



Tätigkeitsbericht der ElCom 2019



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

Gino Gallucci (Seite 1, 78)
ElCom / www.bildkultur.ch (Seite 4, 7, 65, 69)
Swissgrid AG (Seite 6)
Axpo Holding AG (Seite 26)
BKW AG (Seite 38)
Chris Liverani (Seite 49)
iStock (Seite 56)

Auflage

D: 60, F: 30, I: 30, E: 30

Erscheint in deutscher, französischer, italienischer und englischer Sprache · 6/2020

Inhaltsverzeichnis

1	Vorwort des Präsidenten	4
2	Der Schweizer Strommarkt	6
2.1	Struktur der Schweizer Netzbetreiber	8
2.2	Marktzugang und Wechselrate	9
2.3	Tarife Übertragungsnetz	11
2.4	Tarife Verteilnetz	12
2.5	Prüfungen zu Tarifen	17
2.6	Gerichtspraxis	21
2.7	Sunshine-Regulierung	22
2.8	Messwesen	23
2.9	Entflechtung	23
2.10	KEV, ZEV, Einmalvergütung und wettbewerbliche Ausschreibungen	24
3	Die Netze	26
3.1	Fakten und Zahlen der Schweizer Stromnetze	26
3.2	Netzausbau und Netzplanung	32
3.2.1	Mehrjahresplanung Übertragungsnetz	32
3.2.2	Mehrjahresplanung Verteilnetze	33
3.2.3	Beteiligung an Sachplan- und Plangenehmigungsverfahren	34
3.3	Investitionen in Netzinfrastruktur	34
3.3.1	Investitionen ins Übertragungsnetz	34
3.3.2	Investitionen ins Verteilnetz	34
3.4	Netzverstärkungen	35
3.5	Nationale Netzgesellschaft	37
3.6	Verfügungen und Entscheide zu den Netzen	37
4	Versorgungssicherheit	38
4.1	Einleitung	38
4.2	Die Versorgungssicherheit im Rück- und Ausblick	39
4.2.1	Rückblick auf den Winter 2018/2019	39
4.2.2	Situation im Winter 2019/2020	39
4.2.3	Sonstige Vorfälle im Jahresverlauf	40
4.3	Ungeplante Flüsse	40
4.4	Cyber-Sicherheit	41
4.5	Qualität der Versorgung	42
4.5.1	Verfügbarkeit des Netzes	42
4.5.2	Importkapazität	43
4.5.3	Exportkapazität	44
4.5.4	Gesamte Import- und Exportkapazität	46
4.5.5	Nachrüstung dezentraler Energieerzeugungsanlagen	46
4.6	Systemdienstleistungen	47
5	Marktüberwachung	49
5.1	Markttransparenz im Stromgrosshandel	49
5.2	Marktüberwachung 2019 in Zahlen	51
5.3	Fall im Day-Ahead-Markt Fehlmanipulation	52
5.4	Fall Intraday-Market-Index Schweiz	54
6	Internationales	56
6.1	Engpassmanagement	56
6.2	Grenzkraftwerke	58
6.3	Merchant Lines	59
6.4	Auktionserlöse	59
6.5	Internationale Plattformen für Regelenergie	61
6.6	Internationale Gremien	62
7	Ausblick	64
8	Über die ElCom	65
8.1	Organisation und Personelles	67
8.1.1	Kommission	67
8.1.2	Fachsekretariat	69
8.2	Finanzen	70
8.3	Veranstaltungen	70
9	Anhang	71
9.1	Geschäftsstatistik	71
9.2	Sitzungsstatistik	71
9.3	Publikationen	72
9.4	Abkürzungen und Glossar	73

1 Vorwort des Präsidenten



Carlo Schmid-Sutter

Präsident der ElCom

Aus Sicht der Versorgungssicherheit waren der Winter 2018/2019 und die erste Hälfte des Winters 2019/2020 entspannt. Die Füllstände der Speicherseen sind überdurchschnittlich hoch, die Niederschläge mit den hohen Flusständen und die warmen Temperaturen tragen ihren Teil dazu bei. Ärgerlich bleibt das Problem der ungeplanten Lastflüsse, die vermehrt das Schweizer Netz belasten. Das neu geschaffene Mittel des Trilateralen Redispatch sollte dieses Problem für die Schweiz in kritischen Zeiten entschärfen können. Dabei werden – auf Antrag der Schweiz – Deutschland und Frankreich die angespannte Schweizer Netzsituation durch abgestimmte Massnahmen entschärfen.

Die Versorgung im Winter 2019/2020 ist durch die erstmalige endgültige Ausserbetriebnahme eines Kernkraftwerks in der Schweiz geprägt. Mühleberg wird nach 47 Jahren aus vorab wirtschaftlichen Gründen vom Netz genommen. Die Produktion von rund fünf Prozent des gesamten Schweizer Strombedarfs geht damit verloren. Aus regulatorischer Sicht ist dies zu bedauern. Die fehlende Energie wird durch zunehmende Stromimporte kompensiert werden müssen. Kurzfristig positiv ist, dass die verbleibenden vier Kernkraftwerke in der Schweiz planmässig während des ganzen Winters zur Verfügung stehen sollten.

Akzentuieren wird sich die Versorgungssituation dann, wenn sämtliche Kernkraftwerke in der Schweiz vom Netz gehen. Das wird, bei einer Laufzeit von 50 Jahren, in 10 bis 15 Jahren der Fall sein. Die Schweiz wird dann im Winterhalb-

jahr auf Stromimporte im Umfang von rund 17 Terawattstunden angewiesen sein. Das ist die Hälfte des Landesverbrauchs im Winterhalbjahr. Für die Schweizer Netze bedeutet dies eine Aufgabe, die kaum zu bewältigen ist. Wir erinnern uns an den Winter 2016/2017. Damals waren es nur 10.3 Terawattstunden, die das Schweizer Netz an die Grenze der Belastbarkeit gebracht haben. Mit einem deutlich höheren Import als Regelfall zu budgetieren, bedeutet nach heutiger Erfahrung, das Netz permanent am Limit zu betreiben, was für eine kritische Infrastruktur, welche in Echtzeit funktioniert, nicht akzeptabel ist. Auch ist der Umwelt nicht gedient, wenn statt CO₂-freier Energie zu einem grossen Teil Kohlestrom aus den Nachbarländern importiert wird.

Ebenfalls kaum dienlich für die Versorgungssicherheit hierzulande ist die Tatsache, dass viele Unternehmen aus finanziellen Gründen nur noch in Produktionsanlagen im Ausland investieren. Im Ausland produzierter Strom ist nicht Schweizer Strom und unterliegt den regulatorischen Restriktionen, der Exportfähigkeit und Exportwilligkeit des Auslands. Damit in der Schweiz vermehrt in neue Produktionen investiert wird, müssen attraktivere Rahmenbedingungen geschaffen werden, z. B. müssen Verfahrensdauern verkürzt und CO₂-Belastungen zu international vergleichbaren Konditionen abgegolten werden.

Parallel dazu muss der Zubau der erneuerbaren Energien weiter vorangetrieben werden. Mit der aktuellen Zubaurate dauert es mehr als 100 Jahre, um die Energie im Winterhalbjahr aus den wegfallenden Kernkraftwerken zu kompensieren. Dazu kommt, dass der starke Zubau von Photovoltaik das Netz im Sommer belastet. Es braucht deshalb zusätzliche Winterproduktion in der Schweiz. Dabei ist dem Faktor Zeit Rechnung zu tragen: Planung, Bau und Inbetriebnahme von Stromproduktionsanlagen benötigen Jahre. Vor diesem Hintergrund ist – wie bereits in der Botschaft des Bundesrates zur Energiestrategie 2050 vorgezeichnet – als kurzfristig realisierbare Übergangslösung der Bau und der Betrieb von Gas- und Dampf-Kombikraftwerken (GUD) an die Hand zu nehmen, deren CO₂-Ausstoss pro erzeugter Kilowattstunde Elektrizität nur rund die Hälfte eines Kohlekraftwerkes beträgt.

Der vorliegende Tätigkeitsbericht ist der letzte, zu dem der Schreibende das Vorwort zu verfassen hat. Ein persönlicher Rückblick des Verfassers auf die Anfänge der ElCom mag daher erlaubt sein. Der Aufbau und die Etablierung einer neuen Behörde ist für alle Beteiligten stets eine interessante Angelegenheit. In vergleichsweise kurzer Zeit sind organisatorische Strukturen aufzubauen, personelle Entscheide zu treffen, administrative Abläufe festzulegen und die notwendigen finanziellen Mittel zu sichern. Eine Regulierungsbehörde einzurichten, stellt allerdings eine besondere Herausforderung dar, da diese Behörde zwar vom Bundesrat gewählt, im Übrigen aber von den Verwaltungsbehörden unabhängig und auch gegenüber dem Bundesrat nicht weisungsunterworfen ist. Unabhängige Regulierungsbehörden sind im System des schweizerischen Staatsrechts eine Anomalie, ein Import fremder Rechtstraditionen, verständlich eigentlich nur im Kontext internationaler Entwicklungen. So war die Schaffung der ElCom im Jahre 2007 dem Bestreben der Eidgenossenschaft geschuldet, mit der EU ein Stromabkommen abzuschliessen, was die Übernahme bestimmter EU-Institutionen verlangte, darunter auch die Einrichtung eines von der nationalen Regierung unabhängigen Regulators. Damit stand die ElCom zu Beginn ihrer Tätigkeit auf staatsrechtlich unsicherem Terrain, dessen Grenzen und Festigkeit erst festgestellt werden mussten. In den Beziehungen zum Ausland hat die ElCom keinen politischen Gestaltungsauftrag, sie hat den Primat der Politik zu respektieren und darüber zu wachen, dass sich auch die Übertragungsnetzbetreiber als weitere Akteure in den Beziehungen zum Ausland an diese Regel halten und nicht auf technischem Weg integrationspolitische Fakten schaffen, die den Bundesbehörden oder dem Souverän vorbehalten sind.

Auch in der Innenpolitik kommt der ElCom keine gestaltende Rolle zu. Sie hat weder elektrizitätswirtschaftliche Strukturpolitik noch Energiepolitik zu betreiben; sie hat ihren gesetzlichen Auftrag zu erfüllen, d. h. den Netzzugang für die Berechtigten zu gewährleisten und vor allem die Versorgungssicherheit im Auge zu behalten. In der Tarifaufsicht hat sie die gesetzliche Vorgabe der «Cost-Plus»-Regulierung in der Monopol- und Grundversorgung durchzusetzen, was bei rund 650 – teilweise pro-

zessfreudigen und von Anwaltskonzernen unterstützten – Netzbetreibern eine kräfte- und vor allem eine zeitraubende Angelegenheit ist. Dies gilt umso mehr, als die angerufenen Gerichte entgegen der gesetzlichen Vorgaben kaum je in der Sache selbst entscheiden. Sie beschränken sich vielmehr darauf, die Entscheide der ElCom – sofern sie diese nicht schützen – zu kassieren und zu neuem Entscheid an sie zurückzuweisen.

Die Verrechtlichung der Verwaltungstätigkeit ist eine der grossen Herausforderungen (nicht nur) für die ElCom, da sie dazu missbraucht werden kann, die Verwaltung zu blockieren, zumal deren personelle Ressourcen auf den «courant normal» ausgelegt sind. Weder Gesetzgeber noch Gerichte sollten tolerieren oder mithelfen, die ordentliche Verwaltungstätigkeit auf dem Rechtsweg lahmzulegen. Die andere Herausforderung im Elektrizitätsbereich ist zweifellos die Gewährleistung der Versorgungssicherheit zwischen der Skylla des Ausstiegs aus der Kernkraft und der Charybdis der CO₂-Neutralität. Hier wird es die Aufgabe der ElCom bleiben, den politischen Instanzen die Konsequenzen ihrer Entscheidungen für die Versorgungssicherheit vor Augen zu führen und ihnen gelegentlich – die GUD seien hier nochmals erwähnt – in Erinnerung zu rufen, dass oftmals nur Kreuzen – nicht nur beim Segeln – zum Ziele führt. Ob uns ein Stromabkommen mit der EU bei den anstehenden Herausforderungen nützt, sei an dieser Stelle offengelassen.

Es bleibt mir, allen ehemaligen und amtierenden Kolleginnen und Kollegen der Kommission, dem Geschäftsführer und den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des Fachsekretariats für ihre Arbeit zu danken, die sie mit hoher fachlicher Kompetenz, wachem Sinn für neue Entwicklungen und unanfechtbarer Unabhängigkeit beim Vollzug des schweizerischen Stromversorgungsrechts geleistet haben und weiterhin leisten, geleitet allein vom Bestreben, als ElCom dem Staat ein loyaler Diener und den Rechtsunterworfenen ein fairer Regulator zu sein.



2 Der Schweizer Strommarkt



Die Netzleitstellen von Swissgrid in Aarau und Prilly bilden das Herzstück des Schweizer Übertragungsnetzes.

Über zehn Jahre Strommarktaufsicht durch die ElCom: Grund genug, einmal Bilanz zu ziehen. Geschäftsführer Renato Tami blickt zurück auf die Entstehung des Stromversorgungsgesetzes (StromVG), die Entwicklung der ElCom und zukünftige Herausforderungen im Strommarkt.

Zwölf Jahre nach Einführung des Stromversorgungsgesetzes: Was sind die grössten Veränderungen mit Blick auf die Rechtsprechung?

Mit dem Inkrafttreten des StromVG stiegen die Strompreise um 10 bis 20 Prozent an. Dieser Preisanstieg löste eine Flut von Gerichtsverfahren aus, in denen vor allem Fragen rund um die Berechnung und Höhe der Strompreise geklärt werden mussten. In der Anfangsphase gab es noch viele offene Fragen zur Auslegung der gesetzlichen Bestimmungen. Diese strittigen Punkte wurden in oft sehr langwierigen Gerichtsverfahren ausgefochten. Man darf nicht vergessen: Im Strommarkt geht es um sehr viel Geld. So ist es auch nur verständlich, dass die Stromwirtschaft diese juristischen Fragen von den obersten Gerichten beantwortet haben wollte. Inzwischen sind fast alle Rechtsfragen geklärt, alle Seiten wissen, wie das Gesetz anzuwenden ist. Und auch wenn es einmal zu einer Beanstandung durch die ElCom kommt, können in den

meisten Fällen rechtskräftige Urteile als Basis herangezogen werden. Die Anzahl der Verfahren ist stark zurückgegangen.

Wie hat sich die Regulierungspraxis der ElCom in dieser Zeit entwickelt?

Zu Beginn nahm die ElCom – gezwungenermassen – vor allem die Funktion der Tarifaufsicht und Strompreisregulierung wahr. Zusätzlich ist die Versorgungssicherheit stärker ins Bild gerückt: Mit dem Ausstieg aus der Kernenergie und dem Umbau des Energiesystems hin zu mehr erneuerbaren Energien ist inzwischen das Thema Versorgungssicherheit im Fokus. Von Bedeutung für diese Entwicklung waren ausserdem die Winterhalbjahre 2015/2016 und 2016/2017, als es zu einem kritischen Engpass im Netz bzw. zu einem Versorgungsengpass kam.

Was die Tarifaufsicht betrifft, so hat sich auch hier einiges getan. Während früher viele Einzelprüfungen durchgeführt wurden, setzen

wir heute verstärkt auf die Sunshine-Regulierung, d. h. wir richten uns auf einen Benchmark aus. Basierend auf verschiedenen Indikatoren werden Anreize zu mehr Effizienz vorgegeben – ohne Zwang durch Gerichtsurteile. Ziel ist es, Aufwand und Nutzen sowohl für die Energieversorgungsunternehmen als auch für uns als Regulator zu optimieren.

Viele andere Länder haben eine Anreizregulierung im Strombereich, in der Schweiz setzt man bisher auf Cost-plus. Wie beurteilen Sie als ElCom-Geschäftsführer diese Modelle?

Nach meiner Einschätzung hat sich das Cost-Plus-Regime in der Vergangenheit bewährt. Es führt zwar zugegebenermassen nicht zwingend zu den effizientesten Stromtarifen; hier ist eventuell ein Anreiz-Modell besser. Es liegt aber auch in der Cost-Plus-Regulierung ein grosses Effizienzpotential, wenn man dieses denn auch ausschöpft – Stichwort: WACC. Allgemein kommt es auf die Gegebenheiten an, welches Modell sinnvoller ist. In der Schweiz sind wir gerade dabei, das Energiesystem in Richtung erneuerbare Energien umzubauen, weg von einer zentralen und hin zu einer dezentralen Versorgung. Das stellt eine grosse Herausforderung für unsere Netze dar, die ausgebaut, verstärkt und mit intelligenten Steuersystemen ausgerüstet werden müssen. Deshalb muss das Regulierungsmodell auch Netzinvestitionen gewährleisten, und das dürfte bei einem Cost-Plus-Ansatz eher der Fall sein.

Was sind die grössten Herausforderungen der ElCom für die Zukunft?

Die grösste Herausforderung für die nächsten Jahre sehe ich in der Gewährleistung einer sicheren Stromversorgung speziell im Winterhalbjahr. Mit der Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke wird in den nächsten Jahren ein beträchtlicher Teil der inländischen Produktion nicht mehr zur Verfügung stehen. Dieser muss durch erneuerbare Energien substituiert werden, was eine enorme

Herausforderung darstellt, weil mit der Kernenergie für die Versorgungssicherheit wichtige Bandenergie wegfällt. Wir müssen darauf achten, dass die Energiestrategie durch einen unzureichenden Ausbau der erneuerbaren Energien nicht schleichend zu einer Importstrategie mutiert. Es ist aus Sicht der Versorgungssicherheit wichtig, dass ein substanzieller Anteil der heutigen Stromproduktion im Winterhalbjahr im Inland verbleibt.



Renato Tami
Geschäftsführer
der ElCom

« Ganz zentral ist, dass die Netzregulierung auch in Zukunft so gestaltet wird, dass die Finanzierung der Netze gewährleistet bleibt »

Allgemein ist die Komplexität der Stromversorgung gestiegen. Mit der dezentralen Stromproduktion und intelligenten Steuersystemen werden neue Modelle entwickelt, die für sich in Anspruch nehmen, nur noch die unteren Netzebenen zu belasten. Deshalb werden dafür tiefere Netzentgelte oder gar eine gänzliche Befreiung gefordert. Der Betrieb der Schweizer Stromnetze kostet im Jahr rund 5.3 Mrd. Franken. Bei diesem Betrag handelt es sich um einen festen Kostenblock. Hier ist es wichtig, dass diese Kosten nicht einseitig verlagert werden und dass Betrieb und Unterhalt der Netze weiterhin gewährleistet bleiben. Längerfristig braucht es ein neues Tarifmodell, das die richtigen Anreize zum Bau intelligenter Netze und zur Bildung effizienter Versorgungsmodelle schafft, aber auch dafür sorgt, dass die Netzbetreiber weiterhin genügend Geld erhalten, um die Netze sicher und leistungsfähig zu betreiben.

2.1 Struktur der Schweizer Netzbetreiber

Die Anzahl Netzbetreiber in der Schweiz ist zwischen 2014 und 2019 um knapp sieben Prozent auf 632 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 2013 bis 2018 von 2'408 auf 2'205 oder um neun Prozent. Das Bevölkerungswachstum der

Schweiz betrug in diesem Zeitraum etwas mehr als vier Prozent. Aufgrund dieser Effekte nahm die Anzahl Endverbraucher pro Netzbetreiber zu. Ein typischer Verteilnetzbetreiber bleibt jedoch klein (Abbildung 1), im Median versorgt er gut 1'500 Endverbraucher. Lediglich 81 Netzbetreiber versorgen mehr als 10'000 Endverbraucher, 13 davon mehr als 100'000 Endverbraucher. Insgesamt versorgen die Schweizer Netzbetreiber zusammen mehr als 5.1 Millionen Kunden mit Elektrizität.

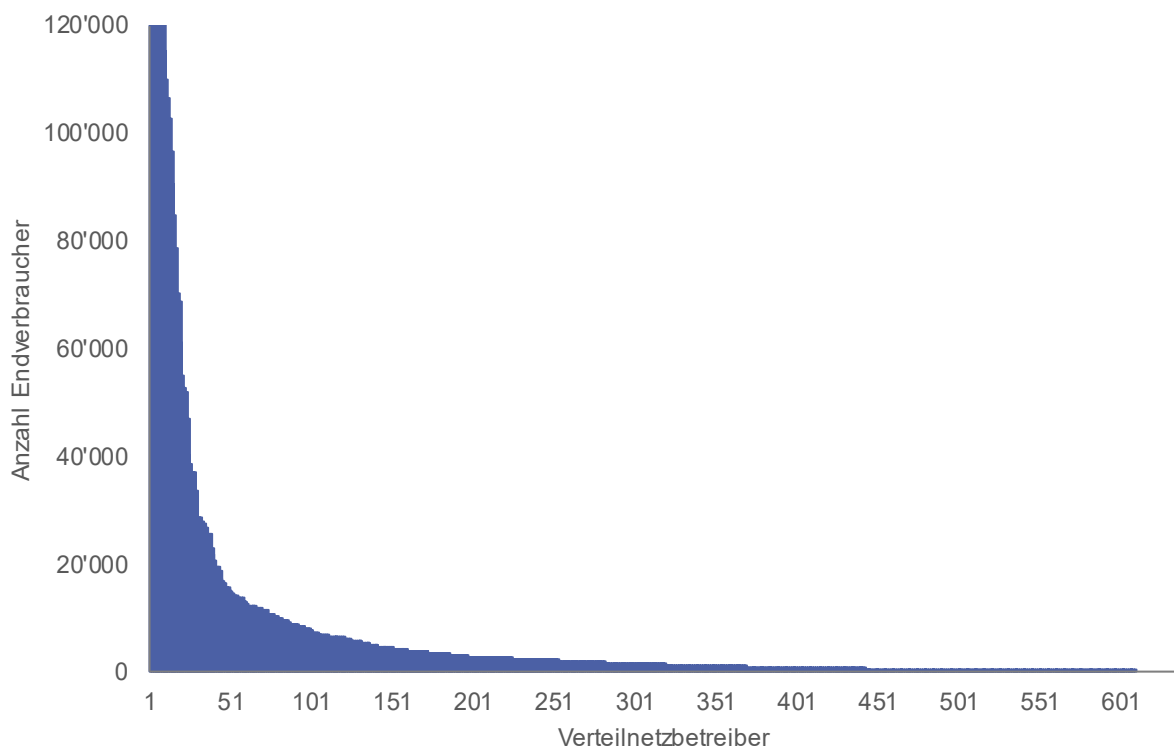


Abbildung 1: Anzahl Endkunden pro Verteilnetzbetreiber. Zugunsten der Lesbarkeit ist die vertikale Skala bei 120'000 Endverbrauchern abgeschnitten – das betrifft acht Verteilnetzbetreiber.

2.2 Marktzugang und Wechselrate

In der ersten Stufe der Marktöffnung des Schweizer Strommarkts haben nur Grossverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100 MWh das Recht auf freien Marktzugang, d.h. das Recht, den eigenen Stromanbieter frei zu wählen. 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.

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 81 Netzbetreiber berücksichtigt, welche insgesamt 3.9 Millionen oder knapp 75 Prozent der Endverbraucher in der Schweiz versorgen. Von den 32'708 Endverbrauchern mit Recht auf freien Marktzugang (0.6 Prozent aller Endverbraucher) haben 22'605, das sind 69 Prozent, ihr Recht genutzt. Die Endverbraucher in den Versorgungsgebieten dieser Netzbetreiber verbrauchen mit insgesamt 39.5 TWh rund 75 Prozent des Endverbrauchs in der Schweiz¹. Von diesen 39.5 TWh geht mit 21.8 TWh etwas mehr als die Hälfte der Energie an End-

verbraucher mit Recht auf freien Marktzugang. Die Verbraucher, die den Marktzugang gewählt haben, verbrauchen 17.6 TWh oder 81 Prozent der zugangsberechtigten Energie. Das Recht, den Stromlieferanten frei zu wählen, wurde in den ersten Jahren der Marktöffnung vergleichsweise wenig genutzt (Abbildung 2). In Anbetracht von sinkenden Marktpreisen nahm die Gruppe der Endverbraucher, die ihr Recht nutzten, in den Folgejahren stark zu. Im Jahr 2019 ist der Anteil der Endverbraucher im freien Markt leicht gesunken. Dieser Rückgang ist darauf zurückzuführen, dass die Anzahl Verbraucher mit Recht auf freien Marktzugang stärker gewachsen ist als die Anzahl Verbraucher, die den freien Marktzugang tatsächlich gewählt haben. Gemäss den aktuellsten Zahlen haben bisher 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). Dies deutet darauf hin, dass die Verbraucher, die bisher nicht von ihrem Recht auf Marktzugang Gebrauch gemacht haben, vergleichsweise klein sind.

