch GATE marktverzerrende Verhaltensweisen wie Marktmanipulation und Insider-Handel verboten werden.

Preise und Tarife

Die hohen Grosshandelspreise im ersten halben Jahr und während der Sommermonate stellten viele Elektrizitätsversorger (EVU) vor grosse Herausforderungen. Entsprechend sind Themen wie Beschaffungsstrategie und das Risikomanagement im Bereich der Beschaffung in den Fokus vieler Unternehmen, aber auch der Politik gerückt. Nicht in jedem Fall ist es den EVU gelungen, die hohen Preise durch eine strukturierte Beschaffung über mehrere zeitlich verschobene Tranchen zu glätten.

Mancherorts sind die Preise sowohl für die Kunden am freien Markt wie auch für die in der Grundversorgung gefangenen Kunden regelrecht explodiert. Dies hat bei der ElCom zu vielen Bürgeranfragen geführt, welche das Fachsekretariat über Wochen vollständig ausgelastet haben. Die ElCom genehmigt allerdings keine Tarife. Sie ist auch nicht zuständig für die Tarife der freien Marktkunden. Die ElCom überwacht und prüft hingegen im Verdachtsfall die Preise und Tarife für die Netznutzung und nimmt im konkreten Fall Untersuchungen darüber vor, ob die geltend gemachten und den Tarifen zugrundeliegenden Kosten anrechenbar und in ihrer Höhe gerechtfertigt sind. Sie kann Absenkungen verfügen oder Erhöhungen untersagen.

Die Beantwortung der vielen Anfragen forderte den Mitarbeitenden einiges ab: nicht nur bezüglich der schieren Anzahl, sondern

insbesondere bezüglich der vielen Einzelschicksale, die geschildert werden – hier eine Dorfbeiz, die nach zwei Jahren Corona-Einschränkungen befürchtet, nun schliessen zu müssen, dort private Einzelpersonen, welche nicht mehr wissen, wie sie ihre Strom- und Gasrechnungen bezahlen sollen. Vielfach war bei der Beantwortung der zahlreichen Anfragen neben Effizienz auch Empathie gefragt.

Trotz der diversen zusätzlichen Herausforderungen konnten wichtige operative Projekte weiter vorangetrieben und teilweise abgeschlossen werden: So konnte die ElCom mit der Anbindung an das eGovernment-Portal des UVEK das Projekt EDES – den Komplettersatz der IT-Infrastruktur zur Datenerhebung bei den über 600 Netzbetreibern – abschliessen. Ebenfalls konnte die Kampagne zu den Unterdeckungen weiter vorangetrieben werden: Hier geht es um bisher nie oder ungenügend in die Tarife eingerechnete Kosten, welche für die Endkunden nicht nur ein latentes Risiko für Tarifierhöhungen bedeuten, sondern die auch mit dem WACC zu Lasten der Endverbraucher verzinst werden dürfen. Im Zuge der Untersuchungen zu diesen Unterdeckungen wurden im Herbst über 70 Verfahren eröffnet. Bis Ende 2022 gelang es der ElCom, mit dieser Kampagne das Risiko künftiger Tarifierhöhungen aus solchen Unterdeckungen um insgesamt rund eine Milliarde Franken zu reduzieren.

Unabhängig von der Entwicklung der Energiepreise am Markt prüft die ElCom regelmässig die von ihr angewendete Beurteilungsregel für angemessene Kosten und Gewinne im Energievertrieb in der Grundversorgung. Ab Anfang 2024 wird der bei der Beurteilungsregel angewendete Schwellenwert von aktuell 75 auf 60 Franken pro Rechnungsempfänger reduziert. Das heisst aber nicht, dass Verteilnetzbetreiber zwingend

Kosten unter 60 Franken ausweisen müssen. Sollten die Kosten eines Verteilnetzbetreibers darüber liegen, dann würde die ElCom deren Anrechenbarkeit prüfen. Der Wert von 60 Franken ist daher lediglich ein Kriterium zur weiteren Abklärung durch die ElCom. Effektiv abgesenkt wird die Kostenobergrenze: Überschreitet die Summe von Verwaltungs- und Vertriebskosten sowie Gewinn auch nach der Kostenprüfung 100 Franken, werden diese 100 Franken als Kostenobergrenze angewendet (bisher: 120 Franken).

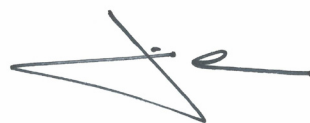
Verfahren

Im Berichtsjahr musste sich die ElCom erstmals im Rahmen einer Verfügung mit der Frage auseinandersetzen, ob nach einer Betriebsübernahme eine «Rückkehr» in die Grundversorgung möglich ist. Ebenfalls hat die ElCom eine erste Verfügung zur Zulässigkeit eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch (ZEV) und zu dessen Anspruch auf Grundversorgung erlassen. Zur umfassenden Beurteilung der Versorgungssicherheit wurden zudem erstmals per Verfügung bei den drei grössten Schweizer Energieunternehmen die abgeschlossenen Standardverträge betreffend den Stromgrosshandel mit Lieferort Schweiz und einer Lieferdauer von mindestens einem

Monat eingefordert. In einem Verfahren betreffend die Massnahmen bei Gefährdungen des stabilen Betriebs des Übertragungsnetzes gelang es den Parteien im Rahmen von Einigungsgesprächen unter der Leitung des Fachsekretariats der ElCom, eine Vereinbarung abzuschliessen, welche die Umsetzung dieser Massnahmen umfassend regelt. Daher konnte das Verfahren abgeschrieben werden.

Personelles

Der Bundesrat hat Jürg Rauchenstein, Dipl. Ing. ETH auf den 1. September 2022 zum neuen Mitglied der Kommission gewählt. Jürg Rauchenstein ersetzt Dario Marty, den ehemaligen Direktor des Eidgenössischen Starkstrominspektorats ESTI, welcher der Kommission seit 2018 angehört und den Ausschuss Netze und Versorgungssicherheit geleitet hatte. Dario Marty sei für sein engagiertes Wirken zugunsten der Kommission herzlich gedankt.



Werner Luginbühl
Präsident der ElCom

2 Interview mit dem Geschäftsführer

Volatile Preise am Markt und zum Teil beträchtliche Tarifsteigerungen führten im vergangenen Jahr dazu, dass wieder vermehrt grundsätzliche Fragen zu Marktdesign und Regulierung diskutiert wurden.

Die Preisentwicklung, die wir in den letzten beiden Jahren am Markt gesehen haben, hat es so noch nicht gegeben. Kann der Markt das noch regeln oder sollte regulierend eingegriffen werden? Wo liegen die Grenzen der Regulierung?

Ja, die Entwicklung der Marktpreise seit Herbst 2021 ist ausserordentlich – nicht nur was den Anstieg betrifft, sondern auch die Volatilität. Vor allem die Preisausschläge am Terminmarkt im August 2022 waren derart extrem, dass sie die Stabilität des gesamten Systems bedrohten. Im Zuge der deutlich reduzierten Gaslieferungen aus Russland nach Europa beinhalteten die Gas- und Strompreise enorme Risikozuschläge, welche die erhöhten Unsicherheiten über die Versorgungsfähigkeit widerspiegeln. Eine Regulierung im Sinne einer Preisobergrenze im Grosshandel hätte jedoch die Märkte in dieser Situation zusätzlich destabilisiert, zumal dies die Nachfrage zusätzlich über das Angebot getrieben hätte. Solange der Wettbewerb noch funktioniert, können Markt- und Preismechanismen auch in angespannten Situationen zur Versorgungstabilität beitragen.

Muss der Strommarkt grundlegend neugestaltet werden? Und braucht die El-Com mehr Kompetenzen für korrigierende Eingriffe in den Markt?

Tatsächlich gibt es aktuell in Europa eine Diskussion um Anpassungen beim Strommarktdesign. Dabei allerdings sollte berücksichtigt werden, dass die Entwicklungen 2022 äusserst extrem und das Resultat einer eigentlichen Krisensituation waren. Und selbst in dieser Situation zeigte der Strommarkt eine überraschend hohe Resilienz. Eine völlige Neudefinition der Mechanismen

im Stromgrosshandel drängt sich meines Erachtens nicht auf. Unabhängig davon aber ist die Schweiz aufgrund ihrer physikalischen und ökonomischen Einbindung in den europäischen Strommarkt von den Diskussionen in der EU betroffen. Darüber hinaus besteht in der Schweiz bei der Aufsicht über den Energiegrosshandel Nachholbedarf. Gerade in Phasen mit extremen Preisausschlägen und damit verbundenen Systemrisiken sowie erhöhter Gefahr von Marktmanipulationen braucht es mehr Transparenz. Der Bundesrat hat mit dem GATE ein entsprechendes Gesetz in die Wege geleitet.

Ist eine vollständige Marktöffnung noch sinnvoll?

Man könnte die Frage auch umgekehrt stellen: Wie nützlich ist die aktuelle Grundversorgung für die Verbraucher? Viele Verteilnetzbetreiber (VNB) verfügen über keine oder sehr wenig Eigenproduktion. Sie und damit ihre Kunden sind damit ebenfalls praktisch vollständig dem Markt ausgesetzt – was sich für 2023 in zum Teil deutlich steigenden Grundversorgungstarifen niederschlägt. Gleichzeitig nahmen die schweizweiten Tarifunterschiede enorm zu: Die Stromtarife für Haushalte liegen zwischen etwa 9 und 71 Rp./kWh. Derartige Unterschiede innerhalb der regulierten Versorgung lassen sich schwer vermitteln. Auch lässt das Gesetz den VNB Spielraum bei der Priorisierung ihrer eigenen erneuerbaren Produktion zu Gestehungskosten in der Grundversorgung. Das heisst, selbst wenn der VNB über eigene Produktion verfügt, stellt diese für die Verbraucher in der Grundversorgung in vielen Fällen nur beschränkt eine preisliche Absicherung gegen hohe Grosshandelspreise dar.

Sollten Kunden in der Grundversorgung nicht stärker vor den Marktpreisschwankungen geschützt werden?

Aktuell ist der gesetzliche Rahmen der Grundversorgung nicht darauf ausgelegt, die Verbraucher explizit gegen Marktpreisschwankungen abzusichern. So hängt der Grad der Preisabsicherung in der Praxis im Wesentlichen vom Stromportfolio bzw. der Beschaffungsstrategie des VNB ab.



Urs Meister
Geschäftsführer der ElCom

« Aktuell ist der gesetzliche Rahmen der Grundversorgung nicht darauf ausgelegt, die Verbraucher explizit gegen Marktpreisschwankungen abzusichern. »

Grundsätzlich wäre es möglich, dass ein VNB über einen höheren Anteil Eigenproduktion und mehr Langfristbeschaffung die Preisausschläge dämpft. Doch Absicherungsstrategien können auch kostspielig sein, so dass beim Verbraucher Zusatzkosten entstehen. Vor allem gibt es bislang keinen liquiden und effektiv funktionierenden Markt für sehr langfristige Beschaffung. Fraglich ist daher,

ob ein gesetzlicher Zwang für VNB für langfristige Beschaffung und Absicherung den Endkunden tatsächlich Vorteile verschaffen würde. Zudem haben Verbraucher unterschiedliche Interessen und Risikofähigkeiten – während etwa ein Teil der Verbraucher sehr wohl bereit wäre, für stabile Preise im Durchschnitt etwas mehr zu zahlen, könnten andere schwankende Preise durchaus akzeptieren. In einem liberalisierten Markt wäre es denkbar, dass sich auch für kleine Verbraucher unterschiedliche Produkte mit verschiedenen Absicherungsstrategien etablieren.

Wie kann sichergestellt werden, dass die gefangenen Kunden nicht dauerhaft im Nachteil sind?

Wie bereits dargestellt, lässt das Gesetz den VNB einen gewissen Spielraum bei der Priorisierung ihrer eigenen – oder auch bei Dritten beschafften – inländischen erneuerbaren Energie in der Grundversorgung. Sind die Gestehungskosten dieser Produktion tiefer als der Marktpreis, ist eine Priorisierung zum Vorteil der Endverbraucher in der Grundversorgung möglich. Umgekehrt stellt die Priorisierung für die Verbraucher einen Nachteil dar, wenn die Marktpreise tiefer als die Gestehungskosten sind. Solange die Priorisierung unverändert bleibt, würden Verbraucher – unter der Annahme einer veränderlichen Marktpreisentwicklung – sowohl profitieren als auch Nachteile tragen. Längerfristig könnte sich das womöglich ausgleichen. Anders ist es, wenn ein VNB die Priorisierung je nach Entwicklung des Marktpreises jeweils neu anpasst. Im Zuge der steigenden Preise gab es rund 30 VNB, die für 2023 ihre bisherige Priorisierung aufgegeben haben. In einem vollständig geöffneten Markt bestünde die Möglichkeit einer systematischen Benachteiligung der Kunden in der Grundversorgung nicht mehr. Bleibt der Markt teilliberalisiert, würde sich etwa die Frage stellen, inwiefern

die Freiheitsgrade der VNB bei der Priorisierung eingeschränkt werden sollten.

Müssen die Verbraucher in der Grundversorgung auch für 2024 mit Tarifierhöhungen rechnen?

Ja, es ist aktuell damit zu rechnen, dass in vielen Fällen die Tarife für 2024 erneut ansteigen. Dies hat verschiedene Gründe. Erstens dürften bei vielen EVU, die ihren Strom mehrheitlich am Markt beschaffen, die Marktpreissteigerungen noch nicht vollständig in den Tarifen berücksichtigt sein. Während für 2023 wohl noch ein grösserer Teil des benötigten Stroms vor den deutlichen Preissteigerungen am Terminmarkt eingekauft wurde, dürfte dieser Anteil für 2024 geringer ausfallen. Das heisst, die höheren Strommarktpreise nehmen in den Tarifen tendenziell ein höheres

Gewicht ein als noch 2023. Natürlich aber hängt das von der individuellen Beschaffungsstrategie eines EVU ab. Weil sich die Preise in den vergangenen Monaten stark bewegten, ist mit unterschiedlichen Auswirkungen auf die Tarife der EVU zu rechnen. Zweitens werden ab 2024 über einen Aufschlag auf den Netztarifen die Verbraucher die zusätzlichen Kosten aus der Umsetzung von kurzfristigen Massnahmen für die Versorgungssicherheit tragen. Das sind insbesondere die Kosten zur Umsetzung der sogenannten Winterreserve. Und drittens hat das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) im Zuge der angestiegenen Zinsen auch den durchschnittlichen Kapitalkostensatz für das Stromnetz sowie für Produktion, die in die Grundversorgung verrechnet wird, angehoben.

3 Der Schweizer Strommarkt



Das Unterwerk Bickigen in Wynigen ist eine der grössten Stromdrehscheiben der Schweiz. Die elektrische Energie wird hier transformiert und in die regionalen und überregionalen Verteilnetze eingespeist.

3.1 Struktur der Schweizer Netzbetreiber

In der Schweiz waren im Jahr 2022 rund 610 Netzbetreiber tätig. Sie versorgen insgesamt rund 5.65 Millionen Rechnungsempfänger (+1.4 % im Vergleich zum Vorjahr) bzw. bedienen rund 5.9 Millionen Messpunkte (+1.5 % im Vergleich zum Vorjahr). Die Branche ist ausgesprochen heterogen: Während die grössten Netzbetreiber über 300'000 Endkunden versorgen, versorgt der durchschnittliche Netzbetreiber lediglich knapp 1'620 Endkunden, der kleinste sogar nur 45. Lediglich 80 Netzbetreiber versorgen mehr als 10'000 Endverbraucher, 14 davon mehr als 100'000 Endverbraucher (Abbildung 1).

Diese Heterogenität zeigt sich auch in den Rechtsformen, in welchen die Netzbetreiber organisiert sind: lediglich 25 Prozent der Netzbetreiber sind Aktiengesellschaften; ihnen ste-

hen rund 20 Prozent Genossenschaften gegenüber. Die übrigen 55 Prozent der Netzbetreiber sind entweder Gemeindewerke oder öffentlich-rechtlich organisierte Unternehmen. Die Anzahl Netzbetreiber in der Schweiz ist zwischen 2016 und 2021 um rund sieben Prozent auf 610 gesunken. Die Entwicklung hin zu weniger Netzbetreibern lässt sich bereits seit längerer Zeit beobachten. Gründe dafür sind einerseits Netzübernahmen und andererseits Gemeindefusionen. Die Anzahl Gemeinden sank gemäss amtlichem Gemeindeverzeichnis der Schweiz im Zeitraum 2016 bis 2021 von 2294 auf 2136 oder um etwas mehr als sieben Prozent. Das Bevölkerungswachstum der Schweiz betrug in diesem Zeitraum rund vier Prozent. Aufgrund dieser Effekte nahm die Anzahl Endverbraucher pro Netzbetreiber zu.

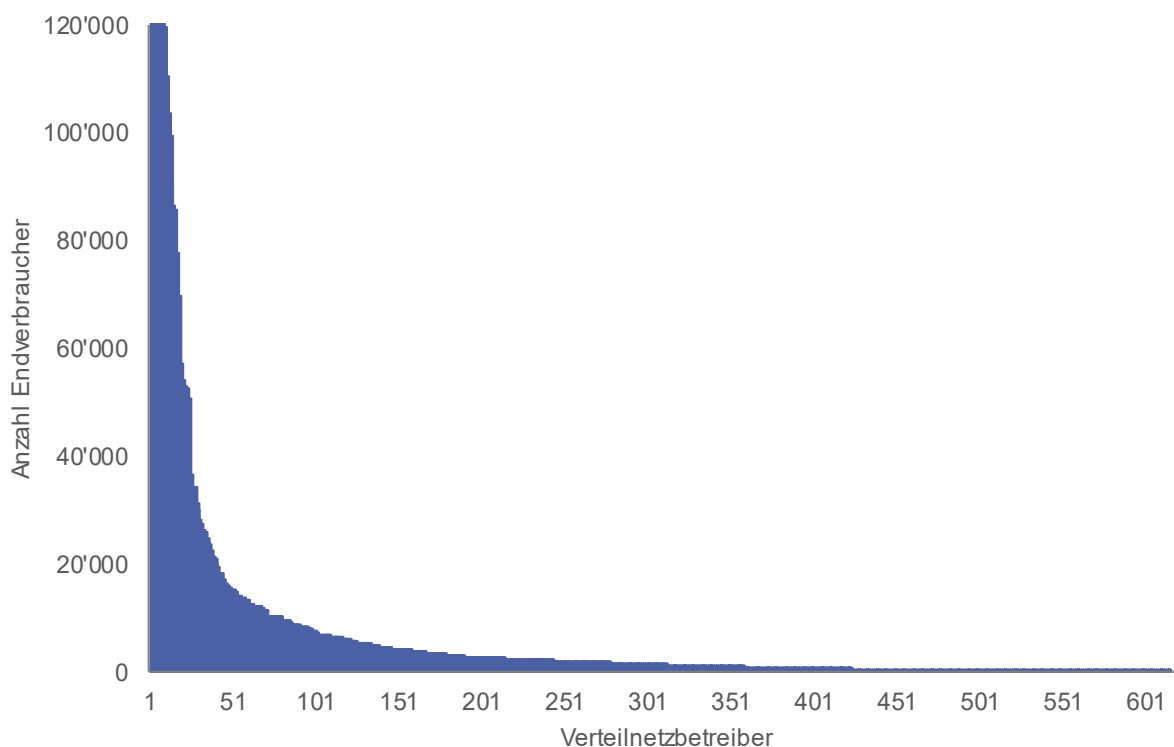


Abbildung 1: Anzahl Endkunden pro Verteilnetzbetreiber. Zugunsten der Lesbarkeit ist die vertikale Skala bei 120'000 Endverbrauchern abgeschnitten – das betrifft neun Verteilnetzbetreiber

Für das Jahr 2021 haben die Netzbetreiber eine Gesamtausspeisung von insgesamt rund 56 Millionen MWh deklariert. Dies ist gut fünf Prozent mehr als noch im Jahr 2020. Die nachfolgende Abbildung 2 zeigt die anteilige Ausspeisung der Netzbetreiber gemessen an der Totalausspeisung in der Schweiz: lediglich zehn Netzbetreiber liefern 42 Prozent der Strommenge, die im Verteilnetz an die Endverbraucher abgesetzt wird (in der nachfolgenden Abbildung 2 dunkelblau). Erweitert man die Menge auf die gröss-

ten 50 Netzbetreiber, steigt der Anteil auf drei Viertel der insgesamt gelieferten Energiemenge (in der nachfolgenden Abbildung 2 dunkelblau, hellblau, grün, gelb und orange). Die nächstgrössten 50 Netzbetreiber liefern zusammen nur noch elf Prozent, die restlichen knapp 500 Netzbetreiber alle zusammen genommen nur insgesamt 15 Prozent der von den Endverbrauchern konsumierten Energie (in der nachfolgenden Abbildung 2 die Netzbetreiber 51 – 60, 61 – 70, 71 – 80, 81 – 90, 91 – 100 und «Rest»).

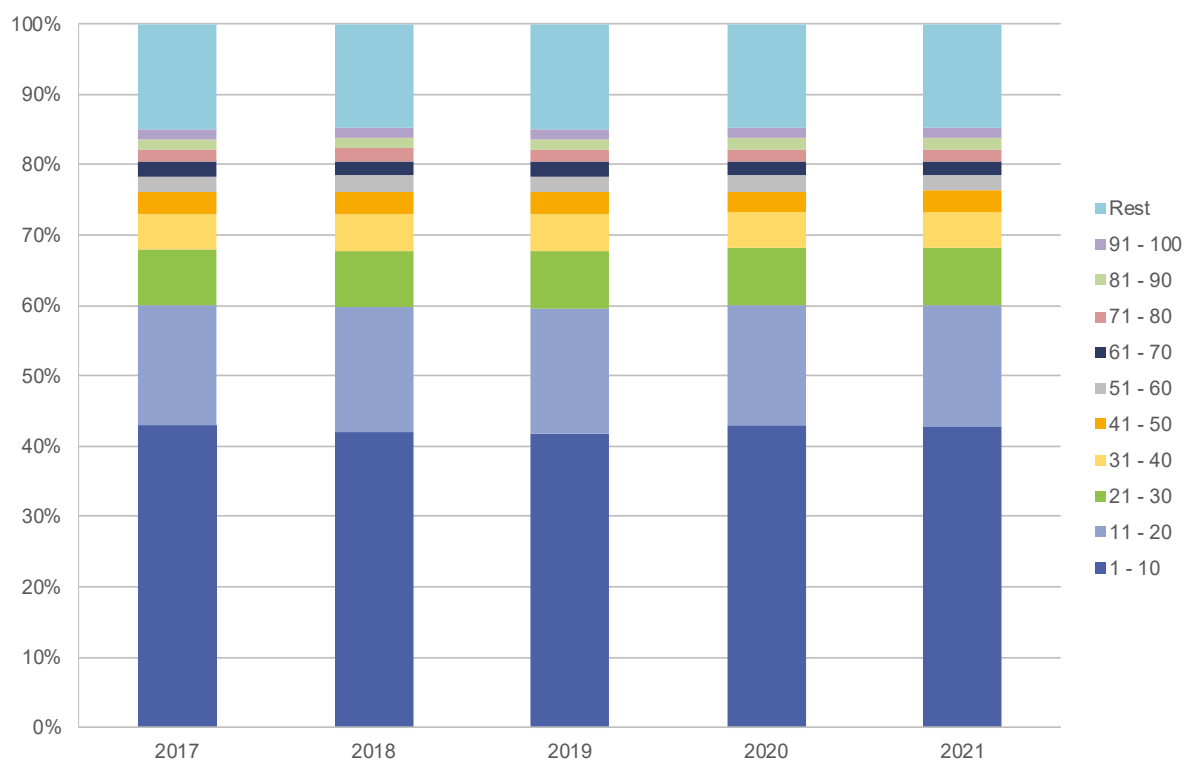


Abbildung 2: Prozentualer Anteil der Energielieferungen im Verteilnetz nach Unternehmensgrösse

3.2 Marktzugang und Wechselrate

Bislang können nur Verbraucher von mindestens 100'000 kWh Strom pro Jahr in der Schweiz ihren Stromlieferanten frei wählen, d. h. Recht auf freien Marktzugang. Diese können jedes Jahr bis Ende Oktober entscheiden, ob sie im Folgejahr die Grundversorgung verlassen wollen. Einmal im freien Markt, kann ein Grossverbraucher nicht mehr in die regulierte Grundversorgung zurückkehren («einmal frei, immer frei» gemäss Artikel 11 Absatz 2 letzter Satz StromVV).

Die ElCom führt regelmässig eine Erhebung bei den grössten Verteilnetzbetreibern durch, um die Anzahl potentieller und effektiver Endverbraucher im freien Markt feststellen zu können. Dabei werden derzeit jene Netzbetreiber berücksichtigt, welche eine Ausspeisung von mehr als 100'000 MWh ausweisen.

Diese Netzbetreiber versorgen zusammen insgesamt knapp 4 Millionen oder knapp 71 Prozent der Endverbraucher in der Schweiz.¹

Die von der Erhebung erfassten Verteilnetzbetreiber weisen insgesamt gut 34'000 Endverbraucher mit Recht auf freien Marktzugang aus (0.6 Prozent aller Endverbraucher). Von diesen Endverbrauchern mit dem Recht auf freien Marktzugang haben nach Angaben der beteiligten Energieversorgungsunternehmen bis und mit Planjahr 2021 rund 23'400 Endverbraucher ihr Recht wahrgenommen (68 Prozent). Für das Jahr 2023 weisen die befragten Verteilnetzbetreiber noch 22'300 Endverbraucher aus, welche ihr Recht wahrgenommen haben (66 Prozent).

Die von der Erhebung erfassten Netzbetreiber speisen insgesamt knapp 40 TWh oder

rund 71 Prozent des Endverbrauchs aus (rund 56.5 TWh deklarierte Gesamtausspeisung). Von dieser Ausspeisung geht rund die Hälfte (etwa 21 TWh) an Endverbraucher, welche Recht auf freien Marktzugang hätten bzw. 17 TWh oder gut 82 Prozent der marktberechtigten Energie an Endverbraucher dieser Gruppe, welche tatsächlich von ihrem Recht auf freien Marktzugang Gebrauch gemacht haben. Damit ist auch dieser Anteil gegenüber den Vorjahren leicht gesunken.

Das Recht, den Stromlieferanten frei zu wählen, wurde in den ersten Jahren der Marktöffnung vergleichsweise wenig genutzt (Abbildung 3). In Anbetracht von sinkenden Marktpreisen nahm die Gruppe der Endverbraucher, die ihr Recht nutzten, in den Folgejahren stark zu. Bereits im Jahr 2021 ist der Anteil der Endverbraucher im freien Markt leicht gesunken, dies hat

sich für die Auswertung der Planzahlen für 2023 fortgesetzt. Dieser Rückgang hat teilweise statistische Gründe und ist darauf zurückzuführen, dass die Grundgesamtheit der teilnehmenden Unternehmen bis Abschluss der Erhebung weniger Endverbraucher repräsentieren kann. Andere Gründe sind zudem, dass die Anzahl Verbraucher mit Recht auf freien Marktzugang stärker gewachsen ist als die Anzahl Verbraucher, die den freien Marktzugang tatsächlich gewählt haben; mit steigenden Marktpreisen ist die Zurückhaltung stärker, auf den freien Markt zu gehen. Die Abnahme in absoluten Zahlen dürfte anteilig zudem teilweise mit der hohen Zahl von Firmenschließungen in den Jahren 2021 und 2022 zusammenhängen.²

¹ Die in vorliegender Umfrage deklarierten Werte stammen direkt von den Energieversorgungsunternehmen und werden von der ElCom keiner Detailprüfung unterzogen.

² Vgl. *Betriebs- und Konkursstatistik 2022 des Bundesamtes für Statistik BFS*

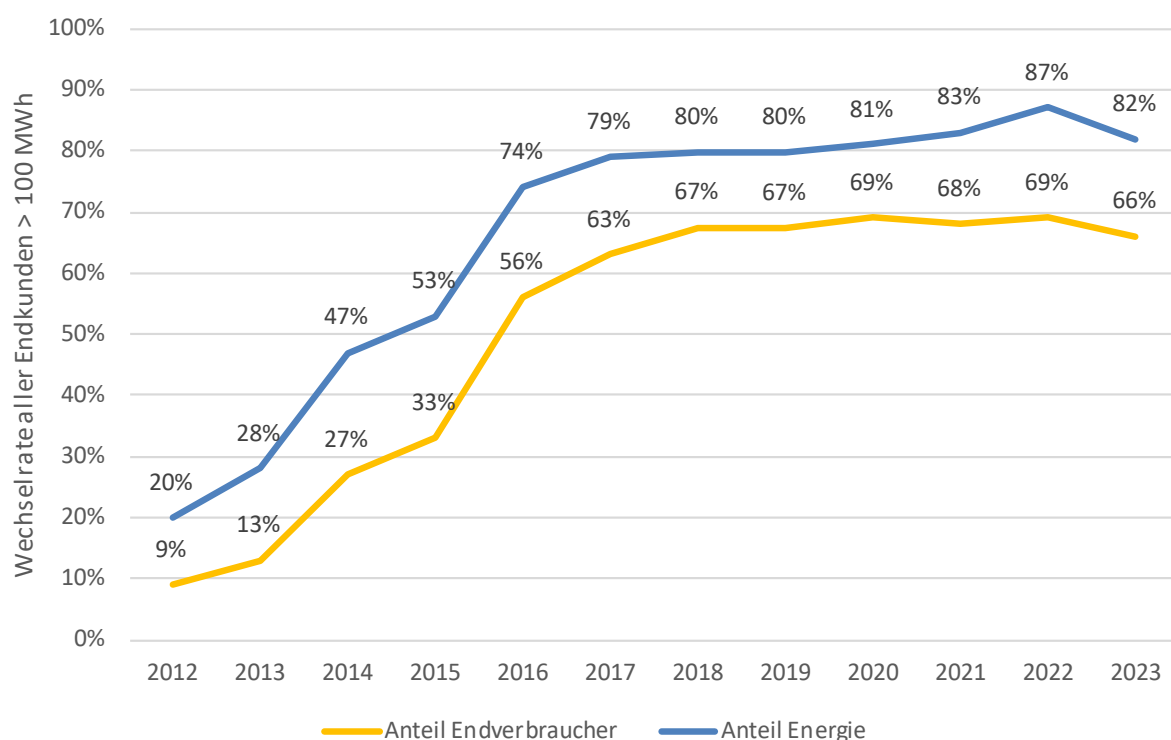


Abbildung 3: Bisher haben rund zwei Drittel aller marktberechtigten Kunden in den Markt gewechselt (orange Kurve). Diese beziehen vier Fünftel der Energiemenge der Kunden mit Recht auf freien Marktzugang (blaue Kurve).

3.3 Grundversorgung, Ersatzversorgung und Eigenverbrauch

Die ElCom hatte erstmals in einem Verfahren zu beurteilen, ob ein geplanter Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) zulässig ist und ob dieser einen Anspruch auf Grundversorgung hat. Im konkreten Fall erachtete sie die Voraussetzungen für die Bildung eines ZEV nach Artikel 17 Absatz 2 EnG als erfüllt, sobald am Ort der Produktion Energie für den Eigenverbrauch selbst produziert wird und die Produktionsleistung der Anlage bei mindestens zehn Prozent der Anschlussleistung des Zusammenschlusses liegt. Die ElCom hielt fest, dass ab diesem Zeitpunkt für den Zusammenschluss eine Lieferpflicht der Netzbetreiberin nach Artikel 6 Absatz 1 StromVG besteht. Sie beurteilte das Vorhaben im konkreten Fall zudem als nicht offenbar rechtsmissbräuchlich im Sinne von Artikel 2 Absatz 2 ZGB.

Die ElCom erliess auch die erste Verfügung betreffend Anspruch auf Grundversorgung im Rahmen einer Übernahme eines Unternehmens. Die ElCom hielt darin fest, dass für den Fall, dass dieselbe Verbrauchsstätte nach einem Verkauf mit allen Rechten und Pflichten

unverändert weiterbesteht, betreffend diese Verbrauchsstätte weiterhin der Grundsatz «einmal frei, immer frei» gemäss Artikel 11 Absatz 2 letzter Satz StromVV gilt. Im konkreten Fall wurden im Rahmen der Übernahmefusion alle Rechte und Pflichten für die betreffenden Verbrauchsstätten übernommen sowie die bisherigen Geschäftstätigkeiten unverändert weitergeführt. Die ElCom kam somit zum Schluss, dass für die besagten Verbrauchsstätten kein Anspruch auf Strombelieferung in der Grundversorgung besteht, da es sich um die gleichen Verbrauchsstätten handelt und für diese Verbrauchsstätten der Netzzugang bereits ausgeübt worden ist.

Im Rahmen von informellen Anfragen hat das Fachsekretariat der ElCom zahlreiche weitere Auskünfte zu den Themen Grundversorgung, Ersatzversorgung und Eigenverbrauch erteilt. Die wichtigsten Fragen und Antworten wurden in der laufend aktualisierten Mitteilung «Steigende Elektrizitätspreise: Fragen und Antworten zur unterjährigen Anpassung der Energietarife, zur Ersatzversorgung und zur Rückliefervergütung» publiziert.

3.4 Tarife Übertragungsnetz

Wie der Überblick in Tabelle 1 zeigt, bleiben die Tarife für das Übertragungsnetz Schwankungen unterworfen. Im Jahr 2023 sind alle Tarife höher. Die allgemeinen Systemdienstleistungen (SDL) steigen von 0.16 Rp./kWh auf 0.46 Rp./kWh. Die Netznutzungstarife, welche in Artikel 15 Absatz 3 StromVV gere-

gelt sind (30 Prozent Arbeitstarif, 60 Prozent Leistungstarif, 10 Prozent Grundtarif), stiegen hingegen in geringerem Ausmass gegenüber dem Vorjahr. Demgegenüber wurde der Tarif für die Wirkverluste von 0.14 auf 0.30 Rp./kWh erhöht (vgl. dazu auch Kapitel 5.7 Systemdienstleistungen).

| | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|
| Netznutzung | | | | | |
| Arbeitstarif [Rp./kWh] | 0.19 | 0.18 | 0.20 | 0.25 | 0.27 |
| Leistungstarif [CHF/MW] | 31'100 | 28'800 | 33'600 | 43'920 | 48'660 |
| Fixer Grundtarif pro Ausspeisepunkt | 288'000 | 269'400 | 319'800 | 413'040 | 443'700 |
| Allgemeiner SDL-Tarif [Rp./kWh] | 0.24 | 0.16 | 0.16 | 0.16 | 0.46 |
| Individueller SDL-Tarif | | | | | |
| Wirkverluste [Rp./kWh] | 0.14 | 0.25 | 0.15 | 0.14 | 0.30 |

Tabelle 1: Entwicklung der Tarife des Übertragungsnetzes für die Netznutzung und die allgemeinen Systemdienstleistungen (SDL) für Verteilnetzbetreiber und Endverbraucher (Quelle: Swissgrid AG)

Die Tarife für die Systemdienstleistungen sind den Preisentwicklungen auf den internationalen Strommärkten ausgesetzt. Swissgrid muss nicht nur für 2023 die SDL-Leistungen zu höheren Preisen beschaffen, sondern musste dies bereits seit Sommer 2021 tun. Da Swissgrid als Netzbetreiber der obersten Netzebene ihre Tarife für das folgende Jahr bereits im April publizieren muss, beruhen die Schätzungen auf dem Wissen, welches rund 12 – 18 Monate vor der tatsächlichen Beschaffung vorlag. Daher musste Swissgrid bereits für das Jahr 2021 (Tarifikalkulation erfolgte im ersten Quartal 2020) und für das laufende Jahr 2022 (Tarifikalkulation erfolgte im ersten Quartal 2021) zu höheren Preisen beschaffen, als sie tatsächlich budgetiert hatte. Die Tarife von

2023 der Swissgrid widerspiegeln daher nicht nur die erwarteten Preise für 2023, sondern bilden auch einen Beitrag zur Kompensation der Unterdeckung der Jahre 2021 und 2022.