¹ Im Durchschnitt der Jahre 2009 bis 2019 betrug der Endverbrauch, ohne öffentlichen Verkehr und Beleuchtung, 53.7 TWh (Quelle: Bundesamt für Energie).

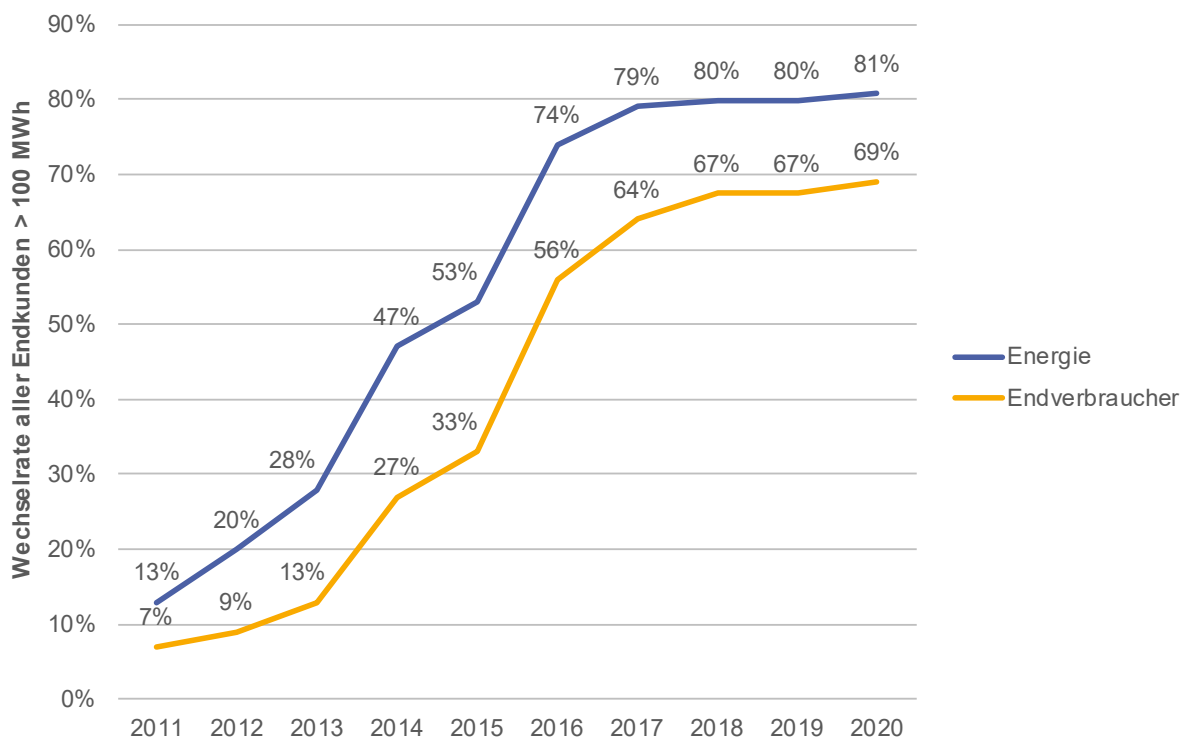


Abbildung 2: Übertritt in den freien Markt

Die folgende Abbildung 3 zeigt die Verteilung der abgesetzten Energiemengen in Abhängigkeit von der Netzbetreibergrösse. 42 Prozent der Strommenge, die im Verteilnetz an die Endverbraucher abgesetzt wird, liefern die grössten zehn Netzbetreiber (dunkelblau). Erweitert man die Menge auf die

grössten 50 Netzbetreiber, steigt der Anteil auf über 70 Prozent der Energielieferungen. Die nächstgrössten 50 Netzbetreiber liefern zusammen einen Zehntel, die restlichen Netzbetreiber einen Sechstel der von den Endverbrauchern konsumierten Energie.

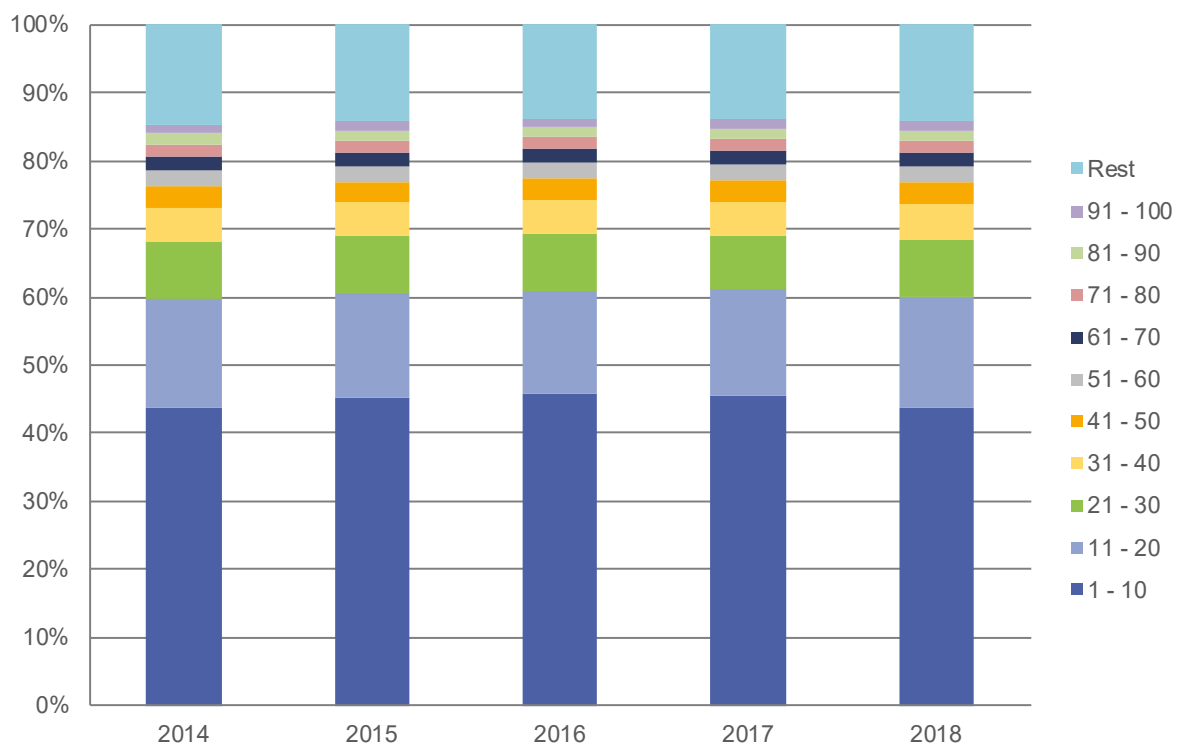


Abbildung 3: Prozentualer Anteil der Energielieferungen im Verteilnetz nach Unternehmensgrösse

2.3 Tarife Übertragungsnetz

Wie der Überblick in Tabelle 1 zeigt, bleiben die Tarife für das Übertragungsnetz erheblichen Schwankungen unterworfen. Gegenüber 2019 sinkt der Tarif für 2020 für die allgemeinen Systemdienstleistungen (SDL) erneut (33 Prozent). Neben geringeren Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung wirkte sich der Anteil des Abbaus von Deckungsdifferenzen tarifsenkend aus. Die Netznutzungstarife, welche in Artikel 15 Ab-

satz 3 Stromversorgungsverordnung (Strom-VV) geregelt sind (30 Prozent Arbeitstarif, 60 Prozent Leistungstarif, 10 Prozent Grundtarif), konnten gegenüber dem Vorjahr dank des geringeren Abbaus der Unterdeckungen wiederum etwas reduziert werden. Demgegenüber wurde der Tarif für die Wirkverluste von 0.14 auf 0.25 Rp./kWh erhöht (vgl. dazu auch Kapitel 4.6 Systemdienstleistungen).

	2016	2017	2018	2019	2020
Netznutzung					
Arbeitstarif [Rp./kWh]	0.25	0.25	0.23	0.19	0.18
Leistungstarif [CHF/MW]	41'000	41'000	38'200	31'100	28'800
Fixer Grundtarif pro Ausspeisepunkt	387'700	387'700	365'300	288'000	269'400
Allgemeiner SDL-Tarif [Rp./kWh]	0.45	0.40	0.32	0.24	0.16
Individueller SDL-Tarif					
Wirkverluste [Rp./kWh]	0.11	0.08	0.08	0.14	0.25

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

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 2019 ein Wert von 0.95 Rp./kWh bzw. für die Tarife des Jahres 2020 0.91 Rp./kWh. Insgesamt bezahlt ein typischer Haushalt mit einem

Jahresverbrauch von 4'500 kWh (Kategorie H4: 5-Zimmer Wohnung mit Elektroherd und Tumbler, aber ohne Elektroboiler) für den Transport und die Verteilung von Energie 9.1 Rp./kWh an Netznutzungsentgelt (vgl. folgenden Abschnitt, Abbildung 4). Damit entspricht der Anteil des Übertragungsnetzes an den tarifierten Netzkosten dieses Haushalts für die Tarife 2020 rund zehn Prozent.

2.4 Tarife Verteilnetz

Tarifstruktur im Allgemeinen

Am 1. Juni 2019 traten im Rahmen der «Strategie Stromnetze» unter anderem auch Änderungen des Stromversorgungsgesetzes vom 23. März 2007 und der Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 in Kraft. Die ElCom beantwortete in diesem Zusammenhang zahlreiche Fragen, wovon einige in der ergänzten Mitteilung «Fragen und Antworten zur Energiestrategie 2050» publiziert sind. In tariflicher Hinsicht änderte sich hauptsächlich das Kriterium zur Einteilung in die Basiskundengruppe bei den Netznutzungstarifen. Die ElCom hat diesbezüglich

entschieden, dass das neue Kriterium ab 2020 anzuwenden ist. Weiter wurde die ElCom mit zahlreichen Modellen virtueller Speicher konfrontiert, bei denen Prosumer eingespeisten Strom vom Verteilnetzbetreiber zu speziellen Tarifen wieder über das Verteilnetz beziehen können. Die ElCom hat entschieden, dass solche Spezialtarife (für Netznutzung oder die Energie) unter geltendem Recht nicht zulässig sind, und hat ihre Mitteilung «Fragen und Antworten zu neuartigen und dynamischen Netznutzungs- und Energieliefertarifen» entsprechend ergänzt.

Im Jahr 2020 beträgt der Median des Strompreises für einen Haushalt mit dem Konsumprofil H4 21 Rp./kWh (Abbildung 4). Hochgerechnet auf ein Jahr entspricht dies bei einem Verbrauch von 4'500 kWh einer Stromrechnung von 945 Franken. 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 damit 2020 gegenüber dem Vorjahr leicht gestiegen. Die Veränderungen sind bei den einzel-

nen Tarifkomponenten jedoch unterschiedlich ausgeprägt: Während die Netztarife um 0.1 Rp./kWh stiegen, stiegen die Energietarife um 0.5 Rp./kWh. Die Förderabgaben für erneuerbare Energien sowie die Abgaben an das Gemeinwesen blieben konstant. Seit dem Tarifjahr 2018 deklarieren die Netzbetreiber sowohl das günstigste als auch ihr Standardprodukt. Das Standardprodukt wird dem Endverbraucher in Rechnung gestellt, wenn er nicht aktiv ein anderes Produkt wählt. Es bezieht sich in aller Regel ausschliesslich auf die Energie. Aufgrund dessen sind die Tarife des Verteilnetzes ab 2018 nur beschränkt mit den vorherigen Jahren vergleichbar.

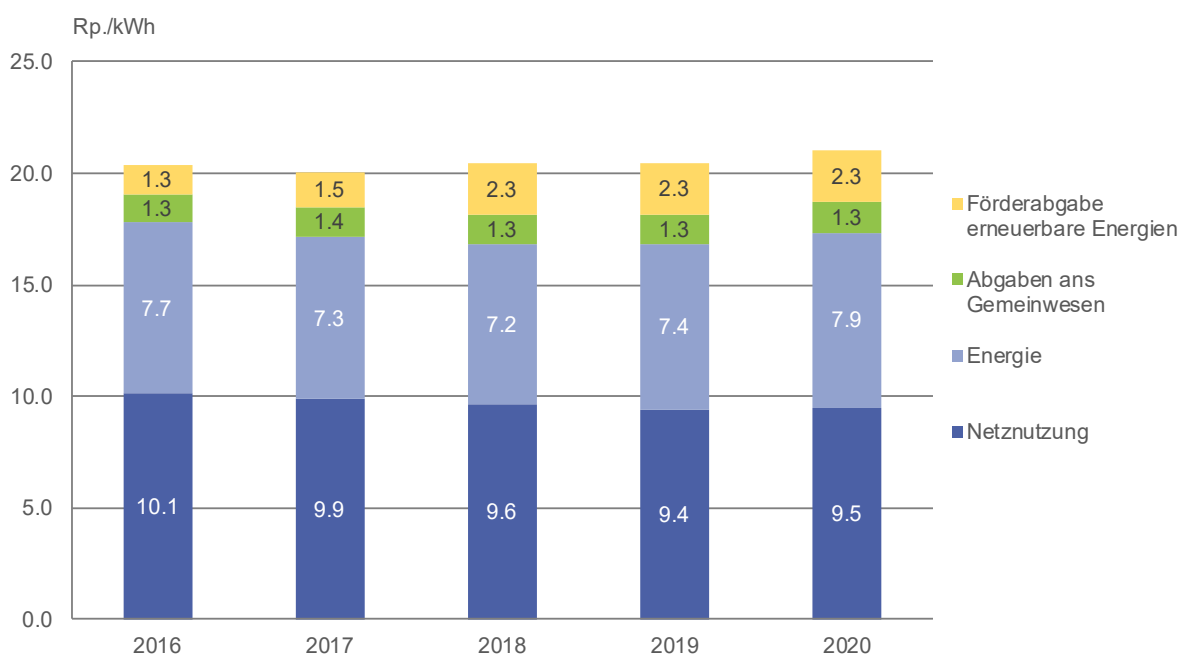


Abbildung 4: Kostenbestandteile des mittleren Gesamtstrompreises für das Konsumprofil H4 (exkl. MwSt.)

Die Tarifzahlen in Abbildung 4 beziehen sich auf nationale Mediane. Auf kantonaler und kommunaler Ebene gibt es jedoch teils erhebliche Unterschiede in den Tarifen. Detaillierte Informationen zu den Tarifen jeder einzelnen Gemeinde sowie eine interaktive Karte sind auf der Webseite der ElCom (www.elcom.admin.ch) unter dem Link «Strompreis-Übersicht» zu finden. In den nachfolgenden Abbildungen 5 bis 8 werden die kantonalen Mediantarife für das Jahr 2020 dargestellt. Seit dem Tätigkeitsbericht für das Jahr 2018 wurde die Systematik der Darstellung angepasst. Ein Vergleich zwischen den Jahren findet nicht mehr statt. Je weiter entfernt der kantonale vom Schweizer Medianwert liegt, desto roter (höherer Tarif) bzw. grüner (tieferer Tarif) wird die Kantonsfläche.

Die Farbveränderungen zeigen also, wie sich die kantonalen Tarife relativ zum nationalen Vergleichswert entwickeln. Auf der einen Seite hat beispielsweise der Kanton Basel-Stadt im Jahr 2020 vergleichsweise hohe Netztarife (orange). Auf der anderen Seite hat beispielsweise der Kanton Genf vergleichsweise niedrige Netztarife (hellgrün).

Die nachfolgend abgebildeten Landkarten zeigen jeweils die Situation im Jahr 2020. Einzig die Tarifbestandteile Netz und Energie sind von den Netzbetreibern direkt beeinflussbar und werden durch die ElCom kontrolliert. Der Medianwert der Netznutzungsentgelte liegt im Jahr 2020 bei 9.4 Rp./kWh und der Medianwert der Energietarife bei 7.9 Rp./kWh.

Netznutzung

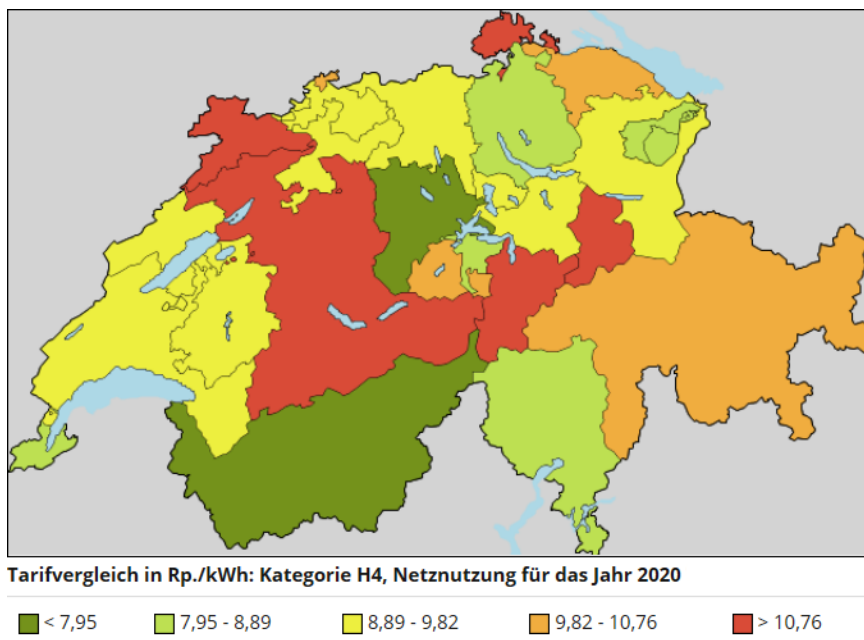
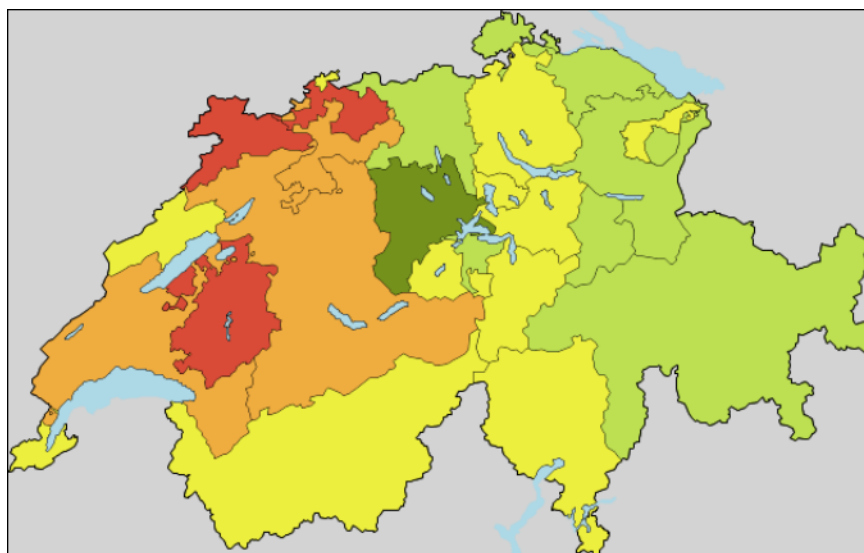


Abbildung 5: Mittlere kantonale Tarife (Median) für die Netznutzung für das Konsumprofil H4 des Jahres 2020

Energie



Tarifvergleich in Rp./kWh: Kategorie H4, Energie für das Jahr 2020

■ < 6,75 ■ 6,75 - 7,54 ■ 7,54 - 8,34 ■ 8,34 - 9,13 ■ > 9,13

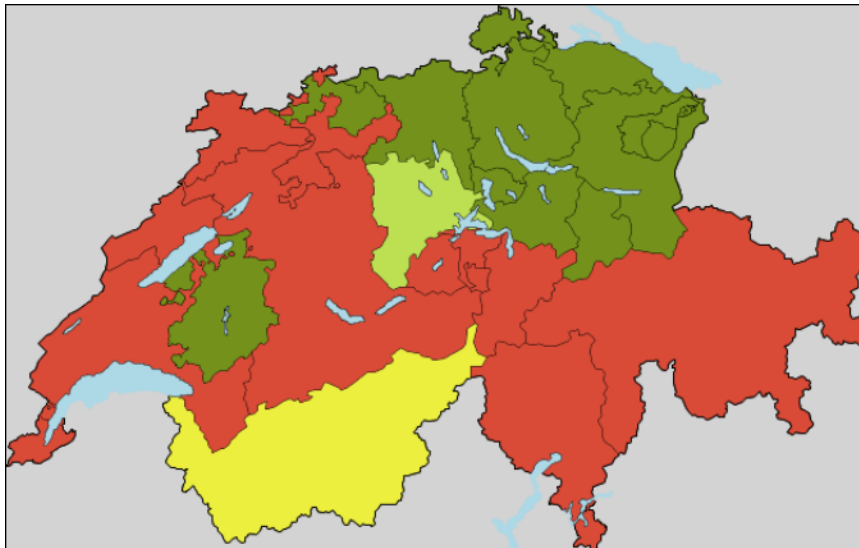
Abbildung 6: Mittlere kantonale Tarife (Median) für die Energie für das Konsumprofil H4 des Jahres 2020

Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen

In Abbildung 7 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 Energien². 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 2020 bei 0.8 Rp./kWh. Es fällt auf, dass es häufig hohe und tiefe, aber eher selten mittlere Beträge (gelb eingezeichnet) gibt.

² Da der Netzzuschlag schweizweit einheitlich ist, wird auf eine gesonderte Abbildung verzichtet. Er ist jedoch im Total der Abbildung 8 enthalten.

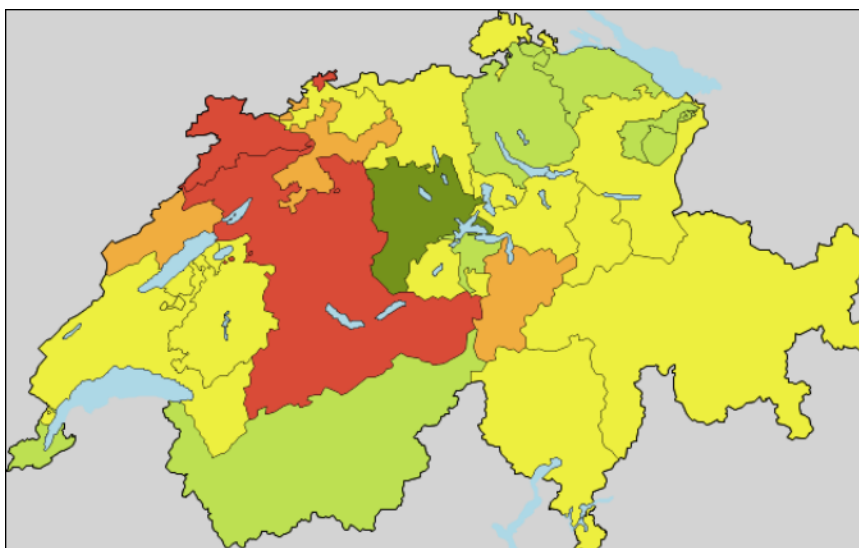


Tarifvergleich in Rp./kWh: Kategorie H4, Abgaben für das Jahr 2020

■ < 0,71 ■ 0,71 - 0,79 ■ 0,79 - 0,87 ■ 0,87 - 0,96 ■ > 0,96

Abbildung 7: Kantonale Mediantarife für die kantonalen und kommunalen Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen für das Konsumprofil H4 des Jahres 2020

Gesamtstromtarif



Tarifvergleich in Rp./kWh: Kategorie H4, Totalpreis für das Jahr 2020

■ < 17,60 ■ 17,60 - 19,67 ■ 19,67 - 21,75 ■ 21,75 - 23,82 ■ > 23,82

Abbildung 8: Mittlere kantonale Tarife (Median) für den Gesamtstrompreis für das Konsumprofil H4 des Jahres 2020

Im Gesamttarif ist auch der Netzzuschlag zur Förderung der erneuerbaren Energien enthalten. Dieser wurde in den Jahren 2016 bis 2020 sukzessive von 1.3 Rp./kWh auf 2.3 Rp./kWh

fast verdoppelt. Der Anteil von Netzzuschlag und Abgaben an das Gemeinwesen am Stromtarif beträgt im Jahr 2020 15 Prozent.

2.5 Prüfungen zu Tarifen

Die ElCom hat im Berichtsjahr die Konformität der Tarife entsprechend ihrer bisherigen Praxis auf vier verschiedene Arten untersucht:

- Jeder Netzbetreiber muss bis Ende August die Kostenrechnung einreichen, welche die Grundlage für die Netz- und Energietarife für das folgende Jahr bildet. Die ElCom analysiert diese mittels rund 180 Tests auf Fehler, Inkonsistenzen sowie unplausible Angaben und stellt diese Auswertung dem Netzbetreiber zur Korrektur oder Begründung zu. Insgesamt wurden dabei über 9'000 Bemerkungen an die Netzbetreiber geschickt. Die 626 Netzbetreiber, welche bis und mit der ersten Mahnung ihre Kostenrechnung einreichten, haben die Auswertung noch im Berichtsjahr mit der Aufforderung erhalten, die auffälligen Angaben zu prüfen und gegebenenfalls zu korrigieren oder sie zu begründen.
- 2019 hat die Eidg. Finanzkontrolle (EFK) die Arbeit der ElCom im Bereich der Preise und Tarife geprüft. Die EFK kam zum Schluss, dass die Aufsicht der ElCom über die Tarife der Stromunternehmen ordnungs- und rechtmässig ausgeübt wird. Der Bericht der EFK wird im Februar 2020 publiziert.
- Die ElCom überprüft gezielt Netzbetreiber, die auch nach der Überarbeitung gesetzeswidrige oder nicht plausible Werte in der Kostenrechnung ausweisen. Die ElCom hat im Berichtsjahr wie bereits im Jahr zuvor insbesondere die fehlerhafte Berechnung von Deckungsdifferenzen aus den Vorjahren sowie zu hohe Gewinne bei der Umsetzung der 95-Franken-Regel gerügt. Bei den Deckungsdifferenzen geht es einerseits um deren Ermittlung in einem Jahr und andererseits um den Übertrag in das Folgejahr. Demgegenüber betrifft die 95-Franken-Regel die Kosten und Gewinne im Energievertrieb bei Endverbrauchern in der Grundversorgung. Wichtiges Thema war 2019 der kontinuierliche Aufbau von Unterdeckungen, welche per 2019 insgesamt 1'528'691'847 Franken ausmachten (Netz und Energie). Diese Unterdeckungen sind – wie alle Deckungsdifferenzen – gemäss der Weisung 2/2019 in der Regel über drei Jahre abzubauen.
- Die ElCom hat nach rund zehn Jahren Regulierungstätigkeit entschieden, eine Reorganisation des Regulierungskonzeptes vorzunehmen. Dieses Projekt umfasst die Neuordnung des Umgangs mit den Tests und anderen Rückmeldungen an die Netzbetreiber aufgrund der Analyse ihrer Daten.

Bewertung des Netzes:

Bei der Bewertung der Netze standen die gleichen Probleme wie in früheren Jahren im Vordergrund. Auch im Berichtsjahr ist die ElCom auf Anlagen gestossen, deren synthetische Werte nicht sachgerecht hergeleitet, nur ungenügend dokumentiert oder aufgrund einer sehr geringen Anzahl von historisch bewerteten Anlagen ermittelt wurden. Synthetische Werte müssen im Verteilnetz auf eine transparente und nachvollziehbare Weise anhand der Anschaffungs- und Herstellungskosten (AHK) einer genügenden Anzahl vergleichbarer Anlagen hergeleitet werden. Andernfalls besteht die Gefahr, dass sie den Wert einer vergleichbaren Anlage überschreiten und so Artikel 13 Absatz 4 StromVV verletzen. Dies gilt nicht für die Kosten von Grundstücken, welche historisch nachzuweisen sind. Die Grundbuchbelege sind aufgrund der unbegrenzten Aufbewahrungspflicht beim Grundbuchamt erhältlich. Ab 1999 dürfen Anlagen nicht mehr synthetisch bewertet werden, sondern müssen aufgrund von Jahresrechnungen und Investitionsbelegen historisch nachgewiesen werden. Auch bei den historischen Bewertungen ist die ElCom auf Kosten gestossen, die nicht belegt werden konnten. Zudem dürfen seit dem Inkrafttreten des Stromversorgungsgesetzes am 1. April 2008 Anlagenzugänge nicht mehr sowohl als Betriebskosten verrechnet als auch zusätzlich in das Anlagevermögen aufgenommen werden, da die Kosten bereits

in die Tarife eingerechnet wurden (vgl. Abschluss schreiben IWB vom 9. September 2013, abrufbar unter: www.elcom.admin.ch > Dokumentation > Verfügungen > Tarife).

Diverse Unternehmen schreiben ihre Anlagen nicht ab dem Moment der Inbetriebnahme, sondern erst im Folgejahr oder nach der definitiven Verbuchung im System zum ersten Mal ab. Dies verstösst gegen Artikel 13 Absatz 2 StromVV, wonach die Anlagen linear über die gesamte Lebensdauer auf den Restwert Null abzuschreiben sind. Die verspätete Abschreibung erhöht unzulässigerweise die Restwerte der Anlagen und somit auch die geltend gemachten kalkulatorischen Zinskosten.

Die Fragen rund um die korrekte Bewertung der Netzinfrastruktur waren auch 2019 in Verfahren der ElCom ein wesentlicher Prüfungsschwerpunkt. Hier war insbesondere ein Fall zu beurteilen, welcher aus einer Gemeindefusion hervorging: Die Prüfung der ElCom führte dazu, dass eine Bereinigung der fusionierten regulatorischen Anlagewerte vorgenommen wurde, welche bislang nicht erfolgt war. Die ElCom hat dabei bei den verwendeten Einheitswerten durch eine gezielte Ausrichtung auf Bauprojekte und Bauart der abzubildenden Periode vor 1998 z.T. massive Einheitswertanpassungen bewirkt.

Zudem mussten auch die anrechenbaren Eigenleistungen auf die StromVG (Artikel 15 Absatz 1 StromVG) konforme Berechnung reduziert werden. Dabei führte dies bei den Prüfungen zu Kürzungen von bis zu 48 Prozent gegenüber den ursprünglich angewendeten Stundensätzen, weil die internen Verrechnungen ohne Gewinnzuschlag zu erfolgen haben und nicht nach Ansätzen gemäss VSEI (Verband Schweizerischer Elektro-Installationsfirmen), KBOB (Koordinations-

konferenz der Bau- und Liegenschaftsorgane der öffentlichen Bauherren) oder anderen Regieansätzen erfolgen dürfen.

Im Weiteren hat die ElCom betreffend Akteneinsichtsrecht entschieden, dass es sich bei Informationen aus der Kostenrechnung, der Netzkostenkalkulation und -wälzung nicht um Geschäftsgeheimnisse handelt, da das Verteilnetz ein natürliches Monopol darstellt. Ausgenommen sind Daten von Dritten.

Betriebskosten:

Wie bereits in den Vorjahren betrafen die meisten von der ElCom veranlassten Korrekturen die Anrechenbarkeit an sich und die Verteilung der Kosten nach Bereich.

Als anrechenbare Kosten gelten gemäss Artikel 15 Absatz 1 StromVG die Kosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes. Folglich sind Kosten, die diese Bedingungen nicht erfüllen, auch nicht anrechenbar. Dazu gehören beispielsweise Marketing und Spon-

soring sowie diverse netzfremde Tätigkeiten wie öffentliche Beleuchtung oder administrative Tätigkeiten für andere Geschäftsbereiche.

Bei der Verteilung der Kosten nach Bereich zeigte sich wiederholt, dass das Entgelt für die Netznutzung mit zu hohen Gemeinkosten belastet wurde. Zudem wählen einzelne Netzbetreiber Schlüssel, die entgegen Artikel 7 Absatz 5 StromVV nicht verursachergerecht, sachgerecht und nachvollziehbar sind.

Energiekosten:

Im Bereich der Energielieferungen an Endverbraucher in Grundversorgung standen im Be-

richtsjahr die Themen Durchschnittspreismethode und die 95-Franken-Regel im Vordergrund.

Durchschnittspreismethode:

Mit der Schlussabstimmung vom 15. Dezember 2017 hatte das Parlament an Artikel 6 Absatz 5 StromVG und somit an der vom Bundesgericht gestützten Durchschnittspreismethode der ElCom festgehalten. Bei Letzterer geht es um die Frage, wie die Kosten der Strombeschaffung zwischen den im Monopol gefangenen Endverbrauchern in Grundversorgung und den freien Marktkunden aufzuteilen sind.

Basierend auf den der ElCom eingereichten Kostenrechnungsdaten wurden verschiedene Netzbetreiber identifiziert, welche ihren festen Endverbrauchern in den vergangenen Jahren überproportional hohe Energiekosten verrechnet hatten und somit die Durchschnittspreismethode möglicherweise nicht nach der Praxis der Gerichte und der ElCom angewendet hatten.

Konkret wurden ursprünglich dreizehn Netzbetreiber aufgefordert, ihre Kostenrechnungen zu überprüfen und gemäss den regulatorischen Vorgaben anzupassen. Bis Ende 2018 waren fünf dieser Aufforderung nach-

gekommen, im Berichtsjahr haben zwei weitere Netzbetreiber ihre Kostenrechnungen entsprechend angepasst.

Bei den verbleibenden sechs Fällen ist ein Fall bis zum Abschluss eines älteren, noch laufenden Verfahrens sistiert. Vier Netzbetreiber bestreiten grundsätzlich die Rechtmässigkeit der Verfahrenseröffnung für einen Teil respektive die gesamte Untersuchungsperiode (2013 bis 2018); gegen die von der ElCom erlassenen Zwischenverfügungen wurde vor dem Bundesverwaltungsgericht Beschwerde erhoben (vgl. Kapitel 2.6). Inhaltlich sind bei sämtlichen noch laufenden Verfahren alle oder einige der folgenden Punkte strittig: Definition der für die Berechnung der Durchschnittspreismethode zu berücksichtigenden Energiemengen und -kosten, Umsetzung der Weisung der ElCom 3/2018 zum WACC Produktion, Verzinsung der Deckungsdifferenzen Energie sowie Abgrenzung von Netzbetreibern innerhalb einer Unternehmensgruppe.

95-Franken-Regel:

Erneut hat die ElCom bei der sogenannten 95-Franken-Regel einen Schwerpunkt gelegt und bei diversen Netzbetreibern eine Anpassung verlangt. Diese Regel wurde von der ElCom entwickelt, um auf einfache Art und Weise eine Beurteilung der angemessenen Verwaltungs- und Vertriebskosten und des Gewinns der Netzbetreiber im Energievertrieb in der Grundversorgung zu ermöglichen.

Die ElCom hatte im Jahr 2018 die Kosten- und Gewinnsituation im Energievertrieb ein-

gehend analysiert. Aufgrund dieser Analyse legte die ElCom ab dem 1. Januar 2020 neue Schwellenwerte von 75 Franken und 120 Franken zur Überprüfung der Energietarife grundversorgter Endkunden fest. Diese tieferen Werte flossen in die Festlegung der Tarife für das Jahr 2020 ein. Die Angemessenheit der Schwellenwerte wird im Jahr 2020 neu beurteilt werden. Die detaillierte Anwendung der 75-Franken-Regel hielt die ElCom in ihrer neuen Weisung 5/2018 fest.

2.6 Gerichtspraxis

Im Urteil A-321/2017 vom 20. Februar 2019 hat sich das Bundesverwaltungsgericht mit der Zuständigkeit der ElCom zur Prüfung von Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen sowie von Energieprodukten mit ökologischem Mehrwert auseinandergesetzt. Es hielt dabei fest, dass die bundesrechtliche Regelung zu den Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen den Kantonen und Gemeinden zwar eine gewisse Autonomie belassen wollte, die ElCom aber unter Wahrung dieser Autonomie über eine umfassende Aufsichtskompetenz verfügt. Gemäss Bundesverwaltungsgericht erstreckt sich die Prüfungskompetenz der ElCom in der Grundversorgung zudem auch auf die sogenannten Ökostromprodukte. Das Bundesverwaltungsgericht bestätigte in diesem Sinne die Auffassung der ElCom, wonach die unzulässigerweise über die Energietarife erhobenen Abgaben an das Gemeinwesen sowie die übermässigen Gewinnmargen bei den Energietarifen mit ökologischem Mehrwert durch das Stadtwerk über das Instrument der Deckungsdifferenzen an die Endkunden zurückzuerstatten sind. Das Bundesverwaltungsgericht stellte ausserdem klar, dass die Schlüsselung von Gemeinkosten nach Umsatz nicht gesetzeskonform ist sowie dass Kosten für Abbruch und Provisorien Betriebskosten darstellen und nicht aktiviert werden dürfen. Die von der ElCom in ständiger Praxis angewandte Durchschnittspreismethode bei den Energiekosten betrachtete das Bundesverwaltungsgericht schliesslich auch im konkreten Fall als anwendbar.

Im Urteil A-699/2017 vom 26. August 2019 hat sich das Bundesverwaltungsgericht mit den Energiekosten eines weiteren Stadtwerks auseinandergesetzt. Es hat dabei insbesondere die Anwendbarkeit der Durchschnittspreismethode, der 95-Franken-Regel sowie des Mechanismus der Deckungsdifferenzen bestätigt. Das Bundesverwaltungsgericht hielt ausserdem fest, dass die Energietarife in der Grundversorgung kostenbasiert zu ermitteln sind.

Gegen beide Urteile wurde Beschwerde beim Bundesgericht erhoben. Die Beschwerdeverfahren waren im Berichtsjahr noch hängig.

Mit Zwischenverfügung 211-00300 vom 7. Februar 2019 wies die ElCom einen Antrag auf Einstellung des Prüfverfahrens in Bezug auf die Jahre 2013 bis 2015 ab mit der Begründung, dass die Zustellung der automatisierten Rückmeldungen zur Kostenrechnung nicht einem Tarifprüfungsverfahren gleichkommen und einem solchen auch nicht entgegenstehen. Gegen diese Verfügung wurde Beschwerde erhoben, welche das Bundesverwaltungsgericht mit Urteil A-1360/2019 vom 9. Dezember 2019 teilweise gutgeheissen hat. Das Bundesverwaltungsgericht führte aus, dass im konkreten Fall für zwei der angefochtenen drei Jahre aus Gründen des Vertrauensschutzes die Durchführung eines Tarifprüfungsverfahrens nicht mehr zulässig sei. Das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) sowie die betroffenen Parteien haben gegen dieses Urteil Beschwerde erhoben.

2.7 Sunshine-Regulierung

Die Sunshine-Regulierung vergleicht mit Hilfe eines transparenten und standardisierten Prozesses die Qualität, Kosten und Effizienz 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 und den 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.

Die Arbeiten im Zusammenhang mit der Sunshine-Regulierung beschäftigen die ElCom das ganze Jahr. Wie bereits in den Vorjahren war die Schaffung einer rechtlichen

Grundlage im Rahmen der Revision des Stromversorgungsgesetzes ein wichtiges Thema. Ziel soll sein, die Publikation der individuellen Ergebnisse der Netzbetreiber zu ermöglichen. Für die Vorbereitung der Gesetzgebung im Energiebereich zuständig ist das Bundesamt für Energie (BFE). Die ElCom bringt sich im Rahmen von Ämterkonsultationen und Vernehmlassungen in die Verfahren ein.

In der zweiten Hälfte des Berichtsjahrs standen die Bildung der Vergleichsgruppen und die Berechnung der Indikatoren im Vordergrund. Dazu hat die ElCom die rund 630 Netzbetreiber nach topografischen Gegebenheiten, Siedlungsdichte sowie aufgrund der Menge an ausgespielter Energie an Endverbraucher (Energiedichte) in insgesamt acht Vergleichsgruppen eingeteilt. Zudem errechnete die ElCom die nötigen Indikatoren für die fünfte Runde. Die individuellen Ergebnisse wurden den Betreibern nach Sprachen gestaffelt im Herbst 2019 zugesandt. Wie bereits in den Vorjahren wurden sämtliche Vergleichsergebnisse nur den jeweiligen Netzbetreibern zugestellt. Im Berichtsjahr blieben die errechneten Indikatoren unverändert. Im neuen Jahr soll geprüft werden, ob allenfalls neue Indikatoren in die Berechnungen miteinbezogen werden.

Wie in früheren Jahren hat die ElCom zahlreiche erläuternde Dokumente und Ergebnisse zur Sunshine-Regulierung auf ihrer Internetseite veröffentlicht. Diese Publikationen richten sich in erster Linie an die betroffenen Netzbetreiber, aber auch an eine interessierte Öffentlichkeit.

2.8 Messwesen

In einer Mitteilung vom 29. Mai 2019 hat die ElCom auf Änderungen im Messwesen hingewiesen, die im Rahmen der Strategie Stromnetze per 1. Juni 2019 in Kraft getreten sind. Seither dürfen die Netzbetreiber auch den Kunden mit vor 2018 eingesetzten Lastgangmessungen nicht mehr individuell Messkosten in Rechnung stellen, sondern haben diese Kosten dem Netz anzurechnen. Endverbraucher mit Netzzugang bezahlen die Kosten ihrer Lastgangmessung somit künftig über den Netznutzungstarif ihrer Kundengruppe. Erzeuger tragen keine Messkosten mehr.

Im Juni 2019 hat die ElCom das Gesuch eines Netzbetreibers gutgeheissen, welcher um Zugang zu einem Privatgrundstück zwecks Einbau eines Smart Meters gegen den Willen des Netzanschlussnehmers ersucht hatte.

In der zweiten Jahreshälfte hat sich die ElCom mit den Übergangsbestimmungen zur

Einführung von Smart Metern befasst, welche von den Netzbetreibern bis Ende 2027 für 80 Prozent der Messpunkte zu vollziehen ist. Hat ein Netzbetreiber vor 2019 die Beschaffung eines intelligenten Messsystems initiiert, welches noch nicht alle Anforderungen der StromVV erfüllt, dürfen Messeinrichtungen dieses Messsystems trotzdem den erforderlichen 80 Prozent zugerechnet werden. Als initiiert gilt eine Beschaffung gemäss der Präzisierung der ElCom im Newsletter 9/2019, wenn sie nachweislich und verbindlich vereinbart wurde (beispielsweise durch einen Kaufvertrag). Eingeholte Offerten oder laufende Kaufverhandlungen gelten hingegen nicht als initiierte Beschaffung. Ab 2019 dürfen bestehende intelligente Messsysteme grundsätzlich nur noch mit Elementen ergänzt werden, welche den Anforderungen der StromVV vollständig genügen.

2.9 Entflechtung

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

formationsvorteilen aus dem Netzbereich im Berichtsjahr ein besonderes Augenmerk. Sie beantwortete zahlreiche Anfragen und informierte und sensibilisierte die Netzbetreiber an geeigneten Veranstaltungen. Strafrechtlich relevante Verstösse gegen die Vorschriften zur Entflechtung werden demgegenüber durch das BFE verfolgt.

2.10 KEV, ZEV, Einmalvergütung und wettbewerbliche Ausschreibungen

Die Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien wurde per 1. Januar 2018 grundlegend neu gestaltet. Seit diesem Datum ist es nicht mehr Aufgabe der ElCom, Entscheidungen der Pronovo AG auf diesem Gebiet zu beurteilen. Nach dem Übergangsrecht bleibt sie jedoch für bereits hängige Fälle zuständig. Im Berichtsjahr erliess die ElCom im Bereich der Einmalvergütung (EIV), der Kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) und der wettbewerblichen Ausschreibungen insgesamt elf Verfügungen. In zwei Verfahren hat die ElCom die Rechtsprechung des Bundesverwaltungsgerichtes (vgl. bspw. die Urteile A-84/2015 vom 8. Dezember 2015 und A-195/2016 vom 5. Juni 2017 des Bundesverwaltungsgerichtes) vollzogen und festgestellt, dass die fraglichen Photovoltaikanlagen nur optisch und nicht baulich integriert sind. Sie hat diese Anlagen daher als angebaut beurteilt und im Sinne des Vertrauensschutzes eine einmalige Entschädigung zuerkannt, die die tatsächlichen Kosten der optischen Integration deckt, welche durch die Anpassung der Anlage an die Anforderungen einer früheren, nicht mit der Energieverordnung vereinbaren Richtlinie des BFE entstanden sind.

Die ElCom erliess drei Verfügungen betreffend die Nichtgenehmigung einer Fristerstre-

ckung für Projektfortschrittmeldungen. In drei Fällen wurde die Beschwerde abgewiesen, da die Planung des Projektträgers nicht genügend professionell war. Namentlich war eine Reihe von Tatsachen, die in jedem Planungskontext auftreten können (Rückzug eines Partners usw.), nicht berücksichtigt worden. In einem Entscheid hielt das BVGer fest, dass kein Anspruch auf Übertragung eines positiven KEV-Bescheids auf ein Projekt auf der Warteliste besteht und dass im konkreten Fall die Verzögerung bei der Einreichung der Projektfortschrittmeldung auf mangelnde Professionalität der Beschwerdeführerin bei der Vorbereitung und Planung ihres Projekts zurückzuführen ist.

Ein anderer Fall betraf die Rückzahlung von Förderbeiträgen, die im Zusammenhang mit einem wettbewerblichen Ausschreibungsverfahren gewährt worden waren. Im Anschluss an einen Entscheid des BVGer musste die ElCom einem Beschwerdeführer, der seine Beschwerde zurückgezogen hatte, eine Parteientschädigung zuerkennen, nachdem das BFE den Eventualanträgen des Beschwerdeführers zugestimmt hatte, obgleich die ElCom in einem einfachen Bescheid die Einstellung des Verfahrens mangels Gegenstand mitgeteilt hatte.

Betreffend Einmalvergütung hat die ElCom eine Verfügung erlassen und die Vergütung nicht dem Antragsteller bei der Swissgrid AG, sondern gemäss Rechtsprechung des Bundesverwaltungsgerichts dem aktuellen Betreiber der PV-Anlage zum Zeitpunkt der Auszahlung zugesprochen. Die Verfügung wurde in der Folge beim Bundesverwaltungsgericht angefochten, welches die Beschwerde abgewiesen hat.

Weiter hat die ElCom ein Verfahren wieder aufgenommen, welches vom Bundesverwaltungsgericht zur erneuten Beurteilung zurückgewiesen wurde. Streitig war die Frage, ob eine erheblich erweiterte oder erneuerte Anlage das Investitionskriterium in Bezug auf die bisherige Elektrizitätsproduktion erfüllt hat oder nicht. Die ElCom ist zum Schluss gekommen, dass für die Beurteilung der «bisherigen Produktion» gemäss Artikel 3a Buchstabe a aEnV (Stand 1. Januar 2009) die Produktion der zwei vollen Betriebsjahre vor dem 1. Januar 2006 massgeblich sind. Die Verfügung ist beim Bundesverwaltungsgericht angefochten worden und das Verfahren hängig.

Die ElCom hat im Newsletter 9/2019 Vorgaben zur Ausgestaltung sogenannter «Praxismodelle» gemacht, bei denen ein mit Mietern geteilter Eigenverbrauch als Alternative

zum Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) durch den Verteilnetzbetreiber angeboten wird. Sie hat diesbezüglich festgelegt, dass die betroffenen Mieter dem Eigenverbrauch zustimmen müssen und alsdann Netznutzungsentgelte nur auf der aus dem Verteilnetz bezogenen Elektrizität zu bezahlen haben, was auf der Rechnung entsprechend transparent auszuweisen ist.