Um die Netztarife verschiedener Netzbetreiber zu vergleichen, rechnet die ElCom die Tarifkomponenten Arbeits-, Leistungs- und Grundtarif in Rp./kWh um. Werden die einzelnen Tarifkomponenten des Übertragungsnetzes in Rappen pro Kilowattstunde zusammengefasst, resultierte für die Tarife des Jahres 2022 ein Wert von 1.11 Rp./kWh bzw. für die Tarife des Jahres 2023 1.56 Rp./kWh. Dieser Betrag fliesst in die Netznutzungstarife der Verteilnetzbetreiber ein und wird somit auf alle Endverbraucher in der Schweiz solidarisiert.

3.5 Tarife Verteilnetz

3.5.1 Starke Tarifanstiege 2023

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 spätestens Ende August vor dem jeweiligen Tarifjahr publizieren. Der Strompreis ist im Mittel im Jahr 2023 gegenüber dem Vorjahr stark gestiegen: Ein typischer

Haushalt bezahlt 2023 rund 27 Rappen pro Kilowattstunde (Rp./kWh, alles Medianwerte, einwohnergewichtet). Dies entspricht einer Zunahme von total 27 Prozent.

Insbesondere die Energietarife sind um rund 65 Prozent bzw. 7.94 Rp./kWh auf 13.08 Rp./kWh gestiegen, die Netztarife wurden im Vergleich zu den Tarifen 2022 nur leicht erhöht (+ 0.79 Rp./kWh) – dies ist grösstenteils

auf den Anstieg der SDL-Kosten von Swissgrid zurückzuführen (vgl. auch oben, Kapitel 3.4). Die Förderabgaben für erneuerbare Energien erfuhren keine Änderung und verblieben auf 2.3 Rp./kWh, während die Abgaben an das Gemeinwesen im Schnitt um rund zehn Prozent angehoben wurden. Im Ge-

samtтариф ist auch der Netzzuschlag zur Förderung der erneuerbaren Energien enthalten. Dieser wurde in den Jahren bis 2018 sukzessive von 1.5 Rp./kWh auf 2.3 Rp./kWh erhöht und ist seither stabil. Abbildung 4 zeigt die Zusammensetzung des durchschnittlichen Gesamtstrompreises in Rp./kWh.

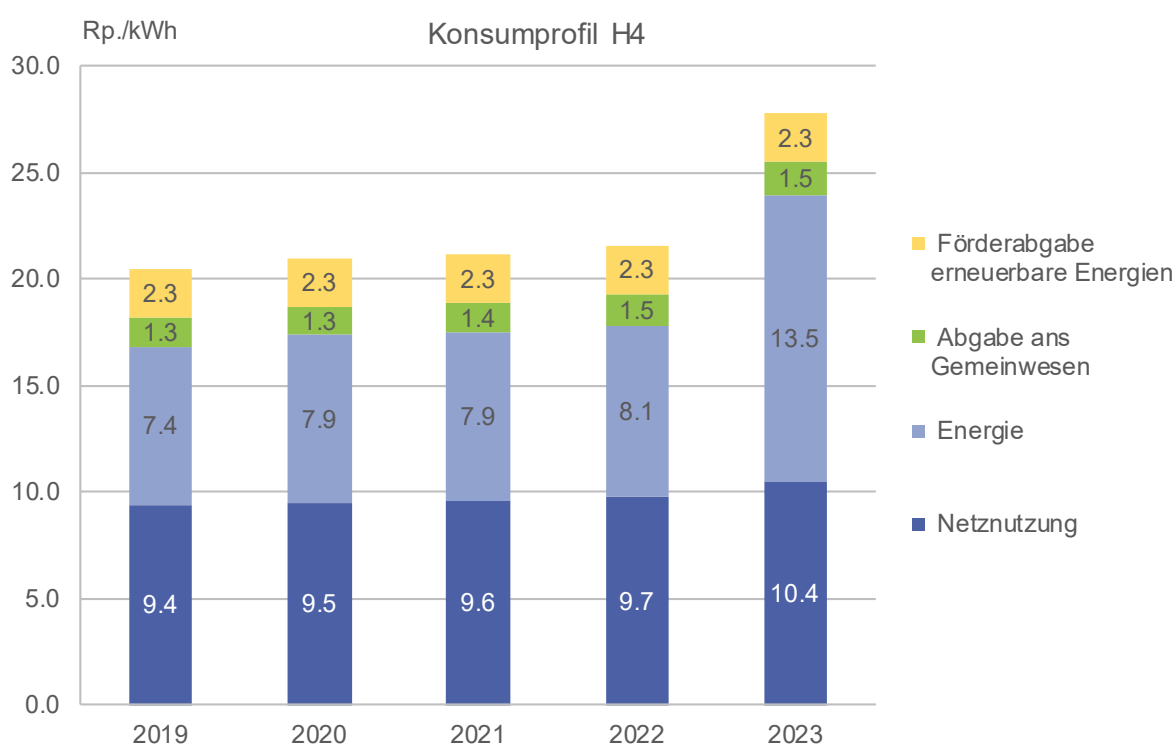


Abbildung 4: Kostenbestandteile des mittleren Gesamtstrompreises für das Konsumprofil H4 (exkl. MwSt.)

Die Tarifkomponenten in obigem Säulendiagramm werden aus technischen Gründen mit Rechnungsempfängern gewichtet und nicht mit Einwohnern, wie dies bei der Berechnung der Kosten auf der Strompreiswebseite geschieht. Daher ergeben sich zwischen den beiden Berechnungsmethoden kleine Differenzen.

Ein typischer Haushalt hat einen jährlichen Verbrauch von durchschnittlich 4'500 kWh (Verbrauchsprofil H4). Bei einem Tarif von rund

27 Rappen pro Kilowattstunde (Rp./kWh) bezahlt dieser Haushalt damit gut 1'215 Franken (+ 261 Fr. gegenüber dem Vorjahr). Für die kleinen und mittleren Unternehmen in der Schweiz ergibt sich ein ähnliches Bild: Der Gesamtpreis stieg hier im Median um 24 Prozent.

Die Preise variieren innerhalb der Schweiz zwischen den Netzbetreibern jedoch zum Teil erheblich. Nachfolgende Abbildung 5 zeigt die erheblichen Unterschiede in den Tarifen 2023 für einen typischen Haushalt (H4).

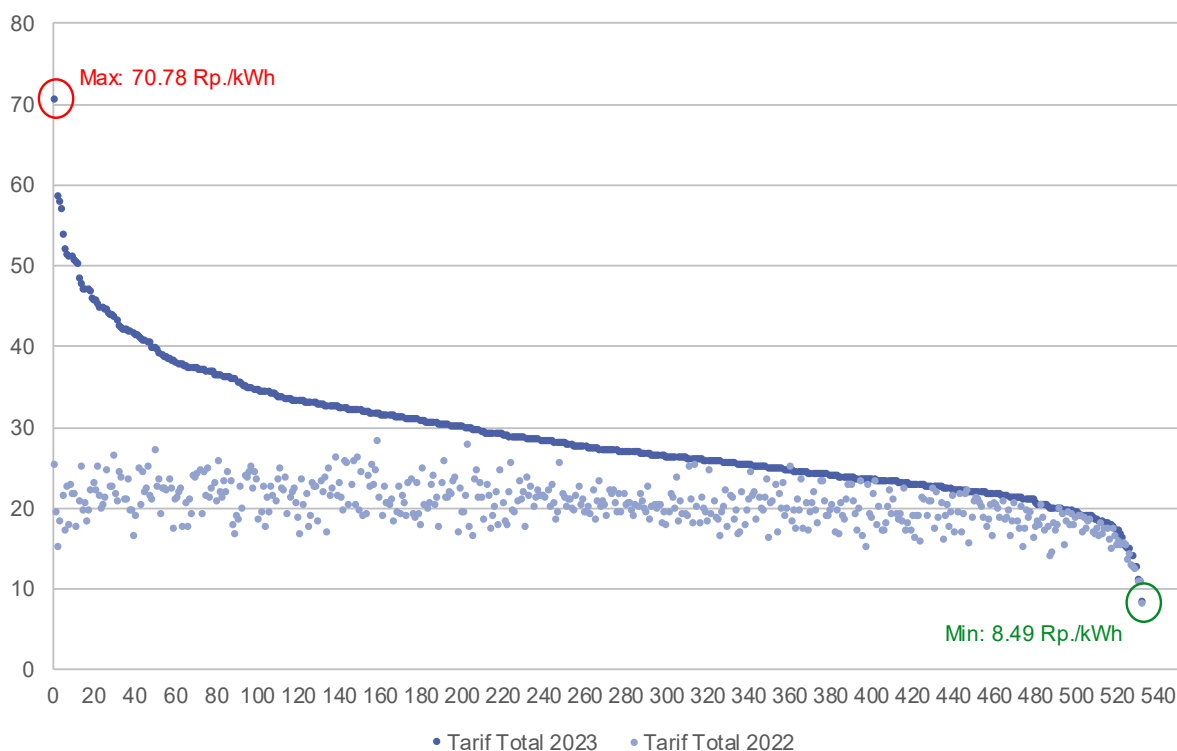


Abbildung 5: Verteilung der Tarife (Total in Rp./kWh) 2023 (dunkelblau) und 2022 (hellblau) mit der Spannweite von maximal 70.78 Rp./kWh bzw. dem Minimum von 8.49 Rp./kWh. Anzahl betrachtete Netzbetreiber 610 mit insgesamt 540 unterschiedlichen Tarifen (x-Achse)

Die grosse Heterogenität der Tarife in der Schweiz führt dazu, dass die Spannweite der jährlichen Kosten für einen durchschnittlichen Haushalt in der Schweiz von rund 3'150 Franken bis gut 383 Franken im Jahr variiert, was eine Differenz von 2'770 Franken pro Jahr oder

von 230 Franken im Monat ausmacht. Detaillierte Informationen zu den Tarifen jeder einzelnen Gemeinde sowie eine interaktive Karte sind auf der Strompreiswebseite der ElCom zu finden (www.strompreis.elcom.admin.ch).

3.5.2 Mittlere kommunale Tarife in der Schweiz für das Tarifjahr 2023

In den nachfolgenden Schweizerkarten (Abbildung 6 bis 9) werden die kommunalen Mediantarife für das Jahr 2023 dargestellt. Die Färbung der Gemeinden zeigt, wie sich der jeweilige Tarif im Vergleich mit dem Schweizer Median verhält. Liegt der Tarif einer Gemeinde bis zwischen +5 und -5 Prozent des Medians, ist sie gelb eingefärbt. Liegt ihr Tarif von 5 bis 15 Prozent über dem Median, ist sie orange eingefärbt, liegt er

über 15 Prozent, ist sie rot eingefärbt. Dasselbe gilt für die Gemeinden, deren Tarife günstiger als der Median sind: liegt ihr Tarif zwischen 95 und 85 Prozent des Medianwertes, sind sie hellgrün eingefärbt, liegen er unter 85 Prozent des Medianwertes, dunkelgrün. Die Farbveränderungen zeigen also, wie sich die kommunalen Tarife im Verhältnis zum nationalen Vergleichswert verhalten.

Mittlere Tarife Netznutzung

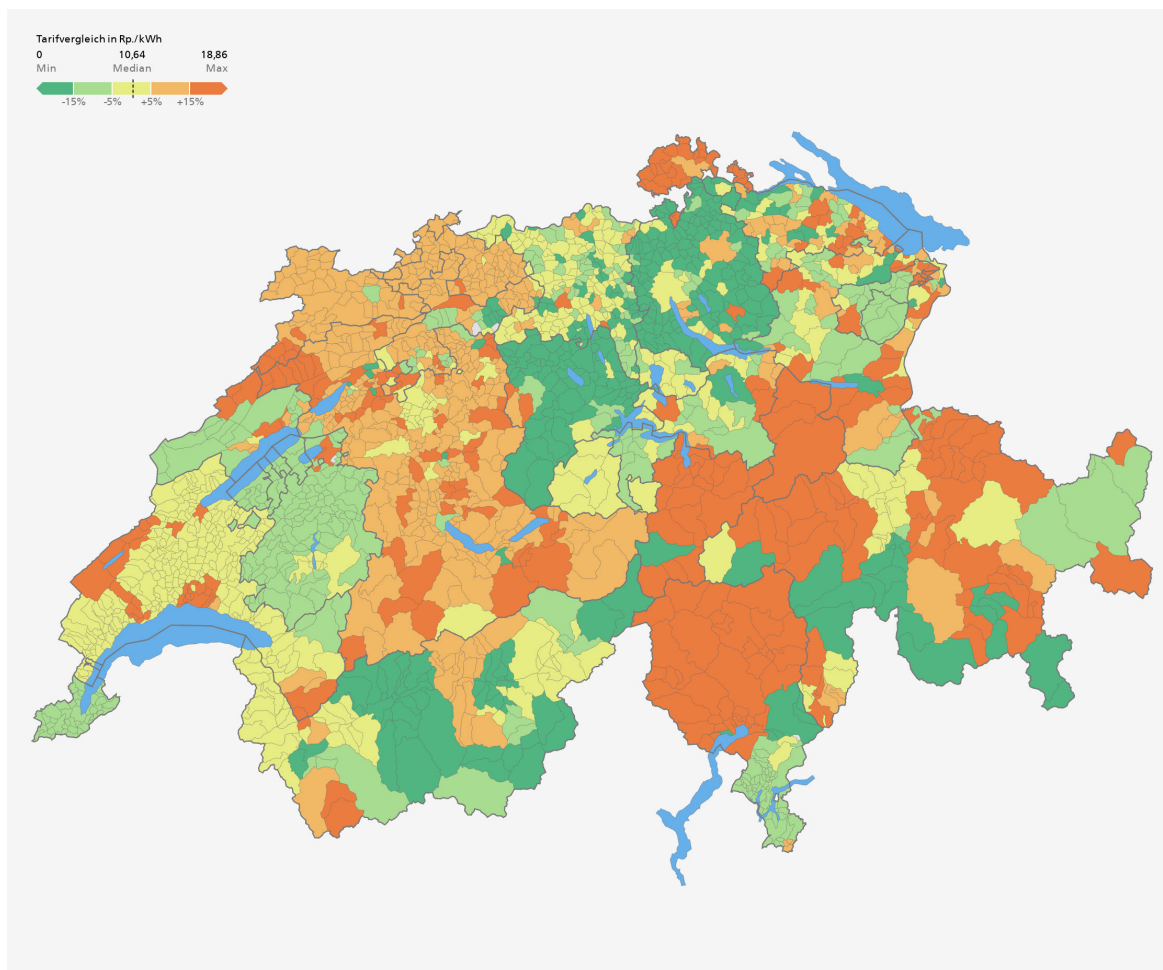


Abbildung 6: Mittlere kommunale Tarife (Median) für die Netznutzung für das Konsumprofil H4 des Jahres 2023

Mittlere Tarife Energie

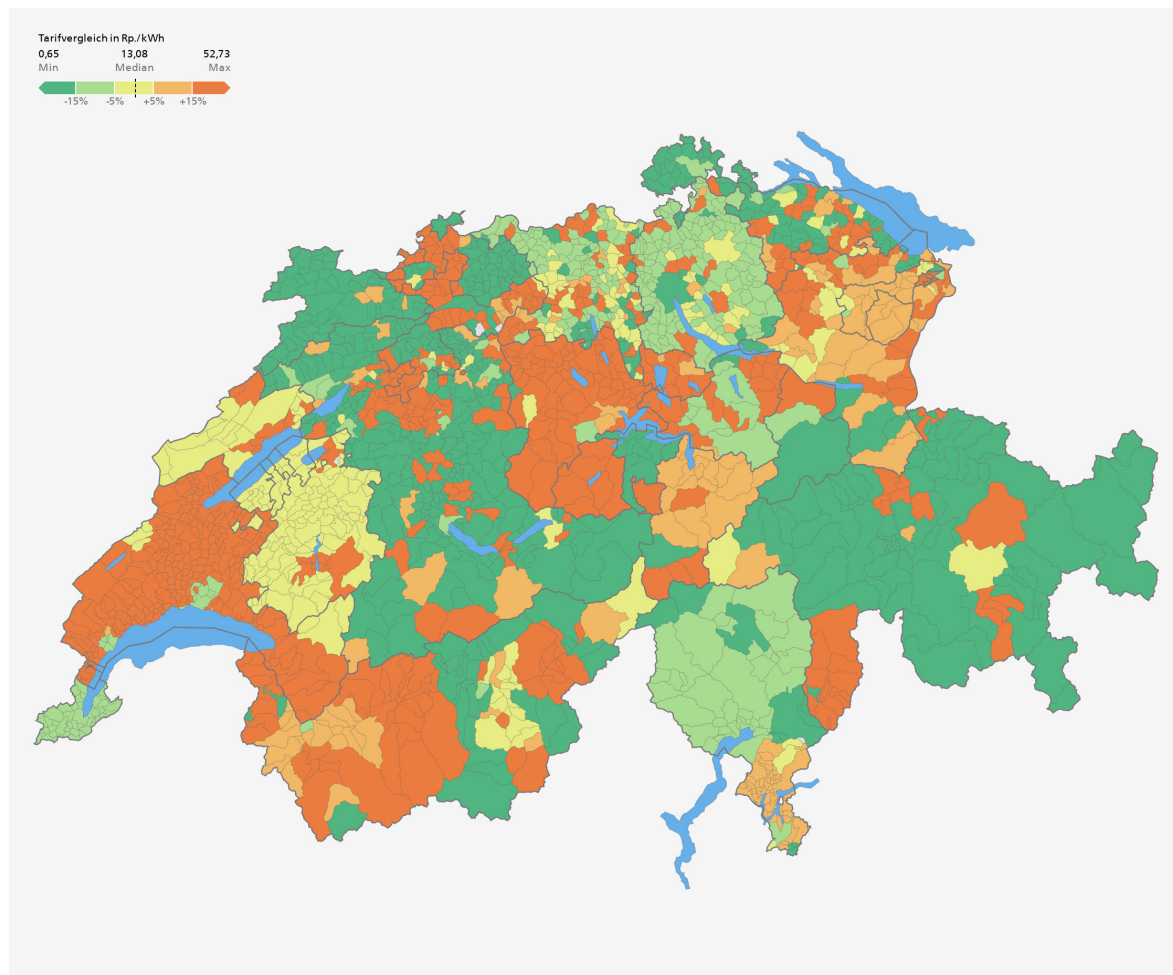


Abbildung 7: Mittlere kommunale Tarife (Median) für die Energie für das Konsumprofil H4 des Jahres 2023

Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen

In Abbildung 8 ist der Median der kantonalen und kommunalen Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen abgebildet. Keine Berücksichtigung finden darin die schweizweit einheitlichen Bundesabgaben zur Förderung der erneuerbaren Energien. Die Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen werden nicht durch die ElCom kontrolliert. Der Grund dafür

ist, dass sie im lokalen politischen Entscheidungsprozess bestimmt werden. Der Medianwert der Abgaben und Leistungen liegt im Jahr 2023 bei 0.99 Rp./kWh. Es fällt auf, dass es häufig hohe und tiefe, aber eher selten mittlere Beträge (gelb eingezeichnet) gibt.

¹ Da der Netzzuschlag schweizweit einheitlich ist, wird auf eine gesonderte Abbildung verzichtet. Er ist jedoch im Total der Tarife 2023 (vgl. Abbildung 9) enthalten.

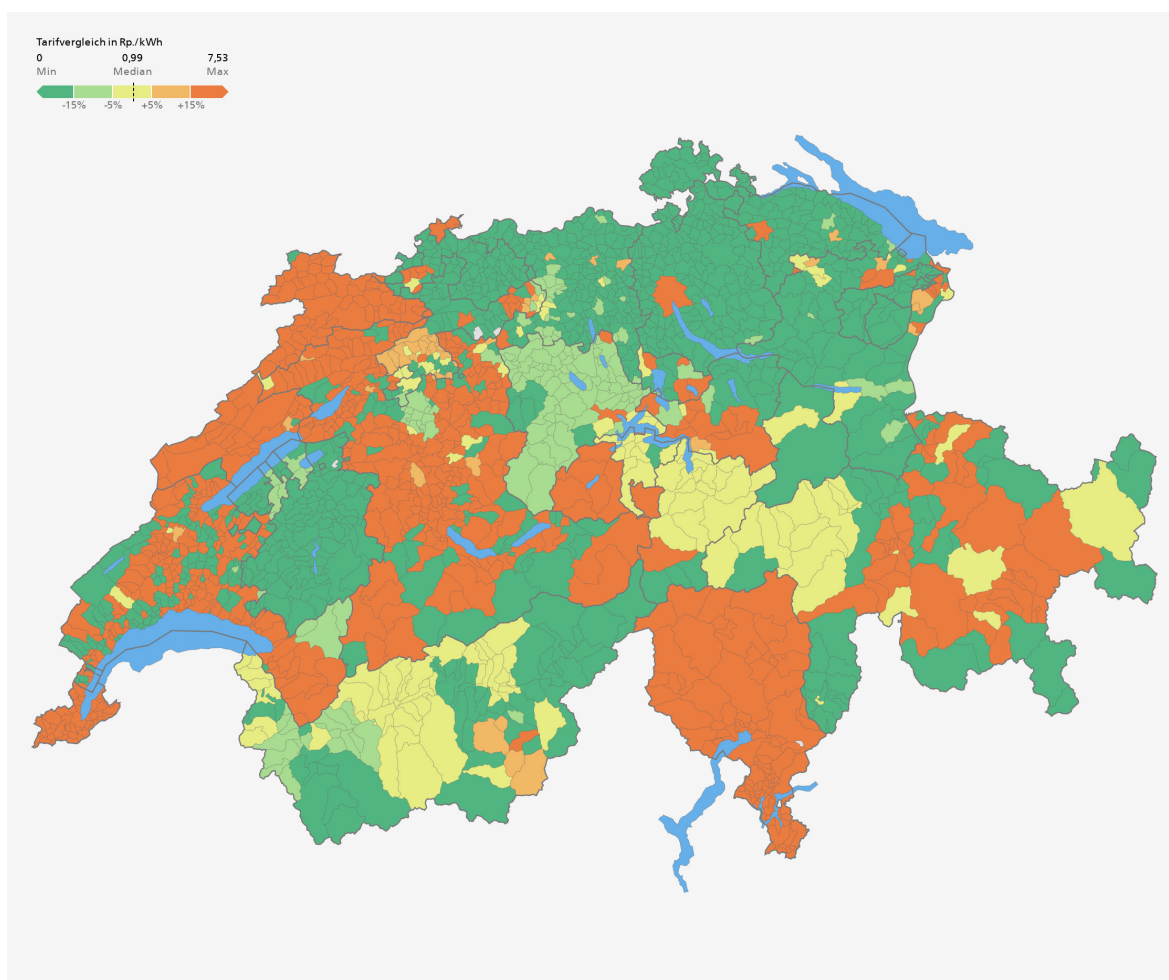


Abbildung 8: Kommunale Mediantarife für die kantonalen und kommunalen Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen für das Konsumprofil H4 des Jahres 2023

Mittlerer Gesamtstromtarif

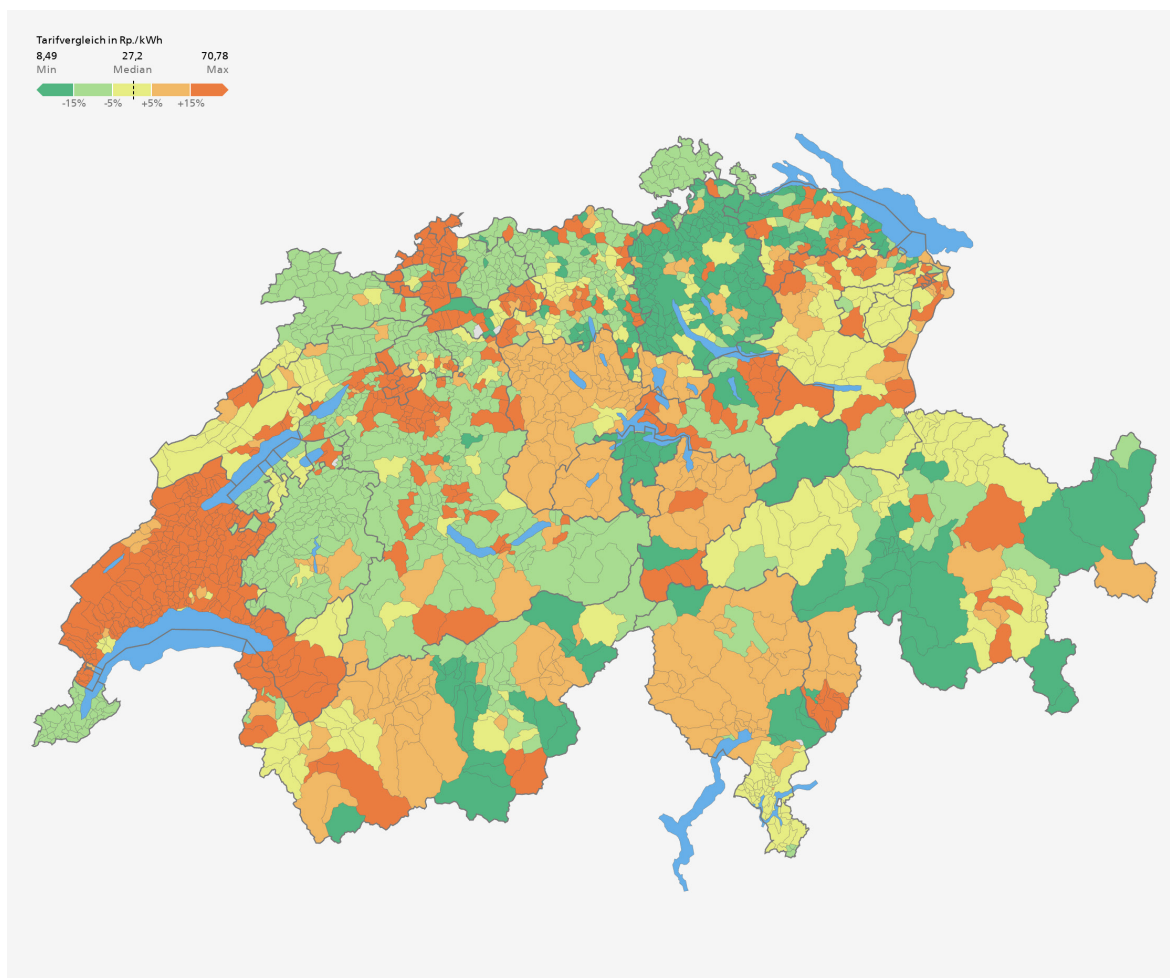


Abbildung 9: Mittlere kommunale Tarife (Median) für den Gesamtstrompreis für das Konsumprofil H4 des Jahres 2023

3.5.3 Aktivitäten der ElCom im Zusammenhang mit den hohen Stromtarifen 2023

Der bereits im Schlussquartal 2021 einsetzende Strompreisanstieg hatte zunächst primär Marktkunden und Netzbetreiber tangiert. Im Verlauf des Berichtsjahres hat sich die Marktpreisentwicklung nochmals akzentuiert; spätestens mit der Tarifpublikation Ende August 2022 ist die Problematik auch bei den Endverbrauchern mit Grundversorgung auf breiter Basis angekommen. Die ElCom wurde regelrecht überschwemmt mit Anfragen (vgl. Kapitel 10.1 Geschäftsstatistik). Im Berichts-

jahr sind über 1'000 sogenannte «einfache Anfragen» eingegangen – rund das Zweieinhalbfache der in den Vorjahren verzeichneten Werte. Die von verschiedenen Netzbetreibern teilweise massiv erhöhten Tarife (vgl. Kapitel 3.5 Tarife Verteilnetz) sind bei einer Vielzahl von Endverbrauchern auf grosses Unverständnis gestossen. Die ElCom hat deshalb die häufigsten Fragen und Antworten auf ihrer Internetseite publiziert («Häufige Fragen: Steigende Stromtarife für Haushalte 2023»).

Viele Reklamationen hatten vorwiegend die von den Netzbetreibern kommunizierte Strompreiserhöhung zum Inhalt, teilweise bezogen sie sich auch auf die Erhöhung der SDL-Kosten der Swissgrid (vgl. Kapitel 3.4), welche nicht selten auch Gegenstand der Tarifkommunikation der Verteilnetzbetreiber bilden. Zahlreiche Anfragen kamen auch von Industrie und Gewerbe, die ihren Strom auf dem freien Markt einkaufen. Die ElCom ist u. a. zuständig für die Prüfung der Elektrizitätstarife für feste Endverbraucher sowie alle preisrelevanten Aspekte der Netznutzung der Elektrizitätsnetzbetreiber. Nicht zuständig ist sie für die Energietarife der Kunden am freien Markt.

Gemäss der Stromversorgungsgesetzgebung gilt das sogenannte System «Cost Plus», d. h. die Netzbetreiber dürfen die ihnen beim Betrieb der Netze und der Beschaffung der Energie entstandenen Kosten vollständig in die Tarife einrechnen. Die ElCom genehmigt allerdings keine Tarife. Sie überwacht und prüft jedoch im Verdachtsfall die Preise und Tarife für die Netznutzung und nimmt im konkreten Fall Untersuchungen darüber vor, ob die geltend gemachten und den Tarifen zugrundeliegenden Kosten anrechenbar und in ihrer Höhe gerechtfertigt sind. Sie kann Absenkungen verfügen oder Erhöhungen untersagen (Art. 22 Abs. 2 StromVG). Grundlage für die Überprüfung von einzelnen Tarifen bildet die Prüfung der Ist-Kosten und der entsprechenden Regeln Art. 14 (NNE) und Art. 6 StromVG (Energie).

In vielen Fällen fragten die Endverbraucher nach, weshalb die Preise in der Schweiz so stark anstiegen, wo doch eine grosse inländische Produktion vorhanden ist. Der Tarifanteil für die Energielieferung an feste Endverbraucher orientiert sich gemäss Gesetz (StromVG) an den Gestehungskosten einer effizienten Produktion und an langfristigen Bezugsverträgen des Verteilnetzbetreibers. Die Preise hängen stark davon ab, wie viel Eigenproduktion ein Energieversorger hat und – wenn er keine oder keine ausreichende Eigenproduktion hat – wie er den

Strom für die Endverbraucher beschafft. Erhebungen der ElCom zeigen, dass für rund zwei Drittel der Endverbraucher in der Schweiz Energie am Markt beschafft werden muss.

Obwohl die Schweiz selber eine grosse Eigenproduktion hat, sind die Preise von den europäischen Grosshandelspreisen abhängig. Dies rührt daher, dass die Schweiz stark mit dem europäischen Stromnetz vermascht ist – die Schweiz hat über 40 grenzüberschreitende Leitungen. Da im umliegenden Europa Gas und Kohle die preistreibenden Rohstoffe für die Strompreise sind, wirken sich Veränderungen bei diesen Rohstoffen auch auf die Marktpreise in der Schweiz aus.

In verschiedenen Fällen wurde auch der Basiertarif für die grundversorgten Endverbraucher vom Doppeltarif zum Einfachtarif gewechselt. Dies kann abhängig vom Verbrauchsverhalten zur Erhöhung der Netzkosten führen, z. B. bei Elektroboilern oder Elektroheizungen, die bis anhin in den Niedertarifzeiten geladen wurden.

Aufgrund der stark gestiegenen Energietarifen gab es auch Beschwerden, dass die neuen Tarife bereits im Jahr 2022 zur Anwendung kämen, dann nämlich, wenn die Ablesung im alten Jahr erfolgt. Dieses Vorgehen ist nicht rechtens, sofern die kommunizierten Tarife 2023 erst ab 1.1.2023 gültig sind. Hingegen ist bei Ablesungen mit konventionellen Zählern, bei denen aus logistischen und technischen Gründen eine stichtagbezogene Ablesung nicht möglich ist, eine Mengenschätzung möglich. Manche Netzbetreiber bieten auch die Möglichkeit, auf den Stichtag (31.12.xxxx) eine Selbstablesung vorzunehmen und dem Netzbetreiber zuzustellen. Die Endverbraucher, die mit intelligenten Messstellen (Smart Meter) ausgerüstet sind, sind davon nicht betroffen.

Ebenfalls sind diverse Fragen eingegangen, ob es rechtens sei, dass Tarife vom 1. Oktober bis 30. September gelten würden. Die ElCom ist der Auffassung, dass ein Tarifjahr dem Kalen-

derjahr entsprechen muss und somit die Tarife grundsätzlich vom 1.1. bis zum 31.12. eines Jahres zur Anwendung kommen. Das Tarifjahr wird in der Stromversorgungsgesetzgebung jedoch nicht klar definiert. Deshalb hat die ElCom beim Bundesamt für Energie (BFE) das Anliegen deponiert, anlässlich der nächsten Revision der Stromversorgungsverordnung das Tarifjahr ausdrücklich zu definieren. Ausserdem wurden die entsprechenden Versorger aufgefordert, für die zukünftigen Jahre eine diesbezügliche Anpassung zu prüfen.

Nicht nur Bürgeranfragen, sondern auch viele Fragen von Netzbetreibern zu den hohen Preisen sind eingegangen. So etwa Fragen nach den Möglichkeiten, welche das Gesetz bietet, um Tarife zu reduzieren, oder Fragen zur Liquidität oder zum Thema Rückkehr in die Grundversorgung (vgl. nachfolgend).

Im Zusammenhang mit den hohen Tarifen 2023 hat die ElCom ein FAQ für Fragen von Endverbrauchern¹ sowie ein FAQ für Anfragen von Netzbetreibern zu den hohen Tarifen² publiziert.

Mit Blick auf die ausserordentlich hohen Marktbeschaffungskosten bzw. die daraus re-

sultierenden Tarifanstiege hat die ElCom diverse interne Arbeitsgruppen eingesetzt. Die Arbeitsgruppe «hohe Tarife» hat im Frühjahr 2022 eine Umfrage bei den Elektrizitätsversorgern durchgeführt, um ihre Beschaffungsmethode abzufragen. Aufgrund der eingegangenen Resultate war es der Kommission möglich, eine erste Einschätzung der zu erwartenden Tarifierhöhungen für 2023 vorzunehmen und daraus nötige Schritte zu planen. Die Arbeitsgruppe hat weiter ein Prüfschema entwickelt, welches in einem ersten Schritt erlaubt, die Ursache und Auswirkung der Kostenerhöhung festzustellen. Basis für die Analyse im Rahmen dieser Vorprüfung bilden die Unterlagen, welche die Netzbetreiber der ElCom im alljährlichen Reportingprozess einreichen. Für den Versorger entsteht damit vorerst kein Zusatzaufwand. Die Resultate dieser Analysen liefern die Grundlagen für die weiteren Schritte bei der Prüfung der Energiekosten. Klar ist, dass ein sprunghafter Preisanstieg per se kein ausreichendes Indiz für nicht gesetzeskonforme Tarife begründet.