Die ElCom hat als Rechtsmittelinstanz über zwei Beschwerden gegen Verfügungen des BFE betreffend wettbewerbliche Ausschreibungen entschieden. Das BFE hatte in beiden Fällen die Rückforderung von Förderbeiträgen angeordnet, die zu Unrecht ausbezahlt worden seien. In einem dieser Fälle hat es zudem einen Antrag auf Auszahlung weiterer Förderbeiträge abgewiesen. Die ElCom hat die Beschwerde gegen die Rückforderung aufgehoben, weil dafür weder im Energierecht noch im weiteren Bundesrecht – insbesondere dem Subventionsgesetz – eine genügend bestimmte Rechtsgrundlage vorhanden war und diese somit das in Artikel 5 der Bundesverfassung verankerte Legalitätsprinzip verletzte. Hinsichtlich des Antrags auf Auszahlung hat die ElCom die Beschwerde abgewiesen, da die Voraussetzungen für eine Förderung nicht erfüllt waren.

3 Die Netze



Etwas über 6'600 km lang ist das Hochspannungsnetz der Schweiz. Im Bild ein Freileitungsmonteur oberhalb des Walensees.

3.1 Fakten und Zahlen der Schweizer Stromnetze

Das Schweizer Stromnetz erstreckt sich über eine Gesamtlänge von 204'882 Kilometern, was rund dem Fünffachen des Erdumfangs entspricht. Davon sind 71 Prozent den lokalen Verteilnetzen (Netzebene 7) zuzurechnen, während das nationale Übertragungsnetz der Swissgrid lediglich gut drei Prozent auf sich vereint. Im Rahmen der regulären Berichterstattung der Kostenrechnung werden von der ElCom jährlich die Schweizer Stromnetze nach verschiedenen Anlageklassen erhoben. Die Anzahl Netzbetreiber in Tabelle 2 bezieht sich auf die Netzbetreiber, welche Angaben zu den Anlageklassen gemacht haben. 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. Das Stromnetz wurde im Zeitraum von 2014 bis 2018 um drei Prozent erweitert. 2018 stehen den knapp 5.6 Millionen Messpunkten gut 5.3 Millionen Rechnungsempfänger gegenüber. Gemäss dem Bundesamt für Statistik (BFS) zählt die Schweiz gut 0.6 Millionen Unternehmen (2018) sowie knapp 8.5 Millionen Einwohnerinnen und Einwohner (2018). Das Bevölkerungswachstum zwischen 2014 und 2018 betrug etwas weniger als vier Prozent.

Anlageklasse	2014	2015	2016	2017	2018	Einheit
Trasse Rohranlage HS (NE3), MS (NE5) und NS (NE7)	116'477	119'621	119'277	120'509	122'616	km
Kabel HS (NE3)	2'031	1'911	1'924	1'992	1'906	km
Kabel MS (NE5)	33'544	33'870	34'044	34'675	35'307	km
Kabel NS (NE7)	76'311	77'590	78'011	79'269	80'029	km
Kabel Hausanschlüsse NS (NE7)	52'569	53'931	54'240	55'011	57'091	km
Freileitung und Kabel HHS (NE1)	6'750	6'750	6'629	6'590	6'652	Strang-km
Freileitung HS (NE3)	7'158	6'904	6'738	6'791	6'777	Strang-km
Freileitung MS (NE5)	10'914	10'590	10'061	9'784	9'458	Strang-km
Freileitung NS (NE7)	9'719	10'653	11'621	8'150	7'663	Strang-km
Unterwerk NE2, NE3, NE4, NE5	1'314	963	893	1'056	819	Anzahl
Transformator NE2	152	146	148	151	145	Anzahl
Schaltfeld NE2 ¹	177	165	159	164	167	Anzahl
Transformator NE3 ²	81	78	79	77	76	Anzahl
Schaltfeld NE3 ¹	2'545	2'606	2'577	2'600	2'586	Anzahl
Transformator NE4	1'145	1'143	1'142	1'150	1'143	Anzahl
Schaltfeld NE4 ¹	2'110	2'078	2'011	2'078	2'163	Anzahl
Transformator NE5 ²	317	190	75	72	73	Anzahl
Schaltfeld NE5 ¹	26'727	28'226	30'836	29'934	30'685	Anzahl
Trafostation NE6	52'425	53'405	53'024	53'144	53'730	Anzahl
Masttrafostation NE6	5'685	5'748	5'402	5'457	5'265	Anzahl
Kabelverteilkabinen NS (NE7)	171'712	174'897	174'377	174'917	177'430	Anzahl
Messpunkte (alle Verbraucher)	5'393'370	5'452'650	5'512'743	5'573'672	5'635'760	Anzahl
Anzahl Netzbetreiber	659	649	643	636	630	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 2: Anlagen des Schweizer Stromnetzes

Der Gesamtwert des Schweizer Stromnetzes liegt im Bereich von knapp 21.5 Milliarden Franken. Davon sind gegen 90 Prozent dem Verteilnetz zuzurechnen. Der Restwert der Anlagen im Verteilnetz hat gegenüber dem Vorjahr um etwa 0.5 Milliarden zugenommen, gleichzeitig sind die von den Endverbrauchern bezahlten Erlöse für die Nutzung des Verteilnetzes (ohne Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen sowie Förderabgaben für erneuerbare Energien) um etwa drei Prozent auf gut 3.5 Milliarden Franken angestiegen.

Die folgenden Abbildungen zeigen für das Verteilnetz, wie sich das Eigentum und die Netznutzungserlöse nach der Grösse der Unternehmen aufteilen. In beiden Abbildungen werden die 100 grössten Netzbe-

treiber in Zehnergruppen unterteilt, die übrigen bilden die Rest-Gruppe. Die grössten zehn Unternehmen (dunkelblau) besitzen demnach 42 Prozent aller deklarierten Anlagewerte (Abbildung 9). Dies ist ungefähr gleich viel, wie die nächstgrössten 90 Unternehmen auf sich vereinen. Die rund 530 kleinen Netzbetreiber («Rest», hellblau) verfügen über einen Besitzanteil von 15 Prozent, etwa gleich viel, wie fünf Jahre zuvor.

Eine ähnliche Verteilung zeigt sich bei den Netznutzungsentgelten (Abbildung 10). Die grössten zehn (dunkelblau) erhielten 44 Prozent aller Erlöse, etwa gleich viel wie fünf Jahre zuvor. Der Anteil der Restgruppe von kleinen Netzbetreibern (hellblau) ist leicht rückläufig und liegt bei 14 Prozent.

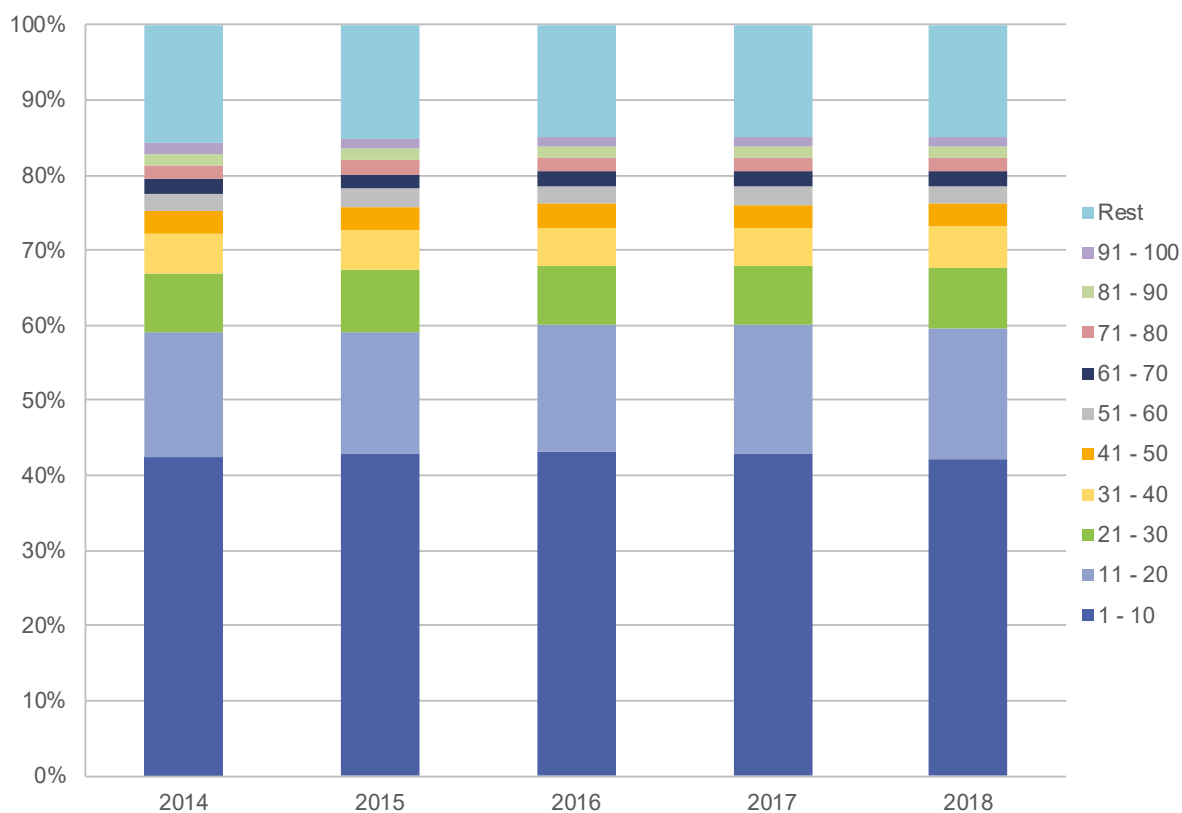


Abbildung 9: Prozentualer Eigentumsanteil am Verteilnetz nach Unternehmensgrösse

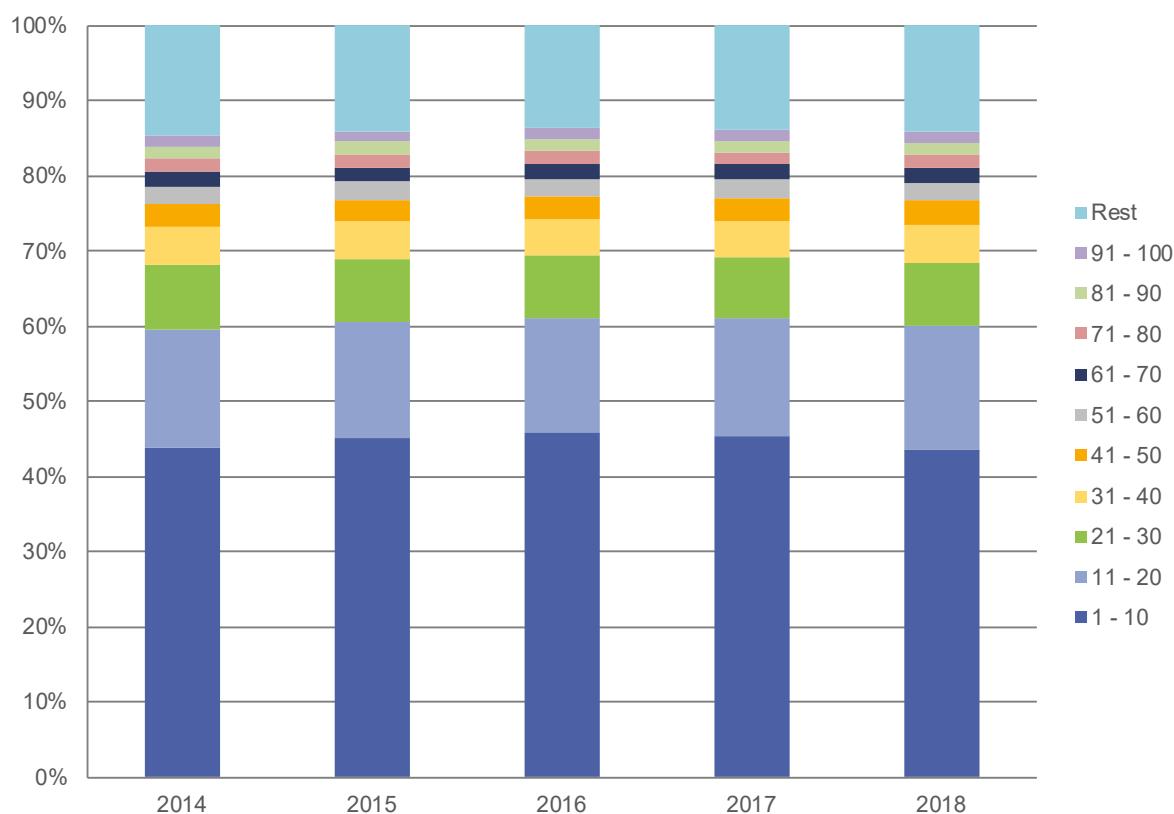


Abbildung 10: Prozentualer Anteil der Netznutzungserlöse des Verteilnetzes nach Unternehmensgrösse

Die Verteilnetzbetreiber deklarierten für das Jahr 2018 insgesamt Netzkosten (inkl. Abgaben und Leistungen sowie Zuschläge auf das Übertragungsnetz) von gut 5.1 Milliarden Franken. Diese basieren auf den Betriebs- und Kapitalkosten eines „sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes“, hinzu kommen Steueraufwendungen sowie Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen (inkl. die Zuschläge auf das Übertragungsnetz). Die grösste Komponente der Verteilnetzkosten sind die Betriebs- und Kapitalkosten mit einem Anteil von 68 Prozent, was 3.4 Milliarden Franken entspricht (Abbildung 11). Wird dieser Betrag zu den direkten Steuern addiert und den weiter oben erwähnten Netznut-

zungsentgelten gegenübergestellt, resultiert im Jahr 2018 eine Unterdeckung von rund 48 Millionen Franken. Der Anteil der Abgaben und Leistungen hat sich in den letzten fünf Jahren um 15 Prozentpunkte auf 31 Prozent erhöht. Zu dieser Gruppe gehören Abgaben und Leistungen, welche von Kantonen und Gemeinden eingefordert werden, sowie die nationalen gesetzlichen Förderabgaben für erneuerbare Energien. Die Zunahme wird hauptsächlich durch die schrittweise Erhöhung der nationalen gesetzlichen Förderabgabe für erneuerbare Energien ab 2014 erklärt, aber auch die Gemeinden und Kantone haben die Abgaben und Leistungen erhöht.

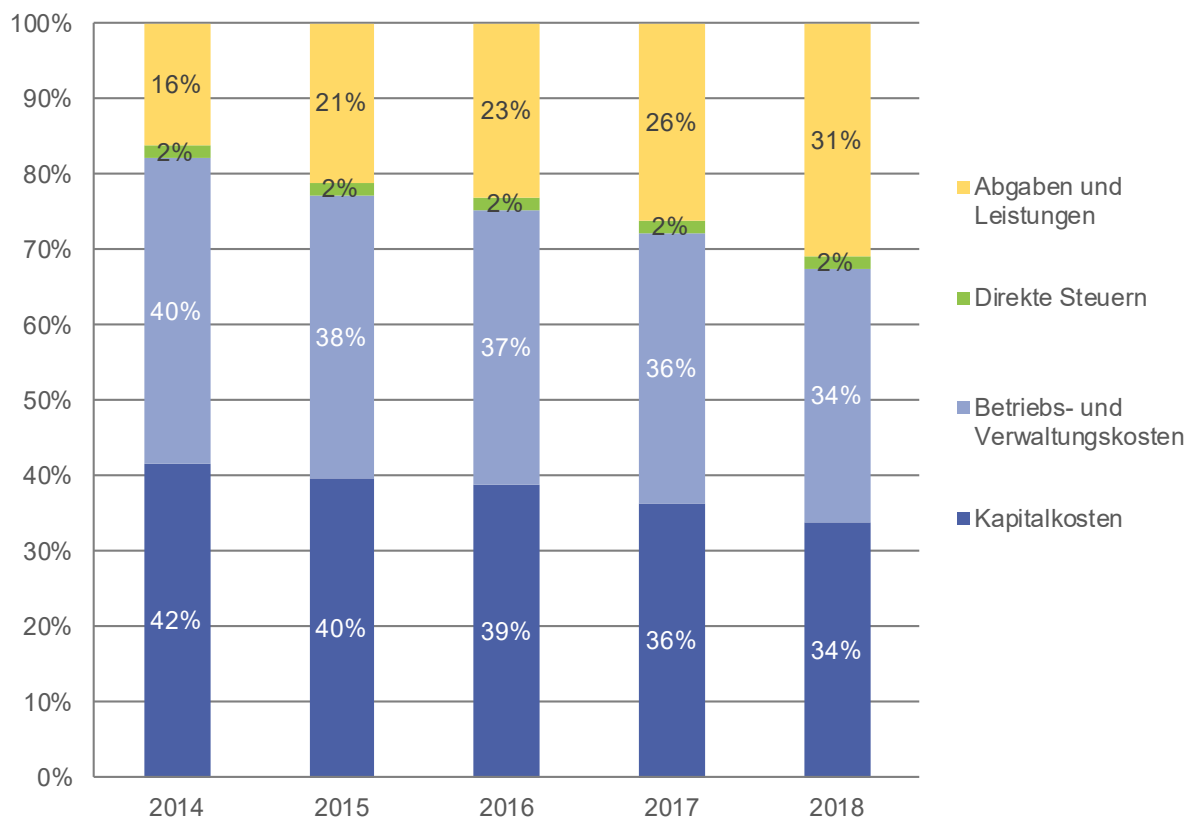


Abbildung 11: Zusammensetzung der Verteilnetzkosten

Swissgrid weist in ihrem Geschäftsbericht 2018 Netznutzungskosten von 403 Millionen Franken und Kosten für Systemdienstleistungen von 166 Millionen Franken aus. Werden zu diesen kumulierten Kosten von gut 0.6 Milliarden Franken für das Übertragungsnetz die Verteilnetzkosten von gut 5.1 Milliarden Franken addiert, resultieren Gesamtkosten für das Schweizer Stromnetz von knapp 5.7 Milliarden Franken. Abbildung 12a zeigt, wie sich diese auf die einzelnen Netzebenen (NE) verteilen. Das lokale Verteilnetz (NE7) verursacht mit mehr als der Hälfte die mit Abstand meisten Kosten. Ein weiterer Fünftel der Kosten entsteht auf der NE5. Im Vergleich dazu sind

die Kostenanteile der Transformierungsebenen (NE2, NE4, NE6) – die Bindeglieder zwischen den verschiedenen Leitungsebenen – gering. Das von Swissgrid betriebene Höchstspannungsnetz (NE1 inkl. SDL) vereint einen Kostenanteil von zwölf Prozent auf sich. Abbildung 12b zeigt die Verteilung der Netzkosten ohne Abgaben und Leistungen. Dabei fällt auf, dass sich die Kosten in Franken sowie deren Anteil auf NE7 an den Gesamtkosten im Vergleich zu Abbildung 12a deutlich reduzierten. Dies, weil Abgaben und Leistungen primär auf der NE7 und in kleinerem Umfang auf NE5 und NE3 ins Gewicht fallen.

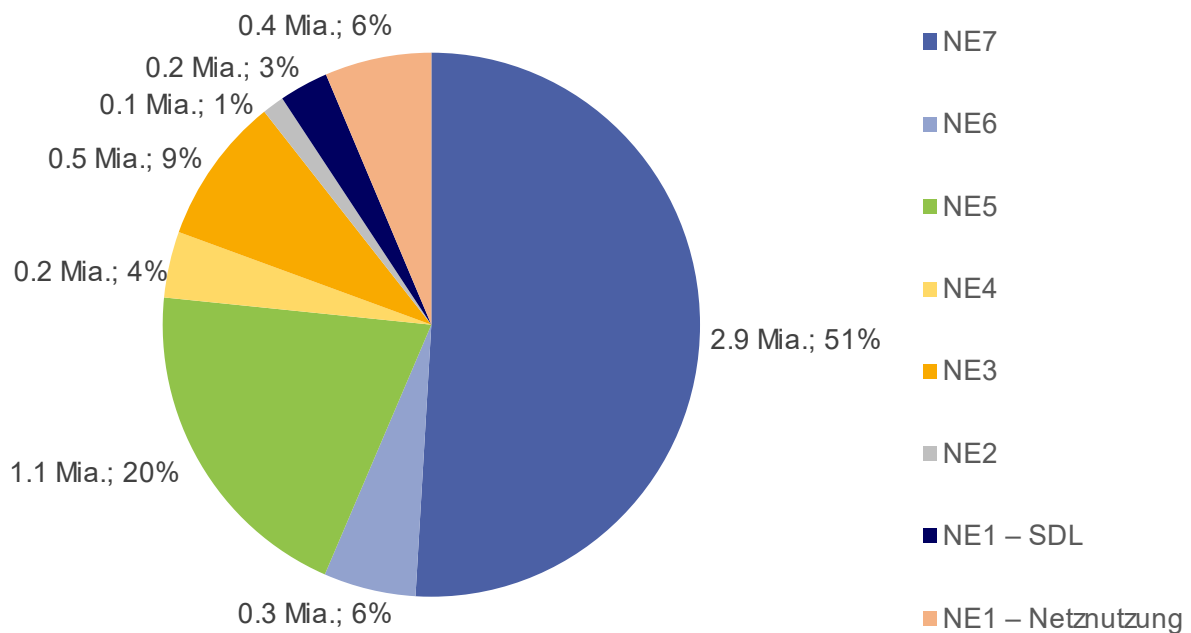


Abbildung 12a: Kosten in Mia. CHF und Kostenanteile des Schweizer Stromnetzes (inkl. Abgaben und Leistungen sowie Zuschläge auf das Übertragungsnetz), gegliedert nach Übertragungs- (NE1) und Verteilnetz (NE2–7), 2018

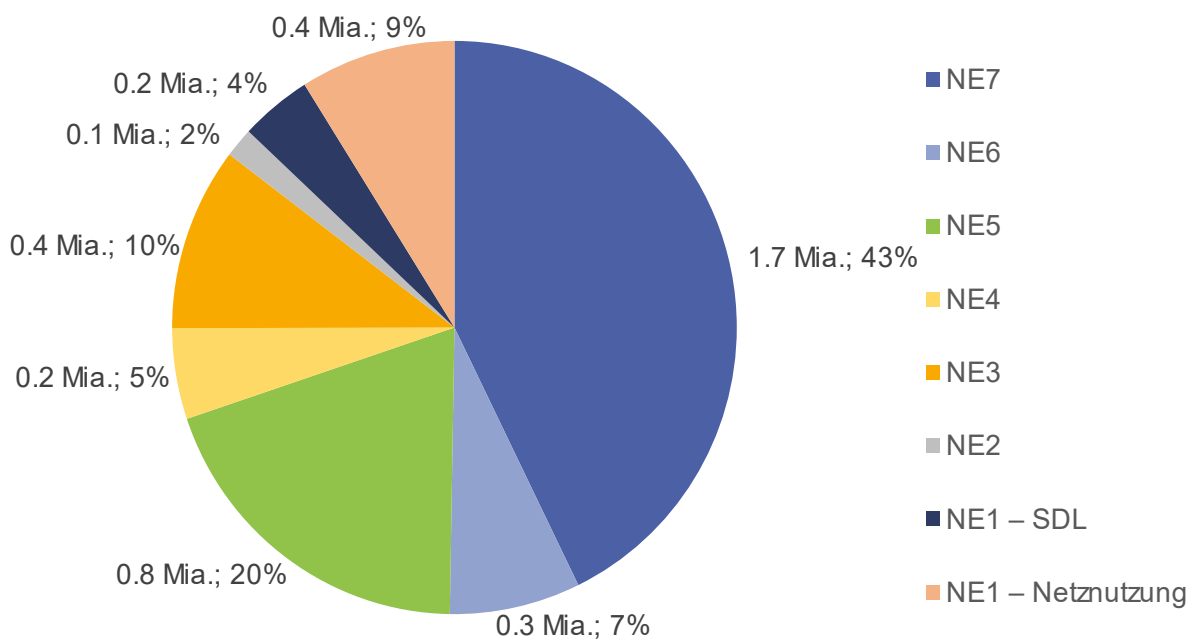


Abbildung 12b: Kosten in Mia. CHF und Kostenanteile des Schweizer Stromnetzes (exkl. Abgaben und Leistungen sowie Zuschläge auf das Übertragungsnetz), gegliedert nach Übertragungs- (NE1) und Verteilnetz (NE2–7), 2018

3.2 Netzausbau und Netzplanung

3.2.1 Mehrjahresplanung Übertragungsnetz

Gemäss Artikel 9a des StromVG, welcher seit dem 1. Juni 2019 in Kraft ist, erstellt das Bundesamt für Energie (BFE) einen Szenariorahmen als Grundlage für die Netzplanung der Übertragungs- und Verteilnetze. Dabei sollen die energiepolitischen Ziele des Bundes, die gesamtwirtschaftlichen Rahmendaten und das internationale Umfeld berücksichtigt werden. Bei der Erstellung des Szenariorahmens zieht 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 erste Szenariorahmen wird gemäss BFE voraussichtlich im Jahre 2021 vorliegen.