1 abrufbar unter www.elcom.admin.ch > Häufige Fragen - Steigende Stromtarife für Haushalte 2023

2 abrufbar unter www.elcom.admin.ch > Dokumentation > Mitteilungen > Steigende Elektrizitätspreise: Fragen und Antworten zur unterjährigen Anpassung der Energietarife, zur Ersatzversorgung und zur Rückliefervergütung

3.5.4 Tarifstruktur im Allgemeinen

Im Jahr 2022 beantwortete die ElCom auch weiterhin zahlreiche Fragen zu den Änderungen des Stromversorgungsgesetzes vom 23. März 2007 und der Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008, die am 1. Juni 2019 in Kraft getreten waren. Einige davon sind in der ergänzten Mitteilung «Fragen und Antworten zur Energiestrategie 2050» publiziert. Durch die Zunahme intelligenter Messsysteme im schweizerischen Verteilnetz werden auch vermehrt neue Tarifmodelle eingeführt, die z. B. als Wahltarife zum Ba-

sistarif in den Netztarifen angeboten werden. Möglich werden etwa dynamische Tarife, welche die Belastung des Netzes durch die Endverbraucher besser berücksichtigen. Damit lassen sich z. B. durch ein differenziertes Lastmanagement und einen differenzierten Verbrauch Kosten reduzieren. Mit den aktuellen gesetzlichen Vorgaben kann ein solcher dynamischer Tarif unter bestimmten Bedingungen angeboten werden. Die ElCom hat dazu bereits 2019 die Mitteilung «Fragen und Antworten zu neuartigen und dynami-

schen Netznutzungs- und Energieliefertarifen»¹ erlassen, worin in Ziffer 3.3 die gesetzlichen Rahmenbedingungen aufgeführt sind.

Die ElCom setzte sich zudem mit sogenannten Beteiligungsmodellen von Energieversorgungsunternehmen (EVU) auseinander, welche in verschiedenen Ausgestaltungen in der Schweiz angeboten wurden. Bei solchen Modellen baut und betreibt das EVU eine neue Elektrizitätserzeugungsanlage (EEA), meistens eine Photovoltaikanlage (PV-Anlage). Interessierte Endverbraucher haben die Möglichkeit, sich in einer bestimmten Art und Weise zu «beteiligen». Meist entrichten sie dazu einen einmaligen Beitrag mit Bezug zu einer bestimmten Fläche der PV-Anlage. Im Gegenzug erhalten sie eine periodische Entschädigung für eine bestimmte Zeitdauer, häufig eine bestimmte Strommenge pro Jahr für 20 Jahre. Die Abrechnung erfolgt zusammen mit der Stromrechnung. Dabei sind die

Vorgaben zur Entflechtung zu beachten, vor allem der informatorischen Entflechtung in Artikel 10 Absatz 2 des Stromversorgungsgesetzes vom 23. März 2007 (StromVG). Wenn bei solchen Modellen ein Abzug auf der Stromrechnung erfolgt, können die Modelle aufgrund dieser Vorgaben unzulässig sein, wenn sie nicht als Grundversorgungstarif ausgestaltet sind. Ausserdem stellen sich Fragen im Zusammenhang mit dem Netzzugang. Die ElCom hat daher eine Mitteilung zu solchen Beteiligungsmodellen erlassen.² Darin macht die ElCom Vorgaben zur Ausgestaltung von Beteiligungsmodellen, damit diese rechtlich als zulässig angesehen werden können. Bereits bestehende Modelle, welche den Vorgaben nicht genügen, sind bis am 1. Januar 2024 anzupassen.

¹ abrufbar unter www.elcom.admin.ch > Dokumentation > Mitteilungen

² «Beteiligung» von Endverbrauchern in der Grundversorgung an Produktionsanlagen – Modelle der Verteilnetzbetreiber, Mitteilung vom 26. August 2022, abrufbar unter www.elcom.admin.ch > Dokumentation > Mitteilungen

3.6 Einreichung der Kostenrechnungen und Tarife mit EDES

Jeder Netzbetreiber muss bis Ende August die Kostenrechnung, welche die Grundlage für die Netz- und Energietarife für das folgende Jahr bildet, in elektronischer Form bei der ElCom einreichen. Dazu wurde 2010 eine IT-Infrastruktur eingerichtet. Diese musste in den vergangenen drei Jahren sukzessive durch ein neues Datenerhebungssystem («EDES») ersetzt werden. Im Berichtsjahr 2021 wurden die einzureichenden Daten erstmals über die neuen Online-Formulare erhoben; auch die Strompreiswebseite der ElCom wurde modernisiert.

Mit der Anbindung der Infrastruktur an das eGovernment Portal des UVEK konnte das Projekt im Herbst 2022 weitgehend abgeschlossen werden.

Das neue webbasierte Datenlieferungssystem bietet gegenüber der bisherigen, Excel-basierten Lösung diverse Vorteile. In den Online-Formularen sind neu Tests hinterlegt. Dadurch ist es möglich, die Netzbetreiber bereits bei der Befüllung der Kostenrechnungsformulare, also noch vor der offiziellen Eingabe bei der ElCom, mittels automatisierter Rückmeldungen zu unterstützen. Mit dieser «Vorabprüfung» kann die Qualität der eingereichten Daten nochmals erhöht und der Bereinigungsaufwand für die Netzbetreiber reduziert werden.

Die ElCom hatte bereits im Jahr 2020 den Stellenwert der Kostenrechnung betont und betreffend Einreichung und nachträglicher

Anpassung eine Präzisierung vorgenommen (vgl. Weisung 1/2020). Demnach können Änderungen eingereichter Kostenrechnungen nur noch auf Antrag und nach Genehmigung oder nach Aufforderung der ElCom vorgenommen werden. Die Netzbetreiber bestäti-

gen zudem mit ihrer rechtsgültigen Unterschrift die Richtigkeit und Vollständigkeit der per 31. August eingereichten Kostenrechnung. Will ein Netzbetreiber Daten nachträglich ändern, hat er ein begründetes Gesuch bei der ElCom einzureichen.

3.7 Prüfungen zu Tarifen

3.7.1 Reduktion der Unterdeckungen als Risiko potentieller Tarifierhöhungen

Neben den hohen Strompreisen blieb die Thematik Unterdeckungen im Fokus der ElCom: Hier geht es um bisher nie oder ungenügend in die Tarife eingerechnete Kosten, welche für die Endkunden ein latentes Risiko für künftige Tarifierhöhungen bedeuten. Deshalb hatte die ElCom bereits im Sommer 2019 eine breite Kampagne gestartet. Nachdem vorerst breit kommuniziert worden war, wurden im Spätsommer 2021 alle Netzbetreiber mit einem hohen Unterdeckungssaldo aufgefordert, die nicht innerhalb der vorgegebenen drei Jahre abgebauten Deckungsdifferenzen entweder tarifneutral abzuschreiben oder der ElCom einen Abbauplan vorzulegen. Im Jahr 2022 wurden diese Aktivitäten fortgeführt – insgesamt wurden rund 600 Fälle solcher problematischer Unterdeckungen bei insgesamt 400 Netzbet-

treibern geprüft. Diese Prüfungen führten im Frühjahr 2022 in rund 250 Fällen zur Anweisung, Unterdeckungen, welche aus den Jahren vor 2018 stammen, tarifneutral abzuschreiben; diese dürfen nicht mehr in künftige Tarife eingerechnet werden. Die Einhaltung dieser Vorgabe wurde im Anschluss an die Einreichung der Kostenrechnungsdaten der Netzbetreiber per 31. August 2022 geprüft; nach der Prüfung dieser rund 250 Fälle wurden im Herbst 2022 etwas mehr als 70 Verfahren eröffnet.

Im Rahmen dieser Kampagne hat sich eine Vielzahl von Netzbetreibern bereit erklärt, ihre Unterdeckungen tarifneutral auszubuchen – akkumuliert resultiert daraus für die Geschäftsbereiche Netz und Energie eine Reduktion der Unterdeckungen um gut eine Milliarde Franken.

3.7.2 Prüfungen Netztarife

Nach gut einem Jahrzehnt Regulierungstätigkeit sind die Kernfragen im Netzbereich weitestgehend geklärt, sei es durch Verfügungen oder Gerichtsentscheide. Dies gilt insbesondere hinsichtlich der Thematik der historischen und synthetischen Bewertung von Netzanlagen.

Anfang 2022 konnte ein Teilverfahren betreffend die Schlüsselung von gemeinsamen Betriebskosten im Netz mit einem Abschluss-

schreiben abgeschlossen werden. Es ging dabei um die internen Umlagen der Kosten von Supportbereichen, die ursprünglich mehrheitlich anhand des Umsatzes erfolgten. Die internen Umlagen der Supportbereiche konnten in Zusammenarbeit mit dem betroffenen Verteilnetzbetreiber ressourcenbasiert ausgestaltet werden. Damit konnte eine sachgerechte Schlüsselung im Sinne von Artikel 7 Absatz 5 StromVV umgesetzt werden.

In einem weiteren Fall haben sich zwei Verteilnetzbetreiber bezüglich der vom gemeinsamen Vorlieger verrechneten Netzkosten beschwert. Waren die verrechneten Vorliegerkosten über rund zehn Jahre vergleichsweise stabil, sind diese zuletzt signifikant angestiegen. Die bei-

den Netzbetreiber fordern eine detaillierte Überprüfung der Netzkosten nach Spannungsebene sowie der sich daraus ergebenden Deckungsdifferenzen. Die ElCom hat eine entsprechende Vorprüfung eröffnet.

3.7.3 Prüfungen Energietarife

Bei den Energielieferungen an Endverbraucher in Grundversorgung standen die im August fürs kommende Jahr publizierten Tarife bzw. die damit verbundenen teils massiven Preiserhöhungen im Brennpunkt. Wie oben dargelegt, ist die ElCom hier noch im Stadium der Vorabklärungen. Konkrete Prüfungen ohne zusätzliche Vertiefung der Voranalysen waren bisher nicht angezeigt. Ansonsten standen im Berichtsjahr erneut die Themen Durchschnittspreismethode und die 95- bzw. 75 Franken-Regel (ab 2024: 60 Franken-Regel) im Vordergrund.

Bei der Durchschnittspreismethode geht es um die Frage, wie die Kosten der Strombeschaffung zwischen den gefangenen Endverbrauchern in Grundversorgung und den freien Marktkunden aufzuteilen sind. Konkret geht es um eine adäquate Berücksichtigung der Handelsaktivitäten bei der Berechnung der anrechenbaren Energiekosten. Die ElCom hatte verschiedene Netzbetreiber identifiziert, welche ihren festen Endverbrauchern in den vergangenen Jahren überproportional hohe Energiekosten verrechnet und somit die Durchschnittspreismethode möglicherweise nicht nach der Praxis der Gerichte und der ElCom angewendet hatten. Mit der Schlussabstimmung vom 15. Dezember 2017 zum StromVG hatte auch das Parlament an Artikel 6 Absatz 5 StromVG und somit an der vom Bundesgericht gestützten Durchschnittspreismethode der ElCom festgehalten. Im An-

schluss hat die ElCom gegenüber verschiedenen Netzbetreibern Verfahren eröffnet.

Im Januar wurde gegen eine bereits im Vorjahr erlassene Verfügung Beschwerde beim Bundesverwaltungsgericht eingereicht. Im Sommer wurde die Beschwerde vollumfänglich abgewiesen, folgende Korrekturen der ElCom wurden bestätigt: (a) Bisher im Beschaffungsportfolio nicht berücksichtigte Handelsgeschäfte (Back-to-back Verträge) sind neu in die Berechnung des Durchschnittspreises einzubeziehen. (b) Kürzung des zur Berechnung der Gestehungskosten verwendeten Zinssatzes (WACC-Produktion). (c) Streichung der bisher in den Gestehungskosten geltend gemachten Verzinsung eines Nettoumlaufvermögens. Sämtliche Punkte zeitigten einen kostensenkenden Effekt zugunsten der Endverbraucher mit Grundversorgung. Das Urteil wurde im Sommer ans Bundesgericht weitergezogen, die Beschwerde wurde in der Folge jedoch wieder zurückgezogen.

Bei den verbleibenden noch laufenden Verfahren sind inhaltlich alle oder einige der folgenden Punkte strittig: Definition der für die Berechnung der Durchschnittspreismethode zu berücksichtigenden Energiemengen und -kosten, Umsetzung der Weisung der ElCom 2/2020 zum WACC Produktion, Verzinsung der Deckungsdifferenzen Energie sowie Abgrenzung von Netzbetreibern innerhalb einer Unternehmensgruppe.

Im Rahmen einer Voranalyse konnte ein weiterer Fall identifiziert werden, wo die Durchschnittspreismethode nicht korrekt angewandt wurde. Der betreffende Netzbetreiber hat die notwendigen Anpassungen im Berichtsjahr vorgenommen und über die Deckungsdifferenzen bereinigt, so dass auf eine Verfahrenseröffnung verzichtet werden konnte.

In einem weiteren Fall ging es um die Rückerstattung von Zinsen auf sogenannten Überdeckungen. Im Rahmen einer Verfügung betreffend Kosten und Tarife der Energielieferung aus dem Jahr 2016, welche von den Gerichten jeweils bestätigt wurde, hatte die ElCom die anrechenbaren Kosten eines Netzbetreibers gesenkt. Der betreffende Netzbetreiber lehnte es in der Folge jedoch ab, auch die aus den Überdeckungen resultierenden Zinsen an seine Endverbraucher zurück zu vergüten. Mitte

2021 hatte die ElCom daraufhin ein Verfahren eröffnet, welches den korrekten Umgang mit Deckungsdifferenzen (Abbau, Verzinsung etc.) zum Gegenstand hat. Im Herbst 2022 fällte die ElCom dazu eine Entscheidung, wovon zwei Aspekte bestritten wurden: Einerseits wird die Verjährung vergangener Zinsforderung geltend gemacht, andererseits sollen diese teilweise bereits in einem alten Verfahren rechtskräftig verfügt worden sein. Gegen den Entscheid der ElCom wurde beim Bundesverwaltungsgericht Beschwerde eingereicht.

Ausserdem äusserte sich die ElCom im Oktober 2022 zur Frage der Erhebung von Abgaben auf dem Energietarif. In ihrer Verfügung hielt die ElCom im Wesentlichen fest, dass eine fiskalisch motivierte Abgabe nicht in den Energietarif einfließen darf. Die Verfügung ist noch nicht rechtskräftig.

3.8 Gewinn im Vertrieb: 75- bzw. 60-Franken-Regel

Die sogenannte 75 Franken-Regel hat sich in den vergangenen Jahren gut etabliert. Gleichwohl mussten bei einzelnen Netzbetreibern erneut Anpassungen einverlangt werden. Die Regel wurde von der ElCom entwickelt, um auf einfache Art und Weise eine Beurteilung der angemessenen Verwaltungs- und Vertriebskosten sowie des Gewinns der Netzbetreiber im Energievertrieb in der Grundversorgung zu ermöglichen. Grundsätzlich gilt seit Anfang 2020: Übersteigt die deklarierte Summe aus Verwaltungs- und Vertriebskosten inklusive Gewinn den Wert von 75 Franken pro Rechnungsempfänger nicht, werden diese aus Prioritätsgründen von der ElCom nicht näher betrachtet. Sind Verwaltungskosten – nach einer Überprüfung durch die ElCom – von mehr als 75 Franken je Rechnungsempfänger anrechenbar, steht es einem

Netzbetreiber grundsätzlich frei, einen Gewinn analog der Berechnungsweise im Bereich Netz einzukalkulieren, sofern der Gesamtbetrag nicht den Wert von 120 Franken je Rechnungsempfänger überschreitet.

Die ElCom überprüft in regelmässigen Abständen, ob der Schwellenwert angesichts der Kosten- und Gewinnentwicklung noch angemessen ist. Im Berichtsjahr hat die ElCom deshalb eine Anpassung der entsprechenden Weisung vorgenommen. Demnach gilt ab dem 1. Januar 2024 neu ein Schwellenwert von 60 Franken pro Rechnungsempfänger bzw. 100 Franken Gesamtbetrag (Weisung 3/2022). Trotz Absenkung sollte es den Netzbetreibern weiter möglich sein, einen angemessenen Gewinn im Energievertrieb zu erzielen.

3.9 Sunshine-Regulierung

Die Sunshine-Regulierung vergleicht mit Hilfe eines transparenten und standardisierten Prozesses die Qualität, Kosteneffizienz und Tarife der Netzbetreiber untereinander. Abweichungen lassen sich so besser sichtbar machen. Diese Regulierungsform ergänzt die Tarifprüfungsverfahren, die sich zum Teil als sehr ressourcenintensiv erweisen. Ausgewählte Indikatoren in den Bereichen Versorgungs- und Dienstleistungsqualität sowie Kosten und Tarife messen dabei die Güte, Kosten und Effizienz der Leistungserbringung der einzelnen Anbieter. Indikatoren im Bereich Compliance weisen zudem die Einhaltung gesetzlich vorgeschriebener Termine und regulatorischer Vorgaben aus. Der direkte Vergleich unter den Netzbetreibern soll Anreize schaffen, allfällige eigene Schwächen zu beheben, ohne dass der Regulator eingreifen muss. Bei diesen Vergleichen werden Netzbetreiber mit ähnlichen Strukturen in Vergleichsgruppen zusammengefasst.

Zur Berechnung der Indikatoren verwendet die ElCom Daten, welche ihr die Netzbetreiber im Rahmen der Kostenrechnungen, der Tarife und der Erhebungen zur Versorgungsqualität jährlich einreichen. Ebenso greift die ElCom auf öffentlich zugängliche Daten des Bundesamtes für Statistik (BFS) zurück. Dadurch entsteht für die Netzbetreiber durch die Sunshine-Regulierung praktisch kein zusätzlicher administrativer Aufwand.

Zur Beurteilung der Indikatoren werden die Netzbetreiber nach topografischen Gege-

benheiten (Siedlungsdichte) sowie aufgrund der Menge an ausgespielter Energie an Endverbraucher (Energiedichte) in insgesamt acht Vergleichsgruppen eingeteilt. Auf dieser Basis werden die individuellen Ergebnisse errechnet. Diese wurden den Betreibern im Dezember 2022 individuell zugestellt.

Im Berichtsjahr blieben die errechneten Indikatoren praktisch unverändert: Einzig ein Compliance-Indikator wurde an neue, regulatorische Vorgaben angepasst. Ebenso wurde die Gruppeneinteilung aufgrund der Energiedichte anhand neuer Werte vorgenommen. Wie in den Vorjahren hat die ElCom zahlreiche erläuternde Dokumente und Ergebnisse zur Sunshine-Regulierung auf ihrer Internetseite veröffentlicht. Darin ersichtlich sind auch die oben erwähnten Anpassungen. Im neuen Jahr wird wiederum geprüft, ob neue Indikatoren in die Berechnungen miteinbezogen oder bestehende angepasst werden sollen.

Wie bereits in den Vorjahren blieb die Schaffung einer rechtlichen Grundlage zur Publikation der Resultate im Rahmen der Revision des Stromversorgungsgesetzes ein wichtiges Thema: Ziel soll sein, die Publikation der individuellen Ergebnisse der Netzbetreiber an eine breite Öffentlichkeit – analog den Tarifen auf der ElCom-Strompreiswebseite – zu ermöglichen. Die ElCom hat im Berichtsjahr die Vorarbeiten in Hinblick auf eine mögliche spätere Publikation weitergeführt.

3.10 Messwesen

Das Bundesverwaltungsgericht hat mit Urteil A-2372/201 vom 26. Juli 2022 die Beschwerde gegen die Verfügung 233-00093 der ElCom vom 6. April 2021 betreffend Einsatz ei-

nes Smartmeters aufgehoben und das Verfahren zur weiteren Sachverhaltsabklärung an die ElCom zurückgewiesen. Das Bundesverwaltungsgericht hat in seinen Erwägungen

festgehalten, dass der Einbau eines Smartmeters keine Zustimmung des Endverbrauchers braucht und dass für die Datenbearbeitung das Bundesgesetz über den Datenschutz und nicht kantonales Recht zur Anwendung kommt. Der Netzbetreiber muss die Datensicherheit von Messsystemen gewährleisten und das Datenschutzrecht beachten. Dies gilt unabhängig davon, ob der Smartmeter zertifiziert ist oder nicht. Der Einsatz eines nicht zertifizierten Messsystems verletzt die Datensicherheit und das Datenschutzrecht im beurteilten Fall nicht. Die ElCom hat abzuklären und zu prüfen, welche konkreten Daten in welcher zeitlichen Häufigkeit und zu welchen Zwecken tatsächlich bearbeitet werden. Erst dann lasse sich beurteilen, ob sich die Datenbearbeitung auf eine genügende rechtliche Grundlage stützt und den Grundsatz der Verhältnismässigkeit wahrt. Weiter verfügt der eingesetzte Smartmeter über eine Abschaltfunktion. Diese gilt als intelligentes Steuer- und Regelsystem gemäss Artikel 17b StromVG; der Endverbraucher hat keine Zustimmung zum Einsatz gegeben. Hier hat die ElCom abzuklären, ob die Abschaltfunktion dem Einsatz des Smartmeters entgegensteht oder ob sich durch geeignete technische oder allenfalls organisatorische bzw. betriebliche Massnahmen das Zustimmungserfordernis wahren lässt. Die ElCom hat das Verfahren wiederaufgenommen.

Im Zusammenhang mit dem Verkauf von Elektrizität an einen Dritten und nicht an den lokalen Netzbetreiber haben sich Fragen zur Messung gestellt. Nach dem 1. Januar 2018 angeschlossene Produzenten haben Anspruch auf einen Smartmeter. Die Kosten gehen zulasten des Netzbetreibers, unabhängig von der Leistung der Anlage. Je nach Grösse der Anlage kann sich die Ausgestaltung der Messung unterscheiden: Bei Anlagen mit einer Leistung von mehr als 30 kVA ist die Messung der Nettoproduktion im Energierecht vorgeschrieben. Bei Anlagen mit einer Leistung von weniger als 30 kVA ist eine Produktionsmessung erforderlich, wenn die Nettoproduktion eingespeist wird. Ohne Eigenverbrauch kann die Produktionsmessung für die Datenlieferung verwendet werden. Mit Eigenverbrauch muss allenfalls (evtl. zusätzlich) die effektive Einspeisung ins Netz (Überschussmessung) mittels Smartmeter gemessen werden. Der Netzbetreiber hat die effizienteste Umsetzung zu bestimmen. Vor dem 1. Januar 2018 angeschlossene Produzenten haben keinen Anspruch auf den Einbau eines Smartmeters. Falls sie bereits über eine Lastgangmessung verfügen, hat der Netzbetreiber die Messkosten weiterhin zu tragen. Falls nicht, haben die Produzenten die Möglichkeit, auf eigene Kosten ein Messgerät zu installieren.

3.11 Entflechtung

Die gesetzlichen Vorschriften zur Trennung des Netzbetriebs von den übrigen Bereichen (Entflechtung) erlangen infolge vermehrter Aktivitäten der Netzbetreiber in wettbewerblichen Bereichen zunehmende Bedeutung. Die ElCom schenkte daher der buchhalterischen Entflechtung des Netzbetriebs, dem Verbot von Quersubventionierungen und der Verhinderung der

Nutzung von Informationsvorteilen aus dem Netzbereich im Berichtsjahr ein besonderes Augenmerk. Strafrechtlich relevante Verstösse gegen die Vorschriften zur Entflechtung werden demgegenüber durch das BFE verfolgt. Die ElCom beantwortete zahlreiche Anfragen zum Thema Entflechtung und informierte und sensibilisierte die Netzbetreiber dazu.

3.12 Rückliefervergütung

Im Jahr 2022 stiegen nicht nur die Strompreise in noch nie gesehenem Ausmass. Als Folge dieser Entwicklung hat auch die ElCom so viele Anfrage zur Vergütung für die Einspeisung von Eigenproduktion (sog. Rückliefervergütung) aus kleinen Erzeugungsanlagen erhalten wie nie zuvor. Vor allem wollten zahlreiche Besitzer kleiner PV-Anlagen wissen, ob die lokalen Netzbetreiber infolge der gestiegenen Strompreise- und -tarife die Vergütung erhöhen müssten. Diese ist allerdings in erster Linie vertraglich zu vereinbaren, weshalb eine Steigerung der Strompreise und -tarife die Netzbetreiber nicht direkt verpflichtet, die Vergütung zu erhöhen. Allerdings haben die Netzbetreiber die ihnen angebotene Elektrizität aus erneuerbaren Energien aus kleinen Erzeugungsanlagen in ihrem Netzgebiet abzunehmen und angemessen zu vergüten, nämlich auf der Grundlage ihrer Kosten für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität bei Dritten bzw. den Gestehungskosten der eigenen Produktionsanlagen (vgl. Art. 15 Abs. 1 Bst. a u. Abs. 3 EnG sowie Art. 12 Abs. 1 EnV). Diese Regeln hätten aufgrund der gestiegenen Kosten für die Beschaffung bei Dritten tendenziell zu einer Erhöhung geführt. Sie gelten allerdings nur subsidiär im Sinne einer Minimalregelung, wenn sich Produzenten und Netzbetreiber nicht einigen können. In der Praxis gehen viele Netzbetreiber so vor, dass sie ein Angebot für die Vergütung analog zu den Stromtarifen einmal jährlich berechnen und per Ende August auf den Tarifblättern publizieren sowie der ElCom melden. Dabei ist zumindest so lange von einem stillschweigenden Vertrag (vgl. Art. 6 OR) auszugehen, bis ein Produzent gegenüber dem Netzbetreiber erstmals nachweislich kundtut, dass er die Vergütung nicht akzeptiert.

Aufgrund der vertraglichen Natur der Vergütung stehen weder eine Publikation noch

eine Meldung an die ElCom einer anschließenden Änderung des Vergütungssatzes entgegen. Anscheinend berücksichtigen allerdings viele Netzbetreiber bei ihrer Offerte zumindest teilweise die Kriterien von Artikel 12 Absatz 1 EnV (und damit hauptsächlich die Marktpreise), denn die Vergütungssätze wurden soweit ersichtlich fast durchwegs erhöht. Dies geschah allerdings in sehr unterschiedlichem Ausmass, und es bestehen (weiterhin) grosse Unterschiede zwischen den Netzbetreibern. So bezahlen einige Netzbetreiber freiwillig den vierteljährlich vom BFE festgesetzten Referenz-Marktpreis für Elektrizität aus PV-Anlagen¹ (ohne Herkunftsnachweis) und erhöhten die Vergütung entsprechend stark. Dass in benachbarten Gemeinden aber bis zu fünfmal höhere bzw. tiefere Vergütungen bezahlt werden, stösst auf wenig Verständnis bei kleinen Produzenten und Prosumern. Gemäss einer im Januar 2023 veröffentlichte Studie der ETH und der Universität Bern hängt allerdings nicht nur die Rentabilität einer PV-Anlage auf dem Hausdach in der Schweiz stark von der lokalen Vergütung des Solarstroms ab, sondern die tiefen Vergütungen vieler Netzbetreiber bremsen auch den Solarausbau.² Erwähnenswert ist daher weiter, dass aufgrund der gestiegenen Preise Drittabnehmer aufgetreten sind, die auch Betreibern kleiner Erzeugungsanlagen anbieten, ihre Produktion abzukaufen. Dies ist grundsätzlich zulässig, und zwar unabhängig von der Grösse der Anlage. So begründen Artikel 15 EnG und dessen Ausführungsbestimmungen nur eine Abnahmepflicht des Netzbetreibers und kein Abnahmerecht. Ausserdem enthalten weder das übrige Energierecht des Bundes noch das Stromversorgungsrecht Regeln, welche Produzenten verbieten, ihre Eigenproduktion an Dritte zu veräussern. Im Übrigen stellen weder EnG noch EnV Fristen für die Kündigung der Vereinbarung zwischen Produzenten und

Netzbetreiber auf. Die Kündigungsfristen sind daher vertragsrechtlich zu bestimmen, weshalb die ElCom für deren Beurteilung grundsätzlich nicht zuständig ist.

In der Verfügung 222-00001 vom 11. Mai 2021 hatte die ElCom Artikel 12 Absatz 1 EnV zum ersten Mal geprüft und war dabei zum Schluss gekommen, dass die Bestimmung gesetzeskonform ist. Diese Verfügung wurde jedoch angefochten und das Beschwerdever-

fahren ist immer noch beim Bundesverwaltungsgericht hängig. Strittig ist dabei, ob die Gestehungskosten der eigenen Produktionsanlagen berücksichtigt werden dürfen.

¹ vgl. Art. 15 Abs. 1 der Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien vom 1. November 2017 (EnFV; SR 730.03)

² Tobias Schmidt und weitere Autoren, «Quantifying the degree of fragmentation of policies in targeting household solar PV in Switzerland», veröffentlicht im Januar 2023 S. 4, 16 u. 18 (abrufbar unter <https://www.research-collection.ethz.ch/handle/20.500.11850/596612>); siehe auch die Medienmitteilung «Flickenteppich bremst Solarausbau»

4 Marktüberwachung



2022 verzeichnete einen beispiellosen Strompreisanstieg. Von Durchschnittspreisen rund um 50 EUR/MWh erreichten die Preise für das Frontjahresprodukt Schweiz über 1000 EUR/MWh (Quelle der Settlement Preise: EEX).

4.1 Ausserordentliche Marktpreisentwicklungen am Grosshandelsmarkt im Jahr 2022

Begonnen haben die ausserordentlichen Marktentwicklungen – entgegen den ursprünglichen Markterwartungen im Herbst 2021 – damit, dass im Jahr 2022 kein Gas über Nord Stream 2 nach Europa floss. Grund dafür waren verschiedene Verzögerungen bei der Zertifizierung der Pipeline, wobei im Februar 2022 der gesamte Zertifizierungsprozess durch die deutsche Bundesregierung gestoppt wurde.

Der Anstieg der Terminmarktpreise, der bereits Ende 2021 angefangen hatte, hat sich im Jahr 2022 fortgesetzt und wurde durch die russische Invasion in der Ukraine am 24. Februar 2022 ausserordentlich verstärkt. Das Jahr 2022 war geprägt von einer massiven Reduktion der Erdgaslieferungen von Russland nach Europa, was zu einem sprunghaften Anstieg der Energiepreise in Europa geführt hat. Die Gasliefermengen, die über die Nord Stream 1 Pipeline nach Europa fliessen,

wurden erstmals am 17. Juni 2022 auf 40 Prozent ihrer Kapazität gekürzt. Am 26. Juli 2022, nach der geplanten Revision, folgte eine Kürzung auf 20 Prozent der Kapazität. Ende August wurde Nord Stream 1 mit der Begründung, es gebe Probleme mit der Ausrüstung, vollständig abgeschaltet. Seitdem ist die Pipeline nicht mehr in Betrieb. Ende September meldeten Norwegen und Dänemark einen Sabotageakt bzw. vier Lecks in den beiden Pipelines Nord Stream 1 und Nord Stream 2. Die Bundesregierung stoppte bereits im Februar 2022 die Zertifizierung von Nord Stream 2, so dass entgegen den ursprünglichen Markterwartungen (vor Kriegsbeginn), im Jahr 2022 kein Gas über Nord Stream 2 nach Europa floss.

Veränderte Versorgungsrouten, die zu Engpässen in der europäischen Gasinfrastruktur führten, die Notwendigkeit, alternative Gasversorgungsquellen zu finden, sowie Preisbildungssysteme,

die nicht auf die Situation eines Versorgungsschocks ausgerichtet sind, haben zu Preisvolatilität und Preissteigerungen beigetragen.

Das Jahr 2022 war aber auch geprägt von der sehr tiefen Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke aufgrund von unerwartet aufgetretenen Spannungsrisskorrosionen in mehreren Reaktoren. Der Tiefpunkt der Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke wurde am 4. September 2022 mit 22.9 GW bei einer installierten Kapazität von 61.4 GW erreicht. Zum Vergleich: Am gleichen Tag des Vorjahres lag die Verfügbarkeit bei 46.4 GW. Im Sommer 2022 haben sowohl hohe Wassertemperaturen als auch niedrige Durchflüsse in den Flüssen Frankreichs die Situation noch weiter verschärft.

Bereits 2021 war die Preisspanne für das Frontjahresprodukt (Lieferjahr 2022) der Schweiz mit einem Maximalpreis von 332 EUR/MWh hoch, die Preise für das Jahresprodukt 2023 erreichten jedoch noch nie gesehene Maxima, die im August 2022 in einem Preis für das Frontjahr

Frankreich von über 1'100 (!) EUR/MWh gipfelten. Warum waren die Preise Ende August so extrem hoch? Neben dem grundsätzlichen Problem der hohen Gaspreise aufgrund des Krieges in der Ukraine und der tiefen Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke gab es in Südnorwegen, in den Alpen und auf der iberischen Halbinsel eine defizitäre Wasserbilanz, welche die Preise stark ansteigen liessen. Zusätzlich schränkten niedrige Wasserstände im Rhein den Kohletransport ein.

Die Preise fielen kurz nach dieser Spitze im August bis Ende Jahr wieder stark ab. Lag der Preisanstieg im August 2022 gegenüber anfangs Januar 2022 für eine Stromlieferung in der Schweiz im Lieferjahr 2023 noch bei +780 Prozent (von 123 EUR/MWh auf 1'082 EUR/MWh) war er Ende Dezember «nur» mehr bei +116 Prozent (von 123 EUR/MWh auf 265 EUR/MWh).

Eine genauere Beschreibung zu den Preisentwicklungen am Spot- und Terminmarkt finden sich im Markttransparenzbericht der ElCom.

4.2 Markttransparenz im Stromgrosshandel

Am 22. Dezember 2021 wurde die ElCom von der Alpiq AG kontaktiert. Das Unternehmen ersuchte beim Bund um eine «temporäre, energiekrisebedingte Liquiditätsunterstützung». Hintergrund war der Liquiditätsbedarf aufgrund der stark angestiegenen Preise im Zusammenhang mit dem Stromhandel. Weil im börslichen Handel die Börse als Gegenpartei fungiert, muss ein Stromproduzent, der seine künftige Produktion bereits jetzt am Terminmarkt verkauft, gegenüber der Börse bzw. einer Clearing-Stelle Sicherheitsleistungen in Form von Cash zur Verfügung stellen. Im Falle eines Ausfalls des Verkäufers würde die Börse über die nötigen Mittel verfügen, um ihrerseits die nötige Energie zu beschaffen, um das Handelsgeschäft gegenüber dem Käufer zu erfüllen. Da die Margins täglich neu berechnet werden, verändern sich mit den

Preisen und in Abhängigkeit der Marktvolatilität auch täglich die einzubringenden Sicherheitsleistungen. Aufgrund des ausserordentlich starken Preisanstiegs im Dezember geriet Alpiq scheinbar an die Grenzen ihrer Möglichkeiten bei der Bereitstellung von Liquidität. Die Firma gelangte deshalb mit ihrem Gesuch um Unterstützung an den Bund, um im Falle weiterer Preissteigerungen finanziell handlungsfähig zu bleiben. Am 3. Januar 2023 hat Alpiq ihr Gesuch wieder zurückgezogen.

Am 2. September 2022 beantragte die Axpo AG ein Darlehen in Höhe von 4.4 Milliarden Franken, da aufgrund der sehr hohen Preise Ende August die Margin Calls extrem hoch waren und ohne Unterstützung des Bundes möglicherweise nicht zu bewältigen gewesen wären. Mit diesem Antrag löste die Axpo AG

die Inkraftsetzung des Bundesgesetzes über subsidiäre Finanzhilfen zur Rettung systemkritischer Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft (FiREG) aus. Das Unternehmen erhält in der Folge eine Kreditlinie von vier Milliarden Franken, um die Liquidität in der Energiekrise zu sichern.

Zusätzlichen Auftrieb erhielten die Strompreise im Laufe des Jahres aufgrund der technisch bedingten Ausserbetriebnahme von Kernkraftwerken in Frankreich. Die Situation am Markt war über das ganze Jahr immer wieder angespannt. Zwar sind die hohen Strompreise wie auch die Volatilität gegen Ende des Jahres wieder gesunken, doch haben die damit verbundenen Aktivitäten die ElCom intensiv beschäftigt. Dazu zählten unter anderem ein wöchentliches Reporting zur Versorgungssicherheit an den Bundesrat.