Ab dem 1. Juni 2021 wird Artikel 9d in Kraft treten, welcher vorsieht, 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, welcher auch am 1. Juni 2021 in Kraft tritt.

Da noch kein Szenariorahmen vorliegt, bezieht sich die Mehrjahresplanung von Swissgrid 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 (Art. 8 Abs. 2, Art. 20 Abs. 2 Bst. a). Aus Sicht der ElCom bildet der Bericht zum strategischen Netz 2025 einen wesentlichen Meilenstein für die gesamtschweizeri-

sche 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 (Art. 22 Abs. 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.

3.2.2 Mehrjahresplanung Verteilnetz

Seit dem 1. Juni 2019 hat, gemäss Artikel 9b des StromVG, jeder Netzbetreiber die Grundsätze, die bei der Netzplanung anzuwenden sind, zu bestimmen. Bei der Bestimmung der Grundsätze 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 Absatz 3 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. Sie ziehen dazu die betroffenen Kantone sowie die weiteren Betroffenen angemessen in die Planung mit ein.

Ab dem 1. Juni 2021 wird Artikel 9d in Kraft treten, welcher vorsieht, 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 und darzulegen, inwiefern sie aus wirtschaft-

licher und technischer Sicht wirksam und angemessen sind. Weiter ist auszuweisen, welche Netzentwicklungsmassnahmen über die entsprechenden zehn Jahre hinaus vorgesehen sind. Gemäss Artikel 6d Absatz 2 Strom-VV, welcher auch am 1. Juni 2021 in Kraft tritt, 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.

Gemäss Artikel 8 Absatz 2 des StromVG haben Netzbetreiber zur Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes eine Mehrjahresplanung zu erstellen. Diese Pflicht gilt für Netze mit einer Spannung von 36 kV und mehr. Die ElCom sieht bezüglich der grundsätzlichen Vorgehensweise bei der Erstellung der Mehrjahresplanung zurzeit keinen Handlungsbedarf. Die ElCom wird das Thema jedoch nochmals aufnehmen, sobald die rechtlichen Rahmenbedingungen hinsichtlich «intelligenter Stromversorgungsnetze» klarer definiert sind. Vorderhand empfiehlt die ElCom den Netzbetreibern, das Branchendokument «Mehrsjahrespläne für Netze NE2 und NE3» des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE als vorläufiges Raster anzuwenden und sich bei Unsicherheiten bezüglich der Anrechenbarkeit von Kosten unterschiedlicher Ausbauvarianten mit dem Fachsekretariat der ElCom zur Vorabklärung in Verbindung zu setzen.

3.2.3 Beteiligung an Sachplan- und Plangenehmigungsverfahren

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 nach der Vereinbarung von 2018.

Im Jahr 2019 hat die ElCom im Rahmen ihrer gesetzlichen Aufgaben beim SÜL-Verfahren Niederwil-Obfelden (SÜL 611) in der Begleit-

gruppe Einsitz genommen und sich im Sinne der Effizienz für die Freileitungsvariante ausgesprochen. Am 2. Dezember 2019 wurde nach einem Entscheid des Departementes ein öffentliches Mitwirkungsverfahren mit einer Teilverkabelungsvariante gestartet. Zudem hat die ElCom beim SÜL-Verfahren Vallemaggia (SÜL 109) in der Begleitgruppe Einsitz genommen. Auf Stufe Verteilnetz gab die ElCom im Rahmen der Plangenehmigung mehrere Stellungnahmen zu Projekten mit Spannungserhöhungen ab.

3.3 Investitionen in Netzinfrastruktur

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

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

3.3.1 Investitionen ins Übertragungsnetz

Unter Berücksichtigung der vergangenen Jahresresultate wurde das bottom-up Budget von 226.9 Millionen Franken um 53.7 Millionen Franken in Form eines Realisierungsabschlages auf 173.3 Millionen Franken reduziert. Innerhalb des Realisierungszeitraums 2018 haben sich die geplanten Investi-

tionen im erwarteten Rahmen verändert, und vor allem in drei grossen Leitungsprojekten im Wallis traten aus verschiedenen Gründen Verzögerungen auf. Das tatsächliche Investitionsvolumen bei den Netzprojekten 2018 betrug 168.6 Millionen Franken.

3.3.2 Investitionen ins Verteilnetz

In den Jahren 2014 bis 2018 wurden jährlich rund 1.4 Milliarden Franken durch die Verteilnetzbetreiber investiert (Abbildung 13). Die Abschreibungen sind in diesem Zeitraum von 891 Millionen Franken auf über 940 Millionen Franken gestiegen. Dadurch ist der Investitionsüberschuss von etwa 510 Millionen Fran-

ken auf knapp 460 Millionen Franken gesunken. Da gleichzeitig die Zuverlässigkeit der Schweizer Stromnetze – auch im internationalen Vergleich – sehr hoch ist (vgl. Abschnitt 4.5), erachtet die ElCom die Investitionstätigkeit ins Verteilnetz weiterhin als ausreichend.

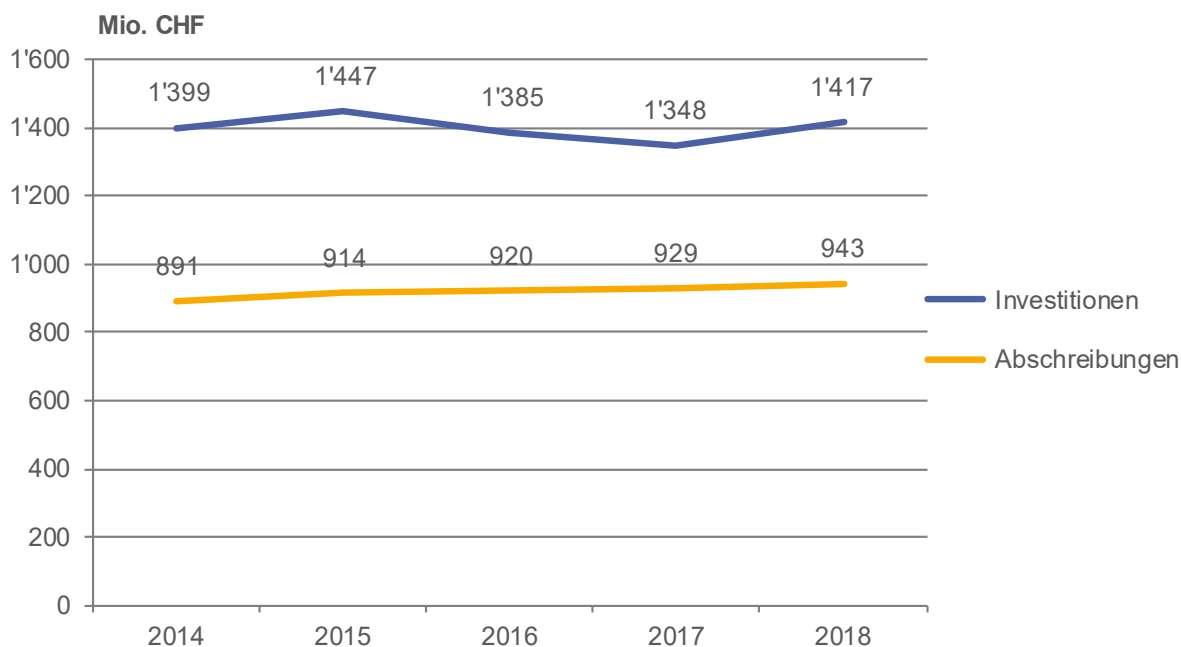


Abbildung 13: Entwicklung der Investitionen und Abschreibungen im Verteilnetz

3.4 Netzverstärkungen

Netzverstärkungen können unter anderem notwendig werden, um Stromproduzenten von neuer erneuerbarer Energie an das Verteilnetz anzuschliessen. Die Kosten werden von Swissgrid vergütet, indem sie in den Tarif für Systemdienstleistungen (SDL-Tarif) einkalkuliert werden. Die Vergütung bedarf deshalb 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 123 Gesuche für die Vergütung von Kosten für Netzverstärkungen. Ein Gesuch hat die ElCom abgewiesen, da der Anspruch auf Rückerstattung verjährt war. In den vergangenen zehn Jahren hat die ElCom insgesamt 932 derartige Verfügungen erlassen (vgl. Abbildung 14).

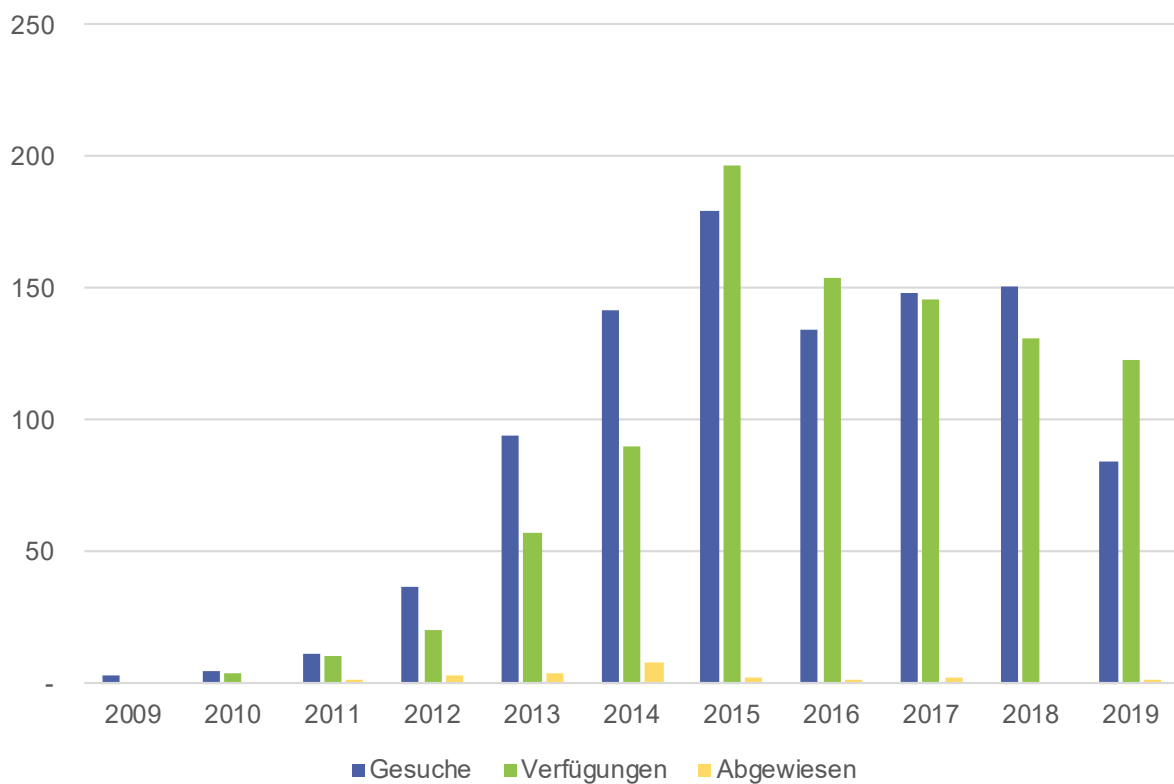


Abbildung 14: Entwicklung der Anzahl an Verfügungen für Netzverstärkungen

Die Summe der Kosten für Netzverstärkungen erreichte Ende 2019 rund 104.3 Millionen Franken, die Kraftwerksleistung betrug insgesamt 343.2 MW. Tabelle 3 gibt einen Überblick über die wesentlichen Kennzahlen zu den Netzverstärkungen der Jahre 2009 bis 2019.

	Total	PV	Wind	Übrige ¹
Anzahl Verfügungen	932	885	5	42
Minimalwert Generatorleistung [kW] ²		4	3'000	22
Maximalwert Generatorleistung [kW] ²		8'303	16'000	74'000
Summe Generatorleistung [kW]	343'196	149'685	30'000	163'511
Minimalwert Kosten [CHF] ²		3'500	1'805'003	16'697
Maximalwert Kosten [CHF] ²		746'912	9'262'389	2'599'730
Summe Kosten [CHF]	104'279'850	67'634'847	19'853'343	16'791'661
Durchschnittliche Kosten [CHF] ³	112'857	77'121	3'970'699	399'801

	Total	PV	Wind	Übrige ¹
Minimalwert relative Kosten [CHF/kW] ⁴		3	346	3
Maximalwert relative Kosten [CHF/kW] ⁴		9'719	819	3'498
Durchschnittliche relative Kosten [CHF/kW] ⁴	293	454	532	82

1) z. B. Biomasse, Kleinwasserkraftwerke und Gesuche mit unterschiedlichen Anlagentypen

2) Pro Gesuch / Verfügung

3) Entspricht dem Mittelwert der bewilligten Netzverstärkungsbeträgen pro Verfügung

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

Tabelle 3: Statistik der Verfügungen 2009-2019 betreffend Netzverstärkung

3.5 Nationale Netzgesellschaft

Die ehemaligen Übertragungsnetzeigentümer mussten das Übertragungsnetz auf gesamtschweizerischer Ebene an die nationale Netzgesellschaft Swissgrid überführen. Auch

2019 erfolgte die Überführung weiterer Übertragungsnetzanlagen auf Swissgrid. Dies hatte wiederum eine Aktienkapitalerhöhung bei der nationalen Netzgesellschaft zur Folge.

3.6 Verfügungen und Entscheide zu den Netzen

Mit Verfügung vom 21. November 2019 ist die ElCom mangels Feststellungsinteresse auf ein Gesuch nicht eingetreten, in dem die Gesuchstellerinnen um Feststellung ersuchten, dass Ausgleichsenergie nach einem Eingriff der Netzgesellschaft in ihren Kraftwerkseinsatz zu Unrecht in Rechnung gestellt wurde. Bereits letztes Jahr hat sich die ElCom mit Verfügung 212-00276 vom 13. September 2018 zur Pflicht zur Zahlung eines Netznutzungsentgelts geäußert. Die Gesuchstellerin stellte sich auf den Standpunkt, dass die bei Dritten bezogene und durch ihr Netz fliessende Energie nicht von der Zahlung eines Netznutzungsentgelts befreit sei. Hingegen vertraten die Gesuchsgegnerinnen die Auffassung, dass

sie Konzessionsenergie beziehen und deshalb gestützt auf Artikel 14 Absatz 5 StromVG kein Netznutzungsentgelt zu entrichten haben. Bei der vorfrageweisen Auslegung der Konzessionen (vgl. ElCom-Verfügung 212-00276 vom 11. April 2017 betreffend Zuständigkeit der ElCom für die Beurteilung von Konzessionen) kam die ElCom zum Schluss, dass insbesondere der Wortlaut der Konzessionen dafür spricht, dass im konkreten Fall der Energiebezug nicht von der Zahlung eines Netznutzungsentgelts im Sinne von Artikel 14 Absatz 5 StromVG befreit ist. Gegen diese Verfügung wurde Beschwerde erhoben, welche das Bundesverwaltungsgericht mit Urteil A-5904/2018 vom 4. Dezember 2019 abgewiesen hat.

4 Versorgungssicherheit



2019 ging mit Mühleberg das erste Kernkraftwerk der Schweiz planmässig für immer vom Netz. Mühleberg hat pro Jahr rund fünf Prozent des Schweizer Strombedarfs gedeckt.

4.1 Einleitung

Bezüglich der Rollen und Verantwortung bei der Versorgungssicherheit führte das BFE 2019 einen Round Table durch. Dabei wurde kein gesetzgeberischer Handlungsbedarf festgestellt, da die Rollen und Verantwortungen grundsätzlich klar geregelt sind: Die Versorgung von Endverbrauchern in der Grundversorgung liegt von Gesetzes wegen in der Verantwortung der Verteilnetzbetreiber. Die Versorgung von freien Endkunden ist privatrechtlich über Lieferverträge geregelt. Swissgrid obliegt die Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Betriebs des Übertragungsnetzes. Hingegen hat Swissgrid keine Verantwortung zur Bereitstellung von Versorgungsenergie.

Die ElCom ist gemäss Stromversorgungsgesetz (StromVG, Art. 22 Abs. 3 und 4) für die Überwachung der Versorgungssicherheit zuständig. Zeichnet sich mittel- oder langfristig eine erhebliche Gefährdung der inländischen Versorgung ab, unterbreitet die ElCom dem Bundesrat Massnahmen nach Artikel 9 StromVG. Solche Massnahmen können 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.

4.2 Die Versorgungssicherheit im Rück- und Ausblick

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

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

4.2.1 Rückblick auf den Winter 2018/2019

Der Winter 2018/2019 startete mit sehr milden Temperaturen und trotzte der zunächst noch anhaltenden Trockenheit mit gut gefüllten Speicherseen. Die Produktionsverfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke war normal und auch in der Schweiz waren alle Kernkraftwerke am Netz. Vom Orkantief «Vaia» wurde Ende Oktober eine 380-kV Leitung am Albulapass beschädigt. Dabei wurde die Transitzkapazität Richtung

Italien bis zur Wiederinbetriebnahme Ende Juli 2019 um 900 MW reduziert. Es konnten keine gravierenden negativen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit der Schweiz festgestellt werden.

Die Versorgungssicherheit in Belgien konnte mit Unterstützung der Nachbarländer, trotz zunächst angekündigter möglicher Versorgungsunterbrüche, aufrechterhalten werden.

4.2.2 Situation im Winter 2019/2020

Der Winter startete mit milden Temperaturen und mit deutlich überdurchschnittlich gefüllten Speicherseen. Die Produktionsverfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke war normal und auch in der Schweiz waren alle fünf Kernkraftwerke am Netz.

Mitte November hatten ungeplante Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken in Südfrankreich während einigen Tagen zu hohen geplanten und ungeplanten Flüssen in der Schweiz geführt. Dies hatte Auswirkungen auf den schweizerischen Netzbetrieb und machte zusätzlich eine NTC Importreduktion notwendig. Auf die neu zur Verfügung stehende Lösung des Trilateralen Redispatches konnte in dieser Konstellation nicht zurückgegriffen werden, weil die dazu notwendige mögliche Produktionserhöhung von Kraftwerken in Frankreich eben gerade nicht zur Verfügung stand. Auf-

grund der generell angespannten Lage und wegen des Abschaltens des Kernkraftwerks Mühleberg Ende Dezember wurde daher in der Schweiz mit der Mindestproduktion von Speicherkraftwerken in der Westschweiz eine zusätzliche temporäre Massnahme ergriffen, was aufgrund der hohen verfügbaren Speicherenergie problemlos möglich war.

Aus aktueller Sicht zeigt sich die Versorgungssituation für den Rest des Winters in der Schweiz grösstenteils entspannt. Auf Seiten der Energie sind keine grösseren Störfaktoren erkennbar, und der Füllstand der Speicherseen ist nach wie vor auf Rekordhöhe. Auf der Netzseite ist das Problem der ungeplanten Lastflüsse weiterhin vorhanden, mit der neu verfügbaren Lösung des Trilateralen Redispatches ist die Schweiz aber besser in der Lage, in angespannten Situationen einzugreifen.

4.2.3 Sonstige Vorfälle im Jahresverlauf

Im Januar 2019 kam es zu einer europaweit starken Frequenzabweichung³. Grund waren neben einer fehlerhaften Messung auch Frequenzabweichungen zum Stundenwechsel, einem schon länger bekannten Problem. Ein umfassender Bericht der ENTSO-e zu diesem Ereignis führte zur Initiierung und Umsetzung von vielfältigen Verbesserungsprojekten.

Am 20. Mai 2019 und in der Folge über längere Zeiträume im Sommer wurden in grossem Ausmass Exportrestriktionen von der Schweiz ins umliegende Ausland notwendig. Grund dafür war ein Zusammentreffen verschiedener Faktoren aus Produktion, Netzplanung und -betrieb sowie ungeplanten Flüssen aufgrund der flussbasierten Marktkopplung in Europa. Eine Opti-

mierung der Verfügbarkeit der Grenzkapazitäten wird durch Swissgrid vorbereitet.

Im Juni 2019 führte ein neu eingeführtes Preisverfahren bei der Regelenergie in Deutschland an mehreren Tagen zu einer deutlichen Unterdeckung mit Regelenergie⁴. Durch umgehenden Eingriff der Übertragungsnetzbetreiber, gute Unterstützung der europäischen Partner und nachgelagerten Korrekturmassnahmen der Regulierungsbehörde Bundesnetzagentur bei den Marktregeln konnte das Problem behoben werden, ohne dass es zu Versorgungsunterbrüchen kam.

³ Bericht Entsoe siehe: <https://www.entsoe.eu/news/2019/05/28/entso-e-technical-report-on-the-january-2019-significant-frequency-deviations-in-continental-europe/>

⁴ Siehe: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2019/20190717_Bilanzkreistreue.html

4.3 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, z. B. fliessen bis zu 30 Prozent der von Deutschland nach Frankreich gehandelten Mengen physikalisch durch die Schweiz.

Mit Einführung der flussbasierten Marktkopplung 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.

Die langjährigen Bemühungen der Swissgrid und der ElCom tragen langsam Früchte. Das Problem wird mittlerweile von den Nachbarländern anerkannt. Anfangs Februar 2019 gelang für den Rest des Winters 2018/2019 eine interimistische Lösung mittels einer Einschränkung des Imports von Frankreich aus Zentralwesteuropa im Falle sehr hoher ungeplanter Flüsse durch die Schweiz. Im Anschluss wurde durch die Übertragungsnetzbetreiber und Re-

gulatoren von Frankreich, Deutschland und der Schweiz im Hinblick auf den Winter 2019/2020 eine Lösung erarbeitet, die einen Trilateralen Redispatch vorsieht. Dabei kann Swissgrid im Falle einer Überlastung aufgrund ungeplanter Flüsse gleichzeitig Frankreich und Deutschland anweisen, die Produktion zu erhöhen resp. zu reduzieren, um den Engpass in der Schweiz zu entlasten. Dieses Instrument steht Swissgrid seit Dezember 2019 zur Verfügung.

Parallel wird auch an einer Dauerlösung gearbeitet, die nicht nur die Symptome bekämpft. Swissgrid und ElCom sind dazu im Kontakt mit den Gremien der Kapazitätsberechnungsregion «CORE» und der EU. Das Ziel ist eine ausgewogene gegenseitige Berücksichtigung in den Kapazitätsberechnungen, so dass solche ungeplanten Flüsse nur noch in Ausnahmesituationen zu Engpässen führen würden.

4.4 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 Verfügbarkeit⁵, Integrität⁶ oder Vertraulichkeit⁷ 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 Verletzten und sogar Toten sowie Umweltschäden führen. Somit wird die

Cyber-Sicherheit ein zentrales Thema zur Gewährleistung einer sicheren Versorgung.

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 und daher auch das regelmässige Monitoring über den Zustand der Cyber-Sicherheit bei den Netzbetreibern.