Mit den Entwicklungen der hohen Preise und den Auswirkungen davon, beschäftigte sich auch der diesjährige Workshop der Sektion Marktüberwachung der ElCom. Dabei wurde das Thema «Hohe Preise: Chancen oder Gefahr für Energieunternehmen?» aus verschiedenen Blickwinkeln beleuchtet. Zu Beginn stellte die ElCom ihr Modell vor, mit dem sie die Veränderungen im Liquiditätsbedarf bei Preisänderungen anhand eines Portfolios misst. Im Anschluss daran wurden die Auswirkungen der hohen Preise und Liquiditätsanforderungen aus Sicht einer Börse beleuchtet. Danach wurden die daraus resultierenden Liquiditätsrisiken aus Sicht eines Stromunternehmens diskutiert. Den Abschluss bildete ein Erfahrungsbericht zum Liquiditätsmonitoring im Finanzsektor.

Wie jedes Jahr wurde im Rahmen des Workshops auch der jährliche Markttransparenzbericht präsentiert. Darin wird die jährliche Entwicklung der Spot- und Terminmärkte noch einmal umfassend dargestellt. Des Weiteren gibt der Bericht eine gute Übersicht über die wesentlichen Aktivitäten und Analysen der Sektion Marktüberwachung.

Aufgrund der steigenden Datenmengen und der gemäss FiREG Artikel 19 Absatz 2 neu gelieferten Daten wurde die Reporting-Infrastruktur der ElCom weiterentwickelt. Angesichts der Kurzfristigkeit wurden diese Daten zu Beginn einmal monatlich manuell über einen sicheren Kanal übermittelt. Die automatisierte Datenlieferung über einen autorisierten Datenlieferanten (RRM) erfolgt ab dem 1. Januar 2023.

Der Austausch mit einigen Energieregulatoren der Nachbarländer fand auch in diesem Jahr online statt. Diese Treffen erlauben es, die Auswirkungen der hohen Energiepreise in den einzelnen Ländern zu besprechen und die aktuellen Marktereignisse und Massnahmen zu diskutieren. Vor diesem Hintergrund erfolgten auch Koordinationssitzungen mit der FINMA, der SIX und EPEX Spot.

Als Mitglied der CEER Market Integrity and Transparency Working Group (CMIT) hat die ElCom in diesem Jahr auf europäischer Ebene an der Erarbeitung von möglichen Massnahmen zur Mitigation der hohen Liquidationsanforderungen mitgearbeitet. An erster Stelle stand dabei, die Sicherheitsforderungen aus der Finanzwirtschaft und deren Auswirkungen auf die Absicherungsgeschäfte in der Energiewirtschaft darzulegen. Im Anschluss daran erfolgten Gespräche mit verschiedenen Clearing-Häusern und ein vertiefter Austausch mit anderen Regulierungsbehörden. Nicht zuletzt aufgrund dieser Bemühungen hat die Europäische Wertpapier- und Marktaufsichtsbehörde (ESMA) im Herbst festgelegt, dass Sicherheiten für den Energiehandel nicht mehr nur als Cash, sondern auch in Form von Bankgarantien hinterlegt werden können.

Auch beim diesjährigen ACER EMIT Forum lag der Fokus auf Transparency and integrity of stressed power and gas markets. Die europäischen Energiegrosshandelsmärkte standen 2022 unter erheblichem Druck, was sich in hohen Preisen und hoher Volatilität widerspiegelte. Die zunehmenden Anforderungen an Sicherheiten und Margin Calls haben die

Situation weiter verschärft. Dabei diskutierten ACER und verschiedene Stakeholder die Umsetzung und mögliche Weiterentwicklung von REMIT, einschliesslich Themen wie Transaktionsmeldungen, Datenqualität und Marktüberwachung. ACER wies auf den Anstieg des Hochfrequenzhandels sowie auf die Entwicklung der Energiegrosshandelsmärkte hin, auf denen immer mehr mit Finanzprodukten anstelle von traditionellen Energiegrosshan-

delsprodukten gehandelt wird. Abschliessend wurde die Überarbeitung der REMIT-Durchführungsverordnung erörtert. Dabei wurde vorgeschlagen, REMIT auf Systemdienstleistungsmärkte auszuweiten. Das Forum bekräftigte den Wert von REMIT, insbesondere in Zeiten angespannter Märkte. In Bezug auf die Offenlegung von Insider-Informationen würde das Forum eine von ACER verwaltete einheitliche Plattform begrüssen.

4.3 Marktüberwachung 2022 in Zahlen

Trotz der aussergewöhnlichen Marktsituation ist die Zahl der bei der ElCom im Jahr 2021 registrierten Marktteilnehmer von 82 auf 86 gestiegen. Im Gegensatz dazu hat sich die Anzahl der an die ElCom-Infrastruktur angeschlossenen Datenlieferanten, die sogenannten Registered Reporting Mechanism (RRM), nicht verändert und ist bei neun geblieben. Diese Zahl wird sich aber 2023 ändern, da Ende Jahr ein weiteres RRM den Registrierungsprozess bei der ElCom gestartet hat.

Die RRM's übermitteln die Daten von den in den EU-Märkten aktiven Marktteilnehmern. Dazu zählten bisher die in den EU-Märkten getätigten Energiehandelsgeschäften. Neu zählen dazu nun auch die Energiehandelsgeschäfte der systemkritischen Marktteilnehmer am Marktplatz Schweiz. Die Fundamentaldaten und die Publikationen zu Insider-Informationen erhielt die ElCom wie bereits in den Vorjahren über die eigenen, dafür geschaffenen Schnittstellen mit ENTSO-E und der EEX-Transparenzplattform.

Aufgrund der neuen gesetzlichen Grundlagen hat sich die Menge der gelieferten Daten im Jahr 2022 erhöht. In diesem Betrachtungszeitraum erhielt die ElCom 59.6 Millionen rapportierte Standardtransaktionen und damit verbundene Handelsaufträge. Dies entspricht einer Zunahme von mehr als 30 Prozent im

Vergleich zum Vorjahr. Dabei haben vor allem die rapportierten Orders um 11.2 Millionen zugenommen, während die Anzahl der Standardverträge nur um 3.1 Millionen gestiegen ist. Dabei enthalten die rapportierten Standardverträge neu auch die nach FiREG rapportierten Transaktionen zum Marktplatz Schweiz. Die Zunahme der gelieferten Orders lässt sich durch einen Trend zu immer kurzfristigeren Handelsaktivitäten und dem damit verbundenen vermehrten Einsatz von automatisierten Handelsalgorithmen erklären.

Bei den übermittelten Daten stellen auch 2022 die Standardverträge mit knapp 90 Prozent die Mehrheit der Meldungen dar. Die bei den Standardverträgen in den Vorjahren etablierte Dominanz der Kurzfrist- gegenüber den Termingeschäften wurde beibehalten, mit einem leichten Anstieg von 95 auf 96 Prozent. Dabei ist auffällig, dass der Grossteil der übermittelten Daten (mit 74 Prozent) aus dem kontinuierlichen Kurzfristhandel stammt. Zusätzlich zu den Standardverträgen meldeten die registrierten Marktteilnehmer einen Rückgang von 12 Prozent bei den Nicht-Standardverträgen.

Im gleichen Zeitraum ist hingegen die Einlieferung der Fundamentaldaten und Insider Informationen gesunken. Es wurden etwa 815'000

Meldungen weniger registriert als 2021, was einer Abnahme von knapp 13 Prozent gegenüber dem Vorjahr entspricht.

Für ein besseres Marktverständnis und um die Funktionsweise der Märkte und Preisbildungsmechanismen effizient beobachten und einschätzen zu können, bezieht die ElCom noch weitere Daten mit ein. Dazu zählen unter anderem die Settlement Preise von EEX und EPEXSpot, die bei den Analysen als Referenz herangezogen werden, oder Informationen von Refinitiv. Ergänzend werden für die Erstellung der verschiedenen Reports und Analysen auch Informationen aus öffentlichen Quellen genutzt, wie beispielsweise von Swiss Meteo. Seit 2022 bezieht die ElCom neu auch Daten direkt von ECC.

Die Bearbeitung und Analyse der erhobenen Daten ermöglicht die Einschätzung der Marktent-

wicklung an den schweizerischen und europäischen Grosshandelsmärkten. Gerade im Jahr 2022 hat sich gezeigt, dass es für die Versorgungssicherheit von grosser Bedeutung ist, die Preisentwicklungen und deren Ursachen in den umliegenden Märkten genau zu verfolgen und zu analysieren, da die Marktpreise in der Schweiz von den Entwicklungen und Geschehnissen in den umliegenden Ländern stark beeinflusst werden.

Die verfügbaren Fundamentaldaten werden auch in diversen Publikationen verwendet, vor allem in den Spot- und Terminmarktberichten und dem Markttransparenzbericht, die vor allem zur Verbesserung der Transparenz für die produktions- und verbrauchsseitigen Marktteilnehmer beitragen. Sämtliche zur Verfügung stehenden Daten tragen zu einer erhöhten Qualität der Analysen, Studien und Veröffentlichungen der ElCom bei.

4.4 Massnahmen in der Schweiz FiREG, ElCom Verfügung, GATE

Aufgrund der Entwicklungen Anfang des Jahres und um auf weitere Anträge der Energiewirtschaft auf finanzielle Unterstützung durch den Bund besser vorbereitet zu sein, wurde bereits im Frühling 2022 mit Vorarbeiten zu einem Gesetz betreffend subsidiäre Finanzhilfen zur Rettung systemkritischer Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft (FiREG) begonnen. Am 30. September 2022 wurde der Gesetzesentwurf von der Bundesversammlung verabschiedet.

Mitte 2022 hatte sich die Lage in Bezug auf die Stromversorgungssicherheit weiter zuge-spitzt: Die Gefahr, dass weitere Gaslieferungen aus Russland ausblieben, hatte sich akzentuiert. Deshalb galt es, die Überwachung der Versorgungssicherheit auch hinsichtlich der Stromversorgung zu intensivieren. Bei Zahlungsunfähigkeit eines Unternehmens könnten weitere Unternehmen aufgrund der Vernet-

zung durch Handelsgeschäfte mitbetroffen sein und weitere Insolvenzen auslösen, was letztlich die Systemstabilität und damit die Versorgungssicherheit gefährden könnte.

Deshalb hatte die ElCom nach Artikel 25 Absatz 1 StromVG verfügt, dass die drei grössten Schweizer Energieunternehmen der ElCom sämtliche für die Lieferperiode 2022 sowie künftige Lieferperioden bis zu diesem Datum abgeschlossene Standardverträge betreffend den Stromgrosshandel mit Lieferort Schweiz und einer Lieferdauer von mindestens einem Monat einzureichen haben. Ausgenommen waren Daten zu Produkten, welche an der EPEX SPOT gehandelt wurden, da diese der ElCom bereits rapportiert wurden.

Durch den Antrag von Axpo AG auf finanzielle Unterstützung durch den Bund wurde das bereits vorbereitete FiREG am 1. Oktober 2022 in

Kraft gesetzt. Dieses Gesetz regelt Finanzhilfen zur subsidiären Unterstützung von systemkritischen Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft mit Liquiditätsengpässen, damit die Stromversorgung in der Schweiz auch bei unvorhergesehenen Entwicklungen gewährleistet ist.

Die ElCom waltet dabei als Expertin bei der Festlegung, welche Unternehmen der Schweizer Elektrizitätswirtschaft als systemkritisch einzustufen sind. Des Weiteren analysiert und bearbeitet die ElCom nach FiREG Artikel 19 Abs 2 Unterlagen und Informationen zu den abgeschlossenen Energiehandelsgeschäften und zu den Marktentwicklungen, die dazu führen könnten, dass die systemkritischen Unternehmen auf zusätzliche Liquidität angewiesen sind.

Ab dem Zeitpunkt des Antrags auf Darlehensgewährung beobachtet die ElCom zusätzlich den Liquiditätsbedarf für das jeweilige Unternehmen aufgrund der offenen Risikopositionen mit Gegenparteien sowie der hinterlegten Sicherheitsleistungen (Margin Call) an allen organisierten Marktplätzen. Zur Umsetzung dieses Monitorings wurde das bestehende Market Monitoring System um ein entsprechendes Modul erweitert. Die mit dem FiREG verbundene interne Berichterstattung wird 2023 beginnen. Am 16. Dezember 2022 wurde das Bundesgesetz über die Aufsicht und Transparenz des Energiegrosshandelsmarkts (GATE) durch den Bundesrat in die Vernehmlassung geschickt. Der neue Gesetzesvorschlag behandelt die Markttransparenz und Integrität von Strom und Gas in der Schweiz. Die ElCom ist als Aufsichtsbehörde für beide Märkte vorgesehen.

4.5 EU- Massnahmen zur Senkung der Energiepreise

Die Auswirkungen der steigenden Energiepreise auf Industrie und Endverbraucher wurden in der EU untersucht und entsprechende Massnahmen entwickelt. Diese Massnahmen wurden in einer Arbeitsgruppe gemeinsam mit dem BFE sowie im wöchentlichen Reporting der ElCom an den Bundesrat mit Blick auf mögliche Auswirkungen auf die Schweiz untersucht. Dabei hat die EU im Jahr 2022 unter anderem die folgenden Massnahmenpakete zur Senkung der Energiepreise verabschiedet:

- Die Toolbox: wurde im Oktober 2021 beschlossen und im März 2022 erweitert
- Die Verordnung (EU) 2022/1854 des Rates vom 6. Oktober 2022 über Notfallmassnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise
- Die Verordnung (EU) 2022/2576 des Rates vom 19. Dezember 2022 über mehr Solidarität durch eine bessere Koordinierung der Gasbeschaffung, zuverlässige Preis-Referenzwerte und den grenzüberschreitenden Austausch von Gas
- Die Verordnung (EU) 2022/2578 des Rates vom 22. Dezember 2022 zur Einführung ei-

nes Marktkorrekturmechanismus zum Schutz der Bürgerinnen und Bürger der Union und der Wirtschaft vor überhöhten Preisen

- Die Verordnung (EU) 2022/2577 des Rates vom 22. Dezember 2022 zur Festlegung eines Rahmens für einen beschleunigten Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energie

Die Toolbox ermöglicht die Ausweitung der Regulierung der Endverbraucherpreise für Gas- und Strommärkte. Im Falle einer vollständigen Unterbrechung der russischen Gaslieferungen gäbe sie die Möglichkeit, eine administrative Preisobergrenze für alle Gasimporte festzulegen. Des Weiteren sieht sie unter anderem einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und Pauschalzahlungen an Haushalte vor.

Die Verordnung des Rates vom 6. Oktober 2022 über Notfallmassnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise hat zum Ziel,

- die Stromnachfrage zu reduzieren,
- eine Obergrenze für Strommarkterlöse

- und die Verteilung der Überschusserlöse an Endverbraucher festzulegen,
- eine Solidaritätsabgabe von Öl- und Gasunternehmen einzuführen
- den Mitgliedsstaaten als Ausnahme gegenüber den Regeln der EU-Strommarktrichtlinie (EU/2019/944) zu erlauben, regulierte Tarife für Haushalte und KMU einzuführen.

In Bezug auf die Stromnachfrage sollen die EU-Mitgliedsstaaten Massnahmen umsetzen, um den monatlichen Bruttostromverbrauch von November 2022 bis März 2023 gegenüber dem durchschnittlichen, monatlichen Verbrauch der letzten fünf Jahre um 10 Prozent zu reduzieren. Zudem soll jeder Mitgliedsstaat seinen Bruttostromverbrauch in Spitzenpreisstunden um 5 Prozent reduzieren. Die Markterlöse für Stromproduzenten von Wind, Solar, Geothermie, Laufwasser, Biomasse exklusive Biogas, Kehrlicht, Kerneenergie, Braunkohle, Erdöl und Erdölprodukten werden auf 180 EUR/MWh beschränkt. Die Obergrenze gilt für Transaktionen über alle Zeiträume (Jahre, Quartal, Day-Ahead, Intraday) und unabhängig davon, ob der Strom ausserbörslich (OTC) oder an einer Börse gehandelt wird. Bestehende oder künftige vertragliche Verpflichtungen, ein Stromabnahmevertrag (Power Purchase Agreement PPA) oder Termingeschäfte, die zu Markterlösen aus der Stromerzeugung unterhalb der Obergrenze führen, werden von der Anwendung der Richtlinie ausgenommen.

Die Verordnung (EU) 2022/2576 des Rates vom 19. Dezember 2022 über mehr Solidarität enthält Vorschriften für die beschleunigte Einrichtung eines Dienstes für die Nachfragebündelung und gemeinsame Gasbeschaffung durch Unternehmen, die in der Union niedergelassen sind, eine Sekundärkapazitäts-Buchungs- und Transparenzplattform für Flüssiggas-Anlagen (LNG) und Gasspeicheranlagen nutzen sowie ein Engpassmanagement in Gasfernleitungsnetzen haben. Um überhöhte Preise zu verhindern, ist ein Mechanis-

mus zur Begrenzung einer Tagesvolatilität bei übermässigen Preisbewegungen sowie ein von ACER zu entwickelnder Ad-hoc-Referenzwert für die LNG-Preise vorgesehen. Zudem werden Massnahmen für den Fall eines Gasnotstands festgelegt, um Gas auf gerechte Weise grenzüberschreitend zu verteilen, die Gasversorgung besonders wichtiger Kunden zu sichern und grenzüberschreitende Solidaritätsmassnahmen sicherzustellen. Des Weiteren ist eine verbindliche Nachfragebündelung für eine Menge in Höhe von 15 Prozent des Speicherbedarfs der EU vorgesehen. Das Ziel der Massnahmen ist es, die Marktmacht der EU effektiv zu nutzen und zu verhindern, dass Mitgliedstaaten sich konkurrenzieren.

Die Verordnung (EU) 2022/2578 des Rates vom 22. Dezember 2022 zur Einführung eines Marktkorrekturmechanismus sieht vor, dass der Marktkorrekturmechanismus automatisch aktiviert wird, wenn das folgende "Marktkorrekturereignis" eintritt:

- Der Preis des TTF Frontmonatskontraktes übersteigt an drei Arbeitstagen 180 EUR/MWh und
- der TTF-Frontmonatspreis ist 35 Euro höher als ein Referenzpreis für LNG auf den globalen Märkten für dieselben drei Arbeitstage.

Sobald das dynamische Gebotslimit aktiviert ist, gilt es für mindestens 20 Arbeitstage. Die Verordnung tritt am 15. Februar 2023 in Kraft und ist befristet auf ein Jahr. Die Obergrenze gilt nicht für den ausserbörslichen Handel (OTC), Day-Ahead-Börsen und Intraday-Börsen. Bis zum 1. November 2023 wird die Kommission eine Überprüfung der Verordnung im Hinblick auf die allgemeine Situation der Gasversorgung vornehmen und gestützt darauf gegebenenfalls eine Verlängerung ihrer Geltungsdauer vorschlagen.

Liegt das dynamische Gebotslimit an den letzten drei aufeinanderfolgenden Arbeitstagen (nach der 20 Tage Geltungsdauerfrist) unter 180EUR/MWh (d. h. der Referenzpreis unter

145 EUR/MWh), wird das dynamische Gebotslimit automatisch deaktiviert. Dieses wird ausserdem jederzeit automatisch deaktiviert, wenn die Europäische Kommission gemäss der Verordnung über die Versorgungssicherheit einen regionalen oder unionsweiten Notfall ausruft, insbesondere in einer Situation, in der das Gasangebot nicht ausreicht, um die Gasnachfrage zu decken ("Rationie-

rung"). In beiden Fällen veröffentlicht ACER eine "Deaktivierungsnotiz" auf ihrer Website.

Schliesslich soll die Verordnung für einen beschleunigten Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien das Verfahren zur Genehmigung von Anlagen zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Energiequellen beschleunigen und dafür genaue Fristen definieren.

4.6 Hedging Strategien und Liquiditätsbedarf für den Rettungsschirm

Im Juni 2021 veröffentlichte Prof. Karl Frauendorfer gemeinsam mit Robert Gutsche eine Studie zuhanden der Stakeholder der Schweizer Stromwirtschaft unter dem Titel «Empirische Analysen zu Finanzberichten der Alpiq, Axpo, BKW».

In seinen zwei Folgestudien vom Mai 2022 («Alpiq: Quo Vadis?» und «Geschäftsmodell der Axpo: Cui Bono?») stellt Prof. Karl Frauendorfer die These auf, dass Alpiq und Axpo den sukzessiven Aufbau von spekulativen Eigenhandelspositionen betreiben. Die tatsächliche Absicherung der Stromproduktion weiche stark von einer gleichmässig (linear über drei Jahre) verteilten Absicherung ab. Der Bruttowert der Energiederivate und das Saldierungsvolumen seien 2021 deutlich höher als im Jahr zuvor. Aus diesem Grund war Prof. Karl Frauendorfer der Ansicht, dass der allfällige Betrag für den Rettungsschirm höher ausfallen sollte.

Die ElCom hat die Studien von Prof. Karl Frauendorfer analysiert. Dabei wurden insbesondere die Bewirtschaftungsmetriken für das finanzielle Ergebnis aus Absicherung mit liquiden Futures nachgebildet, um den Liquiditätsbedarf aus der Absicherung der Produktion am Grosshandelsmarkt zu schätzen. Dies sollte eine Schätzung über den für den Rettungsschirm angezeigten Betrag erlauben. Es wurde ange-

nommen, dass die systemkritischen Schweizer Energieversorgungsunternehmen eine deterministische drei-jährige Absicherungsstrategie umsetzen (Hedge Index). Deterministisch heisst, die Absicherung wird gleichmässig über das Geschäftsjahr gemacht, unabhängig von den Marktpreisen und täglich mit den gleichen Handelsvolumina. Aus Liquiditätsgründen und zur Vereinfachung wurden nur Schlusskurse der deutschen Jahresprodukte berücksichtigt. Es ist der ElCom bewusst, dass die Absicherungsstrategie der Produzenten sich nicht nur auf Jahresprodukte oder auf den deutschen Markt fokussiert, aber zur Bestimmung der Grössenordnung des Rettungsschirms sollte diese Annäherung ausreichend sein.

Per Bilanzstichtag 31.12.2021 kam die ElCom für eine Absicherung der Produktion über drei Jahre im Voraus auf einen Absicherungspreis für das Lieferjahr 2022 von 60.16 EUR/MWh, für das Lieferjahr 2023 von 57.93 EUR/MWh und für das Lieferjahr 2024 von 62.89 EUR/MWh. Der EEX-Schlusskurs für diese Kalenderjahre lag am 31.12.2021 für 2022 bei 219.88 EUR/MWh, für 2023 bei 125.14 EUR/MWh und für 2024 bei 88.55 EUR/MWh. Unter Liquiditätsbedarf wird die Wertveränderung des Kontrakts per Stichtag verstanden. D. h. die Differenz zwischen dem Absicherungspreis und dem EEX-Schlusskurs für diesen Kontrakt entspricht der eigentlichen Vari-

ation Margin, die bei Börsengeschäften immer fällig wird und bei OTC-Handelsgeschäften nur dann fällig ist, wenn mit der Gegenpartei ein CSA (Credit Support Annex) vereinbart wurde. Die Zusatzliquidität in Form der Initial Margin, welche durch den Handel an der Börse fällig wird, mit welcher sich die Börse für allfällige Preisentwicklungen in den nächsten zwei Handelstage absichert, um bei Ausfall einer Gegenpartei die Wiederbeschaffung am Markt ohne Verluste tätigen zu können, wird im Liquiditätsbedarf bei Prof. Frauendorfer nicht berücksichtigt. Dies mit der Begründung, dass die Initial Margin bei Lieferung des Kontrakts zurückfließt. Jedoch muss natürlich das Energieunternehmen vor der Lieferung diese liquiden Mittel bereitstellen können.

Aus Sicht der ElCom unterschätzt der Liquiditätsbedarf aus dem Hedge Index den tatsächlichen Liquiditätsbedarf, wenn der Marktteilnehmer viel an der Börse handelt, während er überschätzt wird, wenn der Marktteilnehmer lediglich OTC-Handel mit Gegenparteien ohne CSA Vereinbarung betreibt.

Es wird argumentiert, dass die Dimensionierung des Rettungsschirms nicht nur anhand des Produktionsvolumens gemacht werden

sollte, da im Krisenfall jener Liquiditätsbedarf massgebend ist, der von allen Handelsgeschäften im Rahmen der Bewirtschaftung des Trading-Buches eingefordert wird. Der spekulative Eigenhandel ist im Trading-Buch enthalten.

Die ElCom war der Meinung, dass für die Dimensionierung des Rettungsschirms ein Liquiditätsbedarf zu berechnen ist, der sich ergeben könnte, wenn die Grosshandelspreise ab dem zweiten Quartal 2022 weiter steigen (Zeitpunkt der bundesinternen Erarbeitung des Rettungsschirms), da die Unternehmen die bisherigen Anforderungen selbst stemmen konnten.

Die damaligen Gespräche mit den Marktteilnehmern haben ergeben, dass aufgrund des steigenden Liquiditätsbedarfs an den Börsen die Absicherungsstrategien für das Lieferjahr 2025 (die im Januar 2022 hätte starten sollen) teilweise gestoppt oder reduziert wurden. Dieses Marktrisiko wird zur Verminderung des Liquiditätsrisikos in Kauf genommen. Zudem haben die Marktteilnehmer bereits viele Massnahmen implementiert, um den Liquiditätsbedarf zu reduzieren. Ein Liquiditätsbedarf aus Eigenhandelsstrategien ist schwer zu berechnen. Die ElCom sah vorerst keinen Bedarf für eine Anpassung der Höhe des Rettungsschirms.

4.7 Analyse der Umfrage von CRE

Im Jahr 2022 stiegen die Marktpreise für Strom stark an. Dieses Phänomen war aufgrund der geringen Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke im Jahr 2022 auf dem französischen Markt besonders stark ausgeprägt und warf daher einige Fragen auf. Denn die Forward-Preise sollen den Durchschnitt der erwarteten Preise über den betrachteten Zeitraum darstellen, spiegelten aber auch eine enthaltene Risikoprämie aufgrund von Unsicherheiten und einer damit verbunden negati-

ven Sicht der Marktbedingungen wider. Gerade bei den französischen Produkten zeigte sich, dass die in den zukünftigen Preisen enthaltene Risikoprämie weit über dem lag, was erwartet werden konnte, selbst wenn man das pessimistischste Szenario für den kommenden Winter zugrunde legte. Dieses Phänomen war besonders deutlich an der Preisdifferenz zwischen Frankreich und Deutschland bei den Terminprodukten für den Winter 2022-2023 zu erkennen (siehe Abbildung 10).



Abbildung 10: Preisdifferenz Deutschland vs. Frankreich im Baseload Terminprodukte Q4 2022, Q1 2023 und CAL 2023

Vor diesem Hintergrund wollte die Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) dieses Phänomen analysieren und befragte im August 2022 die 44 wichtigsten Marktteilnehmer, die auf dem französischen Markt tätig sind, zu ihren Strategien und Erwartungen.

Diese Analyse betraf aufgrund ihrer Handelstätigkeiten auch Schweizer Marktteilnehmer. Um die Absicherung ihrer Produktion und die damit verbundenen Risiken (Preis, Volumen etc.) so früh und so gut wie möglich zu managen, sind Schweizer Marktteilnehmer sehr aktiv im französischen Markt. Gemäss StromVV Artikel 26a hatte die ElCom Zugang zu den Antworten von vier Schweizer Marktteilnehmern.

Im Rahmen ihrer Umfrage befragte CRE die Marktteilnehmer zu ihren Handelsstrategien, zur ihren Absicherungsaktivitäten und zu ihrer Methode des Marktrisikomanagements sowie zu ihren Strategien. Der betrachtete Umfang beschränkte sich auf die Produkte FR Q4 2022, FR Q1 2023 und FR CAL 2023. Die bei der ElCom eingegangenen Antworten zeigten, dass sich aufgrund der geänderten Marktbedingungen das Handelsverhalten der Marktteilnehmer verändert hat. Es wurden drei Hauptveränderungen festgestellt.

Erstens haben die verschiedenen Marktteilnehmer aufgrund der hohen Volatilität der Märkte ihr Risikomanagement angepasst. Die mit den Positionen und der Liquidität verbundenen Risiken werden offenbar genauer überwacht und die internen Limits regelmässiger überprüft.

Aufgrund des erhöhten Risikos wurde zweitens auch über eine globale Beschränkung der Handelsaktivitäten berichtet. So führten einige Akteure restriktive Massnahmen in Bezug auf den Handel und den Eigenhandel ein. Dies trug zu einer Reduktion der Aktivitäten auf dem französischen Markt bei. Gleichzeitig veranlasste der Anstieg der Nachschussforderungen an den Strombörsen aufgrund der hohen Preise die Handelsteilnehmer auch dazu, den Handel an den Börsenplätzen stark einzuschränken, um das damit verbundene Liquiditätsrisiko zu begrenzen.

Da der französische Markt im Gegensatz zu den anderen benachbarten Ländern eine sehr hohe Risikoprämie aufweist, nahmen die Schweizer Marktteilnehmer drittens eine Neubewertung ihrer Handelsstrategie vor. Der deutsche Markt wurde aus Risikogründen als Hedging Instrument gegenüber dem französischen Markt bevorzugt. Darüber hinaus scheinen sich einige

Marktteilnehmer für eine Reduktion der Handelsaktivitäten an Terminmärkten und eine Verlagerung auf kurzfristige Produkte entschieden zu haben, da sie es vorziehen, dem Preisrisiko (aufgrund der Tatsache, dass sie sich erst zu einem späteren Zeitpunkt hedgen) stärker ausgesetzt zu sein als dem Volumenrisiko (aufgrund der Aktualisierungen der Prognose der Verfügbarkeit von Produktionswerkzeugen). Dieser Rückzug der Akteure auf dem französischen

Langfristmarkt wurde auch von der CRE festgestellt¹. Darüber hinaus scheint es, dass die Käufer, die ihren Verbrauch und ihre Versorgung decken müssen, zur gleichen Zeit für einige von ihnen die benötigten Mengen früher als zuvor gekauft haben. Diese Verzerrung könnte zu einer grösseren Preisvolatilität auf dem französischen Markt beigetragen haben.

¹ vgl. *Les prix à terme de l'électricité pour l'hiver 2022-2023 et l'année 2023* - CRE

4.8 Monitoring von Winterprodukten Spreads

Die Sektion Marktüberwachung hat im Jahr 2022 ein besonderes Augenmerk auf die Entwicklung der Winterprodukte Spreads gelegt. Insbesondere wurde im Sinne der Versorgungssicherheit innerhalb der Schweiz die Preisdifferenz zwischen Q4 22 und Q1 23 Base, aber auch zwischen den Monaten Dezember 22 sowie Januar, Februar und März 23 beobachtet. Ebenso wurden die Spreads zwischen der Schweiz und Frankreich und zwischen der Schweiz und Italien im Winter 2022 / 2023 stets verfolgt.

Sind die Preise am Grosshandelsmarkt für Q4 2022 höher als im Q1 2023, oder sind die Preise für Dezember 2022 höher als für Januar oder Februar 2023, so könnte dies zu einer schnelleren Speicherentleerung führen als üblich, was das Risiko einer Stommangellage gegen Ende Winter stark erhöht. Die Preisdifferenz zu den Nachbarländern gibt Rückschlüsse auf die zu erwartenden kommerziellen Flüsse.

Die Preisdifferenzen im Q1 2023 Base zwischen der Schweiz und den Nachbarländern haben sich im Jahresverlauf stark verändert. Wurde das Q1 2023 Base in der Schweiz Ende August 2022 noch für 1'000 EUR/MWh über Italien und ca. 400 EUR/MWh über Deutschland gehandelt (nahe am französischen Preisniveau), so lag Ende 2022 das Q1 2023 Base in allen Ländern auf ähnlichem Niveau. Der Markt schätzte das Risiko einer

Knappheit in Frankreich, in der Schweiz und in Deutschland im Sommer 2022 am höchsten ein, bedingt durch eine tiefe Erzeugung aus den französischen Kernkraftwerken und einer mögliche Gasmangellage in Deutschland. Das Risiko einer Gasknappheit war in Italien aufgrund seiner guten Anbindung an den internationalen LNG-Markt deutlich geringer, weshalb die Terminmarktpreise in Italien keinen Risikozuschlag gegenüber den Grenzkosten der Gaskraftwerke enthielten.

Die Preisdifferenzen widerspiegeln gegen Ende 2022 und Anfangs 2023 die entspanntere Lage für den Winter 2022/2023. Das mildere Wetter im Q4 2022 und damit verbunden der geringere Gasverbrauch führten zu einem hohen Gasspeicherstand in Nordwesteuropa zu Beginn von 2023 (84.5 Prozent). Die stärkeren Niederschläge, die milden Temperaturen und die gegen Ende Jahr tieferen Spotpreise liessen auch die Schweizer Wasserspeicherstände auf sehr hohem Niveau ins 2023 starten. Die bessere Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke gegen Ende 2022 liess auch den Risikozuschlag am französischen Markt schmelzen, so dass gegen Ende Jahr sowohl die Preisdifferenz zwischen den Ländern für das Lieferjahr 2023, aber auch für Q1 2023 stark zurückging und die Preise sich näher an den Grenzkosten der Gaskraftwerke bewegten.

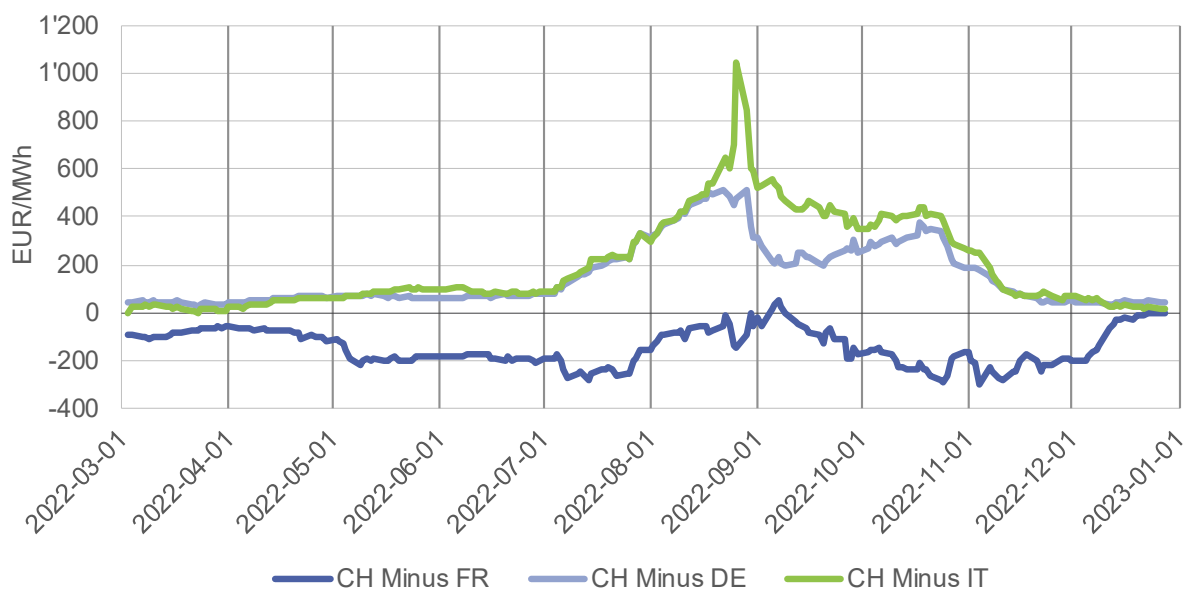


Abbildung 11: Preisdifferenz zwischen Schweiz und seine Nachbarländern Frankreich, Deutschland und Italien im Q1 2023 Base

Diese Entspannung der Situation liess sich auch bei den Preisen in den Wintermonaten in der Schweiz beobachten. Handelte im Oktober 2022 der Januar und Februar 2023 noch deutlich über Dezember 2022 und März

2023, näherten sich die Monatsprodukte im November an. Ende Dezember lag der Durchschnitt der Spotpreise für Dezember sogar unter dem Terminmarktpreis für Januar, Februar und März 2023 (siehe Abbildung 12).