Aus diesem Grund hat sich die ElCom 2018 entschieden, einen Überblick über den Stand der organisatorischen und technischen Cyber-Sicherheitsmassnahmen bei den 92 grössten Netzbetreibern zu verschaffen. Die Resultate dieser Umfrage hat die ElCom im Bericht «Cyber-Sicherheit 2019» zusammengefasst und daraus Empfehlungen formuliert. Dabei wird nicht der Zustand der gesamten Cy-

ber-Sicherheitsmassnahmen untersucht. Im Fokus stehen das Risikomanagement, die Sensibilisierung der Mitarbeitenden und der Umgang mit externen Dienstleistern sowie grundlegende Fragen zur Netzwerkarchitektur und zur Erkennung von Cyber-Vorfällen. Daher gelten die Empfehlungen nur für die untersuchten Themengebiete. Dabei orientiert sich die ElCom an bestehenden Standards und Branchendokumenten.

Die Cyber-Sicherheit nimmt aufgrund der zunehmenden Vernetzung weiter an Bedeutung zu. Die effiziente und risikobasierte Umsetzung der VSE-Branchendokumente «ICT Continuity», «Handbuch Grundschutz für Operational Technology in der Stromversorgung» und «Richtlinien für die Datensicherheit von

intelligenten Messsystemen» gemäss dem Leitfaden SKI des BABS wird von der ElCom nicht nur begrüsst, sondern auch vorausgesetzt. Gestützt auf die Ergebnisse der Umfrage ist für die ElCom die Verbesserung der organisatorischen Massnahmen, insbesondere die Erarbeitung von Richtlinien und Schulungsprogrammen, und der Schutz bei der OT sowie die Sicherstellung der Lieferung durch ein redundantes System zentral. Die Bestrebungen, ein Branchen-CERT aufzubauen, ist im Sinne der Subsidiarität zu begrüssen.

5 Verfügbarkeit bedeutet, dass die zu schützenden Systeme und Daten auf Verlangen einer berechtigten Einheit zugänglich und nutzbar sind.

6 Integrität bedeutet zum einen die Richtigkeit und Vollständigkeit der verarbeiteten Daten und zum anderen die korrekte Funktionsweise der Systeme.

7 Unter Vertraulichkeit wird der Schutz der Systeme und Daten vor unberechtigtem Zugriff durch Personen oder Prozesse verstanden.

4.5 Qualität der Versorgung

4.5.1 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 95 grössten Schweizer Netzbetreiber aus. Diese 95 Netzbetreiber wickeln rund 88 Prozent des gesamten Schweizer Energieumsatzes über ihre Netze ab. Im Jahr 2018 verzeichneten die 95 grössten Schweizer Netzbetreiber 6495 ungeplante Unterbrechungen (vgl. Tabelle 4). Damit nahm die Zahl der ungeplanten Unterbrechungen gegenüber dem Vorjahr zu. 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.

	2015	2016	2017	2018	2019 ¹	Einheit
Unterbrechungen	4'401	4'328	4'814	6'495		Anzahl
SAIDI	11	9	10	14		Minuten pro Endverbraucher
SAIFI	0.23	0.20	0.21	0.27		Unterbrechungen pro Endverbraucher

¹ Die Zahlen zur Versorgungsqualität 2019 werden im Juni 2020 veröffentlicht und sind auf der Internetseite der ElCom abrufbar.

Tabelle 4: Entwicklung der Versorgungsqualität in der Schweiz 2015-2018 (nur ungeplante Unterbrechungen)

Im Jahr 2018 betrug die durchschnittliche Dauer der ungeplanten Unterbrechungen pro Endverbraucher vierzehn Minuten. Damit erhöhte sich dieser Indikator landesweit gegenüber dem Vorjahr um vier Minuten. Die durchschnittliche Häufigkeit einer ungeplanten Unterbrechung pro Endverbraucher nahm im Jahr 2018 gegenüber dem Vorjahr zu und lag bei 0.27 Unterbrechungen pro Endverbraucher. Die Schweizer Netzverfügbarkeit ist nach wie vor sehr gut. Die

höheren SAIDI- und SAIFI-Werte im Jahr 2018 sind hauptsächlich auf ausserordentliche Naturereignisse (Sturmtief Burglind) zurückzuführen. Die hohe Versorgungsqualität in der Schweiz ist auch im internationalen Vergleich feststellbar. Gemäss dem «CEER Benchmarking Report 6.1 on the Quality of Electricity and Gas Supply» gehört die Schweiz zur Gruppe von Ländern mit der höchsten Versorgungsqualität in Europa.

4.5.2 Importkapazität

Neben der Verfügbarkeit des Netzes ist auch die verfügbare Importkapazität eine wichtige Kenngrösse für eine sichere Stromversorgung in der Schweiz. 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 den Wert für die vier Schweizer Grenzen gemeinsam mit den Betrei-

bern 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 5 gibt einen Überblick über die 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 Durschnitten für Import- und Exportwerte widerspiegelt werden.

IMPORT NTC (MW)	2015	2016	2017	2018	2019
Gesamt	6'947	6'962	6'987	6'756	6'657
davon Norddach (AT, DE, FR)	5'225	5'245	5'265	5'034	4'936
Frankreich	3'073	2'974	3'007	2'772	2'678
Deutschland	1'373	1'468	1'501	1'396	1'343
Österreich	779	803	757	866	915
davon Italien	1'722	1'717	1'722	1'722	1'721

Tabelle 5: Verfügbare Importkapazität (NTC) der Schweiz 2015-2019 (jährliche Durchschnittswerte der stündlichen NTC)

Da der Austausch von Energie mit den Nachbarländern hauptsächlich über das 380-kV-Netz erfolgt, der importierte Strom den Endkunden in den Verteilnetzen der Schweiz allerdings via das 220-kV-Netz bereitgestellt wird, bestimmt in erster Linie die verfügbare Kapazität der Kuppeltransformatoren (380/220 kV) die maximal mögliche Importkapazität der Schweiz. Auch ist sie von ungeplanten physischen Flüssen beeinflusst. Diese zunehmenden ungeplanten Flüsse tragen dazu bei, dass die Durchschnittswerte am Norddach seit 2018 abnehmen. Am Norddach ging die Importkapazität aus Frankreich und Deutschland 2019 im Durch-

schnitt weiter zurück, was aber teilweise durch die Zunahme der Importkapazität aus Österreich, deren Grosshandelsmarkt seit Oktober 2018 vom deutschen Markt entkoppelt wurde, kompensiert werden konnte. Umgekehrt blieb zwischen 2015 und 2019 die Importkapazität aus Italien relativ stabil. Bisher gilt diese in Normal-Situationen für die Versorgungssicherheit der Schweiz als weniger relevant als die Importkapazität am Norddach. Mit der zunehmenden Volatilität der Märkte und dem Kernkraft- und Kohleausstieg in Deutschland wird zukünftig auch der Import aus Italien wichtiger.

4.5.3 Exportkapazität

Aufgrund der hohen Transitflüsse durch die Schweiz von Norden nach Süden ist für die Versorgungssicherheit der Schweiz und ihrer Nachbarländer auch die verfügbare Exportkapazität insbesondere nach Italien und Frankreich von Bedeutung (siehe Tabel-

le 6). Der Umfang dieser Exportkapazität nach Italien hat überdies einen massgeblichen Einfluss auf die Belegung der Importkapazität der Schweiz an der Grenze zu Frankreich, Deutschland und Österreich.

EXPORT NTC (MW)	2015	2016	2017	2018	2019
Gesamt	9'321	9'262	9'129	8'769	7'933
davon Norddach (AT, DE, FR)	6'373	6'276	6'207	6'115	5'415
Frankreich	1'188	1'125	1'180	1'184	1'163
Deutschland	4'000	4'000	4'000	3'888	3'491
Österreich	1'185	1'151	1'027	1'043	761
davon Italien	2'948	2'986	2'922	2'654	2'518

Tabelle 6: Entwicklung der Exportkapazität der Schweiz nach Italien und Frankreich 2015–2019 (jährliche Durchschnittswerte der stündlichen NTC)

Die beiden seit Ende Oktober 2018 durch den Sturm «Vaia» beschädigten 380-kV-Leitungen über den Albulapass (GR; Filisur-Robbia und Pradella-Robbia-Sils) wurden seit 29. Juli 2019 wieder in Betrieb genommen. Trotzdem sank 2019 die Exportkapazität nach Italien aus verschiedenen Gründen weiterhin (u. a. häufige Kapazitätsreduktionen angeordnet vom italienischen TSO zur Sicherstellung der inneritalienischen Netzstabilität, insbesondere in Perioden mit geringem Verbrauch in Italien, z. B. während Oster- oder Sommerferien). Gesamthaft lag die Export-NTC nach Italien von Januar bis August 2019 unter dem Wert von 2018, nahm aber im September und im letzten Quartal 2019 wieder zu.

Dazu ist eine deutlich kleinere NTC in Exportrichtung nach Deutschland und Österreich für

2019 im Vergleich zu 2018 zu bemerken. Im Sommer 2019 wurde die Exportkapazität nach Deutschland zeitweise unter den üblichen und statisch abgestimmten NTC-Wert von 4000 MW reduziert, da in Zeiten hoher Schweizer Produktion und hohen Exportes vermehrt starke Überlastungen auftraten. Analog dem Importfall in Richtung Schweiz sollen zukünftig lastflussbasierte Szenarien eine detaillierte Beurteilung der jeweils aktuellen Situation ermöglichen. Hierdurch kann, entsprechend der zur Verfügung stehenden Netzelemente, der maximale NTC-Wert auch auf Tagesbasis für den Zeitraum D-1 bestimmt und vergeben werden. Bei den lastflussbasierten Szenarien werden nicht-kostenverursachende Entlastungsmassnahmen (sogenannte Remedial Actions) berücksichtigt, um das Netz und die dazugehörigen NTC-Werte zu optimieren.

4.5.4 Gesamte Import- und Exportkapazität

Insgesamt hat die gesamte Importkapazität 2018 und 2019 eher abgenommen, die gesamte Exportkapazität der Schweiz bereits seit 2015, 2019 noch stärker als früher. Sowohl am Norddach als auch an der italienischen Grenze nahm sie ab.

Zusammen betrachtet (NTC Import + Export) war die gesamte durchschnittliche Austauschkapazität zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern 2015 16'268 MW hoch. Bis 2019 reduzierte sich dieser Wert um fast 1700 MW auf noch 14'590 MW. In diesem

Zeitraum betrug die Abnahme für alle drei Grenzen am Norddach zusammen etwa 1250 MW und an der italienischen Grenze mehr als 400 MW. Höheres Risiko von Verletzungen des (N-1)-Sicherheitskriteriums im Schweizer Netz, Verzögerungen von Netzinvestitionen (z. B. Beschwerden gegen die Spannungserhöhung der Höchstspannungsleitung Basecourt-Mühleberg), ungeplante Flüsse aus Nachbarländern sowie die ungenügende Einbindung der Schweiz in europaweite Kapazitätsberechnungen erklären diese Abnahme.

4.5.5 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 – sichergestellt werden, dass keine weiteren Anlagen ans Netz gehen, welche die notwendigen Schutzeinstellungen 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.

Die Rückmeldungen der Verteilnetzbetreiber Anfang 2019 haben gezeigt, dass der Anteil nicht-konformer PVA bei älteren Anlagen erheblich ist und bei den jüngeren Anlagen erwartungsgemäss abnimmt. Eine Hochrechnung dieser im Retrofit 1 ermittelten Konformitätsquoten (auf Jahresbasis) auf die bis Ende 2017 installierten PVA < 100 kVA hat ergeben, dass nach Abschluss des Retrofit 1 weiterhin mindestens 347 MVA nicht-konforme PVA in der Schweiz am Netz sind. Mit Blick auf die Netzstabilität ist die Menge an nicht-konformen PV-Anlagen innert nützlicher Frist auf weniger als 200 MVA zu begrenzen.

Die ElCom hat daher beschlossen, das Retrofit-Programm auf PVA < 100 kVA zu erweitern (Retrofit 2). Der ElCom war es dabei erneut ein grosses Anliegen, die Verhältnismässigkeit zu wahren und den erforderlichen Konformitätsgrad mit möglichst geringem Aufwand zu erreichen. Basierend auf diesem Grundsatz und den durchgeführten Hochrechnungen müssen im zweiten Retrofit sämtliche PVA >

30 kVA, welche nach dem 31. Dezember 2010 installiert wurden, bis Ende 2022 kontrolliert und bei Bedarf angepasst werden.

In einem im Juni als Mitteilung publizierten Merkblatt hat die ElCom mit Blick auf das Retrofit-Programm die Rechte und Pflichten der Betreiber dezentraler Energieerzeugungsanlagen mit Anschluss an das Verteilnetz erläutert.

4.6 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 61 Millionen Franken und waren damit so günstig wie nie zuvor. Abbildung 15 zeigt die Preisentwicklung der Kosten für die Regelleistung in den vergangenen fünf Jahren. Die Erhöhung im Jahr 2016 ist auf die angespannte Versorgungssituation im Winter in der Schweiz zurückzuführen. Ein Vergleich über mehrere Jahre zeigt, dass die Kosten für Regelleistung bis auf 2016 gesunken sind.

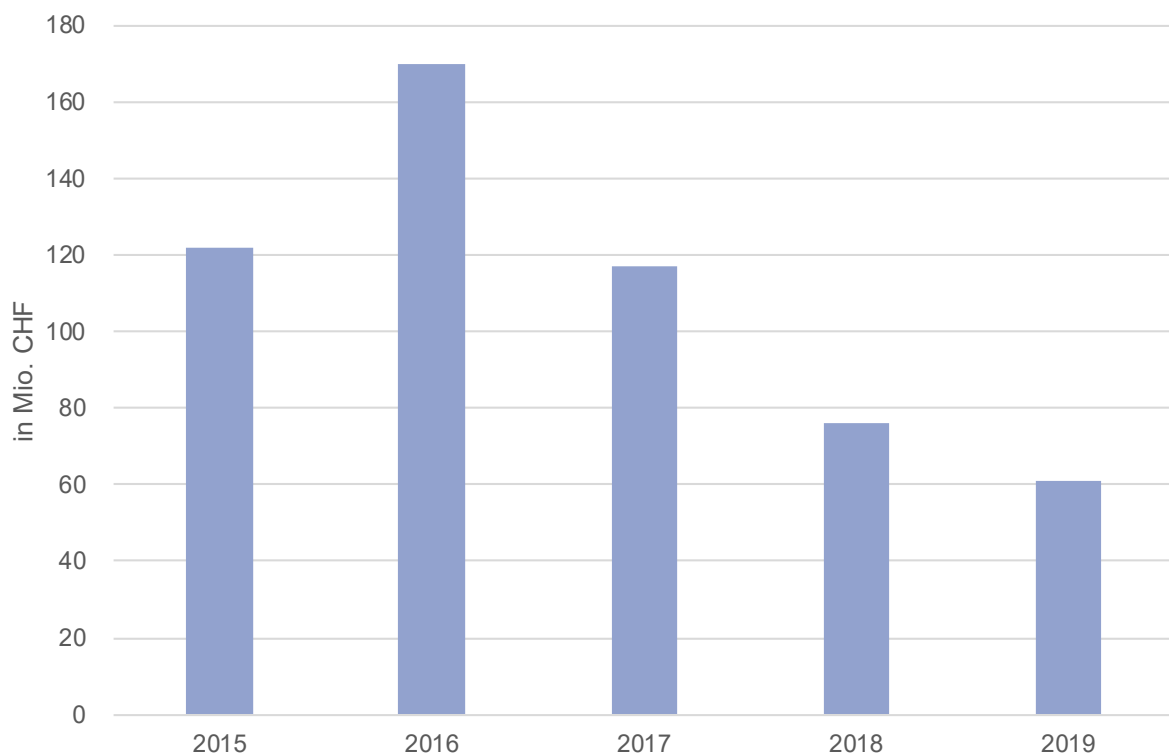


Abbildung 15: Preisentwicklung Regelleistung 2015–2019

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 betrugen die Kosten der vorzeitigen Beschaffung rund 16 Millionen Franken und sind damit vergleichbar mit den Kosten von 2018 von rund 15 Millionen Franken.

Weiter hat Swissgrid im Berichtsjahr zur Steigerung der Liquidität 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.

5 Marktüberwachung



Der Stromgrosshandel wird in der Schweiz von der ElCom überwacht. Schwerpunkt der Aufsicht beinhaltet das Aufdecken von Marktmanipulationen und Insiderhandel.

5.1 Markttransparenz im Stromgrosshandel

In Bezug auf Markttransparenz und Marktüberwachung lag der Fokus der Arbeiten in der ElCom auch 2019 auf dem Monitoring des Schweizer Elektrizitätsgrosshandelsmarktes und der Analyse der Aktivitäten der Schweizer Marktteilnehmer in der Europäischen Union. Im Laufe von 2019 hat die ElCom elf Suspicious Trading and Order Reports (STORs) erhalten. Diese STORs werden der ElCom bei Auffälligkeiten betreffend Schweizer Marktteilnehmern von den Handelsüberwachungsstellen der organisierten Marktplätze übermittelt. In weiterer Folge werden die Informationen aus den STORs detailliert untersucht und gegebenenfalls mit zusätzlichen, bei der ElCom vorhandenen Informationen analysiert. Je nach Ergebnis dieser Analysen

wird zur Klärung von Fragen direkt Kontakt mit den Marktteilnehmern aufgenommen. Zusätzlich wurden aufgrund der seit der Einführung von XBID geringen Liquidität im Schweizer Intraday-Markt diesbezüglich mehrere ad-hoc-Analysen durchgeführt, vor allem mit dem Fokus auf einer möglichen Kapazitätsshortung an den Schweizer Grenzen und auf dem Handel mit sehr kleinen Mengen.

Der algorithmische Handel gewinnt in der Energiewirtschaft immer mehr an Bedeutung. Durch zunehmende fluktuierende und schwer prognostizierbare Einspeisung aus erneuerbaren Energien sind Marktteilnehmer mehr und mehr genötigt, ihre Stromposition am Intraday-Markt ständig nachzujustieren.

Zusätzlich schafft die Digitalisierung neue Möglichkeiten. Aus diesem Grund hat die ElCom im August 2019 eine Umfrage zu diesem Thema durchgeführt. Im Fokus der Befragung standen der Einsatz von Algorithmen am Schweizer Strommarkt sowie deren Einsatz durch Schweizer Marktteilnehmer an den Elektrizitätsgrosshandelsmärkten der EU. Das Ziel dieser Umfrage war es, einen Überblick über die Präsenz von Handelsalgorithmen am Schweizer Stromgrosshandelsmarkt zu erhalten. Die Auswertung der Umfrage wird den an der Umfrage teilgenommenen Unternehmen Anfang 2020 zur Verfügung gestellt werden. Basierend auf diesen Erkenntnissen wird die ElCom eine Mitteilung zum algorithmischen Handel publizieren.

Im Mai 2019 fand zum fünften Mal der Workshop zur Marktüberwachung statt. Der Themenschwerpunkt dieses Anlasses lag in diesem Jahr auf den verschiedenen Aspekten der Marktüberwachung in der Energiewirtschaft in der Schweiz und in Europa. Im Rahmen des Workshops wurden einerseits einige Analysen der Sektion Marktüberwachung präsentiert, während andererseits Vertreter der deutschen und dänischen Regulierungsbehörde Einblick in ihre aktuellen Fälle gewährten.

Im Rahmen des Workshops wurde auch der erste Markttransparenzbericht der ElCom präsentiert und anschliessend auf der Webseite der ElCom publiziert. Der Bericht gibt eine Übersicht über die wesentlichen Aktivitäten der Sektion Marktüberwachung der ElCom und erläutert das Monitoring des Elektrizitätsgrosshandelsmarktes anhand von durchge-

föhrten Analysen. In einem Rückblick werden dort die jährliche Entwicklung der Spot- und Terminmarktpreise sowie unter anderem die Stromproduktion in der Schweiz, Deutschland und Frankreich nach Produktionstyp präsentiert. Die Basis für diese Auswertung sind die seit 2018 wöchentlich veröffentlichten Spot- und Terminmarktberichte der ElCom.

Da es sich bei Marktüberwachung und Marktintegrität nach wie vor um ein neues Themengebiet für die Energieregulatoren handelt, ist der themenbezogene Austausch mit den für die Marktüberwachung zuständigen Stellen anderer Regulierungsbehörden sehr wichtig. In diesem Zusammenhang fanden 2019 Koordinationssitzungen mit einigen Marktüberwachungsstellen von Nachbarländern statt. Da die Marktüberwachung in der Finanzbranche schon länger etabliert ist, wurden auch zwei Sitzungen mit der FINMA betreffend Methodenerfahrungsaustausch durchgeführt.

Die internationale Tätigkeit der Sektion Marktüberwachung im Rahmen der CEER Market Integrity and Transparency Working Group (CMIT) wurde 2019 fortgesetzt. Gemeinsam wurde eine sehr umfassende Analyse betreffend die Umsetzung und das Ausmass der Marktüberwachungstätigkeit der Mitglieder durchgeführt. Die Ergebnisse der CEER-Umfrage zur Umsetzung von Markttransparenz und -integritätsvorgaben auf nationaler Ebene bestätigen, dass die Anwendung der Markttransparenz und -integritätsvorgaben in den meisten Mitgliedsländern insgesamt voranschreitet, aber je nach Regulierungsbehörde unterschiedlich ausgeprägt ist.

5.2 Marktüberwachung 2019 in Zahlen

Ende 2019 waren bei der ElCom 66 Marktteilnehmer registriert. Die Informationen zu den von ihnen an den EU-Märkten getätigten Energiehandelsgeschäften übermittelten sie über sieben registrierte Datenlieferanten, sogenannte Registered Reporting Mechanisms (RRM), die an die Datenbank der ElCom angebunden sind. Die Fundamentaldaten und die Publikationen zu Insider-Informationen erhielt die ElCom über die eigenen, dafür geschaffenen Schnittstellen mit ENTSO-E und der EEX Transparenzplattform.

Die steigende Tendenz bei der Zahl der an die ElCom gemeldeten Daten seit Beginn des Reportings hat sich auch 2019 deutlich fortgesetzt. Insgesamt wurden fast 39 Millionen Transaktionen (Gebote und Abschlüsse) rapportiert, was im Vergleich zum Vorjahr knapp 70 Prozent mehr Meldungen darstellt. Die signifikante Veränderung gegenüber 2018 lässt sich grösstenteils durch den Anstieg der Meldungen aus dem Kurzfristhandel erklären. Allein im Intraday-Bereich hat sich diese Zahl mehr als verdoppelt. Während 2018 ca. zehn Millionen Transaktionen gezählt wurden, waren im Jahr 2019 fast 22 Millionen zu verzeichnen. Zwei Millionen dieser zusätzlichen Meldungen gehen auf ein Backloading der Daten zu den Grenzkapazitätsreservierungen im Intraday-Handel zurück, der 2019 vorgenommen wurde. Als dritter Grund für den starken Anstieg der rapportierten Datenmeldungen ist der erhöhte Einsatz von Algorithmen im Intraday-Handel zu nennen.

Ein wesentlicher Teil der Meldungen zu Transaktionsdaten, etwa 85 Prozent, betraf die sogenannten Standard-Verträge. Hier war eine

leichte Veränderung der Verhältnisse von Geboten zu Abschlüssen von 2.5:1 auf 3:1 zu verzeichnen. Wie im Vorjahr entfielen fast 90 Prozent der Standard-Verträge auf den Spotmarkt. Futures und Forwards repräsentieren daher weniger als zehn Prozent. Die Anzahl abgeschlossener Nicht-Standard-Verträge hat sich gegenüber 2018 nur leicht verändert und weist mit 3'002 gegenüber 3'200 Meldungen im Jahr 2018 eine rückläufige Tendenz auf.

Bei den in die Datenbank der ElCom eingeflossenen Fundamentaldaten war eine leicht steigende Entwicklung festzustellen. Gegenüber 2018 gingen 2019 mit 4.7 Millionen insgesamt eine halbe Million Meldungen mehr ein. Zu den Fundamentaldaten gehören vor allem die Einspeisung von elektrischer Energie durch Kraftwerke aller Art und Produktion aus erneuerbaren Energien. Ebenso werden Import- und Exportkapazitäten an den jeweiligen Grenzen sowie geplante und ungeplante Ausfälle von Kraftwerken bei den Monitoring-Tätigkeiten berücksichtigt.

Für die Effizienz und die Aussagekraft der Ergebnisse aus der Monitoring-Tätigkeit ist neben der guten Datenqualität auch eine umfassende Gesamtsicht unabdingbar. Um eine breitere Basis für die durchgeführten Analysen zu schaffen, werden deswegen auch weitere Daten einbezogen. Dazu gehören beispielsweise die Settlement-Preise der EEX, die Daten von Meteo-Schweiz, Angaben zu den Füllständen der Stauseen sowie weitere, fallbezogene Daten. Durch die Berücksichtigung und das Zusammenspiel all dieser Informationen kann ein fundiertes Monitoring des Strommarktes durchgeführt werden.

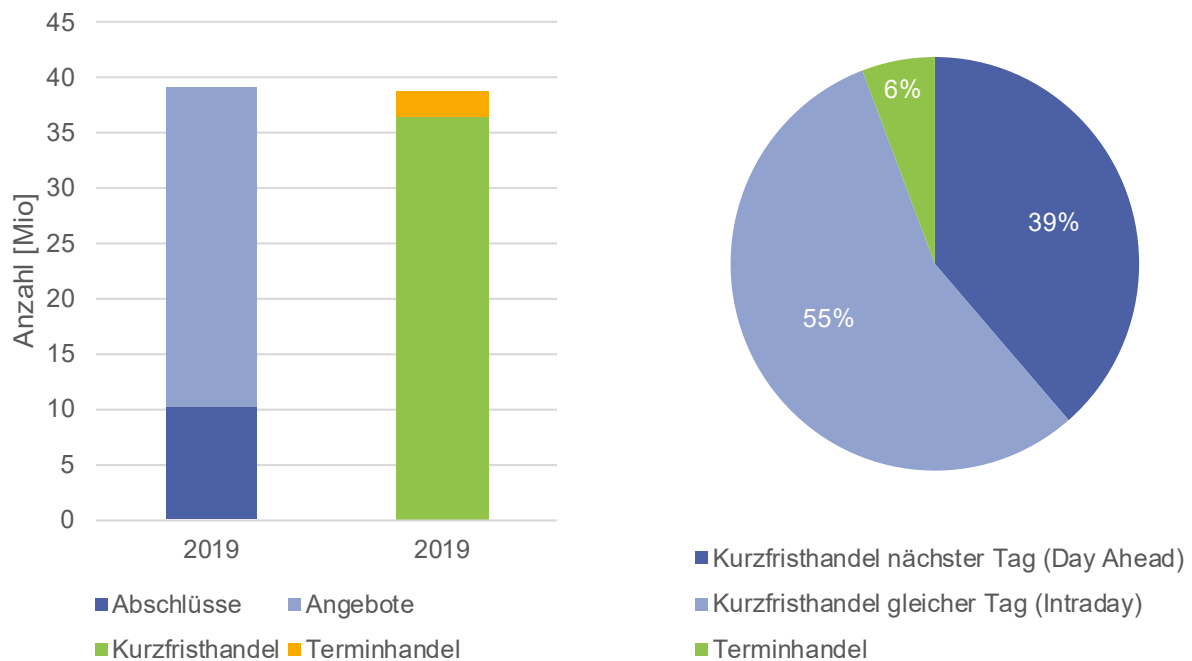


Abbildung 16: Standardverträge rapportiert für 2019. Links: Aufteilung der Angebote/Abschlüsse und Kurzfrist-/Terminhandel 2019. Rechts: Aufteilung Kurzfristhandel nächster Tag/Kurzfristhandel gleicher Tag/Terminhandel für 2019

5.3 Fall im Day-Ahead-Markt Fehlmanipulation

Im Juli 2019 kam es zu auffälligen Transaktionen auf dem Schweizer Day-Ahead-Markt. Ein Marktteilnehmer handelte an einem spezifischen Tag Energiemengen, die weitaus grösser waren, als dies für diesen Marktteilnehmer üblich ist. Diese Auffälligkeit wurde seitens ElCom im Rahmen ihrer Marktüberwachungstätigkeit untersucht, es bestand der Verdacht der Preismanipulation.

Der Marktteilnehmer verkaufte an der Schweizer Day-Ahead-Auktion der Börse EPEX um 11:00 Uhr Energie für den Folgetag. Um 12:00 Uhr kaufte er dieselbe Menge mit Verlust an der deutschen und österreichischen Day-Ahead-Auktion zurück. Die Analyse der Gebotskurven der Schweizer Auktion ergab, dass die gehandelte Menge einen preissenkenden Effekt hatte.

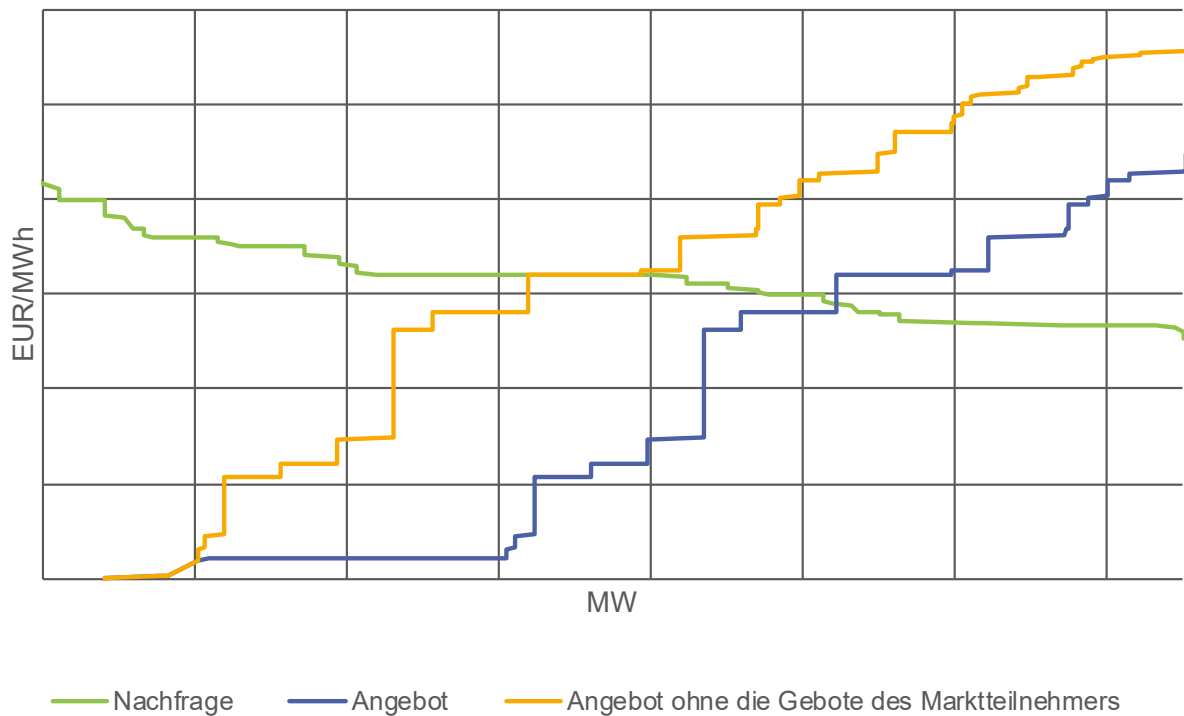


Abbildung 17: Angebots- und Nachfragekurve einer ausgewählten Stunde des betroffenen Tages. Die Gebote des Marktteilnehmers verschoben die Angebotskurve nach rechts und hatten damit einen preis-senkenden Effekt.

Im Rahmen der durchgeführten Analyse wurde der Marktteilnehmer nach seinem Verhalten befragt. Er konnte glaubhaft darlegen, dass eine fehlerhafte Eingabe in seinen Handelssystemen zu einer ungewollten Gebotsabgabe im Schweizer Day-Ahead-Markt geführt hatte. Das Gebot hätte an einer Auktion für ein anderes Land, die ebenfalls von der Börse EPEX angeboten wird, abgegeben werden sollen. Da die Gebotseingabemasken

für diese beiden Märkte sehr ähnlich aussehen, ist dieser Fehler nachvollziehbar. Nach Einschätzung der ElCom hat in diesem Fall eine Preismanipulation stattgefunden. Dies geschah unabsichtlich und führte beim betroffenen Marktteilnehmer zu einem Verlust. Der Marktteilnehmer hat Massnahmen getroffen, um einen solchen Fehler künftig verhindern zu können. Die ElCom wird auch weiterhin auffällige Gebote überwachen.

5.4 Fall Intraday-Market-Index Schweiz

Der Intraday-Market-Index Schweiz (IDM CH) gilt als Referenzpreis für den Intraday-Markt Schweiz. Er ermittelt sich als mengengewichteter Preis aus allen Transaktionen, welche für die entsprechende Stunde an diesem Markt stattfinden. Bei fehlenden Geschäften wird der IDM CH Index dem Day-Ahead-Markt-Preis gleichgesetzt (stündlicher Referenzpreis, welcher sich im Rahmen der Day-Ahead-Auktion am Vortag für die entsprechende Stunde etabliert hat). Zurzeit gibt es für die Index-Berechnung keinen Schwellenwert beim Transaktionsvolumen am Intraday-Markt. Es ist also durchaus möglich, dass eine einzige Transaktion den Intraday-Market-Index Schweiz definiert.

Seit der Einführung von XBID im Juni 2018 ist das Handelsvolumen am Intraday-Markt Schweiz stark eingebrochen. Illiquide Märkte sind anfälliger für potentielle Marktmanipulationen, da mit wenigen Mitteln bereits grössere Preisauswirkungen erzielt werden

können. An einzelnen Tagen sind die Preise am kontinuierlichen Intraday-Markt Schweiz stark vom Day-Ahead-Markt-Preis abgewichen. Die stündlichen Intraday-Markt-Preise Schweiz unterschieden sich an diesen Tagen auch stark von den Intraday-Markt-Preisen in umliegenden Ländern.

Eine Analyse hat gezeigt, dass im Jahr 2019 (insgesamt 8'760 Stunden) bei 1'505 Stunden (17 Prozent der Ganzjahresstunden) der Index auf Basis eines Intraday-Transaktionsvolumens zwischen 0 MWh und 5 MWh berechnet wurde. Tabelle 7 zeigt, wie bei diesen 1'505 Stunden die Häufigkeitsverteilung der absoluten prozentualen Preisabweichung zwischen dem Intraday-Market-Index Schweiz gegenüber dem Day-Ahead-Markt Schweiz aussah (gemessen am Day-Ahead-Markt-Index). Es zeigt sich, dass auch mit dem Handel von Kleinstmengen deutliche Preisunterschiede im Intraday zu beobachten sind.

Klasse	Häufigkeit	Kumuliert %
0%	70	4.65%
5%	442	34.02%
10%	246	50.37%
30%	497	83.39%
50%	127	91.83%
100%	95	98.14%
250%	18	99.34%
500%	6	99.73%
und größer	4	100.00%

Tabelle 7: Häufigkeitsverteilung der absoluten prozentualen Preisabweichung zwischen dem Intraday-Market-Index Schweiz gegenüber dem Day-Ahead-Markt Schweiz (gemessen am Day-Ahead-Markt-Index), bei Stunden, an denen das Intraday-Transaktionsvolumen geringer als 20 MWh war, aber mindestens eine Transaktion stattgefunden hat.

Zudem wurde am Schweizer Intraday-Markt teilweise ein „Plateau“-Verlauf der Preise beobachtet. Dies ist ein eher unüblicher Preisverlauf für diesen Markt. Eine genauere Analyse der Transaktionen ergab, dass gewisse Marktteilnehmer in Zeiten von sehr geringer Liquidität am Intraday-Markt Schweiz Orders mit sehr geringem Volumen (0.1 MWh) zu Preisen, die deutlich über dem Day-Ahead-Markt-Referenzpreis lagen, ausgeführt haben.

Die Prüfung der detaillierten Fundamentaldaten wie Kraftwerkausfälle, mögliche Lastveränderungen, Abweichungen seitens der erneuerbaren Energien oder der Grenzflüsse hat für die entsprechenden Tage keine auffälligen Änderungen ergeben, welche die Preisabweichung zwischen dem Day-Ahead- und Intraday-Markt Schweiz und die Preisdifferenz zu den umliegenden Ländern erklären würden.

Das Vorhandensein von Verträgen mit Vertriebskunden, welche auf dem Schweizer-Intraday-Markt indexiert sind, wurde von einzelnen Marktteilnehmern bestätigt. Dies stellt somit durchaus einen Anreiz dar, den Intraday-Market-Index in einer gewissen Richtung zu beeinflussen.

Dennoch sind Marktteilnehmer manchmal gezwungen, auch Kleinstmengen aus Vertriebs- und Produktionspositionen glattzustellen. In einem illiquiden Markt wird dies dann zu dem in dem Moment verfügbaren Preis abgewickelt, der dann teilweise deutlich vom «Last Trade» oder vom letzten Referenzpreis für diese Stunde abweichen kann.

Aufgrund der Umstände hat die ElCom das Gespräch mit den entsprechenden Marktteilnehmern gesucht und auch EPEX Spot darauf hingewiesen, für die Ermittlung des Intraday-Market-Index Schweiz im Rahmen der Berechnung des volumengewichteten Durchschnittspreises einen Schwellenwert beim Transaktionsvolumen einzuführen. Erst wenn dieser Schwellenwert erreicht wird, sollte der Intraday-Market-Index Schweiz berechnet werden. Ansonsten wird er dem Day-Ahead-Market-Index gleichgesetzt. Diese Massnahme soll dazu führen, dass der Schweizer Intraday-Market-Index wieder einen fairen Wert erzielt, die Handelstätigkeit am Schweizer Intraday-Markt abbildet und keinen starken Schwankungen ausgesetzt ist, welche durch nicht marktorientierte Transaktionen mit Kleinstmengen ausgelöst werden können.

6 Internationales



Ob ein Stromabkommen zu Stande kommt, ist noch immer ungewiss. Im Hinblick auf Marktprobleme und die Zusammenarbeit zwischen der Schweiz und der EU wäre ein Abkommen für die Schweiz dienlich.

Der gesamte Bereich Internationales ist noch stärker als in den Vorjahren davon geprägt, dass einerseits EU-Richtlinien und Network Codes aus dem dritten Energiebinnenmarktpaket der EU von 2009 weiterhin in der EU umgesetzt werden, und andererseits das «CEP – Clean Energy Package» der EU neue Gesetze spezifisch zum Elektrizitätssektor enthält, die im Sommer 2019 publiziert wurden. Diese neuen Gesetze ersetzen nicht nur einfach das dritte Energiebinnenmarktpaket, sondern verstärken dessen Absichten zur weiteren Marktöffnung zu Gunsten der Konsumenten

und der erneuerbaren Energien. Ihre Haupteffekte werden ab 2020 und in den folgenden Jahren spürbar. Mit den EU-Richtlinien und Network Codes zusammen nehmen sie eine umfassende Neuordnung der Energiemärkte vor und beeinflussen damit den grenzüberschreitenden Stromaustausch in nahezu allen seinen Aspekten. Aufgrund der starken Anbindung der Schweiz an die europäischen Nachbarländer sind die Veränderungen von grösster Bedeutung für die Schweiz, sowohl im Hinblick auf die Versorgungssicherheit als auch in wirtschaftlicher Hinsicht.

6.1 Engpassmanagement

Das Schweizer Übertragungsnetz ist über 41 grenzüberschreitende Linien 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 nach marktorientierten Verfahren zugeteilt. Dabei gelten indessen zwei Ausnahmen: einerseits Lieferungen aufgrund von langfristigen Verträ-

gen, die vor dem 31. Oktober 2002 abgeschlossen wurden (dies betrifft namentlich einige noch laufende Verträge mit Frankreich). Andererseits sind Lieferungen aus Grenzwasserkraftwerken vorrangberechtigt.

Somit wird der grössere Teil der Kapazitäten der grenzüberschreitenden Leitungen im Rahmen expliziter Auktionen zugeteilt. Im Gegensatz zu den impliziten Auktionen, bei denen das Transportrecht automatisch beim Stromverkauf an der Börse dem Meistbietenden erteilt wird, erfolgt bei den expliziten Auktionen die Vergabe des Transportrechts getrennt vom Energiegeschäft.

In den vergangenen Jahren hat die EU die Regeln für die Bewirtschaftung der Verbindungsleitungen und für das Engpassmanagement schrittweise harmonisiert. Dies führte zu erheblichen Änderungen gegenüber den bisherigen Praktiken der Übertragungsnetzbetreiber, wie letztlich die zweite Erweiterung von sieben auf 14 EU-Länder (und Norwegen) des sogenannten "Single Intraday Coupling (SIDC)" im November 2019. Eine dritte Erweiterung auf weitere Länder ist Ende 2020 vorgesehen. Bisher ist die Schweiz von solchen Projekten ausgeschlossen, obwohl die ElCom und Swissgrid teilweise in Diskussionen zu Bewirtschaftung und Engpassmanagement der italienischen Nordgrenze involviert sind.

Die implizite Auktion, auch unter dem Begriff «Market Coupling» bekannt, ist effizienter und inzwischen fast in der ganzen EU zur Regel geworden. Ihre Stellung wird durch die schrittweise Einführung der flussbasierten Marktkopplung (Flow Based Market Coupling) noch gestärkt. Dabei werden Engpässe innerhalb eines Netzes identifiziert, sodass sie durch zweckmässige Investitionen behoben werden können. Zudem

wird durch eine Einschränkung der Grenzkapazitäten zwischen Ländern und Preiszonen eine Verlagerung dieser Engpässe an die Grenze so weit als möglich vermieden.

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 Preiszone gelenkt werden.

Zu diesem Zweck sieht die neue EU-Verordnung 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt vom 5. Juni 2019 einen Mindestanteil von 70 Prozent der Kapazität aller Leitungen für zonenübergreifende Austausche vor.

Dazu müssen ungeplante Lastflüsse vermindert werden: Da die physikalischen Flüsse nicht zwangsläufig den geplanten Handelsflüssen entsprechen, schränken sie die Austauschmöglichkeiten an den Grenzen ein und erfordern häufig kostspielige Eingriffe zur Verminderung der Risiken für die Netzstabilität (Redispatch usw.).

Aus diesen Gründen wurde die Preiszone, welcher Deutschland (welches sein nationales Netz ausbauen muss) und Österreich sowie Luxemburg angehörten, auf den 1. Oktober 2018 zweigeteilt. Dies führte in Österreich zu einem Preisanstieg und Rechtsstreit, den der EU-Gerichtshof am 24. Oktober 2019 beigelegt hat, indem er basierend auf prozeduralen Argumenten die Kompetenz von ACER für diese Zuteilung verweigerte. Die Konsequenzen dieses Entscheids sind noch unklar.

Nach dem Scheitern der ersten Überprüfung der Gebotszone (Bidding Zone Review) im Jahr 2018, fordert das Clean Energy Package (CEP) die Lancierung einer neuen Überprüfung. Das CEP sieht hierfür kurze Fristen vor und räumt ACER und der EU-Kommission mehr Entscheidungskraft ein. Ein formeller Vorschlag zur Veränderung der heutigen «Bidding Zones»-Aufteilung, die frühestens 2021 erfolgen könnte, basiert gemäss den neuen EU-Verordnungen auf strukturellen Engpässen und dem minimalen Wert von 70 Prozent grenzüberschreitender Kapazität. Die EU sieht bei diesen Aspekten Ausnahmen nur bis 2025 und unter strengen Bedingungen vor. Im von ACER herausgegebenen Aufsichtsbericht über den Strommarkt 2018 (Oktober 2019) wird unter anderem betont, dass die Berechnung der Grenzkapazitäten verbessert werden muss, damit die Marktintegration und die Versorgungssicherheit auf gesamteuropäischer Ebene verbessert und gleichzeitig die negativen Folgen der ungeplanten Lastflüsse vermindert werden können.

Im Bericht wird überdies auf gewisse Entwicklungen in der Schweiz eingegangen, darunter auf den gegenüber 2017 und früheren Jahren deutlich kleineren ökonomischen Verlust, welcher der Schweiz bei der Nutzung

ihrer Grenzkapazitäten zur EU entsteht (etwa 40 Millionen Euro anstatt 80 bis 120 Millionen Euro in früheren Jahren). Dieser Verlust ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass die Schweiz von den in der EU eingerichteten Marktkopplungsmechanismen ausgeschlossen ist, solange kein bilaterales Stromabkommen abgeschlossen wird. Die Abnahme 2018 stammt aus einer neuen Berechnungsmethode von ACER, die die vermutete Wirkung von höheren Grenzkapazitäten zu Gunsten niedrigerer Grosshandelspreise durch Market Coupling betrachtet.

Die Entwicklung der EU-Regelungen, in welche die Schweiz nur zum Teil eingebunden ist, dürfte trotz positiver Aspekte vermehrt zu Engpässen im Schweizer Netz führen. Sie beeinflussen nämlich sowohl die Handels- als auch die physikalischen Flüsse inner- wie ausserhalb der EU, wodurch das Netz der Swissgrid immer öfter überlastet wird. Soweit möglich arbeiten die ElCom und Swissgrid mit den ausländischen Übertragungsnetzbetreibern und Behörden an der Optimierung der Grenzkapazitäten. Es ist aber nicht ausgeschlossen, dass die Swissgrid die Export- und Importkapazitäten zeitweise einschränken muss, um die Stabilität des Schweizer Netzes sicherzustellen.

6.2 Grenzkraftwerke

Entlang der Schweizer Grenze gewinnen 30 Wasserkraftwerke elektrische Energie aus Grenzgewässern. Oftmals ist bei diesen Grenzkraftwerken in alten Staatsverträgen zwischen der Schweiz und dem angrenzenden Staat die Aufteilung der Energie zwischen den Staaten geregelt. Die Lieferung der vertraglich vereinbarten Energiemenge in den angrenzenden Staat erfolgt bei einigen dieser Grenzkraftwerke über das grenzüberschreitende Übertragungsnetz. Die Kapazitäten im gren-

züberschreitenden Übertragungsnetz werden mit Auktionen zugeteilt. Das Schweizer Recht räumt einigen der Grenzkraftwerke einen Vorrang bei der Zuteilung grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten ein, d. h. eine unentgeltliche Zuteilung der Kapazität ausserhalb der Auktionsverfahren.

Bis Ende 2014 bestand zwischen Swissgrid und den deutschen Übertragungsnetzeigentümern ein Kooperationsabkommen, welches

auch die im schweizerischen Recht vorgesehenen Vorränge im grenzüberschreitenden Übertragungsnetz beinhaltet. Dieses Abkommen wurde auf Ende 2014 von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern gekündigt. Das neue Kooperationsabkommen ab dem 1. Januar 2015 beinhaltet keine Regelung für die Vorränge. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber und Behörden vertreten die Auffassung, die Gewährung eines Vorrangs widerspreche sowohl dem europäischen als auch dem deutschen Recht. Das Bundesgericht hielt vor diesem Hintergrund in zwei wegweisenden Urteilen fest, die Vorranggewährung sei mangels Kooperation mit den deutschen Übertragungsnetzbetreibern objektiv unmöglich geworden. Swissgrid werde dadurch jedoch nur schadenersatzpflichtig, wenn sie die Weigerung der deutschen

Übertragungsnetzbetreiber, einen die Vorränge respektierenden Vertrag abzuschliessen, mit zu verantworten hätte. Die finanziellen Folgen aus dem Umstand, dass eine Vorranggewährung nicht möglich ist, hat die ElCom nun in fünf im Berichtsjahr hängigen Verfahren zu beurteilen.

Seit dem 1. Oktober 2017 ist eine neue Bestimmung zur Vorranggewährung von Grenzkraftwerken in Kraft. Im Berichtsjahr waren drei Gesuche um Vorranggewährung gemäss der neu geltenden Bestimmung hängig. Im Rahmen dieser Verfahren wird die ElCom darüber zu befinden haben, wie sie die nach Schweizer Recht vorgesehenen, an der deutschen Grenze jedoch physisch aufgrund des gekündigten Kooperationsabkommens nicht umsetzbaren Vorränge künftig handhaben wird.