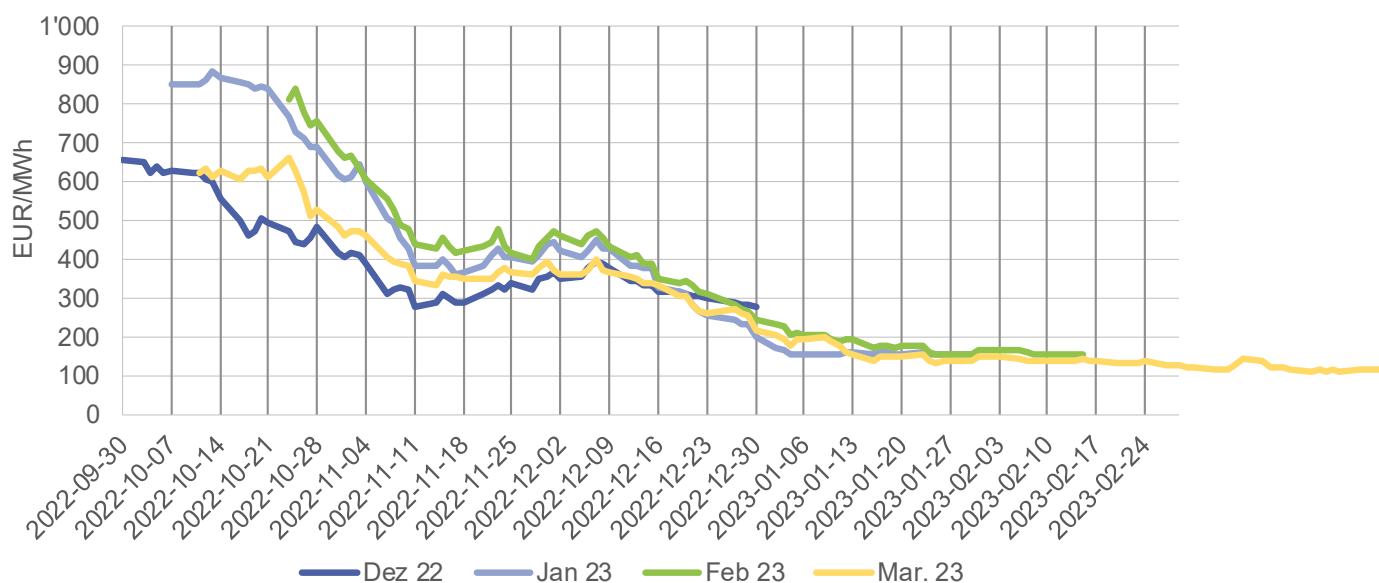


Abbildung 12: Schlusskurse der Monatsprodukte Base Schweiz für Dezember 2022, Januar, Februar und März 2023 von 01.10.2022 bis 09.01.2023. Vor Lieferbeginn sind es die EEX Schlusskurse, in der Lieferung wird der Durchschnitt der EPEX Spot Preise und die Schlusskurse der noch zu liefernden Tages- und Wochenprodukte der EEX gebildet. Am Ende der Lieferung reflektiert der Preis den Durchschnitt der EPEX Spotpreise

5 Versorgungssicherheit



Windenergie leistet in einigen Ländern einen substantiellen Beitrag zur Versorgungssicherheit. In der Schweiz wird ein vergleichsweise kleiner Teil des Stroms in Windkraftanlagen produziert. Im Bild ein Windrad im Entlebuch.

5.1 Einleitung

Die ElCom ist gemäss Stromversorgungsgesetz (StromVG, Artikel 22 Absatz 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 bei der Effizienz der Verwendung von Elektrizität, bei der Beschaffung von Elektrizität oder in der Verstärkung und im Ausbau von Elektrizitätsnetzen liegen. Die Versorgungssicherheit ist dann gewährleistet, wenn jederzeit die gewünschte Menge an Energie mit der erforderlichen Qualität und zu angemessenen Tarifen im gesamten Stromnetz erhältlich ist.

Im Berichtsjahr war die Versorgungssicherheit markant negativ geprägt durch den Ukrainekrieg und die rekordtiefe Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke, wodurch sich auch historisch hohe Preisniveaus und -spitzen im europäischen und Schweizer Strommarkt ergaben (vgl. Kapitel 4.1 sowie für ausführliche Details und Hintergründe zur Preisentwicklung den Markttransparenzbericht der ElCom, Publikation im Mai 2023).

Die angespannte Markt- und Versorgungslage führte zu einer genaueren Beobachtung der Versorgungslage durch die ElCom, unter Einbezug weiterer Bundesbehörden sowie der Swissgrid, im Rahmen der Arbeitsgruppe Versorgungssicherheit.

5.2 Die Versorgungssicherheit im Rück- und Ausblick

Um den Überwachungsauftrag zu erfüllen, beobachtet die ElCom die mittel- bis langfristige Versorgungssicherheit mittels eines

umfassenden Monitorings. Die nachfolgenden Kapitel zeigen für das Berichtsjahr bedeutende Ergebnisse dieses Monitorings.

5.2.1 Rückblick auf den Winter 2021/2022

Als Folge des Preisanstieges von Gas, aber auch anderer Commodities stiegen die Strompreise im Jahresverlauf 2021 kontinuierlich an. Preistreibend wirkte ausserdem die unterdurchschnittliche Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke; Mitte Dezember 2021 wurden zunächst die vier grössten Blöcke aus Sicherheitsgründen ausser Betrieb genommen, worauf hin sich besonders im französischen Markt über die Weihnachtstage Rekordpreise ergaben. Aber auch die Preise in der Schweiz und in den Nachbarländern wurden davon beeinflusst.

Aufgrund dieser hohen Preise machten sich erste Probleme bei der Liquiditätsversorgung einzelner Energieversorgungsunternehmen in der Schweiz und im Ausland bemerkbar. Diese führten letztendlich auch in der Schweiz zur Einführung und Aktivierung eines Rettungsschirms für systemkritische Unternehmen im Energiemarkt¹ (vgl. auch Kapitel 4.6).

Die Kernkraftwerke in der Schweiz waren ab Dezember 2021 für den Winter vollständig verfügbar, und zum Jahresanfang 2022 waren die Schweizer Speicherseen normal gefüllt. Das Übertragungsnetz war gut verfü-

bar und auch die Import- und Exportkapazitäten auf dem üblichen Level.

Nachdem sich die Marktsituation Anfang 2022 wieder etwas entspannte, stiegen die Preise mit dem Krieg in der Ukraine erneut stark an. Preistreibend wirkte vor allem die Unsicherheit über die russischen Gaslieferungen nach Europa.

Die Stromversorgungssicherheit der Schweiz war im Winter 2021/22 aber trotz der hohen Preise am Markt sowie der unterdurchschnittlichen Verfügbarkeit französischer Kernkraftwerke durchgehend gewährleistet. Dazu trug einerseits das hoch verfügbare Übertragungsnetz mit entsprechend guten Importmöglichkeiten bei. Zudem waren in Europa – insbesondere in Deutschland und Italien – noch genügend Erzeugungskapazitäten vorhanden, was sich in Kombination mit den hohen Importkapazitäten positiv auf die Schweizer Versorgungssituation zum Ende des Winters auswirkte. Daneben war die Verfügbarkeit der Schweizer Kernkraftwerke gut und der Stand der Speicherseen bewegte sich im üblichen Bereich.

¹ vgl. Medienmitteilungen "Ukraine: Bundesrat verabschiedet Botschaft zum Rettungsschirm für Strombranche" und "Energie: Bundesrat aktiviert Rettungsschirm und gewährt Axpo einen Kreditrahmen"

5.2.2 Vorfälle im Jahresverlauf

Die von der ElCom geleitete Arbeitsgruppe Versorgungssicherheit tagte erstmalig durchgehend auch über den Sommer, um die an-

gespannte Versorgungslage beim Strom, welche sich durch die anhaltend hohen Preise spiegelte, nah zu überwachen.

Die Gas-Liefersituation war weiterhin ein wesentlicher Treiber, der Aufbau der Gasspeicherstände erfolgte aber gemäss Plan und führte zur Erreichung der Zielwerte.

Neben der Gas-Liefersituation war auch die reduzierte Einsatzfähigkeit der französischen Kernkraftwerke aufgrund der Probleme durch Spannungsrisskorrosion weiterhin wesentlich. Die Lösungsfindung dauerte über den Sommer an und führte zu nie dagewesener, rekordtiefer Verfügbarkeit.

Anhaltend hohe Sommertemperaturen hatten ebenfalls Auswirkungen auf den Betrieb der Kernkraftwerke, indem die Vermeidung hoher Flusswassertemperaturen eine Produktionsreduktion oder -einstellung nötig machen kann. Die ElCom hat im Juli für das Kernkraftwerk Bznau aus Gründen der Versorgungssicherheit die Zustimmung für eine vollständige Abschaltung verweigert, woraufhin die Produktion in reduziertem Umfang aufrechterhalten wurde.

Um die Energieversorgung für den Winter zu stärken, wurden im Berichtsjahr verschiedene Massnahmen beschlossen. Dazu gehören auch (vgl. Kapitel 5.3) die Wasserkraftreserve, der Bau eines Reservekraftwerks in Birr (AG) sowie die Erhöhung der Kapazitäten im Über-

tragungsnetz. Dazu wurden im Übertragungsnetz zur Stützung der Versorgungssicherheit die Vorbereitungen zur temporären Spannungserhöhung von 220 auf 380 kV für den Winter 2022/23 weiter vorangetrieben. Der Testbetrieb für die Spannungserhöhung der Leitungen Bickigen - Chippis und Basscourt - Mühleberg ist ab Januar 2023 geplant.

Als Reaktion auf die hohen Preise und die angespannte Energieversorgungssituation beschloss Deutschland, die Stromproduktion aus Kernkraft und Kohle länger zu genehmigen bzw. die Reaktivierung von Kraftwerken. Dies führte zur Aufrechterhaltung hoher Importkapazitäten und Redispatchmöglichkeiten mit einem positiven Effekt für die gegenseitige Stützung der Versorgungssicherheit beider Länder.

Eine Adequacy Studie zur Analyse der kurzfristigen Versorgungssicherheit für den Winter 2022/23 in der Schweiz, erstellt durch die Swissgrid, wurde u.a. durch die ElCom begleitet¹.

Bei der ElCom intern wurden umfassende Massnahmen zur Aufrechterhaltung der Tätigkeiten auch bei einem Stromausfall oder einer Strommangellage umgesetzt.

¹ vgl. Studie zur kurzfristigen Strom-Adequacy Schweiz im Auftrag des Bundesamts für Energie – Winter 2022/2023

5.2.3 Situation im Winter 2022/2023

Nach rekordhohen Strompreisen im September führte eine deutliche Preissenkung in der EU zu einer Stabilisierung der Preise auf hohem Niveau. Dazu beigetragen haben das milde Wetter bis zum Jahreswechsel, die gute Hydro-Produktion und zunehmende Verfügbarkeiten des französischen Kernkraftwerksparks. Der Krieg in der Ukraine (Gas), die Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke (Strom) waren dabei weiterhin die

Haupttreiber. Die Gaslage hatte sich, u.a. durch die LNG-Importe in Europa, entspannt und die Gasspeicherstände waren hoch.

Für die französischen Kernkraftwerke wurde eine rekordtiefe Verfügbarkeit für den Winter vorausgesagt, aber mit zunehmender Produktion, und die Planungen erschienen nach einer langen Phase der Unsicherheit wieder einigermassen verlässlich.

Die Schweizer Kernkraftwerke waren im Winter voll verfügbar und die Schweizer Reserven einsatzbereit (Wasserkraftreserve 400 GWh ab Dezember, Reservekraftwerke Birr (rund 250 MW), Cornaux (rund 30 MW) und Monthey (rund 40 MW) ab Februar/März 2023). Im Übertragungsnetz waren der Betrieb sichergestellt und die temporären Spannungserhö-

hungen ausgewählter Leitungen (s.o.) ab Januar betriebsbereit.

Der Kälteeinbruch ab Mitte Januar 2023 hatte wenig Auswirkungen auf das Funktionieren des Gesamtsystems. Der Ausblick der Versorgungssicherheit wurde von der ElCom sodann auch als leicht entspannt eingeschätzt.

5.3 Winterreserve

Um einer Strommangellage im Winter vorzubeugen, hat der Bundesrat verschiedene Massnahmen beschlossen. Dazu gehören unter anderem die Schaffung einer Wasserkraftreserve

sowie der Bau eines Reservekraftwerks in Birr (AG), die Bereitstellung weiterer Reservekraftwerke (Cornaux und Monthey) und Notstromgruppen als ergänzende Reserven.

5.3.1 Wasserkraftreserve

Mit der Verordnung über die Errichtung einer Wasserkraftreserve (WResV; SR 734.722) hat der Bundesrat unter anderen die ElCom beauftragt, eine Wasserkraftreserve für den Winter 2022/23 zu schaffen. Die gesetzlichen Grundlagen der Wasserkraftreserve sind die Artikel 9, 29 Absatz 1 Buchstabe g und 30 Absatz 2 des Stromversorgungsgesetzes vom 23. März 2007 (StromVG; SR 734.7) und Artikel 5 Absatz 4 des Landesversorgungsgesetzes vom 17. Juni 2016.

Die Wasserkraftreserve soll sicherstellen, dass jeweils gegen Ende des Winters auch bei erhöhtem inländischen Verbrauch, einer reduzierten Verfügbarkeit inländischer Kraftwerke und verminderten Importmöglichkeiten die Stromversorgung in der Schweiz während einer Phase von wenigen Wochen gewährleistet werden kann. Die Wasserkraftreserve stellt somit eine Absicherung zur Überbrückung einer unvorhergesehenen kritischen Situation dar. Sollte es zu einer europaweiten Strommangellage kommen, kann die Wasserkraftreserve hingegen nur in sehr beschränktem Ausmass zur Versorgungssicherheit beitragen, da sie keine zusätzliche Energie in das System hineinbringt.

Aufgrund dieser Annahmen definierte die ElCom im Herbst 2022 für die Energiemenge der Wasserkraftreserve 500 GWh mit einem Toleranzband von +/- 166 GWh, welche zwischen dem 1. Dezember 2022 und dem 15. Mai 2023 vorgehalten werden muss. In der darauffolgenden Auktion wurden 400 GWh beschafft. Aufgrund der Angebotsstruktur wurden nicht die vollen 500 GWh beschafft, da die Zusatzkosten ökonomisch nicht gerechtfertigt werden können. Neben dem Entgelt für die Vorhaltung wird auch der Abruf entschädigt. Konkret kommt die Reserve dann zum Einsatz, wenn der Markt die Nachfrage nicht mehr decken kann.

Die an der Reserve teilnehmenden Kraftwerke erhalten für das Vorhalten des Wassers eine Entschädigung basierend auf einem wettbewerblichen Ausschreibungsverfahren. Die Kosten für die Vorhaltung der 400 GWh für den Winter 2022/23 betrugen 296 Millionen Euro. Die Kosten für das Vorhalteentgelt werden von allen Schweizer Stromkonsumenten gemäss ihrem Verbrauch getragen und über einen Zuschlag auf den Netztarif der Swissgrid finanziert.

Im Hinblick auf den Winter 2023/24 erfolgt eine Auswertung der gemachten Erfahrungen mit der Wasserkraftreserve. Basierend

darauf wird die künftige Ausgestaltung allenfalls Anpassungen erfahren.

5.3.2 Ergänzende Reserven

Neben der Errichtung einer Wasserkraftreserve hat der Bundesrat auch die Bildung einer ergänzenden Reserve angeordnet. Diese basiert auf der 2023 in Kraft tretenden Verordnung zur Errichtung einer Winterreserve. Diese besteht bei Redaktionsschluss aus den Reservekraftwerken Birr (AG), Cornaux (NE) und Monthey (VS) sowie Notstromgruppen, welche über Aggregatoren an der ergänzenden Reserve teilnehmen können. Die ergänzende Reserve soll 1'000 MW Leistung umfassen. Wie bei der Wasserkraftreserve werden

auch bei der ergänzenden Reserve die Kraftwerke für die Vorhaltung sowie den Abruf entschädigt und über einen Zuschlag auf den Netztarif der Swissgrid finanziert. Die Verordnung sieht weiter vor, dass die ElCom eine Abruffolge der an der Winterreserve beteiligten Kraftwerke erstellt, welche sich an der in der Verordnung genannten Prioritäten orientiert. Somit ist je nach Versorgungslage ein optimales Zusammenspiel der verschiedenen Elemente der Winterreserve sichergestellt.

5.4 Ungeplante Flüsse

In einem vermaschten Netz entspricht der tatsächliche (physikalische) Stromfluss nie genau den gehandelten und somit geplanten Flüssen. Die Abweichung der Physik vom Handel fliesst als ungeplanter Fluss durch das Übertragungsnetz. So fließen aktuell bis zu 30 Prozent der von Deutschland nach Frankreich gehandelten Mengen physikalisch durch die Schweiz.

Schon 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, was insbesondere im Winter teilweise zu Engpässen im Schweizer Netz führt. Im Juni 2022 wurde das FBMC auf die «Core»-Region ausgeweitet. Diese beinhaltet 13 Länder, von Frankreich im Westen bis Rumänien im Osten. Dies bringt zusätzliche Unsicherheit.

Die langjährigen und weitergehenden Bemühungen von Swissgrid und ElCom zeigen Fortschritte. Mit der Kapazitätsberechnungs-

region «Italy North» der EU konnte 2021 ein Vertrag vereinbart werden, der die Gleichbehandlung der Schweizer Südgrenze mit den weiteren italienischen Nordgrenzen sichert. Dieser Kooperationsvertrag wurde von Swissgrid und den Übertragungsnetzbetreibern von «Italy North» unterzeichnet, nachdem er von der ElCom sowie den Regulierungsbehörden der übrigen beteiligten Länder geprüft wurde. Dieser Vertrag muss jährlich erneuert werden und basiert auf einer Kapazitätsberechnung mittels NTC.

Ebenfalls fortgeführt wurden die Arbeiten von Swissgrid und ElCom, um eine ähnliche Lösung auch an den Schweizer Nordgrenzen mit der Kapazitätsberechnungsregion «Core» zu erreichen. Hier bleibt eine Einigung schwieriger und ist weiterhin ungewiss. In «Core» gilt die flussbasierte Marktkopplung, wovon die Schweiz ohne Stromabkommen ausgeschlossen ist. Das Ziel ist eine ausgewogene gegenseitige Berücksichtigung in den Kapazitätsberechnungen, so dass ungeplante Flüsse

nur noch in Ausnahmesituationen zu Engpässen führen würden. Nur mit einer solchen Vereinbarung dürfen zudem die Schweizer Nachbarländer aus Sicht der EU die Flüsse mit der Schweiz in ihr jeweiliges 70 %-Ziel mit einrechnen (siehe Ausführungen zur 70 % minRAM im Kapitel 7.2).

Langfristig sieht die EU vor, dass die flussbasierte Marktkopplung auch auf Italien ausgedehnt wird. Eine ausgewogene gegenseitige Berücksichtigung in den Kapazitätsberechnun-

gen würde dadurch noch wichtiger. Eine Einigung mit «Core» wäre eine gute Basis dafür.

Ein weiteres Problem ungeplanter und die Systemsicherheit gefährdender Flüsse ergibt sich aus den Plattformen zum Handel von Regelenergie, die nun eine nach der anderen operativ werden. Aktuell ist die Schweiz an diesen Plattformen beteiligt, allerdings ist die weitere Teilnahme daran unsicher. Ohne Beteiligung der Schweiz könnten solche ungeplanten Flüsse praktisch ohne Vorwarnung in Echtzeit auftreten.

5.5 Cyber-Sicherheit

Die Stromnetze werden zunehmend durch «intelligente» Informations- und Kommunikationstechnologie gesteuert und überwacht. Diese Systeme bieten dem Netzbetreiber mehr Steuerungsmöglichkeiten und ermöglichen einen effizienteren Systembetrieb sowie die Möglichkeit, neue Dienstleistungen anzubieten. Aufgrund dieser zunehmenden informationstechnologischen Vernetzung steigt aber auch das Risiko, dass zum Beispiel Hacker in das Stromnetz eindringen und die Verfügbarkeit¹, Integrität² oder Vertraulichkeit³ der Daten verletzen oder technische Anlagen zerstören. Ein solcher Vorfall kann zu einem erheblichen finanziellen Schaden und vor allem zu einem Reputationsverlust für den betroffenen Netzbetreiber führen. Im Extremfall kann ein grossflächiger Stromausfall gemäss Szenarien des Bundesamtes für Bevölkerungsschutz (BABS) zu grossen Schäden führen. Somit wird die Cyber-Sicherheit zum zentralen Thema, um eine sichere Versorgung zu gewährleisten.

Der ElCom obliegt gemäss StromVG Artikel 22 Absatz 3 die Überwachung der Elektrizitätsmärkte im Hinblick auf eine sichere und erschwingliche Versorgung in allen Landesteilen. Dies beinhaltet implizit auch informationstechnologische Risiken; die ElCom schenkt daher

auch dem Zustand der Cyber-Sicherheit bei den Netzbetreibern die nötige Aufmerksamkeit.

Die Cyber-Sicherheit gewinnt aufgrund der zunehmenden Vernetzung weiter an Bedeutung. Die effiziente und risikobasierte Umsetzung verschiedener Dokumente der Branche wird von der ElCom nicht nur begrüsst, sondern auch vorausgesetzt. Dazu zählen die VSE-Branchendokumente «ICT Continuity», «Handbuch Grundschutz für Operational Technology in der Stromversorgung» und «Richtlinien für die Datensicherheit von intelligenten Messsystemen» gemäss dem Leitfaden zum Schutz kritischer Infrastrukturen (SKI) des Bundesamtes für Bevölkerungsschutz (BABS). Im Berichtsjahr hat das BFE die Arbeiten für Vorgaben bezüglich Cyber-Sicherheit im StromVG weitergeführt. Im Zentrum steht dabei ein verbindlicher Minimalstandard. Die ElCom hat dazu intensive Diskussionen mit dem BFE und in der Arbeitsgruppe des VSE sowie den relevanten Stakeholdern geführt. Diese Gespräche haben einerseits das gegenseitige Verständnis über die zukünftige Regulierung im Bereich Cyber-Sicherheit verbessert und andererseits dazu beigetragen, das neue Aufsichtskonzept der ElCom zu schärfen. Im Berichtsjahr hat die ElCom das Aufsichtskonzept verfeinert. Im Zentrum der zukünftigen risiko-

basierten Aufsicht steht die Erhöhung der materiellen Cyber-Sicherheit. Bei der Umsetzung der neuen Regulierung und Aufsicht ist darauf zu achten, dass diese mit dem neuen Network Code Cybersecurity der EU kompatibel ist.

1 Verfügbarkeit bedeutet, dass die zu schützenden Systeme und Daten auf Verlangen einer berechtigten Einheit zugänglich und nutzbar sind.
 2 Integrität bedeutet zum einen die Richtigkeit und Vollständigkeit der verarbeiteten Daten und zum anderen die korrekte Funktionsweise der Systeme.
 3 Unter Vertraulichkeit wird der Schutz der Systeme und Daten vor unberechtigtem Zugriff durch Personen oder Prozesse verstanden.

5.6 Qualität der Versorgung

5.6.1 Verfügbarkeit des Netzes

Die Versorgungsqualität ist unter anderem durch eine hohe Verfügbarkeit des Netzes definiert. In der Schweiz wird die Entwicklung der Netzverfügbarkeit seit 2010 beobachtet. Die ElCom stützt sich dabei auf die international üblichen Kennzahlen SAIDI (System Average Interruption Duration Index) und SAIFI (System Average Interruption Frequency Index). Der SAIDI quantifiziert die durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher, der SAIFI die durchschnittliche Unterbrechungshäufigkeit pro Endverbraucher. In die Berechnung des SAIDI und SAIFI fliessen alle ungeplanten Unterbrechungen ein, die länger als drei Minuten dauern und aufgrund von Naturereignissen, menschlichem Versagen, betrieblichen Ursachen oder Fremdeinwirkungen auftreten.

Die ElCom wertet für die Beobachtung der Netzverfügbarkeit die Unterbrechungen der 94 grössten Schweizer Netzbetreiber aus. Diese 94 Netzbetreiber wickeln rund 88 Prozent des gesamten Schweizer Energieumsatzes über ihre Netze ab. Im Jahr 2021 verzeichneten die 94 grössten Schweizer Netzbetreiber 5'136 ungeplante Unterbrechungen (vgl. Tabelle 2). Damit nahm die Zahl der ungeplanten Unterbrechungen gegenüber dem Vorjahr ab. Die Anzahl Unterbrechungen als solche lässt jedoch noch keine abschliessende Aussage über die Netzverfügbarkeit zu. Erst verbunden mit der Dauer der Unterbrechungen und der Anzahl betroffener Endverbraucher kann eine aussagekräftige Angabe zur Verfügbarkeit des Netzes gemacht werden.

| | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 ¹ | Einheit |
|-----------------|-------|-------|-------|-------|-------------------|------------------------------------|
| Unterbrechungen | 6'495 | 5'780 | 5'176 | 5'136 | | Anzahl |
| SAIDI | 14 | 8 | 12 | 8 | | Minuten pro Endverbraucher |
| SAIFI | 0.27 | 0.17 | 0.21 | 0.16 | | Unterbrechungen pro Endverbraucher |

1 Die Zahlen zur Versorgungsqualität 2022 werden im Juni 2023 veröffentlicht und sind auf der Internetseite der ElCom abrufbar.
 Tabelle 2: Entwicklung der Versorgungsqualität in der Schweiz 2018-2021 (nur ungeplante Unterbrechungen)

Im Jahr 2021 betrug die durchschnittliche Dauer der ungeplanten Unterbrechungen pro Endverbraucher acht Minuten. Damit sank dieser Indikator landesweit gegenüber dem Vorjahr um vier Minuten. Die durchschnittliche Häufigkeit

einer ungeplanten Unterbrechung pro Endverbraucher nahm im Jahr 2021 gegenüber dem Vorjahr ab und lag bei 0.16 Unterbrechungen pro Endverbraucher. Die Schweizer Netzverfügbarkeit ist nach wie vor sehr gut. Die hohe

Versorgungsqualität in der Schweiz ist auch im internationalen Vergleich feststellbar. Gemäss dem «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.

5.6.2 Importkapazität

Neben der Verfügbarkeit des Netzes ist auch die verfügbare Importkapazität eine wichtige Kenngrösse 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 ElCom verfolgt deshalb die Entwicklung der verfügbaren Grenzkapazitäten (Net Transfer Capacity, NTC, bestehend aus Import NTC und Export NTC).

Die 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 Schweizer Grenzen gemeinsam mit den Betreibern der benachbarten Übertragungsnetze. Der Anteil der Import- und Exportkapazität des Fürstentums Liechtenstein, das der Regelzone Schweiz angehört, wird der Import- und Exportkapazität aus Österreich angerechnet.

Tabelle 3 gibt einen Überblick über die durchschnittliche Entwicklung der verfügbaren Importkapazitäten, einerseits für alle Grenzen zusammen und das sogenannte Norddach, andererseits für jede individuelle Grenze zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern. Stündlich betrachtet kann die NTC volatiler sein als jene Werte, die in jährlichen Durchschnitten für Import- und Exportwerte widergespiegelt werden.

| IMPORT NTC (MW) | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|--------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Gesamt | 6'756 | 6'657 | 6'982 | 6'562 | 6'838 |
| davon Norddach (AT, DE, FR) | 5'034 | 4'936 | 5'260 | 4'841 | 5'117 |
| Frankreich | 2'772 | 2'678 | 2'944 | 2'923 | 3'018 |
| Deutschland | 1'396 | 1'343 | 1'264 | 1'347 | 1'341 |
| Österreich | 866 | 915 | 1'052 | 571 | 758 |
| davon Italien | 1'722 | 1'721 | 1'722 | 1'721 | 1'721 |

Tabelle 3: Entwicklung der verfügbaren Importkapazität (NTC) der Schweiz 2018–2022 (jährliche Durchschnittswerte der stündlichen NTC)

Die Importkapazität nahm im Jahr 2022 aufgrund einer höheren Importkapazität aus Frankreich und Österreich zu. Die längeren Unterhaltsarbeiten von 2021 in der Region Pradella wurden Anfang November beendet und trugen dazu bei.

Die durchschnittliche Importkapazität aus dem Norddach lag damit wieder bei über 5'000 MW; dennoch erreichte die gesamte Importkapazität die Durchschnittswerte von 2020 nicht, die damals wie 2017 bei knapp 7'000 MW lagen.

5.6.3 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 verfügbare Exportkapazität insbesondere nach Italien und Frankreich von Bedeutung (siehe Tabelle

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

| EXPORT NTC (MW) | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|--------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Gesamt | 8'769 | 7'933 | 8'658 | 8'289 | 8'845 |
| davon Norddach (AT, DE, FR) | 6'115 | 5'415 | 5'928 | 5'497 | 6'023 |
| Frankreich | 1'184 | 1'163 | 1'136 | 1'209 | 1'194 |
| Deutschland | 3'888 | 3'491 | 3'708 | 3'629 | 3'946 |
| Österreich | 1'043 | 761 | 1'084 | 659 | 883 |
| davon Italien | 2'654 | 2'518 | 2'730 | 2'792 | 2'821 |

Tabelle 4: Entwicklung der Exportkapazität (NTC) der Schweiz 2018–2022 (jährliche Durchschnittswerte der stündlichen NTC)

Wie die Importkapazität nahm auch die Exportkapazität im Jahr 2022 aufgrund eines Anstiegs der Exportkapazität nach Österreich (gleicher Grund wie für den Import) und Deutschland zu. Nach Österreich erreichte sie aber die früheren Durchschnittswerte von 2017, 2018 und 2020 bei über 1'000 MW nicht. Nach Deutschland lag sie knapp unter den 4'000 MW von 2017. Damit nahm die durchschnittliche

Exportkapazität am Norddach zu, erreichte aber das Niveau von 2017 und 2018 (damals bei über 6'100 MW) nicht.

An der Südgrenze der Schweiz (Italien) bewegte sich die Exportkapazität weiterhin deutlich unter den fast 3'000 MW, die 2017 erreicht worden waren. Deshalb blieb auch die gesamte Exportkapazität unter den 9'129 MW von 2017.

5.6.4 Nachrüstung dezentraler Energieerzeugungsanlagen

Viele der in der Regelzone Schweiz sowie im gesamten europäischen Verbundnetz installierten Photovoltaik-Anlagen (PVA) sind so eingestellt, dass sie bei einer Frequenz von 50.2 Hz komplett abschalten. Damit entfällt schlagartig eine relevante Menge an Energieerzeugung aus dem Netz. Dieses Verhalten kann sich systemgefährdend auswirken. Zur Eindämmung dieser Problematik muss europaweit – und damit auch in der Regelzone Schweiz – sicherge-

stellt werden, dass keine weiteren Anlagen ans Netz gehen, welche die notwendigen Schutzzeiteinstellungen nicht einhalten.

Die ElCom hat daher am 6. März 2018 die Weisung 1/2018 erlassen und auf ihrer Website veröffentlicht. Zudem wurde mit Schreiben vom 15. Juni 2018 an die Verteilnetzbetreiber ein Retrofit-Programm für bestehende PVA bezüglich des Abschaltverhaltens bei Über-

frequenz initiiert. Dieses wurde zunächst auf PVA mit einer Anschlussleistung ≥ 100 kVA beschränkt (Retrofit 1), weil bei diesen rasch und mit verhältnismässig kleinem Aufwand eine grosse Wirkung erzielt werden konnte.

Der von der ElCom festgesetzte Zielwert von maximal 200 MVA Leistung aus nicht-konformen PV-Anlagen konnte mit dem Retrofit 1 Programm nicht erreicht werden. Die ElCom hat daher Ende 2019 beschlossen, das Retrofit-Pro-

gramm auf alle PVA mit einer Anschlussleistung über 30 kVA auszuweiten (Retrofit 2). Das Retrofit 2 Programm wurde im Januar 2020 gestartet und verpflichtete die Netzbetreiber, bis spätestens Ende 2022 die Konformität der betroffenen PVA in ihrem Netzgebiet sicherzustellen. Bis Ende 2022 haben knapp drei Viertel der Verteilnetzbetreiber den Abschluss des Retrofit 2 gemeldet. Den restlichen Verteilnetzbetreibern wurde entweder eine Fristerstreckung gewährt oder ihre Rückmeldung ist noch ausstehend.

5.7 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 zum Endkunden notwendig. Da man elektrische Energie im Stromnetz nicht speichern kann, muss die ins Netz eingespeiste Menge an Energie zu jedem Zeitpunkt mit jener Menge übereinstimmen, die aus dem Netz entnommen wird. Trotz qualitativ hochwertiger Prognosen der Energieversorger für Produktion und Verbrauch ist eine exakte Planung dafür nicht möglich. Deshalb müssen auch kleinere Abweichungen von den Sollwerten kontinuierlich ausgeglichen werden.

Dieser Ausgleich findet grösstenteils durch die Anpassung der Stromproduktion an den aktuellen Verbrauch statt. Für diesen ständigen Ausgleich zwischen Produktion und Verbrauch sind 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 sind

vom Endkunden über den Tarif für allgemeine Systemdienstleistungen (SDL) zu tragen. 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 Systemdienstleistungen dar. Im Berichtsjahr betrugen die Kosten für Regelleistung rund 492 Millionen Franken. Dies ist ein signifikanter Anstieg im Vergleich zu den letzten Jahren. Knapp 70 Prozent der Jahreskosten 2022 sind in der zweiten Jahreshälfte angefallen. Im Oktober wurde mit 91 Millionen Franken gar der höchste Monatswert seit der Einführung des SDL-Marktes im Jahre 2009 erreicht. Der starke Anstieg der Strompreise auf dem Grosshandelsmarkt, wie in Kapitel 4 ausführlicher beschrieben, spielt dabei eine zentrale Rolle. Eine Folge dieses Anstiegs ist, dass auch die Regelleistung entsprechend teurer gehandelt wurde. Abbildung 13 zeigt die Preisentwicklung der Kosten für Regelleistung in den letzten fünf Jahren.

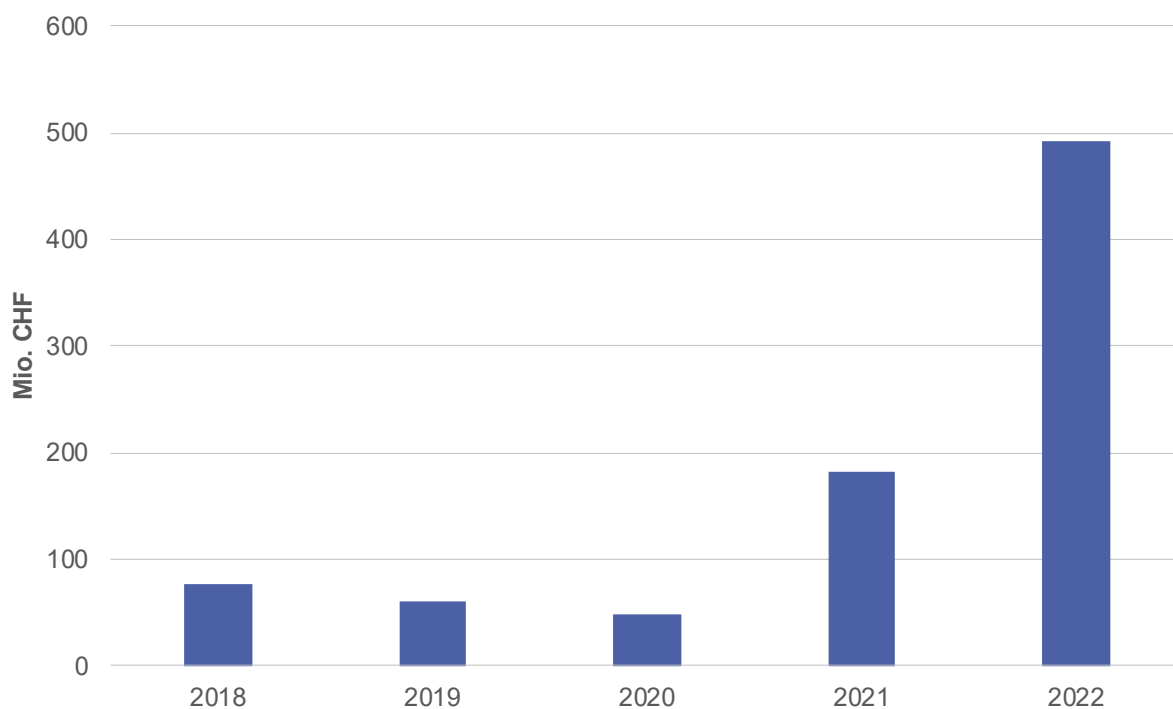


Abbildung 13: Preisentwicklung Regelleistung 2018–2022

Seit 2016 beschafft Swissgrid für das Frühjahr einen Teil der Regelleistung vorzeitig. Damit wird einerseits die Verfügbarkeit der Wasserreserven sichergestellt, andererseits die Planungssicherheit für die Betreiber der Speicherkraftwerke erhöht. Die vorzeitige Beschaffung ist wichtig für das Risikomanagement und das Rollenverständnis der Akteure. Im Berichtsjahr beliefen sich die Kosten für die vorzeitige Beschaffung auf rund 16.5 Millionen Franken. Dieser Betrag ist aufgrund des Zeitpunkts der Beschaffung höher als die rund 6 Millionen Franken im Jahr 2021. Um die Sicherheit in der angespannten Wintersituation 2022/2023 zu gewährleisten, wurde die vorzeitige Beschaffung so umgestaltet, dass sie gestaffelt ist und bereits im November beginnt. Die Kosten für die vorzeitige Beschaffung für November und Dezember 2022 betrugen 99 Millionen Franken.

Zur Steigerung der Liquidität entwickelt Swissgrid die Regelprodukte regelmässig weiter. So wurde 2019 die Beschaffung der Sekundärregelleistung angepasst. Bis Mitte 2018 wurde die Sekundärregelleistung als symmetrisches Produkt beschafft. Das heisst, dass der Anbieter dieselbe Menge positiver und negativer Sekundärregelleistung anbieten musste. Mit der Umstellung auf ein asymmetrisches Produkt ist es nun möglich, dass der Anbieter nur positive oder nur negative Sekundärregelleistung anbietet. Zudem ermöglicht dies Swissgrid auch, die entsprechende Menge gezielter zu beschaffen. Zur weiteren Steigerung der Liquidität werden Regelprodukte in geringerem Umfang auch über internationale Plattformen eingekauft, namentlich primäre Regelleistung (FCR) sowie seit Oktober 2020 auch tertiäre Regelenenergie (Replacement Reserve).

5.8 Umsetzung manueller Lastabwurf und vorgelagerte Bezugsanpassungen

In einem Verfahren betreffend den manuellen Lastabwurf und die weiteren Massnahmen bei Gefährdungen des stabilen Betriebs des Übertragungsnetzes (Bezugsanpassungen) gelang es den Parteien im Rahmen von Einigungsgesprächen unter der Leitung der ElCom, eine Vereinbarung abzuschliessen, welche die Umsetzung dieser Massnahmen umfassend regelt. Die Vereinbarung regelt insbesondere die konkreten Pflichten und Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiberin und der daran angeschlossenen Verteilnetzbetreiber im Zusammenhang mit der organisatorischen und technischen Umsetzung des manuellen Lastabwurfs und der vorgelagerten Bezugsanpassungen. Zudem werden die jeweiligen Verantwortlichkeiten bestimmt. Im Vergleich zu den generell-abstrakten Regelungen der VSE-Branchenempfehlung «Manueller Lastabwurf» schafft die Vereinbarung somit eine Konkretisierung der Regelungen und eine Grundlage für eine effiziente Ausführung dieser Massnahmen. Geregelt werden namentlich auch die vorbereitenden Massnahmen. Angesichts der Tatsache, dass der manuelle Lastabwurf und die vorgelagerten Bezugsanpassungen im Ernstfall innert kurzer Zeit umgesetzt werden müssen, stellt dies einen wesentlichen Mehrwert dar. Die Vereinbarung enthält zudem Regelungen betreffend die weiteren Pflichten und Aufgaben der Parteien. So

werden diese etwa dazu verpflichtet, gemeinsam Schulungen und Übungen im Hinblick auf den manuellen Lastabwurf und die vorgelagerten Bezugsanpassungen durchzuführen. Dabei sind insbesondere die Abläufe und die Abstimmungsprozesse (Koordination) zu schulen. Sodann konnten auch Kostentragungs- und Haftungsregeln erarbeitet werden, welche eine aus Sicht der ElCom sachgerechte Kostenverteilung zwischen den beteiligten Netzebenen ermöglichen. Danach wird die Mehrheit der laufenden Kosten von den Verteilnetzbetreibern übernommen, während durch die – voraussichtlich selten anfallende – Durchführung von Massnahmen verursachten Kosten mehrheitlich vom Übertragungsnetzbetreiber getragen werden sollen. Die Kosten und Haftungsregeln dürfen die Verteilnetzbetreiber auch auf ihre Nachlieger übertragen, was eine wesentliche Voraussetzung für die Umsetzung auf den nachgelagerten Netzebenen darstellen dürfte, die bisher nur schlep-pend vorankommt. Insgesamt konnte mit der Vereinbarung somit ein wesentlicher Fortschritt zur Vermeidung und Beseitigung von Gefährdungen des stabilen Netzbetriebs erzielt werden. Dies schafft eine Verbesserung der netzseitigen Versorgungssicherheit. Aufgrund der Vereinbarung konnte zudem das zugrundeliegende Verwaltungsverfahren abgeschrieben werden.

6 Die Netze



Um die Energiestrategie 2050 und den damit einhergehenden Umbau des Energiesystems erfolgreich umsetzen zu können, muss das Schweizer Stromnetz gezielt ausgebaut und verstärkt werden. Im Bild eine Leitung auf dem Berninapass.

6.1 Fakten und Zahlen der Schweizer Stromnetze

Das Schweizer Stromnetz wird von rund 610 Netzbetreibern betrieben und erstreckt sich über eine Gesamtlänge von 213'931 Kilometern, was etwas mehr als dem Fünffachen des Erdumfangs entspricht. Davon sind 71 Prozent den lokalen Verteilnetzen (Netzebene 7) zuzurechnen, während das nationale Übertragungsnetz (Netzebene 1) der Swissgrid mit rund 6'650 Kilometern gut drei Prozent auf sich vereint. Die restlichen Kilometer verteilen sich auf die Mittelspannungsebenen (Netze-

bene 3 und 5). Im Rahmen der regulären Berichterstattung der Kostenrechnung werden von der ElCom jährlich die Schweizer Stromnetze nach verschiedenen Anlageklassen erhoben. Das Mengengerüst der Anlagen hat sich im Verlauf der vergangenen Jahre in den meisten Kategorien etwas erweitert. Erwartungsgemäss haben zudem die Freileitungen und Masttrafostationen bedingt durch die fortschreitende Verkabelung ab- und die Kabel und Trafostationen zugenommen.

| Anlageklasse | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | Einheit |
|---|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Trasse Rohranlage HS (NE3), MS (NE5) und NS (NE7) | 120'509 | 122'616 | 124'941 | 130'205 | 131'705 | km |
| Kabel HS (NE3) | 1'992 | 1'906 | 2'053 | 1'968 | 2'099 | km |
| Kabel MS (NE5) | 34'675 | 35'307 | 36'433 | 36'428 | 37'725 | km |
| Kabel NS (NE7) | 79'269 | 80'029 | 82'179 | 81'264 | 82'653 | km |
| Kabel Hausanschlüsse NS (NE7) | 55'011 | 57'091 | 58'891 | 59'108 | 62'518 | km |
| Freileitung und Kabel HHS (NE1) | 6'590 | 6'652 | 6'717 | 6'717 | 6'652 | Strang-km |
| Freileitung HS (NE3) | 6'791 | 6'777 | 6'788 | 6'658 | 6'773 | Strang-km |
| Freileitung MS (NE5) | 9'784 | 9'458 | 9'346 | 8'818 | 8'751 | Strang-km |
| Freileitung NS (NE7) | 8'150 | 7'663 | 7'899 | 6'972 | 6'760 | Strang-km |
| Unterwerk NE2, NE3, NE4, NE5 | 1'056 | 819 | 825 | 823 | 862 | Anzahl |
| Transformator NE2 | 151 | 145 | 147 | 149 | 152 | Anzahl |
| Schaltfeld NE2 ¹ | 164 | 167 | 163 | 168 | 178 | Anzahl |
| Transformator NE3 ² | 77 | 76 | 76 | 87 | 86 | Anzahl |
| Schaltfeld NE3 ¹ | 2'600 | 2'586 | 2'680 | 2'431 | 2'506 | Anzahl |
| Transformator NE4 | 1'150 | 1'143 | 1'153 | 1'143 | 1'186 | Anzahl |
| Schaltfeld NE4 ¹ | 2'078 | 2'163 | 2'929 | 2'246 | 2'333 | Anzahl |
| Transformator NE5 ² | 72 | 73 | 74 | 77 | 74 | Anzahl |
| Schaltfeld NE5 ¹ | 29'934 | 30'685 | 39'486 | 39'411 | 40'068 | Anzahl |
| Trafostation NE6 | 53'144 | 53'730 | 54'850 | 54'142 | 55'546 | Anzahl |
| Masttrafostation NE6 | 5'457 | 5'265 | 5'487 | 4'993 | 5'049 | Anzahl |
| Kabelverteilkabinen NS (NE7) | 174'917 | 177'430 | 182'325 | 191'488 | 19'9412 | Anzahl |
| Messpunkte (alle Verbraucher) | 5'573'672 | 5'635'760 | 5'779'344 | 5'715'085 | 5'951'287 | Anzahl |
| Anzahl Netzbetreiber | 636 | 630 | 632 | 623 | 610 | 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 5: Anlagen des Schweizer Stromnetzes

Der Gesamtwert des Schweizer Stromnetzes liegt bei rund 21.7 Milliarden Franken. Davon sind gegen 90 Prozent dem Verteilnetz zuzurechnen.

Die folgenden Abbildungen zeigen für das Verteilnetz, wie sich das Eigentum und die Netznutzungserlöse nach der Grösse der Unternehmen aufteilen, bezogen auf die Summe ihrer Anlagerestwerte. In beiden Abbildungen werden die 100 grössten Netzbetreiber geordnet nach ihrer Grösse in Zehnergruppen (1 – 10, 11 – 20 etc.) unterteilt, die übrigen rund 520 Netzbetreiber bilden die Rest-Gruppe. Die grössten zehn Unternehmen (dunkelblau) besitzen demnach knapp 43 Prozent aller deklarierten Anlagerestwerte (Abbildung 14). Dies ist ungefähr gleich

viel, wie die nächstgrössten 90 Unternehmen auf sich vereinen (Gruppe 11 – 20 bis Gruppe 91 – 100). Die rund 520 kleinen Netzbetreiber («Rest», hellblau) verfügen über einen Besitzanteil von insgesamt lediglich 15 Prozent. Dies ist in etwa gleich viel wie fünf Jahre zuvor.

Eine ähnliche Verteilung zeigt sich bei den Netznutzungsentgelten (Abbildung 15). Die grössten zehn Netzbetreiber (dunkelblau) vereinigen rund 42 Prozent aller Erlöse auf sich – dieser Wert ist in den letzten fünf Jahren leicht gesunken. Der Anteil der rund 520 kleinen Netzbetreiber («Rest», hellblau) an den gesamten Erlösen ist leicht rückläufig und liegt noch bei 14 Prozent.

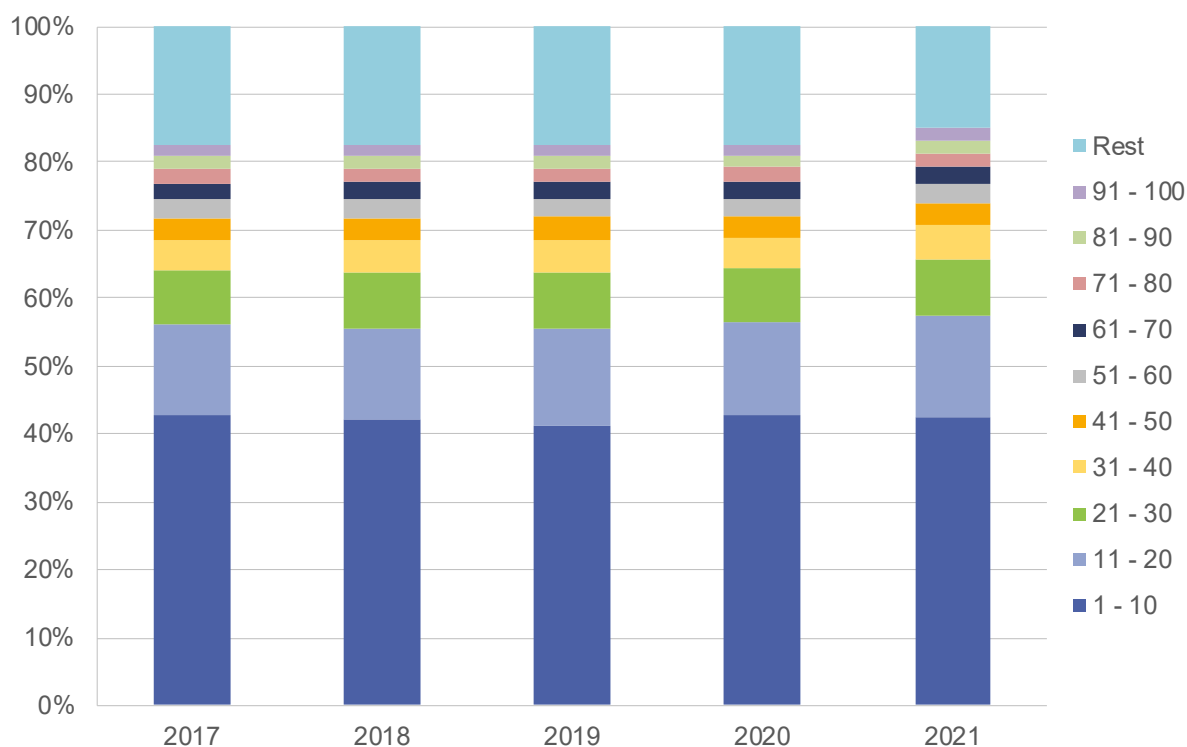


Abbildung 14: Prozentualer Eigentumsanteil am Verteilnetz nach Unternehmensgrösse

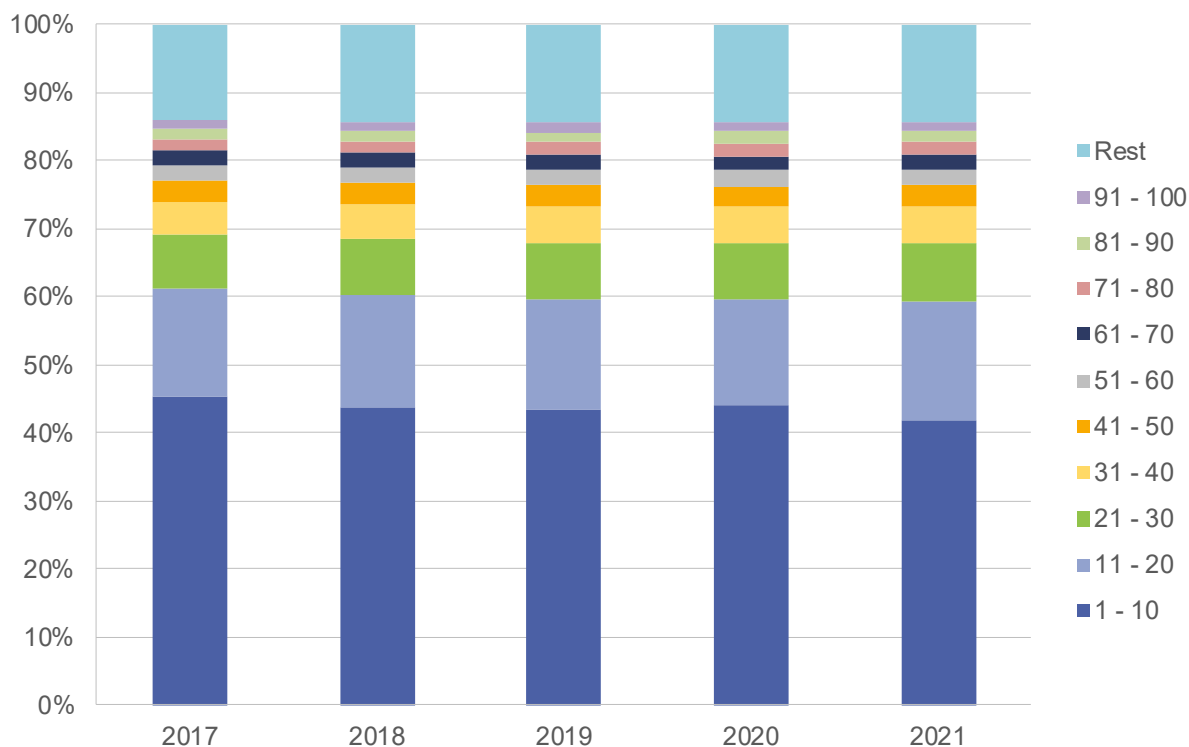


Abbildung 15: Prozentualer Anteil der Netznutzungserlöse des Verteilnetzes nach Unternehmensgrösse

Die Verteilnetzbetreiber deklarierten für das Jahr 2021 insgesamt Netzkosten (inkl. Abgaben und Leistungen sowie Zuschläge auf das Übertragungsnetz) von über 5.6 Milliarden Franken. Diese basieren auf den Betriebs- und Kapitalkosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes gemäss der Stromversorgungsgesetzgebung. Zu diesem Betrag kommen Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen hinzu. Ebenfalls hinzugerechnet werden die Zuschläge auf das Übertragungsnetz. Nicht berücksichtigt hingegen werden in dieser Summe die bei den einzelnen Netzbetreibern angefallenen Vorliegerkosten, da diese sich als Erträge bei den entsprechenden Vorliegern zeigen und somit insgesamt eine neutrale Position bilden. Die grösste Komponente der Netzkosten im Verteilnetz sind die

Betriebs- und Kapitalkosten mit einem Anteil von 67 Prozent, was knapp 3.8 Milliarden Franken entspricht (Abbildung 16).

Der Anteil der Abgaben und Leistungen hat sich in den letzten fünf Jahren um 7 Prozentpunkte auf 32 Prozent erhöht. Zu dieser Position gehören einerseits Abgaben und Leistungen, welche von Kantonen und Gemeinden eingefordert werden (9 % der Kosten), andererseits sind hier die nationalen gesetzlichen Förderabgaben für erneuerbare Energien berücksichtigt (mit 2.3. Rp./kWh, 23 % der Kosten). Die Zunahme dieser Kostenposition in den weiter zurückliegenden Jahren lässt sich hauptsächlich durch die schrittweise Erhöhung der nationalen gesetzlichen Förderabgabe für erneuerbare Energien ab 2014 bis 2018 erklären.

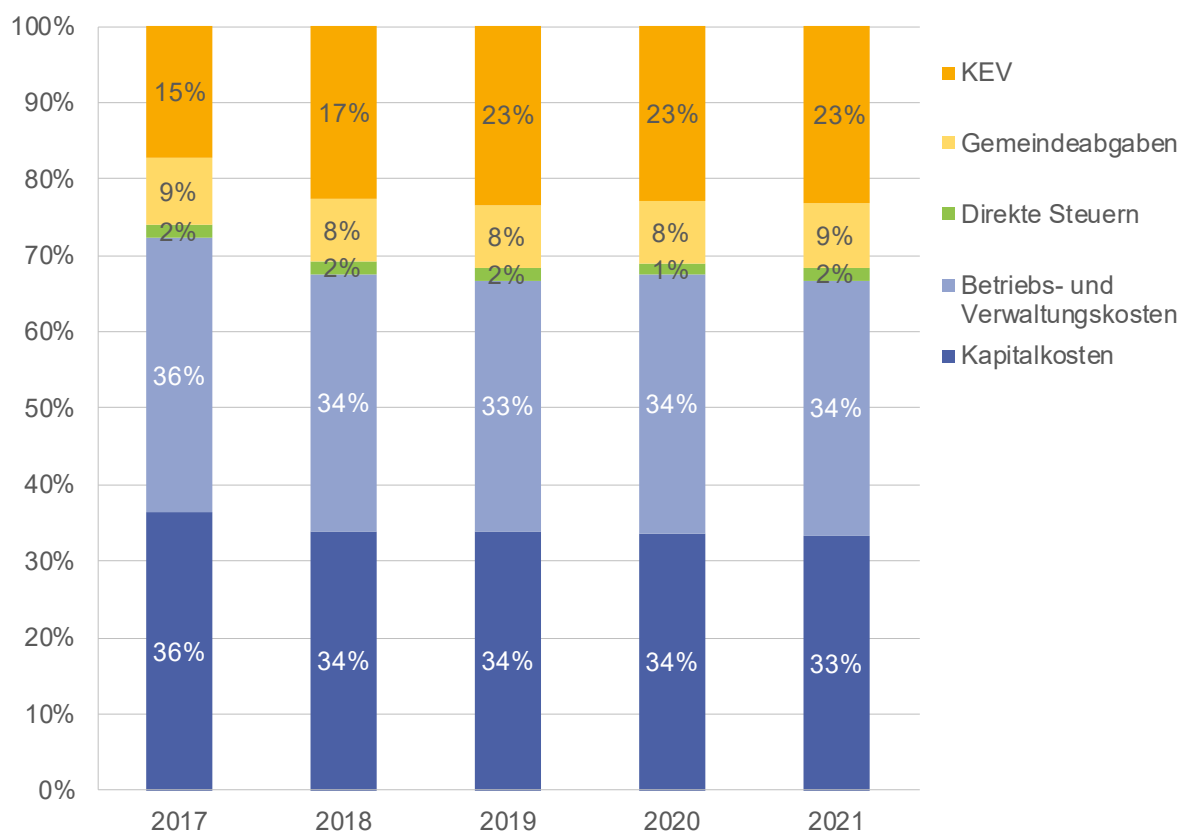


Abbildung 16: Zusammensetzung der Verteilnetzkosten

Swissgrid weist in ihrem Geschäftsbericht 2021 Netznutzungskosten von 586 Millionen Franken und Kosten für Systemdienstleistungen von gut 316 Millionen Franken aus. Werden zu diesen kumulierten Kosten von knapp 0.9 Milliarden Franken für das Übertragungsnetz die Verteilnetzkosten von gut 5.6 Milliarden Franken addiert, resultieren Gesamtkosten für das Schweizer Stromnetz von knapp 6.3 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 Fünftel der Kosten entsteht auf der NE5. Die Kostenanteile der Transformierungsebenen (NE2, NE4, NE6) – die Bindeglieder zwischen den verschiedenen Leitungsebenen – sind insgesamt vergleichsweise gering. Das von Swissgrid betriebene Höchstspannungsnetz (NE1 Netznutzung plus NE1 SDL) weist einen Anteil von total 14 Prozent an den Gesamtkosten für das Schweizer Stromnetz auf.

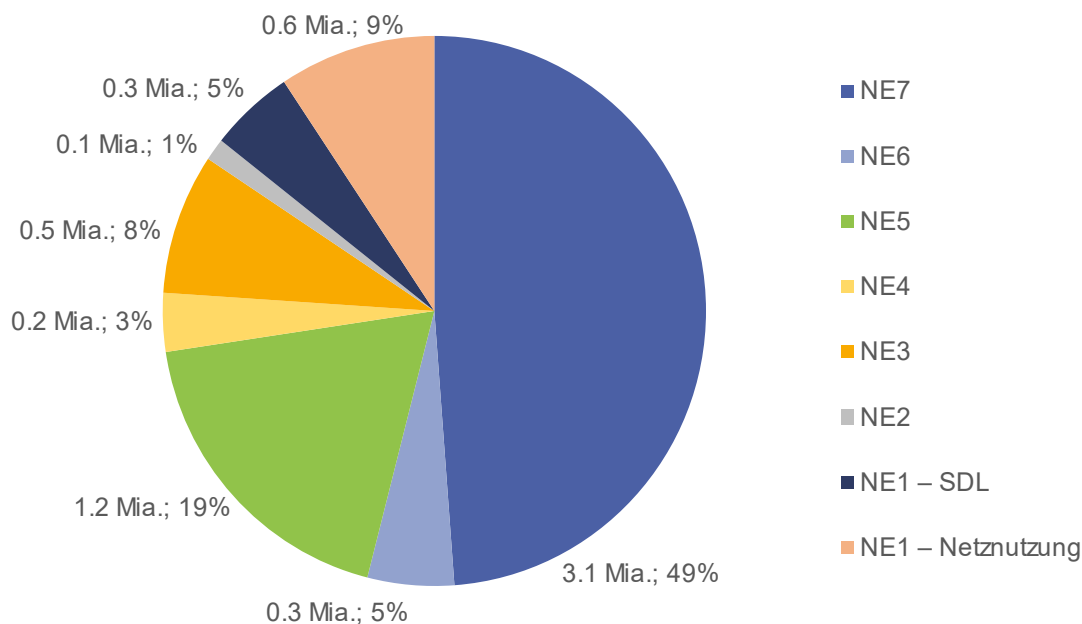


Abbildung 17: Kosten in Mia. CHF und Kostenanteile des Schweizer Stromnetzes (inkl. Abgaben und Leistungen sowie Zuschläge auf das Übertragungsnetz), gegliedert nach Übertragungs- (NE1) und Verteilnetz (NE2–7), 2021

6.2 Netzausbau und Netzplanung

6.2.1 Mehrjahresplanung Übertragungsnetz

Gemäss Artikel 9a des StromVG erstellt das 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, die übrigen Netzbetreiber und weitere Betroffene angemessen mit ein. Der Szenariorahmen ist gemäss Artikel 5a StromVV alle vier Jahre zu überprüfen und gegebenenfalls nachzuführen. Der Bundesrat hat in seiner Sitzung vom 23. November 2022 den Szenariorahmen 2030/2040 genehmigt.

Artikel 9d StromVG sieht vor, dass die nationale Netzgesellschaft ihren Mehrjahresplan innerhalb von neun Monaten nach Genehmigung des letzten Szenariorahmens durch den

Bundesrat der ElCom zur Prüfung vorlegt. Der Inhalt der Mehrjahresplanung ist in Artikel 6a StromVV beschrieben.

Den ersten Mehrjahresplan basierend auf den Szenariorahmen wird Swissgrid der ElCom im Jahr 2023 einreichen. Die bisherige Mehrjahresplanung von Swissgrid stützte sich auf den Anfang 2015 fertiggestellten Bericht zum strategischen Netz 2025. Mit dem Bericht besteht eine gesamtschweizerisch abgestimmte Planung des Übertragungsnetzes. Diese erfüllt grundsätzlich die Anforderungen des StromVG (Artikel 8 Absatz 2, Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe a). Aus Sicht der ElCom bildet der Bericht zum strategischen Netz 2025 einen wesentlichen Meilenstein für die gesamtschweizerische Planung des Übertragungsnetzes. Der Bericht kann auch dazu beitragen, die grenzüberschreitende Koordination bei der

Nutzung und Finanzierung des Netzes zu verbessern. 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 trägt der Bericht zum strategischen Netz 2025 dem Kriterium der Ausgewogenheit der Investitionen Rechnung (Artikel 22 Absatz 3 StromVG). Die Unschärfe der «Leistungsfähigkeit» dürfte allerdings deutlich grösser sein, als dies die umfangreichen, exakten Berechnungen beim ausgewiesenen Nettonutzen suggerieren. Für die weitere Diskussion im Rahmen der Mehrjahresplanung und die Bewertung von Varianten bei Sachplan- und Plangenehmigungsverfahren

sind die Unsicherheiten durch Sensitivitätsrechnungen zu quantifizieren. Dies erhöht die Aussagekraft der Kosten-Nutzenanalyse. Im Hinblick auf die grenzüberschreitende Finanzierung (CBCA) ist die Methodendiskussion zwischen Swissgrid und der ElCom sowie in allen dafür zuständigen Gremien zu vertiefen. Gestützt auf den Bericht von Swissgrid kann das schwer messbare Effizienzkriterium nun anhand einer möglichst objektivierten Methode und anhand von transparenten Annahmen beurteilt werden. Dies ist zu begrüßen. Allerdings widerspiegeln sich die Unschärfen bei der Bewertung des «Nutzens» auch beim Kriterium der Effizienz. Deshalb sind auch hier die gleichen Sensitivitätsüberlegungen wie in Bezug auf die Unsicherheiten beim Nutzen vorzunehmen.

6.2.2 Mehrjahresplanung Verteilnetz

Gemäss Artikel 9b des StromVG hat jeder Netzbetreiber die Grundsätze, die bei der Netzplanung anzuwenden sind, zu bestimmen. Dabei ist namentlich zu berücksichtigen, dass das Netz in der Regel nur dann auszubauen ist, wenn die Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes während des gesamten Planungshorizontes nicht durch eine Optimierung oder Verstärkung erreicht werden kann. Die ElCom kann gemäss Artikel 9b Absatz 3 StromVG hierzu Minimalanforderungen festlegen. Zudem kann der Bundesrat gemäss Absatz 4 die Netzbetreiber verpflichten, ihre Grundsätze zu veröffentlichen.

Weiter wurde in Artikel 9c StromVG die Koordinationspflicht zwischen den Netzbetreibern für die Ausbauplanung verankert. Dies beinhaltet auch die Verpflichtung, sich die dafür erforderlichen Informationen gegenseitig unentgeltlich zur Verfügung zu stellen.

Die Netzbetreiber ziehen dazu die betroffenen Kantone sowie die weiteren Betroffenen angemessen in die Planung mit ein.

Artikel 9d StromVG sieht vor, dass die Netzbetreiber für ihre Netze mit einer Nennspannung von über 36 kV auf der Grundlage des Szenariorahmens und entsprechend dem weiteren Bedarf für ihr Netzgebiet einen auf zehn Jahre ausgelegten Entwicklungsplan (Mehrsjahresplan) erstellen. Im Mehrjahresplan sind die vorgesehenen Projekte zu beschreiben. Es ist darzulegen, inwiefern sie aus wirtschaftlicher und technischer Sicht wirksam und angemessen sind. Weiter ist auszuweisen, welche Netzentwicklungsmassnahmen über die zehn Jahre hinaus vorgesehen sind. Gemäss Artikel 6d Absatz 2 StromVV sind die Mehrjahrespläne der Verteilnetze mit einer Nennspannung von über 36 kV innerhalb von neun Monaten nach Genehmigung des letzten Szenariorahmens durch den Bundesrat zu erstellen.

6.2.3 Beteiligung an SÜL- und PGV-Verfahren

Bei den Verfahren zum Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL) und Plangenehmigungsverfahren (PGV) prüft die ElCom die Einhaltung der Kriterien gemäss StromVG (sicheres, leistungsfähiges und effizientes Netz). Das UVEK entscheidet Differenzen zwischen der ElCom, dem BFE und dem ESTI (vgl. Vereinbarung vom 21. März 2018 [Stand 5. Mai 2020]). Auf Anregung der ElCom hat Swissgrid den «Baukasten Leitungen» erstellt. Das Hilfsmittel dient bei der Planung von Leitungsbauvorhaben im Übertragungsnetz zur systematischen Kostenberechnung von SÜL-Varianten. Im Jahr 2022 hat sich die ElCom im Rahmen ihrer gesetzli-

chen Aufgaben bei folgenden SÜL-Verfahren in der Begleitgruppe eingebracht: All Acqua – Magadino, Vallemaggia (SÜL 109), Innertkirchen – Ulrichen (SÜL 203), Innertkirchen – Mettlen (SÜL 202), Marmorera – Tinzen (SÜL 701.1). Eine nicht alltägliche Herausforderung besteht beim vorzeitigen Auslaufen von einigen Dienstbarkeiten einer Swissgrid Leitung auf dem Gemeindegebiet von Balzers in Lichtenstein. Weiter gab die ElCom im Rahmen von Plangenehmigungsverfahren mehrere Stellungnahmen zu Projekten ab.

¹ abrufbar unter www.elcom.admin.ch > Dokumentation > Mitteilungen)

6.3 Investitionen in Netzinfrastruktur

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

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

6.3.1 Investitionen ins Übertragungsnetz

Das tatsächliche Investitionsvolumen ins Übertragungsnetz im Jahr 2021 betrug 166.5 Millionen Franken. In den Jahren 2017

bis 2021 betrugen die durchschnittlichen Jahresinvestitionen ins Übertragungsnetz 148.6 Millionen Franken.

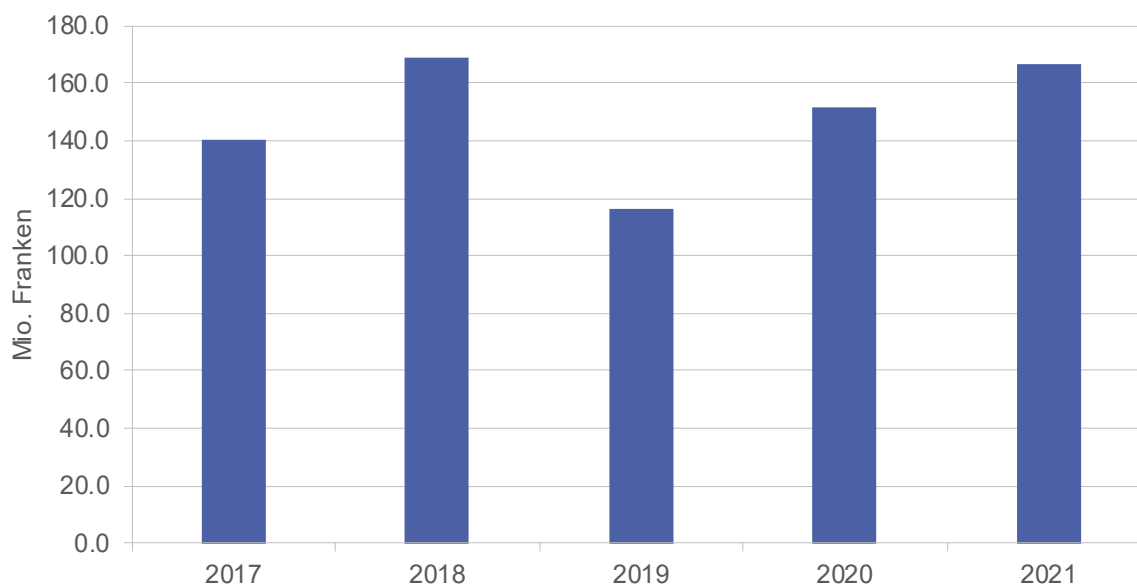


Abbildung 18: Investitionen ins Übertragungsnetz

6.3.2 Investitionen ins Verteilnetz

In den Jahren 2017 bis 2021 wurden jährlich rund 1.4 Milliarden Franken durch die Verteilnetzbetreiber investiert (Abbildung 19). Die Abschreibungen sind in diesem Zeitraum von 929 Millionen Franken auf über 956 Millionen Franken gestiegen. Durch leicht ansteigende Investitionen ist der Investitionsüberschuss

trotz höheren Abschreibungen von etwa 419 Millionen Franken auf knapp 474 Millionen Franken angestiegen. Da die Zuverlässigkeit der Schweizer Stromnetze – auch im internationalen Vergleich – sehr hoch ist (vgl. Kapitel 3.6.), erachtet die ElCom die Investitionstätigkeit ins Verteilnetz weiterhin als ausreichend.

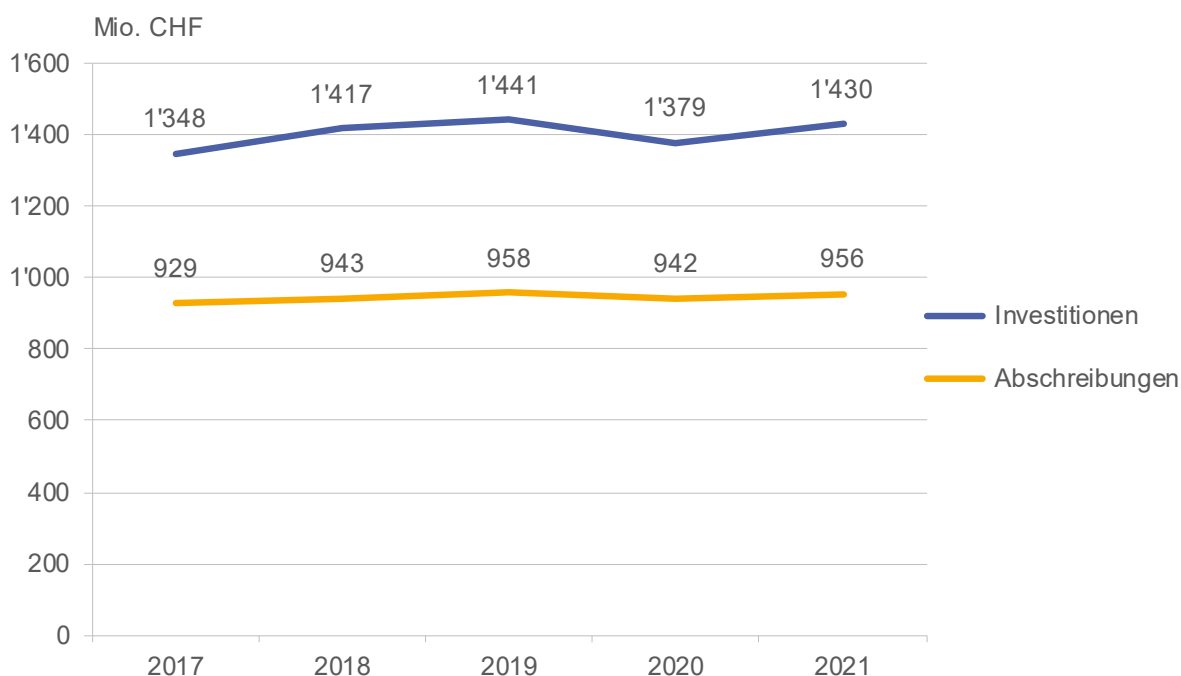


Abbildung 19: Entwicklung der Investitionen und Abschreibungen im Verteilnetz

6.3.3 Kalkulatorischer Zinssatz WACC Netz

In der Schweiz gilt das sogenannte Cost-Plus-System als Grundlage zur Bestimmung der anrechenbaren Netznutzungsentgelte. Basis für die Tarife bilden die anrechenbaren Ist-Kosten für den Netzbetrieb, zuzüglich eines angemessenen Gewinns. Anrechenbar sind die Betriebs- und Kapitalkosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes. Zu den anrechenbaren Kapitalkosten

gehören gemäss Artikel 15 Absatz 3 Buchstabe b StromVG auch die kalkulatorischen Zinsen auf den für den Betrieb der Netze notwendigen Vermögenswerten. Die Verzinsung erfolgt dabei über den WACC. Gemäss Artikel 13 Absatz 3 Buchstabe b der Änderung der Stromversorgungsverordnung vom 30. Januar 2013 entspricht der kalkulatorische Zinssatz für die genannten betriebs-

notwendigen Vermögenswerte (WACC) dem Satz der durchschnittlichen Kosten des eingesetzten Kapitals. Grundlage dafür bilden die durchschnittlichen Eigen- und Fremdkapitalkosten, welche vereinfacht ausgedrückt jeweils einen risikolosen Zins mit einem Zuschlag beinhalten. In der aktuellen Berechnungsmethode des WACC gemäss Anhang 1 StromVV sind die risikolosen Fremd- und Eigenkapitalsätze auf 0.5 Prozent bzw. 2.5 Prozent eingefroren («Floor»). Deshalb sank der WACC in den vergangenen Jahren bis und mit 2023, auch während der Tiefzinsphase, nie unter 3.83 Prozent.

Der WACC für das Netz dient einerseits dazu, die Fremdkapitalkosten des Netzes zu decken. Andererseits stellt er über den Eigenkapitalzinssatz eine risikoorientierte Entschädigung des eingesetzten Kapitals sicher. Dabei ist zu beachten, dass die wesentlichen Risiken des Netzbetriebs auf nahezu null reduziert sind; dies durch das Cost-Plus-System und durch die Möglichkeit der Netzbetreiber, für alle Budgetabweichungen über die Deckungsdifferenzen über die Tarife eine Nach-

belastung vorzunehmen (vgl. Weisung 2-2019 der ElCom zu den Deckungsdifferenzen).

Grundsätzlich spricht sich die ElCom für eine Berechnungsmethode des WACC aus, welche den Risiken im Netzgeschäft und auch den aktuellen Gegebenheiten auf den Kapitalmärkten Rechnung trägt. Die ElCom hat aber mehrfach darauf hingewiesen, dass durch die bestehende Methodik im Kontext des aktuellen Tiefzinsumfelds der resultierende WACC insbesondere aufgrund überschätzter Risiken und der festgesetzten Mindestzinsätze zu hoch ausfällt und eine entsprechende Anpassung der Berechnungsmethode notwendig sei. Ebenso ortet sie grosse Defizite bei der Bestimmung des Risikozuschlags bzw. der verwendeten «Peer-Group» für die Definition des sogenannten Beta-Faktors in der Berechnung des WACC. Im Hinblick auf die schon für das Jahr 2023 überdurchschnittlich stark gestiegenen Energietarife würde ein Verzicht auf eine – aufgrund des Anstiegs des allgemeinen Zinsniveaus induzierte – Anhebung des WACC eine Entlastung der künftigen Stromtarife bedeuten.

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 Systemdienstleistungen (SDL-Tarif) einkalkuliert werden. Die Vergütung bedarf einer Bewilligung der ElCom. Die ElCom 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 27 Gesuche für die Vergütung von Kosten für Netzverstärkungen.

In den vergangenen 14 Jahren hat die ElCom insgesamt 1'023 Verfügungen erlassen (vgl. Abbildung 20, Tabelle 6).

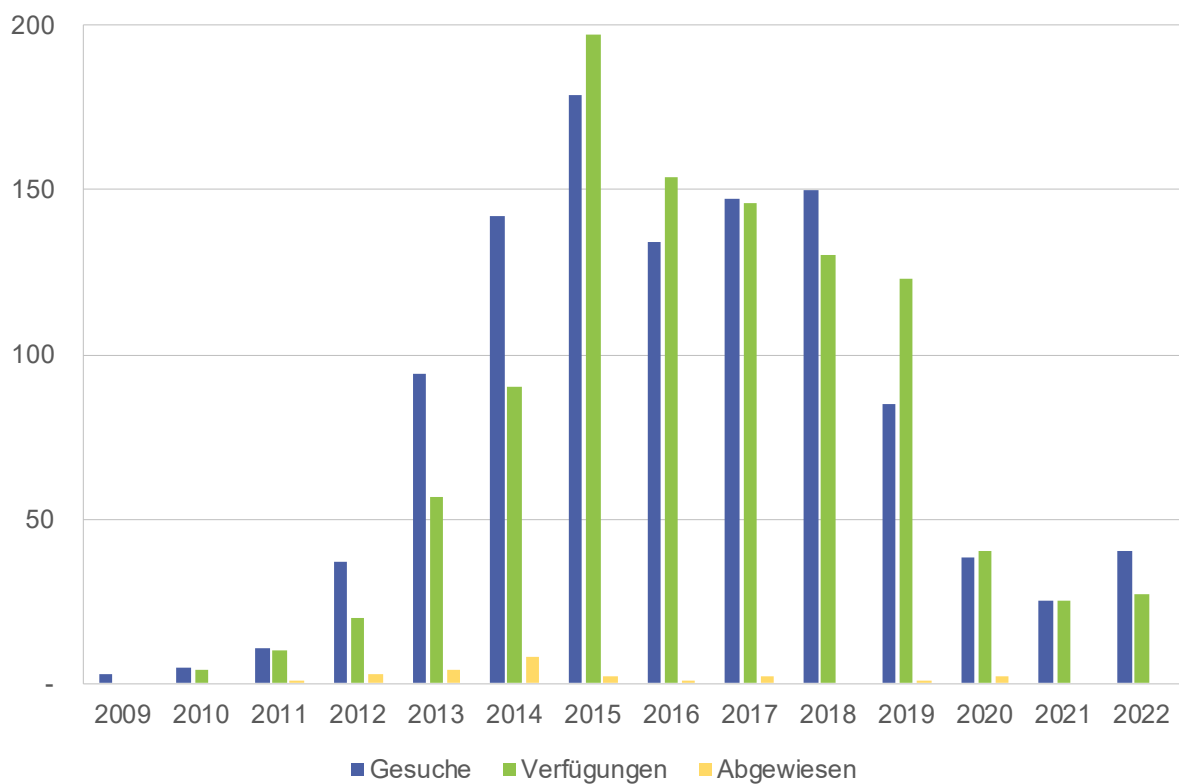


Abbildung 20: Entwicklung der Anzahl an Verfügungen für Netzverstärkungen

Die Summe der Kosten für Netzverstärkungen erreichte Ende 2022 rund 122.1 Millionen Franken, die damit verbundene Kraftwerksleistung betrug insgesamt 376 MW. Tabelle 6

gibt einen Überblick über die wesentlichen Kennzahlen zu den verfügbaren Rückerstattungs-gesuchen notwendiger Netzverstärkungs-kosten der Jahre 2009 bis 2022.

| | Total | PV | Wasser | Wind | Übrige ¹ |
|---|-------------|------------|------------|------------|---------------------|
| Anzahl Verfügungen | 996 | 937 | 34 | 4 | 21 |
| Minimalwert Anlageleistung [kW] ^{2, 3} | 4 | 4 | 29 | 1'500 | 22 |
| Maximalwert Anlageleistung [kW] ^{2, 3} | 74'000 | 8'303 | 14'726 | 16'000 | 74'000 |
| Summe Anlageleistung [kW] ³ | 368'106 | 158'069 | 65'588 | 30'000 | 114'449 |
| Minimalwert Kosten [CHF] ² | 3'500 | 3'500 | 12'277 | 1'151'165 | 18'069 |
| Maximalwert Kosten [CHF] ² | 9'262'389 | 746'912 | 2'990'952 | 9'262'389 | 2'117'200 |
| Summe Kosten [CHF] | 116'670'841 | 71'006'334 | 20'069'704 | 19'853'343 | 5'741'460 |
| Durchschnittliche Kosten [CHF] ⁴ | 117'022 | 75'861 | 590'285 | 3'308'891 | 273'403 |

| | | | | | |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|
| Minimalwert relative Kosten [CHF/kW] ⁵ | 3 | 3 | 5 | 451 | 3 |
| Maximalwert relative Kosten [CHF/kW] ⁵ | 9'719 | 9'719 | 4'148 | 1'116 | 2'877 |
| Durchschnittliche relative Kosten [CHF/kW] ⁵ | 317 | 449 | 306 | 662 | 50 |

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 6: Statistik der Verfügungen 2009-2022 betreffend Netzverstärkung

7 Internationales



Das Stromnetz der Schweiz ist eng mit den benachbarten Stromnetzen verbunden. Auch manche Kraftwerke überschreiten Grenzen: Die Staumauer Punt dal Gall steht im Kanton Graubünden an der Landesgrenze zwischen der Schweiz und Italien, wobei die Hälfte der Mauer und der überwiegende Teil des Stausees in Italien liegen.

7.1 Einleitung

Die wirtschaftliche Erholung wurde ab der zweiten Jahreshälfte 2021 gebremst durch plötzliche, starke und relativ unerwartete Gaspreisanstiege. Auch bei anderen Energieträgern (Kohle, Öl usw.) sowie bei den Strompreisen kam es zu Rekordwerten, die sich bis 2022 nach und nach auf allen Grosshandelsmärkten (Börsen) ausbreiteten. Der Ausbruch des Krieges in der Ukraine im Februar dieses Jahres führte zu noch höheren Energiepreisen und Rezessionsrisiken in Europa und auf der ganzen Welt.

Die Preiserhöhungen, die zunächst nur in den Ländern auftraten, in denen die Verbraucher oder die Stromerzeugung direkter von Gas oder sogar Kohle abhängig sind, wurden schnell zu einem politischen Thema im gesamten Europa und weltweit.

Im Rahmen eines sogenannten Repower-EU-Aktionsplans, der die grosse Energie-

abhängigkeit der EU von Russland verringern und beenden soll, räumten die EU-Mitgliedstaaten einen Grossteil ihrer Meinungsverschiedenheiten über die Ursachen und Abhilfemassnahmen aus und einigten sich auf gemeinsame Notmassnahmen, die ihre eigenen nationalen Massnahmen ergänzen sollen, um den Anstieg der Gas- und Strompreise umzukehren und seine Folgen zu mildern. Auch sollte Repower-EU dazu beitragen, die Versorgung der EU mit fossilen Energieträgern aus weiteren Drittländern zu diversifizieren, um die geopolitische Abhängigkeit auch dank erneuerbaren Energien zu reduzieren.

Ausserdem wurde beschlossen, ab 2023 die Reform des EU-Regulierungsrahmens aus dem Jahr 2019 für Elektrizität vorzuziehen, um dem erhöhten Risiko von Versorgungsengpässen (inkl. Marktpreisanstieg) entgegenzuwirken. Die Arbeiten zum Amendment der CACM GL (EU-Guideline zur Capacity Allocation and

Congestion Management 2015/1222), die für die Schweiz grosse Relevanz in Bezug auf die Problematik der ungeplanten Flüsse hat, wurden hingegen nach hinten verschoben.

Die Reform des Elektrizitätsmarkts wird gleichzeitig mit der Reform des Gasmarktes durchgeführt, die Ende 2021 bereits eingeleitet wurde. Damit sollen die Voraussetzungen für einen Übergang von fossilem Erdgas zu erneuerbaren und CO₂-armen Gasen geschaffen und die Widerstandsfähigkeit des Gassystems gestärkt werden.

Der «Single Day-Ahead Coupling (SDAC)» und der «Single Intraday Coupling (SIDC)» wurden auf einige weitere EU-Binnengrenzen ausgeweitet. Parallel wurde die Einführung von «Flow Based Market Coupling» (FBMC) Mitte 2022 von fünf auf 13 EU-Länder ausgeweitet. Zukünftig soll sie noch weitere Länder betreffen, darunter auch Italien.

Auf Wunsch der Europäischen Kommission wurde 2021 ein einziges Projekt für einen zusätzlichen neuen Netzcode durch ACER und ENTSO-E gestartet und im Jahr 2022 weitergeführt, nämlich zur Cyber-Sicherheit im Stromsektor («Network Code on Cybersecurity to set a European standard for the cybersecurity of cross-border electricity flows»). Das Projekt ging aus der EU-Verordnung 2019/941 über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor hervor, wird aber als eigene EU-Verordnung fertiggestellt.

Aufgrund der starken Anbindung der Schweiz an die europäischen Nachbarländer sind alle diese Entwicklungen und Veränderungen innerhalb und ausserhalb der EU von grosser Bedeutung, sei es für den Stromsektor, im Hinblick auf die Versorgungssicherheit oder auch in politischer, gesetzlicher und wirtschaftlicher Hinsicht.

7.2 Engpassmanagement

Das Schweizer Übertragungsnetz ist über 41 grenzüberschreitende Leitungen mit den Netzen der angrenzenden Länder verbunden. Diese Verbindungsleitungen sind für die Versorgungs- und Netzsicherheit sowie für die Schweizer Exporteure unverzichtbar.

Da die verfügbaren Import- und Exportkapazitäten begrenzt sind, werden sie gemäss Artikel 17 Absatz 1 StromVG überwiegend nach marktorientierten Verfahren zugeteilt. Dabei gelten indessen Ausnahmen: einerseits Lieferungen aufgrund von langfristigen Verträgen, die vor dem 31. Oktober 2002 abgeschlossen wurden (dies betrifft namentlich einige noch laufende Verträge mit Frankreich), andererseits sind Lieferungen aus Grenzwasserkraftwerken vorrangbe-rechtigt. Drittens werden aktuell Kapazitäten im Intradayhandel nicht bepreist.

Somit wird der grössere Teil der Kapazitäten der grenzüberschreitenden Leitungen im Rahmen expliziter Auktionen zugeteilt. Dabei erfolgt die Vergabe des Transportrechts getrennt vom Energiegeschäft. Im Gegensatz dazu wird bei impliziten Auktionen das Transportrecht automatisch beim Stromverkauf an der Börse dem Meistbietenden erteilt. Das ist in Europa mittlerweile Standard sowohl für Day-Ahead wie für Intraday im Rahmen der «Single Day-Ahead Coupling (SDAC)» und «Single Intraday Coupling (SIDC)». Im Juni 2022 wurde beim SDAC neu die Grenze Ungarn – Kroatien aufgenommen, beim SIDC sind Griechenland und die Slowakei seit November neu dabei. Somit kann die Kapazität an allen Grenzen innerhalb der EU implizit vergeben werden. Ohne Stromabkommen ist aber keine Teilnahme der Schweiz möglich.

Mit der flussbasierten Marktkopplung (Flow Based Market Coupling – FBMC) wird die Transportkapazität an jeder Grenze in Abhängigkeit vom Preisgefälle und unter Berücksichtigung der Netzsituation optimiert und gleichzeitig zugeteilt. Die schrittweise Einführung des FBMC durch mehr und mehr EU-Mitgliedstaaten erlaubt eine volkswirtschaftlich bessere Ausnutzung der Netzkapazitäten.

Die EU und ACER sind bestrebt, die Export- und Importmöglichkeiten zu intensivieren und auf diese Weise den Wettbewerb und die Versorgungssicherheit zu stärken. Dies setzt voraus, dass jegliche Benachteiligung von Handelsflüssen zwischen Preiszonen und Ländern gegenüber rein internen oder inländischen Flüssen vermieden wird, wobei internationale Handelsflüsse aufgrund der Preisunterschiede an der Börse in der Regel von der günstigsten zur teuersten Preiskategorie gelenkt werden. Zu diesem Zweck sieht die EU-Verordnung 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt vom 5. Juni 2019 einen Mindestanteil von 70 Prozent der Kapazität aller Leitungen für kommerzielle, zonenübergreifende Austausche vor, damit die Marktintegration und die Versorgungssicherheit auf gesamteuropäischer Ebene ver-

bessert werden können. Bei diesen 70 Prozent grenzüberschreitender Kapazität sind Ausnahmen bis Ende 2025 möglich. Bei allen Nachbarländern der Schweiz ausser Frankreich galten 2022 noch Ausnahmen. Insbesondere Deutschland und Österreich haben beide einen Aktionsplan veröffentlicht, der einen linearen Anstieg auf die 70 Prozent vorsieht. 2022 mussten Deutschland 31 und Österreich 28.7 Prozent erreichen. Mehr Informationen bezüglich der Berücksichtigung der Schweizer Flüsse in den 70 %-Zielen finden sich im Kapitel 5.4 (Ungeplante Flüsse).

Die Entwicklung der EU-Regelungen und -Methoden (insbesondere die 70 %-Regelung, aber auch der Ausschluss aus den Balancing-Plattformen) dürfte vermehrt zu Engpässen im Schweizer Netz und zu einem vermehrten Einsatz von operativen Entlastungsmassnahmen führen (inkl. Countertrading und Redispatch). 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 hier vorgesehen und wird von der EU begrüsst. Die Umsetzung ist frühestens für 2024 geplant.

7.3 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 Berichtsjahr gab es in der Schweiz eine Merchant Line an der italienischen

Grenze. Zu dieser Merchant Line war noch ein Verfahren vor der ElCom hängig, welches nun abgeschlossen werden konnte. Die Dauer der Ausnahmeregelung endete noch im Berichtsjahr. In der Folge ist die Leitung entschädigungslos an Swissgrid übertragen worden.

Die Diskussionen über die Erstellung einer zusätzlichen Merchant Line von der Schweiz nach Italien auf einem bestehenden, nicht mehr genutzten Trasse haben sich im Berichtsjahr wieder intensiviert. Es ist nicht aus-

geschlossen, dass die ElCom im Folgejahr um die Gewährung einer Ausnahme vom Netzzugang als Merchant Line ersucht wird. Massgebend dafür wäre die Verordnung des UVEK

über Ausnahmen beim Netzzugang und bei den anrechenbaren Netzkosten im grenzüberschreitenden Übertragungsnetz (VAN).

7.4 Auktionserlöse

Knappe grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten werden durch Swissgrid über Auktionen zugeteilt. Die Erlöse aus diesen Auktionen werden je Grenze hälftig an Swissgrid und den ausländischen Übertragungsnetzbetreiber ausgeschüttet. Die Auktionserlöse können zur Deckung von Kosten grenzüberschreitender Elektrizitätslieferungen, zur Deckung der anrechenbaren Kosten des Übertragungsnetzes oder für den Erhalt und den Ausbau des Übertragungsnetzes verwendet werden (Artikel 17 Absatz 5 StromVG). Swissgrid stellt bei der ElCom den Antrag über die gewünschte Verwendung. Die ElCom entscheidet anschliessend über die Verwendung der Auktionserlöse (Artikel 22 Absatz 5 Buchstabe c StromVG).

Für die Verwendung der Auktionserlöse 2021 beantragte Swissgrid, vom vereinbarten Verwendungsverhältnis von 55 Prozent für den Erhalt und Ausbau des Übertragungsnetzes und 45 Prozent für die Reduktion der anrechenbaren Kosten des Übertragungsnetzes abzuweichen. Begründet wurde dies mit verschiedenen Sondereffekten. Die ElCom hat im Februar 2021 den Antrag abgelehnt und entschieden, dass am vereinbarten Verwendungsverhältnis festgehalten wird. Aufgrund der Corona-Pandemie hat Swissgrid im März 2021 ein Wiedererwägungsgesuch gestellt und beantragt, die Auktionserlöse 2021 ausschliesslich zur Reduktion der anrechenbaren Kosten zu verwenden. Diesem Antrag ist die ElCom aufgrund der ausserordentlichen Lage gefolgt.

Für die Verwendung der Auktionserlöse 2022 beantragte Swissgrid vom vereinbarten Ver-

wendungsverhältnis von 65 Prozent für den Erhalt und Ausbau des Übertragungsnetzes und 35 Prozent für die Reduktion der anrechenbaren Kosten des Übertragungsnetzes aufgrund von Sondereffekten (insbesondere Abbau von Deckungsdifferenzen aufgrund der Umsetzung Systemprüfung, Auszahlung der Enteignungsentschädigung Tranche B) sowie der COVID-19 Pandemie abzuweichen. Die ElCom ist diesem Antrag nicht gefolgt und hat am vereinbarten Verwendungsverhältnis von 65 Prozent bzw. 35 Prozent festgehalten. Dies weil die genannten Sondereffekte bereits planbar gewesen seien und die COVID-19 Pandemie nicht mehr den gleichen überraschenden Effekt wie 2020 habe.

Im Berichtsjahr hat Swissgrid den Antrag auf die Verwendung der Auktionserlöse 2023 gestellt. Dabei beantragte sie wie im Vorjahr, vom vereinbarten Verwendungsverhältnis von 65 Prozent für den Erhalt und Ausbau des Übertragungsnetzes und 35 Prozent für die Reduktion der anrechenbaren Kosten des Übertragungsnetzes aufgrund von Sondereffekten abzuweichen. Dazu gehören aus Sicht von Swissgrid der gemäss Systemprüfungsverfügung erwartete anteilige Abbau einer am Ende des Jahres 2021 erwarteten Unterdeckung, die Auszahlung der Enteignungsentschädigung Tranche B sowie sonstiger höherer Kosten (höherer Betriebsaufwand, höhere Abschreibungen, geringere ITC-Erlöse, höhere Kosten für nationalen Redispatch, Steuern- und kalkulatorische Zinseffekte). Die ElCom ist diesem Antrag nicht gefolgt und hat am vereinbarten Verwendungsverhältnis von 65 Prozent bzw.

35 Prozent festgehalten. Dies weil die genannten Sondereffekte seit längerer Zeit vorhersehbar gewesen sind (Enteignungsentschädigung Tranche B) und die genannten Kostensteigerungen per se nicht aussergewöhnlich sind. Mit dem Entscheid der ElCom wird ein Teil der Auktionserlöse zur unmittelbaren Senkung der tarifrelevanten Kosten und ein grösserer Teil für den Ausbau des Übertragungsnetzes eingesetzt. Dadurch verringert sich das anrechenbare regulatorische Anlagevermögen, und somit sinken die anrechenbaren Kapitalkosten nachhaltig. Im Dezember des Berichtjahres hat Swissgrid einen Antrag auf Wiedererwägung der Verwendung der Auktionserlöse 2023 gestellt. Begründet wurde dies damit, dass sich

das geopolitische wie auch marktwirtschaftliche Umfeld seit dem Entscheid der ElCom wesentlich geändert habe. Die ElCom hat das Wiedererwägungsgesuch abgelehnt. Aus Sicht der ElCom hat sich das marktwirtschaftliche Umfeld nicht derart verändert, dass dies eine Wiedererwägung rechtfertigen würde.

Generell verfolgt die ElCom das Ziel, die Auktionserlöse nachhaltig zur Glättung der Tarife und damit zugunsten der Endverbraucher zu verwenden. Dazu bietet es sich an, die Auktionserlöse insbesondere zum Ausbau und Unterhalt des Übertragungsnetzes einzusetzen. Damit werden die anrechenbaren Kosten langfristig gedämpft.

7.5 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-Binnenmarktpaket wird die Beschaffung und der Einsatz von Regelennergie systematisch über die nationalen Grenzen hinaus erweitert. Damit wird der Markt um erhebliche Preisvorteile bei der Beschaffung (und damit letztlich für den Endverbraucher) und einen besseren Schutz vor möglichen Engpässen erweitert.

Zu diesem Zweck werden dedizierte internationale Handelsplattformen eingerichtet. Die Plattformen für den Austausch von Primärregelleistung (Frequency Containment Reserve FCR), langsamer Tertiärregelennergie (TERRE) und Imbalance Netting (IN) sind in Betrieb und werden bei Bedarf weiter ausgebaut. Zwei weitere Plattformen haben im Laufe des Jahres 2022 ihren Betrieb aufgenommen, nämlich die Plattform für den Austausch von Sekundärregelennergie PICASSO im Juni und MARI (schnelle Tertiärregelennergie) im Oktober. Die Schweiz ist vorübergehend von den

beiden letztgenannten Plattformen getrennt. Dieser Zustand wird beibehalten, solange eine Teilnahme durch laufende Verfahren verhindert wird. Die FCR-Kooperation zwischen Übertragungsnetzbetreibern besteht bereits vor der Einführung der EU-Network Codes und ist nun die erste regionale Kooperation, die eine Marktharmonisierung unter der von der Guideline on Electricity Balancing (EBGL) vorgegebenen Methode realisiert. Die FCR-Kooperation dient der Beschaffung von Primärregelleistung im europäischen 50 Hertz-Synchronegebiet, der Senkung der Beschaffungskosten und der Schaffung von Markteintrittsanzügen für neue Regelennergieanbieter und Technologien. Die ElCom ist zusammen mit anderen Regulatoren und Stakeholdern aktiv an der Kooperation beteiligt.

In der FCR-Kooperation werden regelmässig neue Anpassungen diskutiert und eingeführt, unter anderem mit dem Ziel, das Marktdesign in Richtung Echtzeit zu bewegen. Ein Beispiel dafür ist die Einführung von D-1 Auktionen mit verkürzter Produktlänge

von vier Stunden im Juli 2020. Die Operationen auf der FCR-Plattform laufen dank eines komplexen Allokationsalgorithmus ab, der verschiedene Preiszonen und Nebenbedingungen berücksichtigt sowie eine Grenzpreissystematik (marginal pricing) und die entsprechende Produktlänge berechnet.

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 eine negative Entscheidung getroffen, die eine längerfristige Teilnahme von Swissgrid weiterhin in Frage stellt.

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 wird 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.

7.6 Internationale Gremien

Die starken Preiserhöhungen für Strom und Gas, die 2021 geografisch relativ begrenzt waren, weiteten sich 2022 auf die gesamte EU aus. Die Folgen des Einmarsches in die Ukraine Ende Februar 2022 und die Verlängerung des Krieges – insbesondere die starke Reduzierung oder sogar vollständige Einstellung der russischen Gasexporte in die EU, die viele ihrer Mitgliedsstaaten betraf – führten dazu, dass Russland nicht mehr als zuverlässiger Lieferant angesehen wurde.

Aussergewöhnliche Situationen erfordern aussergewöhnliche Entscheidungen. Zusätzlich zu den Wirtschaftssanktionen gegen Russland beschloss die EU einen sogenannten «Repower-EU»-Plan, um die Abhängigkeit der EU von russischem Gas und fossilen Brennstoffen möglichst weit vor 2030 und im Geiste der Solidarität zu beenden. Mehrere der in Repower-EU vorgesehenen und in Abschnitt 4.4 dieses Berichts (EU-Massnahmen zur Senkung der Energiepreise) erwähnten Massnahmen und

Verordnungen wurden vom Rat der EU, in dem die Mitgliedstaaten vertreten sind, im Dringlichkeitsverfahren angenommen, um der Gefahr zunehmender Schwierigkeiten bei der Energieversorgung der EU entgegenzuwirken.

Mithilfe verschiedener Mechanismen wird auf die aktuellen Umstände reagiert, darunter auch steuerliche Massnahmen wie die Abschöpfung von Überschussgewinnen. So soll der ausserordentliche Anstieg der Energiepreise im Jahr 2022 gestoppt, die Gas- und Strompreise auch durch Preisobergrenzen auf den Großhandelsmärkten stabilisiert oder sogar deutlich gesenkt werden.

Die schlimmsten Auswirkungen der hohen Energie- und Strompreise auf die Wirtschaft, die Industrie und die Energieverbraucher (davon Stromendkunden) sollten durch Subventionen und andere Massnahmen gezielt finanziert und abgemildert werden (ausserordentlicher und befristeter Solidaritätsbeitrag aus Erdöl,

Erdgas, Kohle und Raffinerien; Obergrenze für Überschusserlöse aus Stromerzeugung usw.). Dazu führte ENTSO-E im März des Berichtsjahres, wenige Wochen nach der russischen Invasion und als sofortigen Notanschluss, die Synchronisation des kontinentaleuropäischen Stromnetzes und des ukrainisch-moldawischen Stromnetzes durch. Seitdem sind beide Übertragungsnetze mit dem europäischen Verbundnetz verbunden, um zur gegenseitigen Versorgungssicherheit beizutragen, den Notbetrieb der ukrainischen Kernkraftwerke und den kommerziellen Stromaustausch zwischen der Ukraine und Moldawien mit der EU zu ermöglichen.

Weitere Aspekte von Repower-EU beruhen auf Energieeffizienz und dem massiven Einsatz erneuerbarer Energien, den Eckpfeilern der Energiewende der EU, die 2019 durch den sogenannten «European Green Deal» neu belebt wurde (Reduzierung der Treibhausgasemissionen der EU bis 2030 um 55 % gegenüber 1990 und "Null-Kohlenstoff"-Ziel bis 2050). Zur Verwirklichung dieses ehrgeizigen Green Deal der EU gilt das sogenannte «Fit-for-55-Paket» (Juli 2021), das u. a. die Revidierung der EU-Richtlinie 2018/2001 für erneuerbare Energien vorsieht. Der EU Green Deal sowie «Fit for 55» werden durch das mit über 800 Milliarden Euro ausgestattete Post-Covid Konjunkturprogramm «Next Generation EU» (2020) bis 2027 massiv unterstützt.

Die EU ist weiterhin bestrebt, das Klimaüberkommen von Paris (2015) zu konkretisieren und eingegangene Verpflichtungen mittels Energieeffizienz und erneuerbaren Energien einzuhalten, so dass Europa bis 2050 zum ersten klimaneutralen Kontinent wird. Die Energiewende ist – mit der digitalen Umwandlung der europäischen Wirtschaft und Gesellschaft sowie des Energiesystems und dem stärkeren Willen zur europäischen Reindustrialisierung – für die EU weiterhin prioritär und wurde teilweise

durch Repower-EU verstärkt. Dafür müssen die EU-Länder u. a. kohärente Energie- und Klimapläne und umsetzbare Reformen der eigenen nationalen Energiemärkte für den Zeitraum von 2021 bis 2030 aufstellen.

«Fit for 55» setzt diese Ambitionen durch rund hundert Gesetzesrevisionen in den Bereichen Klima, Energie und Verkehr um, die das EU-Recht an die Klimaziele der EU anpassen. Dieser Prozess wird 2023 mit der Verabschiedung von einem Dutzend dieser Gesetze fortgesetzt, für die bis Ende 2022 Kompromisse oder stabile Formulierungen noch nicht gefunden werden konnten: Ziel eines Anteils von 40 oder sogar 45 Prozent erneuerbarer Energien am Energiemix der EU im Jahr 2030; ab 2035 Verkaufsverbot für neue Autos mit Verbrennungsmotor; endgültiger Aspekt der Reform des EU-Kohlenstoffmarktes (sie wird das Verursacherprinzip stärken, indem sie die Emissionen energieintensiver Industrien bis 2030 im Vergleich zu 2005 um 62 Prozent reduziert) usw.

Auch wird bis 2026 ein CO₂-Grenzausgleichsmechanismus als Klimaschutzmassnahme schrittweise eingeführt. Dieser «Carbon Border Adjustment Mechanism CBAM» zielt darauf ab, einen Kohlenstoffpreis auf bestimmte in die EU importierte Produkte wie Strom und Wasserstoff, Zement, Eisen, Stahl und Aluminium oder Düngemittel festzulegen. Der Mechanismus möchte auch Anreize für Investitionen in eine umweltfreundlichere Produktion in der EU und im Ausland verstärken und gleiche Wettbewerbsbedingungen für Unternehmen aus der EU und aus Drittländern gewährleisten.

Unter der französischen und der tschechischen EU-Ratspräsidentschaft waren im Jahr 2022 die EU-Mitgliedstaaten und -Institutionen vorrangig damit beschäftigt, gemeinsame Sofortmassnahmen zur Bewältigung der neuen Energiekrise und des Krieges in der Ukraine zu ergreifen.

Schweden, das in der ersten Hälfte des Jahres 2023 die rotierende EU-Ratspräsidentschaft innehaben wird (danach Spanien), plant jedoch keine weiteren Notfallmassnahmen oder -verordnungen mehr bezüglich der Drosselung der Gasflüsse nach Europa durch Russland, es sei denn, die Situation würde es erfordern, da sich die Mitgliedstaaten 2022 auf eine Reihe von Verordnungen einigen konnten, die bestimmte koordinierte Massnahmen vorschreiben (Speicheranforderungen, Obergrenze für Grosshandelspreise, gemeinsame Einkaufsplattform usw.).

Eine große vorgezogene Reform des Rechtsrahmens für den EU-Strommarkt von 2019 wird jedoch 2023 eingeleitet (davon EU-Verordnung 2019/943 und EU-Richtlinie 2019/944), um dem erhöhten Risiko von Versorgungsengpässen entgegenzuwirken. Diese Reform wird gleichzeitig mit einem zusätzlichen Reformpaket vom Dezember 2021 für den Gassektor, seine Märkte und Infrastrukturen durchgeführt, die grenzüberschreitende Aspekte und eine regionale Zusammenarbeit des Gassektors vorsieht.

Wie weit die Integration und Komplementarität zwischen Strom- und Gassektor intensiviert oder die Gleichbehandlung aller Energieträger angestrebt werden soll, um den Strom- und den Gasmarkt – etwa in Bezug auf die Besteuerung – auf die Dekarbonisierung auszurichten, bleibt abzuwarten. Bis Anfang 2022 wollte die EU vor allem die Integration des Strom- und des Erdgassektors fortsetzen und intensivieren, um für beide Sektoren zu einem echten europäischen Binnenmarkt zu gelangen, wobei eine gewisse Konvergenz der Regulierungsrahmen angestrebt wurde.

Die Revision des EU-Gasmarktes sollte weitgehend an die EU-Strommarktgesetze von 2019 angelehnt werden und Erdgas als Übergangsenergie dienen, bis die EU über ausreichende Kapazitäten für erneuerbare Energien, einschliess-

lich Wasserstoff, verfügt. Die konkreten Risiken für die Energieversorgungssicherheit der EU, ihre Notmassnahmen und ihre Bereitschaft, den Energiewandel und die Dekarbonisierung weiter zu beschleunigen, könnten zu einer Fragmentierung spezifischer Regelungen führen und andere Ziele, wie eine gewisse Technologieutralität und Gleichbehandlung verschiedener Energiemärkte und -quellen (z. B. auch in Bezug auf die Besteuerung), gefährden.

Die Reihe von Legislativvorschlägen der EU-Kommission von Dezember 2021 soll Voraussetzungen für einen Übergang von fossilem Erdgas zu erneuerbaren und CO₂-armen Gasen schaffen, insbesondere Biomethan und Wasserstoff, und die Resilienz des Gassystems verstärken. Dieser Vorschlag kam vor dem Hintergrund eines allgemeinen Anstiegs der Energiepreise – einschliesslich der Strompreise –, der sich schon in der zweiten Hälfte des Jahres 2021 verschärft hatte. Die EU und ihre Mitgliedstaaten konnten diesen Anstieg 2022 kaum abmildern.

ACER und die ElCom hatten 2015 ein sogenanntes «Memorandum of Understanding» (MoU) unterschrieben und darin einen Beobachterstatus der ElCom in den Elektrizitätsarbeitsgruppen von ACER vereinbart. Die starke Integration des Schweizer Stromnetzes in Europa war damals die gemeinsame Motivation, eine solche Zusammenarbeit zu ermöglichen. Nach dem Abbruch der Verhandlungen zum Rahmenabkommen Schweiz-EU im Mai 2021 hatte ACER im August 2021 das MoU gekündigt. Somit verlor die ElCom ihren Beobachterstatus und ihr direktes Einsichtsrecht in die entsprechenden Arbeitsgruppen. Damit fehlen ihr seither direkte Informationen über für die Schweiz wichtige Entwicklungen innerhalb der EU, die in der «ACER Electricity Working Group» und deren Untergruppen behandelt werden.

Zudem hat die EU-Kommission eine Teilnahme der ElCom als Beobachterin beim europäischen Forum für Elektrizitätsregulierung seit

2021 verweigert. Dieses sogenannte «Florenz Forum» ist der Herausforderung der europäischen Energiebinnenmarktintegration gewidmet. Die ElCom ist bestrebt, diesen Informationsmangel durch bilateralen Austausch zu kompensieren und die Interessen der Schweiz weiterhin durchzusetzen.

Im Juli 2022 wurden die sogenannten «RCC – Regional Coordination Centers» implementiert. Diese ersetzen förmlich die «RSC – Regional Security Coordinators» wie Coreso oder TSCNet Services. Auf Basis der EU-Elektrizitätsverordnung 2019/943 erhalten sie dadurch zusätzliche Aufgaben und funktionieren neu unter einer abgeänderten Governance, die sich an den neu geschaffenen System Operation Regions orientiert. Die RCC (wie früher die RSC) sind zentral für die Koordination bezüglich dem sicheren Systembetrieb. Sie führen im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber Kapazitätsberechnungen und Sicherheitsanalysen durch. Wie 2021 beschlossen und trotz der neuen Anforderungen aus der EU bzgl. Governance, wird Swissgrid auch in Zukunft Gesellschafter von TSCNet bleiben können. In der neuen Struktur hat Swissgrid zwar weniger Entscheidungsmacht, doch der für den sicheren Systembetrieb notwendige Informations-

fluss ist gesichert. Die tatsächliche Implementierung der RCC wird aber noch mehrere Jahre dauern und viele Unsicherheiten beinhalten.

Die ElCom nahm an den Diskussionen über die Weiterentwicklung des Kapazitätsmanagements an der italienischen Nordgrenze teil.

Ferner ist die ElCom seit 2012 im Rat der europäischen Energieregulierungsbehörden (CEER) mit Beobachterstatus dabei. CEER und die ihr angehörenden Regulierungsbehörden waren wie ACER im Jahr 2022 besonders gefordert, da die Fülle an Gesetzesrevisionen in der EU und die Energiekrise einen grossen Teil ihrer Zuständigkeiten und den Gas- und Stromverbraucherschutz berühren. CEER war auch an den Vorbereitungen für das «WFER – World Forum on Energy Regulation» (März 2023) beteiligt.

Das «OECD Network of Economic Regulators (NER)» arbeitet seit 2021 an der Ressourcenausstattung und der strategischen Planung und Leistungsbewertung der Wirtschaftsregulierungsbehörden sowie im breiteren Rahmen zu den horizontalen Themen "Green Government" und Innovationsförderung, die seit 2022 die ganze Arbeit der OECD prägen.

8 Ausblick

Das Thema Versorgungssicherheit wird weiterhin einen Schwerpunkt bei den Tätigkeiten der ElCom bilden. Wie schon im Winter 2022/23 dürften kurz- und mittelfristig vor allem die Verfügbarkeit französischer Kernkraftwerke sowie die Verfügbarkeit von Gas für die europäische und damit auch schweizerische Stromversorgungssicherheit von kritischer Bedeutung sein. Für die Schweiz im Spezifischen ist daneben die weitere Umsetzung der bereits eingeleiteten Kurzfristmassnahmen zur Stabilisierung der Versorgungssicherheit wichtig, insbesondere die sogenannte Winterreserve. Die ElCom hat beim Monitoring der Versorgungssicherheit und der Umsetzung dieser Kurzfristmassnahmen eine zentrale Rolle inne.

Aufgrund der massiv reduzierten Gaslieferungen aus Russland sowie der Möglichkeit eines gänzlichen Entfalls dieser Lieferungen besteht auch im Winter 2023/24 in Europa das Risiko einer Gasmangellage. Aufgrund der Bedeutung der Gaskraftwerke im europäischen Strommix hätte dies auch Auswirkungen auf den Strommarkt. Von grosser Bedeutung für den kommenden Winter ist daher einerseits die am Ende des Winters 2022/23 verbleibende Gasmenge in den europäischen Gaslagern. Andererseits stellt sich die Frage, inwiefern Europa generell die Versorgung durch einen höheren Anteil an Flüssiggas (LNG) sicherstellen kann. Zwar dürfte der rasch vorangetriebene Ausbau von LNG-Terminals insbesondere in Deutschland eine gewisse Entlastung schaffen. Unsicherheiten bestehen allerdings in Bezug auf die Verfügbarkeit und damit auch die Preise von LNG im internationalen Markt, der stark durch die Nachfrage aus Asien geprägt wird.

Gerade wegen der anhaltenden Unsicherheiten gilt es, die Kurzfristmassnahmen in der Schweiz weiter konsequent umzusetzen. Die Vorbereitungen für die Bereitstellung der strategischen Wasserkraftreserve für den Winter 2023/24 wurden von der ElCom be-

reits angegangen, so dass die Ausschreibung einer ersten Tranche bereits zu Beginn des Sommers möglich wird. Weiter sind die thermischen Reserven – die acht mobilen Gasturbinen in Birr, die beiden Turbinen in Monthey und Cornaux sowie die aggregierten Notstromanlagen – auch für den nächsten Winter verfügbar. Ausserdem wird die Option für abschaltseitige Reserven vorbereitet.

Auch oder gerade in einer angespannten Versorgungssituation bleibt der Stromaustausch mit dem Ausland wichtig für die schweizerische Versorgungssicherheit. Bei der Weiterentwicklung des internationalen Verbundbetriebs – dabei wird der grenzüberschreitende Handel bei der lastflussbasierten Optimierung verstärkt – liegt daher das Augenmerk der ElCom auf der Schweizer Netzsicherheit und der Sicherstellung der notwendigen Importkapazitäten für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Hier ist weiterhin ein enger Austausch mit den europäischen Regulierungsbehörden sowie den Übertragungsnetzbetreibern wichtig.

Und schliesslich ist auch die Cyber-Sicherheit ein wesentliches Element der Versorgungssicherheit. Im Kontext des russischen Angriffskrieges in der Ukraine hat das Thema europaweit zusätzliche Relevanz erhalten. Die ElCom wird daher die Etablierung eines risikobasierten Ansatzes bei der Cyber-Sicherheit weiterverfolgen, auf dessen Basis Erhebungen und Sensibilisierungen bei den Akteuren im Strommarkt erfolgen. Bei der Umsetzung gilt es einerseits, die bestehenden sowie auch neu vorgesehenen Anforderungen im schweizerischen Recht abzubilden. Andererseits sind auch die möglichen Auswirkungen des neuen EU Network Code Cyber-Sicherheit auf Schweizer Marktakteure und Infrastrukturbetreiber zu berücksichtigen.

Mit der weiterhin herausfordernden Lage bei der Versorgungssicherheit bleiben auch die

Strompreise auf einem relativ hohen Niveau. Auch wenn sich die Preise an den Terminmärkten ab Ende 2022 – gerade im Vergleich zum Sommer 2022 – deutlich beruhigt haben, so blieben sie auch Anfang 2023 im Vergleich zu den vergangenen Jahren auf einem ausserordentlich hohen Niveau. Dies dürfte sich auch in den Tarifen der Grundversorgung niederschlagen. Bei vielen Verteilnetzbetreibern (VNB), die ihren Strom mehrheitlich am Markt beschaffen, sind für 2024 noch einmal Tarifierhebungen zu erwarten. Im Falle einer mehrjährigen Beschaffungsstrategie dürfte bei den meisten VNB der Anteil des noch etwas günstiger beschafften Stroms im Jahr 2023 höher gewesen sein als für das Jahr 2024. Darüber hinaus werden ab 2024 die Verbraucher die zusätzlichen Kosten aus der Umsetzung der Kurzfristmassnahmen für die Versorgungssicherheit über einen Aufschlag auf den Netztarifen tragen.

Mit den erhöhten und sehr heterogenen Tarifen nehmen auch die Erwartungen der Öffentlichkeit und der Verbraucher an die Aufsicht durch die ElCom weiter zu. Bereits 2022 stiegen die Anfragen von Medien und Verbrauchern bei der ElCom zu Themen wie Energietarife, Zählerablesung, Rückliefervergütung oder Anspruch auf Grundversorgung (auch im Zusammenhang mit dem sog. Zusammenschluss zum Eigenverbrauch ZEV) sprunghaft an. Deren zeitgerechte Bewältigung war für die ElCom aus Ressourcensicht eine Herausforderung. Neben individuellen Auskünften verstärkte die ElCom auch ihre Online-Kommunikation. Zwar nahmen die Anfragen und Reklamationen gegen Ende 2022 wieder ab, doch ist 2023 im Zuge der nun vielenorts deutlich höheren Rechnungsbeträge bei den Verbrauchern sowie allfälligen weiteren Ankündigungen von Tarifierhöhungen 2024 mit einem erneuten Anstieg zu rechnen. Die ElCom wird ihre Anstrengungen im Bereich der Kontrolle der Tarife der Ver-

teilnetzbetreiber entsprechend weiterführen. Im Zentrum steht die Weiterentwicklung des risiko- und datenbasierten Prüfverfahrens. Im Kontext des neuen Datenerhebungssystems «EDES» geht es vor allem um den weiteren Ausbau datenanalytischer Prüfungen.

Bereits bisher überwachte die ElCom den Elektrizitätsgrosshandelsmarkt gemäss Artikel 26a der Stromversorgungsverordnung. Im Kontext der hohen und vor allem volatilen Grosshandelspreise hat 2022 die Relevanz der Marktaufsicht weiter zugenommen. Und mit dem Inkrafttreten des Bundesgesetzes über subsidiäre Finanzhilfen zur Rettung systemkritischer Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft (FiREG) Anfang Oktober 2022 hat die ElCom eine zusätzliche Überwachungsfunktion übernommen. Die Weiterentwicklung und vor allem systemseitige Abbildung dieser Überwachungsfunktion wird die ElCom auch 2023 beschäftigen. Denn mit dem neuen Gesetz geht eine signifikante Erhöhung der von den Marktakteuren an die ElCom gelieferten Daten einher. Ähnlich wie beim Thema der Tarifübersicht geht es auch hier aufgrund der grossen Datenmengen um eine möglichst automatisierte Datenerhebung und Datenanalyse.

Das Jahr 2023 dürfte zudem von bedeutenden Anpassungen im Energierecht geprägt sein. Im Zentrum steht dabei der Mantelerlass (EnG und StromVG). Von den aktuell vorgesehenen Anpassungen wäre auch die Tätigkeit der ElCom in bedeutendem Ausmass betroffen, etwa bei der Umsetzung der Winterreserve oder bei der Aufsicht über die Netz- und Energietarife. Daneben hat der Bundesrat bereits Ende 2022 die Vernehmlassung zum Bundesgesetz über die Aufsicht und Transparenz in den Energiegrosshandelsmärkten (GATE) eröffnet. Auch hier würde die ElCom beim Vollzug eine zentrale Rolle einnehmen. Im laufenden Jahr wird sich die ElCom daher auf technischer Ebene in die

Gestaltung einer möglichst effektiven und effizienten Umsetzung der verschiedenen Gesetzesanpassungen einbringen.

Die wachsende Komplexität der rechtlichen Rahmenbedingungen, die zunehmende politische Feinsteuerung beim Ausbau der Stromproduktion sowie der Definition von Stromprodukten und -tarifen und nicht zuletzt die Übertragung neuer Überwachungsfunktionen schaffen bei der ElCom bedeutende Zusatzaufgaben. Hier muss – nicht zuletzt im Lichte der

aktuellen Diskussion um den Bundeshaushalt – offen diskutiert werden, mit welchen finanziellen und personellen Ressourcen die ElCom künftig ausgestattet werden soll. Als unabhängige Aufsichtsbehörde muss die ElCom über ausreichend Ressourcen verfügen, um die ihr vom Gesetzgeber zugeteilten Aufgaben tatsächlich erfüllen zu können. Mit den aktuellen Ressourcen wird die ElCom die neuen Aufgaben, aber auch die wachsenden Erwartungen der Politik, der Öffentlichkeit sowie der Verbraucher nicht adäquat erfüllen können.

9 Über die ElCom



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

Die ElCom hat die Aufgabe, den schweizerischen Strommarkt zu überwachen und sicherzustellen, dass das StromVG eingehalten wird. Als unabhängige staatliche Aufsichtsbehörde begleitet die Kommission den Übergang der monopolistisch geprägten Elektrizitätsversorgung hin zu einem wettbewerbsorientierten

Elektrizitätsmarkt. Dabei obliegt es der ElCom, die Strompreise in der Grundversorgung zu überwachen. Zudem überwacht sie, dass die Netzinfrastruktur weiterhin unterhalten und bei Bedarf ausgebaut wird, so dass auch in Zukunft die Versorgungssicherheit gewährleistet ist.

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: rund 610

Anzahl Netzebenen: 7

Kilometer Stromnetze (Freileitungen und Kabel, inkl. Hausanschlüsse): Total rund 214'000 km | Netzebene 1 – rund 6'650 km | Netzebene 3 – rund 8'900 km | Netzebene 5 – rund 46'500 km | Netzebene 7 – rund 152'000 km

Anzahl Messpunkte: 5.9 Mio.

Anzahl Rechnungsempfänger: 5.6 Mio.

Jährliche Investitionen: rund 1.4 Mia. Franken

Jährlicher Stromkonsum: 2020 55 TWh | 2021 58 TWh | 2022 57 TWh

Produktion: 2020 69 TWh | 2021 64 TWh | 2022 63 TWh (inkl. Verbrauch Speicherpumpen)

Stromimport: 2020 27 TWh | 2021 31 TWh | 2022 33 TWh

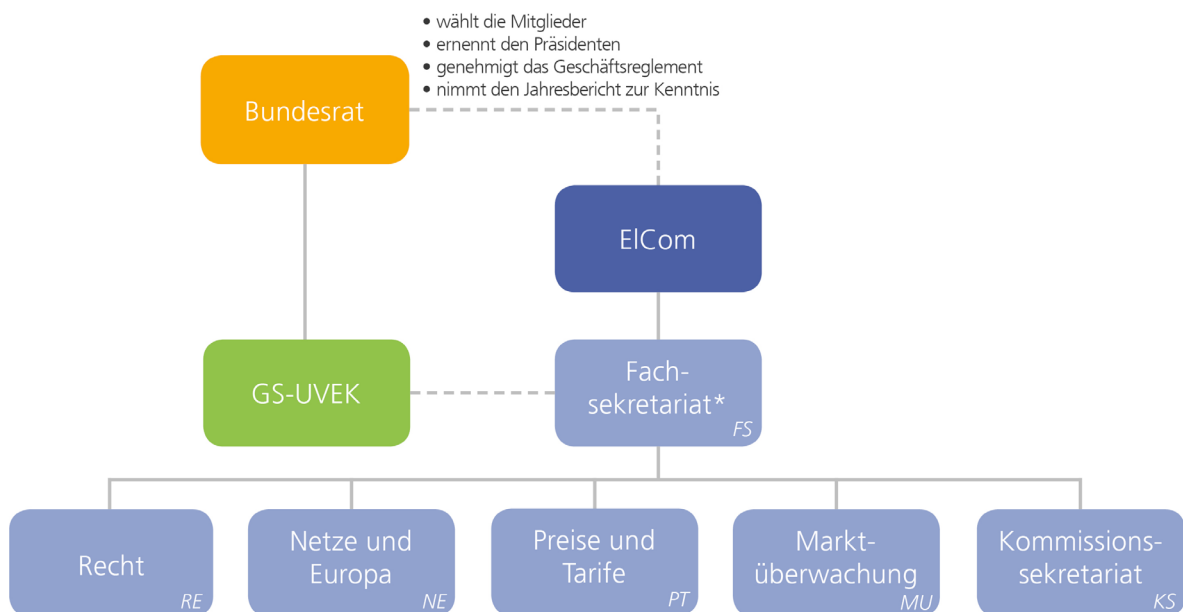
Stromexport: 2020 32 TWh | 2021 29 TWh | 2022 29 TWh

Die Kommission besitzt umfassende Kompetenzen zur Erfüllung insbesondere folgender Aufgaben:

- Sie überprüft alle Netznutzungsentgelte: Die Nutzung der Netze für die Netzdurchleitung im liberalisierten Energiemarkt wird über das Netznutzungsentgelt abgegolten. Die ElCom überprüft die Rechtmässigkeit der erhobenen Entgelte.
- Sie kontrolliert die Elektrizitätstarife der festen Endverbraucher (sog. Grundversorgung, Haushalte und andere Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch unter 100 MWh) sowie all jener Endverbraucher, die auf den Netzzugang verzichten.
- Sie entscheidet bei Streitigkeiten im Zusammenhang mit dem freien Zugang zum Stromnetz: Grossverbraucher (mit Jahresverbrauch von mindestens 100 MWh) können seit 1. Januar 2009 ihren Stromlieferanten frei wählen.
- Sie überwacht die Sicherheit der Stromversorgung und den Zustand der Stromnetze.
- Sie bestimmt die Verfahren für die Zuteilung von Netzkapazität bei Engpässen in grenzüberschreitenden Leitungen und koordiniert ihre Tätigkeit mit den europäischen Stromregulatoren.
- Sie übt eine umfassende Aufsicht über die nationale Netzgesellschaft (Swissgrid AG) aus, nachdem dieser das Eigentum am Übertragungsnetz übertragen worden ist (Entflechtung).
- Sie beaufsichtigt den Stromgrosshandel.

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 20: Das Organigramm der ElCom

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): Altständerrat

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
- Dario Marty (von 2018 bis 31.08.2022): Dipl. El. Ing. FH, ehem. Geschäftsführer ESTI
- 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
- 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 (seit 01.09.2022)

Netze und Versorgungssicherheit

- Dario Marty (Vorsitz bis 31.08.2022)
- Jürg Rauchenstein (Vorsitz seit 01.09.2022)
- Werner Luginbühl
- Laurianne Altwegg (bis 30.04.2022)
- Katia Delbiaggio
- 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 die verwaltungsrechtlichen Verfahren und führt die erforderlichen Abklärungen durch. Es ist von anderen Behörden unabhängig und untersteht ausschliesslich den Weisungen der Kommission. Administrativ ist das Fachsekretariat dem Generalsekretariat UVEK angegliedert. Das Kommissionssekretariat ist die Anlaufstelle der Kommission für die Öffentlichkeit, die Branche und die Medien. Es koordiniert die Tätigkeiten von Kommission und Fachsekretariat und unterstützt die Kommission administrativ. Das

Internationale Beziehungen

- Felix Vontobel (Vorsitz)
- Werner Luginbühl
- Laurianne Altwegg (seit 01.05.2022)
- Dario Marty (bis 31.08.2022)
- Jürg Rauchenstein (seit 01.09.2022)

Marktüberwachung

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

Rücktritte und Neuwahl

Dario Marty ist per Ende August 2022 aus der Kommission ausgetreten. Der Bundesrat hat Jürg Rauchenstein als Nachfolge gewählt, er ist per Anfang September in die Kommission eingetreten.

Vertretung von Geschlechtern und Sprachregionen

In der ElCom sind im Berichtsjahr drei Frauen und vier Männer vertreten, was einer Vertretung der Frauen von 43 Prozent entspricht. Im Weiteren sind folgende Sprachregionen in der ElCom vertreten: Deutsch fünf Personen, Französisch und Italienisch jeweils eine Person.

Fachsekretariat zählte per 31. Dezember 2022 44 Mitarbeitende und vier Praktikant/innen in Voll- oder Teilzeitpensum. Umgerechnet entspricht dies 38.6 Vollzeitstellen («Full time equivalents, FTE», ohne Praktikanten). Von den Mitarbeitenden sind 18 Frauen und 26 Männer, was einem Frauenanteil von ca. 40.9 Prozent entspricht. Das Durchschnittsalter aller Mitarbeitenden beträgt 45 Jahre. Die Amtssprachen sind wie folgt vertreten: (ohne PraktikantInnen):

- Italienisch: 4 Mitarbeitende
- Französisch: 8 Mitarbeitende
- Deutsch: 32 Mitarbeitende



**Geschäftsführer des
Fachsekretariates
(44 Mitarbeitende)**

Urs Meister
Dr. oec. publ.



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

Michael Bhend
Dipl. Ing. ETHZ



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

Barbara Wyss
Dr. oec. publ.



**Sektion Recht
(10 Mitarbeitende)**

Nicole Zeller
lic. iur., Rechtsanwältin



**Sektion
Marktüberwachung
(7 Mitarbeitende)**

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



**Sektion
Kommissionssekretariat
(7 Mitarbeitende)**

Simon Witschi
M.A.

9.2 Finanzen

Der ElCom stand im Berichtsjahr ein Budget von 15.2 Millionen Franken zur Verfügung. Effektiv ausgegeben wurden rund 14.4 Millionen Franken. Dieser Betrag deckte den gesamten Personal- und Betriebsaufwand der ElCom inklusive besonderer Zusatzausgaben im Zusammenhang mit der Ablösung bestehender IT-Sys-

teme (insb. neues Dateneinlieferungssystem EDES). Den Ausgaben stehen Einnahmen in der Höhe von rund 4.6 Millionen Franken gegenüber, die von Swissgrid als Aufsichtsabgabe für die Zusammenarbeit der ElCom mit ausländischen Behörden sowie von den Parteien über Verfahrensgebühren finanziert wurden.

9.3 Veranstaltungen

ElCom-Forum 2022

Die zwölfte Ausgabe des ElCom-Forums fand am 18. November 2022 im SwissTech Convention Center in Lausanne statt. Rund 300 Personen aus der Energiebranche haben sich Referaten und Diskussionen über Fragen zum Risikomanagement zugewandt. Hoch-

karätige Rednerinnen und Redner aus Branche, Verwaltung und Wissenschaft haben dabei eine Standortbestimmung vorgenommen und die aktuellen und kommenden Herausforderungen diskutiert. Das ElCom-Forum 2023 ist am 17. November geplant.

Informationsveranstaltungen

Die ElCom hat 2022 im Frühling insgesamt sieben virtuelle Informationsveranstaltungen für Netzbetreiber durchgeführt. Behandelt wurden aktuelle Themen aus dem Bereich Preise und Tarife, hohe Marktpreise, rechtliche Neuerungen sowie das Neueste der Energiepolitik des BFE.

An den sieben Veranstaltungen in drei Sprachen nahmen insgesamt rund 600 Personen teil. Sowohl für die Teilnehmenden wie auch für die Mitarbeitenden der ElCom und des BFE bildeten diese Anlässe wiederum eine willkommene Gelegenheit für einen fachlichen Austausch.

Workshop Marktüberwachung

Wie in den Vorjahren fand im Mai 2022 ein Workshop der Marktüberwachung statt. Im Fokus des Workshops 2022 standen die aktuellen

Entwicklungen der Marktüberwachung in der Schweiz, der Schweizer Markttransparenzbericht und die hohen Preise an den Strommärkten.

10 Anhang

10.1 Geschäftsstatistik

Im Jahr 2022 sind insgesamt 303 neue Fälle eingegangen, 154 Fälle waren aus dem Vorjahr übertragen worden. Von diesen Fällen konnten im Berichtsjahr 188 Fälle erledigt werden. Bei den einfachen Anfragen handelt es sich um Anfragen, welche über das Kontaktformular der ElCom-Website oder per Mail eintreffen, und bei denen es sich um Routinefragen handelt. Solche Anfragen erfordern meist einen Bearbeitungsaufwand, der wenige Stunden oder Tage dauert. In sel-

tenen Fällen führen einfache Anfragen zu Verfahren. Im Jahr 2022 sind 1026 solcher einfachen Anfragen eingegangen. Dies entspricht gegenüber dem Vorjahr einer Verdoppelung, was insbesondere auf das hohe Interesse gegenüber den Themen Tarife und Versorgungssicherheit im Berichtsjahr zurückzuführen ist. Die einfachen Anfragen konnten – bis auf 32 Anfragen – vollständig abgearbeitet werden (97 Prozent). Insgesamt wurden im Berichtsjahr 42 Verfügungen erlassen.

| Art des Geschäfts | Übertrag aus Vorjahren | Eingang 2022 | Erledigt 2022 | Übertrag ins 2023 |
|--------------------------------------|---------------------------|-----------------|------------------|----------------------|
| Spezifische Eingaben Tarife | 28 | 81 | 13 | 96 |
| Netzverstärkungen | 28 | 65 | 62 | 31 |
| Restliche Fälle | 98 | 157 | 113 | 142 |
| Total | 154 | 303 | 188 | 269 |
| Einfache Anfragen | 23 | 1026 | 1017 | 32 |
| Total inkl. einfache Anfragen | 177 | 1329 | 1205 | 301 |

Tabelle 7: Geschäftsstatistik 2022 der ElCom

10.2 Sitzungsstatistik

Die Mitglieder der ElCom beraten sich an monatlich einberufenen Plenarsitzungen. Dazu kommen Sitzungen der fünf Ausschüsse sowie Workshops und andere Sondersitzungen. Im Berichtsjahr haben die ElCom-Mitglieder – in unterschiedlicher Zusammensetzung – an

insgesamt zwölf Ganztages- und 15 Halbtages-sitzungen im Inland teilgenommen. Einmal pro Jahr trifft sich die ElCom zu ihrer Retraite und sucht vor Ort den Kontakt mit den Netzbetreibern. Im Berichtsjahr hat sich die Kommission zur Retraite in Zug getroffen.

10.3 Publikationen

Weisungen

| | |
|------------|---|
| 01.03.2022 | WACC Produktion |
| 08.03.2022 | Jahresrechnung Netz |
| 07.06.2022 | 60-Franken-Regel |
| 20.09.2022 | Kostenrechnung: Einreichung und nachträgliche Anpassung |
| 03.10.2022 | Eckwerte für die Errichtung einer Wasserkraftreserve im hydrologischen Jahr 2022/2023 |

Mitteilungen

| | |
|------------|---|
| 24.01.2022 | Vernehmlassung Pa.lv. 16.498 «Unterstellung der strategischen Infrastrukturen der Energiewirtschaft unter die Lex Koller» |
| 25.01.2022 | Revision RPV Vernehmlassung ElCom |
| 08.04.2022 | Revision Energiegesetz Vernehmlassung ElCom |
| 03.05.2022 | Revision EnV und StromVV Vernehmlassung ElCom |
| 22.08.2022 | Vernehmlassung der ElCom zum Bundesgesetz über die Prüfung ausländischer Investitionen |
| 23.08.2022 | Faktenblatt Wasserkraftreserve |
| 26.08.2022 | «Beteiligung» von Endverbrauchern in der Grundversorgung an Produktionsanlagen – Modelle der Verteilnetzbetreiber |
| 06.09.2022 | Häufige Fragen - Steigende Stromtarife für Haushalte 2023 |
| 28.09.2022 | Anrechenbarkeit Kosten Cybersicherheit |
| 18.11.2022 | Vernehmlassung der ElCom zur Verordnung über die Errichtung einer Winterreserve |
| 01.12.2022 | Erläuterungen zu den Verfahrenseröffnungen im Zusammenhang mit Unterdeckungen |
| 15.12.2022 | Vernehmlassung der ElCom zu Verordnungsänderungen im Bereich des BFE mit Inkrafttreten Mitte 2023 |

Berichte und Studien

| | |
|------------|---|
| 01.02.2022 | Studie Stromversorgungssicherheit Schweiz 2025 (Frontier-Studie) |
| 03.02.2022 | Grenzkapazitäten im Handel: Entwicklung 2018 – 2021 |
| 20.05.2022 | Markttransparenz 2021 - Bericht der ElCom |
| 25.05.2022 | Handelsvolumina und Preisvolatilität an den Day Ahead und Intraday Strommärkten mit Lieferort Schweiz, Deutschland und Frankreich |
| 02.06.2022 | Stromversorgungsqualität 2021 |
| 02.06.2022 | Tätigkeitsbericht der ElCom 2021 |
| 01.09.2022 | Bericht Regelleistung und Regelernergie 2021 |
| 25.11.2022 | Ergebnisse der Umfrage der ElCom und des SECO bei den Energieversorgungsunternehmen |

10.4 Glossar

| | |
|------------------|--|
| ACER | EU Agency for the Cooperation of Energy Regulators |
| aFRR, mFRR | Automatic Frequency Restoration Reserve / manually Frequency Restoration Reserve |
| BFE | Bundesamt für Energie |
| BFS | Bundesamt für Statistik |
| BABS | Bundesamt für Bevölkerungsschutz |
| Bilanzmanagement | Massnahmen zur ständigen Aufrechterhaltung der elektrischen Energie- und Leistungsbilanz im Elektrizitätssystem; dazu gehören insbesondere Fahrplanmanagement, Messdatenmanagement und Bilanzausgleichsmanagement. |
| CBCA | Cross Border Cost Allocation |
| 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) |
| ECC | «European Commodity Clearing» ist eine Clearingstelle, die sich auf Energie- und Rohstoffprodukte spezialisiert hat |
| EDES | ElCom Dateneinlieferungssystem |
| EEA | Energieerzeugungsanlage |
| EEX | European Energy Exchange |
| ElCom | Eidgenössische Elektrizitätskommission |
| 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. |

| | |
|-------------------------|--|
| 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 |
| ESMA | Europäische Wertpapier- und Marktaufsichtsbehörde |
| ESTI | Eidgenössisches Starkstrominspektorat |
| EU | Europäische Union |
| Europäischer Green Deal | Wachstumsstrategie der EU für eine nachhaltige Wirtschaft |
| FCR | Frequency controlled normal operation reserve |
| FINMA | Eidgenössische Finanzmarktaufsicht |
| FiREG | Bundesgesetz über subsidiäre Finanzhilfen zur Rettung systemkritischer Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft |
| H4 | 5-Zimmer Wohnung mit Elektroherd und Tumbler, ohne Elektroboiler |
| HS | Hochspannung |
| ICT | Information Communications Technology |
| IN | Inbalanced Netting |
| KEV | Kostendeckende Einspeisevergütung |
| KKW | Kernkraftwerk |
| kVA | Anschlussleistung Kilovoltampere |
| kWh | Kilowattstunde |
| kWp | Kilowatt-Peak |

| | |
|-----------------------|--|
| Margin Calls | Ein Margin Call ist eine Nachschussforderung. Sie bezieht sich speziell auf die Aufforderung an einen Anleger, zusätzliches Geld auf das Konto einzuzahlen, damit der Wert des Kontos auf einen durch die Nachschusspflicht festgelegten Mindestwert steigt. Ein Margenausgleich ist in der Regel ein Indikator dafür, dass die auf dem Margenkonto gehaltenen Handelskontrakte an Wert verloren haben (der Anleger ist Nettoverkäufer und die Preise sind gestiegen oder er ist Nettokäufer und die Preise sind gefallen) |
| 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 |
| 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. |
| NS | Niederspannung |
| PGV | Plangenehmigungsverfahren |
| PPA | Ein PPA ist ein Vertrag zwischen zwei Parteien, von denen die eine Strom erzeugt (der Verkäufer) und die andere Strom abnehmen möchte (der Käufer). Der PPA legt alle Geschäftsbedingungen für den Stromverkauf zwischen den beiden Parteien fest, einschliesslich des Zeitpunkts, zu dem das Projekt den kommerziellen Betrieb aufnimmt, des Zeitplans für die |

| | |
|--------------|--|
| | Stromlieferung, der Vertragsstrafen bei Nichtlieferung, der Zahlungsbedingungen und der Kündigung. |
| PV | Photovoltaik |
| PVA | Photovoltaik-Anlage |
| Regelenergie | Automatischer oder von Kraftwerken abrufbarer Einsatz von Elektrizität zur Einhaltung des geplanten Elektrizitätsaustausches und zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebes. |
| Refinitiv | Einer der weltweit größten Anbieter von Finanzmarktdaten und -infrastruktur |
| 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. |
| SIDC | Single Intraday Coupling |
| 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 |
| Strang-km | Ein Leitungsstrang (Strang-km) besteht aus mehreren Leitern (z. B. 1 km mit 3 Pol- bzw. Einzelleitern = 1 km). Bei Kabelleitungen beschreibt ein Kilometer die absolute Länge der Kabel. Bei Freileitungen entsprechen beispielsweise 3 Polleiter einem Strang (vgl. VSE - Dokument NBVN-CH Ausgabe 2007). |

| | |
|-----------------------------|---|
| 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. |
| TSO | Transmission System Operator |
| 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. |
| UREK | Kommissionen für Umwelt, Raumplanung und Energie |
| UVEK | Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation |
| Verteilnetz | Elektrizitätsnetz hoher, mittlerer oder niederer Spannung zum Zwecke der Belieferung von Endverbrauchern oder Elektrizitätsversorgungsunternehmen. |
| VSE | Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen |
| WACC | Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten (Weighted Average Cost of Capital) |
| ZEV | Zusammenschluss zum Eigenverbrauch |



Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom

Christoffelgasse 5, CH-3003 Bern

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

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