6.3 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 natio-

nen Netzgesellschaft über. Im Berichtsjahr gab es in der Schweiz zwei Merchant Lines an der italienischen Grenze. Die Ausnahmedauer der einen Merchant Line lief jedoch am 26. September 2019 ab. Zur anderen Merchant Line ist nach wie vor ein Entscheid des Bundesverwaltungsgerichts zum Umfang der vom diskriminierungsfreien Zugang Dritter ausgenommenen Kapazität ausstehend.

6.4 Auktionserlöse

Knappe grenzüberschreitende Übertragungsnetzkapazitäten 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 (Art. 17 Abs. 5 StromVG). Swissgrid stellt bei der ElCom den Antrag über die gewünschte Verwendung. Die ElCom ent-

scheidet anschliessend über die Verwendung der Auktionserlöse (Art. 22 Abs. 5 Bst. c StromVG). In den Jahren 2009 bis 2012 wurden jeweils rund 40 Millionen Franken für die Reduktion der anrechenbaren Kosten des Übertragungsnetzes verwendet. Die Auktionserlöse aus dem Jahr 2013 sollten grösstenteils für den Erhalt und Ausbau des Übertragungsnetzes verwendet werden. Da die Investitionen ins Übertragungsnetz in den Vorjahren nicht im ursprünglich geplanten Umfang getätigt werden konnten und aufgrund von Kostenfolgen aus Gerichtsentscheiden, beantragte Swissgrid, die Erlöse aus den Jahren 2013 bis 2018 ausschliesslich für die Senkung der Netztarife zu verwenden. Gemäss dem 2018 vereinbarten Verhältnis zur Verwendung der Auktionserlöse stellte Swissgrid 2018 den Antrag, die Auktionserlöse 2019 zu 35 Prozent für den Erhalt und Ausbau des Übertragungs-

netzes und zu 65 Prozent für die Reduktion der anrechenbaren Kosten zu verwenden.

Im Berichtsjahr hat Swissgrid den Antrag auf die Verwendung der Auktionserlöse 2020 gestellt. Dabei folgt sie dem vereinbarten Verwendungsverhältnis von 45 Prozent für den Erhalt und Ausbau des Übertragungsnetzes und 55 Prozent für die Reduktion der anrechenbaren Kosten des Übertragungsnetzes. Die ElCom hat im Sinne des Antrages über die Verwendung der Auktionserlöse entschieden.

Abbildung 18 zeigt, wie die an den Schweizer Grenzen erwirtschafteten Auktionserlöse zwischen 2014 und 2018 verwendet worden sind. Bei den Werten 2018 handelt es sich um eine Prognose, da die definitive Abrechnung bei Redaktionsschluss noch nicht vorlag.

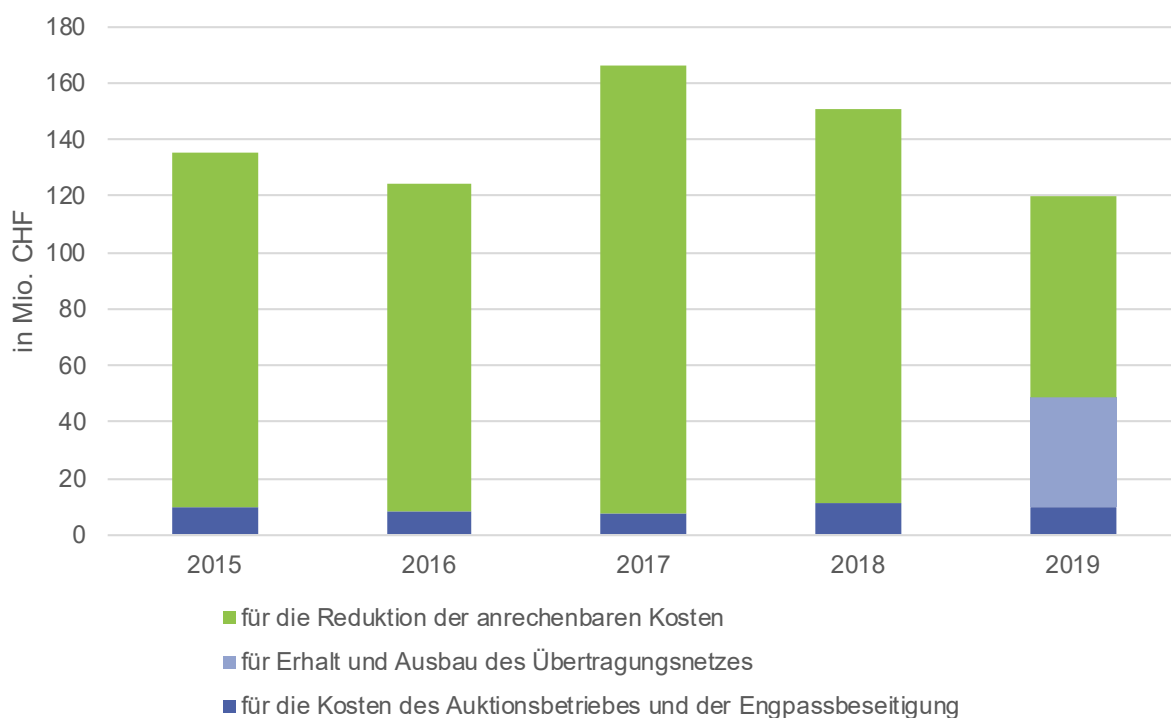


Abbildung 18: Verwendung der Auktionserlöse 2015–2019

6.5 Internationale Plattformen für Regelenenergie

Regelenenergie muss kurzfristige Schwankungen in Verbrauch und Erzeugung ausgleichen. Regelenenergie ist damit ein zentraler Bestandteil der Stromversorgungssicherheit. Mit dem Dritten EU-Binnenmarktpaket werden systematisch die Beschaffung und Verwendung von Regelenenergie übernational ausgedehnt. Es werden teils erhebliche Preisvorteile bei der Beschaffung (und damit letztlich für den Konsumenten) sowie eine bessere Absicherung gegen allfällige Knappheiten erwartet.

Dafür werden IT-Handelsplattformen zwischen einigen oder allen betroffenen Ländern errichtet. Die Schweiz ist an allen Plattformen als Mitglied bzw. Beobachter beteiligt. Die Plattformen für den Austausch von primärer Regelleistung (Frequency Containment Reserve FCR) und Imbalance Netting (IN) sind bereits aktiv und werden teilweise angepasst. Die Plattform für Tertiäre Regelleistung (RR/TERRE) ist seit 6. Januar 2020 operativ. Die zwei verbleibenden Plattformen für den Austausch von sekundärer Regelleistung (aFRR, mFRR) sind noch in einem frühen Entwicklungsstadium.

Am 27. Juni 2019 hat die FCR-Kooperation zwischen Übertragungsnetzbetreibern der Schweiz, Belgien, Deutschland, Frankreich, Österreich und den Niederlanden einen ersten und erfolgreichen Schritt in Richtung eines neuen Marktdesigns durch tägliche D-2-Auktionen für FCR gemacht. Die FCR-Kooperation ist die erste regionale Kooperation, die eine Marktharmonisierung unter der von der Guideline on Electricity Balancing (EBGL) vorgegebenen Methode realisiert. Die ElCom und weitere Regulatoren und Interessenvertreter wurden einbezogen. Diese Kooperation dient der Beschaffung von Primärregelleistung, mit dem Ziel, nahezu die Hälfte der

FCR-Kapazitäten im europäischen 50 Hertz-Synchronegebiet zu beschaffen, eine Reduktion von Beschaffungskosten zu erreichen sowie Eintrittsanreize für neue Regelleistungsanbieter und -technologien einzuführen.

In diesem Rahmen wurde ein komplexer Allokationsalgorithmus entwickelt, der verschiedene Preiszonen sowie Nebenbedingungen berücksichtigt, eine Grenzpreissystematik (marginal pricing) berechnet und die Produktlänge von einer Woche auf einen Tag verkürzt. Voraussichtlich werden im Juli 2020 sogar Produktzeitscheiben von vier Stunden herangeführt. Zukünftig wird der Zeitpunkt des Marktschlusses noch näher an der Echtzeit liegen.

Für die Beteiligung der Schweiz an den letztgenannten drei Plattformen für RR/TERRE, aFRR und mFRR besteht ein gesetzlicher Vorbehalt der EU, gemäss dem die EU-Kommission auf Basis von Stellungnahmen des Verbandes ENTSO-E und der europäischen Agentur ACER über die Teilnahme entscheidet. ENTSO-E hat im Jahr 2017 eine positive Stellungnahme abgegeben, ACER hat dies 2018 getan. Die Äusserung der EU-Kommission steht noch aus und ist zweifelsohne von den Diskussionen über die Modalitäten des Brexit und über das Rahmenabkommen EU-Schweiz beeinflusst.

Die ElCom strebt eine Teilnahme an den Plattformen an, da sie erhebliche Risiken bei einer Nichtteilnahme sieht. Diese bestehen insbesondere aus dem sehr kurzfristigen Auftreten ungeplanter, unangekündigter grosser Stromflüsse über das Schweizer Netz, die hier zu Überlastungen und Ausfällen führen können. Solche lokalen Ausfälle können aufgrund des stark vermaschten Netzes direkt auch die gesamte Region um die Schweiz herum erfassen.

6.6 Internationale Gremien

Eine Reihe von umfangreichen Gesetzesrevisionen der Europäischen Union, die Ende 2016 unter dem Einfluss des Klimaübereinkommens von Paris mit dem Titel «Saubere Energie für alle Europäer» aufgelegt worden waren und u. a. die Integration und Verstärkung des EU-Strombinnenmarkts im Zeitraum 2020-2030/2035 weiterführen werden, sind abgeschlossen und in Kraft getreten.

Dieses «Clean Energy Package (CEP)» der EU soll zu Gunsten der Konsumenten, des Energiewandels und der Versorgungssicherheit wirken. Es beeinflusst die Organisation des Strommarktes. Dies gilt insbesondere für die im Juni 2019 publizierte und ab 1. Januar 2020 gültige neue Verordnung (EU) Nr. 2019/943 (frühere Nr. 714/2009), die Richtlinie 2019/944 (frühere 2009/72) über den Elektrizitätsbinnenmarkt sowie die neuen Verordnungen (EU) Nr. 2019/942 (frühere Nr. 713/2009) über die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) und Nr. 2019/941 über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor (frühere Richtlinie 2005/89/EG).

Die neuen EU-Gesetze stärken die bereits seit 2009 in der EU intensivierte Integration des Strombinnenmarkts. Darüber hinaus werden die regionalen Koordinierungszentren aufgewertet. Diese müssen bis Juli 2022 implementiert werden. Diese Zentren, auch als «RCC – Regional Coordination Centers» bekannt, müssen ein sicheres, zuverlässiges und effizientes Stromsystem unterstützen sowie Kapazitätsberechnungen und Sicherheitsanalysen durchführen. Sie werden die aktuellen «RSC – Regional Security Coordinators» ersetzen, wo Swissgrid derzeit Mitglied von TSCNet Services

ist. Wie die Umwandlung von RSC zu RCC erfolgen soll, wird im Jahr 2020 bestimmt.

Auch wird die Richtlinie (EU) Nr. 2018/2001 zur Förderung und Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen ab 1. Juli 2021 die heute geltende Richtlinie 2009/28 ersetzen. Sie ist ein tragender Pfeiler der europäischen Strategie zur Erhaltung der Wettbewerbsfähigkeit der EU auf dem weltweiten Energiemarkt und zur Senkung der CO₂-Emissionen bis 2030 und weiter bis 2050.

Alle diese Gesetze, deren Umsetzung innerhalb der EU schon im Jahr 2019 anging, sehen eher kurze Übergangsfristen vor, um zwischen 2020 und 2021 die gewünschten Impulse zu konkretisieren. Sie tangieren möglicherweise auch den allfälligen Abschluss eines bilateralen Stromabkommens zwischen der Schweiz und der EU, welches im Jahr 2019 weiterhin auf Eis lag. Die EU ermutigt ihre eigenen Mitgliedstaaten wie auch Drittländer, den ökologischen Wandel und die Energiewende u. a. durch Marktreformen zu beschleunigen.

Seit den EU-Wahlen vom Mai 2019 ist die langfristige Umwandlung der europäischen Wirtschaft und Gesellschaft für die EU noch zentraler und wichtiger geworden. Das neue EU-Parlament, der EU-Rat und die neue EU-Kommission möchten, geführt von Ursula von der Leyen, vermehrt die Wirksamkeit der Klima- und Energiepolitik der EU fördern. Deshalb wurde im Dezember 2019 ein «European Green Deal» vorgelegt, der für die EU als Wachstumsstrategie zur Klimaneutralität gilt (Zeithorizont 2050) und weitere politische und gesetzliche Entwicklungen des Jah-

res 2020 unterstützen wird. Parallel müssen EU-Länder Energie- und Klimapläne einreichen, die kohärente Reformen der eigenen nationalen Energiemärkte enthalten müssen. Andererseits werden gesetzliche und regulatorische Initiativen erwartet, um die Sektorkoppelung zwischen Gas und Elektrizität und deren Synergien zu optimieren.

Die Amtszeit des seit der Gründung von ACER amtierenden Direktors, Alberto Pretot, endete am 31. Dezember 2019. Sein Nachfolger, Christian Zinglersen, ersetzt ihn ab 1. Januar 2020 für ein fünfjähriges Mandat. In der «ACER Electricity Working Group» und deren Untergruppen besitzt die ElCom Beobachterstatus. In diesen Gremien wie auch in den Regionalgruppen, welche die Netzwerkcodes der EU umsetzen, koordiniert und vertritt die ElCom die Interessen der Schweiz soweit möglich, obwohl sie an Projekten wie dem Single Intraday Coupling (SIDC) nicht beteiligt ist. Diese Zusammenarbeit hat unter dem Blickwinkel der Sicherheit des Schweizer Netzes vorrangige Bedeutung.

Seit 2012 besitzt die ElCom im Rat der europäischen Energieregulierungsbehörden (CEER) Beobachterstatus. CEER und ACER sind bestrebt, einerseits die Rolle der Regulatoren zu verstärken, andererseits die Umsetzung der EU-Gesetze für Gas- und Elektrizitätssektoren und den «European Green Deal» zu unterstützen sowie die Sektorkoppelung von sich ergänzenden Gas- und Elektrizitätsenergien und die langfristige Dekarbonisierung der europäischen Wirtschaft. Vor diesem Hintergrund haben ACER und CEER ein ge-

meinsames «Bridge Beyond 2025 Conclusions Paper» publiziert (November 2019).

In der Zwischenzeit führt CEER seine Strategie 2019-2021 fort, deren Hauptelemente die Förderung der Digitalisierung, die Dekarbonisierung sowie die dynamische Regulierung des Gas- und Stromsektors zugunsten der Verbraucherinnen und Verbraucher sind.

Weil der Brexit vom 29. März 2019 auf den 31. Januar 2020 verschoben wurde und die zukünftige Beziehung zwischen der EU und dem Vereinigten Königreich während der Übergangszeit bis 31. Dezember 2020 verhandelt wird, hat innerhalb von CEER der Regulator des Vereinigten Königreiches, Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets), bis 31. Dezember 2020 einen vorübergehenden Status erhalten. Damit kann das Vereinigte Königreich trotz der vom Brexit verursachten Unsicherheiten weiterhin als volles Mitglied betrachtet werden.

2019 beteiligte sich die ElCom zusammen mit dem BFE und Swissgrid an den Arbeiten des Pentalateralen Energieforums (PLEF) zur Gewährleistung der Netzsicherheit im Winter und der Verteilung von Redispatchkosten. Sie nimmt an den Diskussionen über die Weiterentwicklung des Kapazitätsmanagements an der italienischen Nordgrenze teil. Die ElCom ist Beobachterin beim Europäischen Forum für Elektrizitätsregulierung, dessen einzige Zusammenkunft im Jahr 2019 der Herausforderung der europäischen Energiebinnenmarktintegration gewidmet war. Bei der Zusammenarbeit des «OECD Network of Economic Regulators» (NER) war die ElCom kaum aktiv.

7 Ausblick

Die Energie- und Stromversorgungsgesetzgebung befindet sich in stetem Wandel. Für die ElCom bedeutet dies, dass sich in langjährigen Gerichtsverfahren geklärte Rechtsfragen wieder neu stellen und unter Umständen neue Verfahren folgen (z. B. beim Vorrang für Lieferungen aus Grenzkraftwerken oder bei der Vergütung für die Rücklieferung von Strom ins Netz). Daher ist es wichtig, dass Übergangsbestimmungen eindeutig regeln, welches Recht für welche Sachverhalte zur Anwendung kommt.

Im Kontext der Gasmarktiliberalisierung hat das Bundesamt für Energie im Herbst 2019 die Vernehmlassung zu einem Gasversorgungsgesetz eröffnet. In der Vernehmlassungsvorlage ist vorgesehen, dass die ElCom in Energiekommission umbenannt und auch die Einhaltung des Gasversorgungsgesetzes überwachen wird. Die ElCom hat ihre Stellungnahme zur Vernehmlassungsvorlage auf ihrer Website publiziert. Sie hält es für richtig, Kongruenz zur Stromversorgung zu schaffen und auch im Gasbereich für die Überwachung der Versorgungssicherheit zuständig zu sein.

Ein wesentliches Thema wird 2020 die Kontrolle der Umsetzung der Weisung 2/2019 zum Abbau der Deckungsdifferenzen sein. Die ElCom hat be-

reits darauf aufmerksam gemacht, dass die Deckungsdifferenzen innerhalb von drei Jahren abgebaut werden müssen. Zudem hat sie bekräftigt, dass keine Unterdeckungen zum Zwecke der Reservebildung aufgebaut werden dürfen oder dass Deckungsdifferenzen nicht als Finanzierungsinstrument missbraucht werden sollen. Auswertungen zu den von den Netzbetreibern per 31.08.2019 eingereichten Kostenrechnungsdaten haben ergeben, dass nicht alle Netzbetreiber der Aufforderung der ElCom nachgekommen sind, die Deckungsdifferenzen weiter abzubauen. Aus diesem Grund werden in den kommenden Monaten weitere Prüfschritte unternommen.

Im Bereich der Regeln zum Verbundbetrieb stehen 2020 die Verhandlungen zur Berücksichtigung der Schweizer Netzsicherheit im internationalen Verbundbetrieb an (SAFA-Vertrag). Dabei geht es um die Berechnung und Festlegung der Import- und Exportkapazitäten. Damit verbunden sind auch die Abstimmung und Finanzierung der Redispatchmassnahmen.

Weiter werden 2020 die Eckwerte zum Strommarktdesign im Rahmen der Revision EnG und StromVG vorgespart. Daraus müssen die Anreize für den Erhalt einer angemessenen inländischen (Winter-)Produktion resultieren, welche die ElCom bereits seit längerer Zeit fordert.

8 Über die ElCom



Die Kommission von links nach rechts: Carlo Schmid-Sutter (Präsident), Christian Brunner, Laurianne Altwegg (Vizepräsidentin), Dario Marty, Sita Mazumder, Matthias Finger, Andreas Stöckli

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 Netzinfrastuktur 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 630

Anzahl Netzebenen: 7

Kilometer Stromnetze: Netzebene 1 – rund 6'650 km | Netzebene 3 – rund 8'700 km | Netzebene 5 – rund 45'000 km | Netzebene 7 – rund 145'000 km (Freileitungen und Kabel, inkl. Hausanschlüsse)

Transformatoren: Netzebene 2 – 145 | Netzebene 4 – 1'143 | Netzebene 6 – rund 59'000 (inkl. Masttrafos)

Umsatz total Netznutzungsentgelte: 3.5 Mia. Franken

Jährliche Investitionen: rund 1.4 Mia. Franken

Jährlicher Stromkonsum: 58 TWh

Produktion: 68 TWh

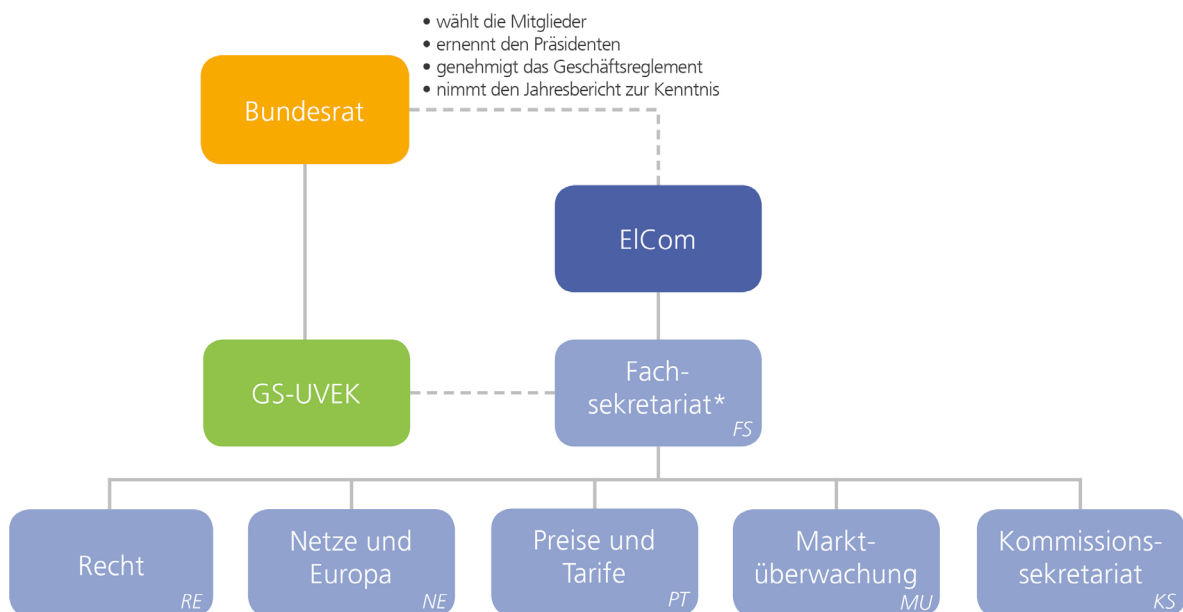
Stromimport: 31 TWh | **Stromexport:** 33 TWh

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.

8.1 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 19: Das Organigramm der ElCom

8.1.1 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:

- Carlo Schmid-Sutter (seit 2007): Alt Ständerat, lic. iur., Rechtsanwalt und Urkundsperson

Vizepräsidentin:

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

Mitglieder:

- Christian Brunner (seit 2014): Dipl. El.-Ing. ETHZ, ehem. Geschäftsführer Business Unit Alpiq Netze
- Matthias Finger (seit 2007): Dr. en science politique, Professor für Management von Netzwerkindustrien an der EPFL
- Dario Marty (seit 2018): 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
- Andreas Stöckli (seit 2019): Dr. iur., Rechtsanwalt, Professor für Staats- und Verwaltungsrecht an der Universität Freiburg

Ausschüsse

Die Kommission arbeitete im Berichtsjahr in folgenden Ausschüssen:

Preise und Tarife

- Sita Mazumder (Vorsitz)
- Laurianne Altwegg
- Christian Brunner
- Andreas Stöckli

Recht

- Andreas Stöckli (Vorsitz)
- Lauriane Altwegg
- Carlo Schmid-Sutter

Netze und Versorgungssicherheit

- Dario Marty (Vorsitz)
- Lauriane Altwegg
- Christian Brunner
- Matthias Finger

Internationale Beziehungen

- Christian Brunner (Vorsitz)
- Matthias Finger
- Dario Marty
- Carlo Schmid-Sutter

Marktüberwachung

- Matthias Finger (Vorsitz)
- Christian Brunner
- Sita Mazumder
- Andreas Stöckli

Rücktritte und Neuwahl

Im Berichtsjahr hat der langjährige Präsident der ElCom, Carlo Schmid-Sutter, seinen Rücktritt per Ende 2019 bekannt gegeben. Carlo Schmid-Sutter hat die ElCom seit deren Gründung 2007 präsiert. Der Rücktritt erfolgte aufgrund der Amtszeitbeschränkung. Als Nachfolge hat der Bundesrat Werner Luginbühl gewählt. Der langjährige Regierungs- und Ständerat tritt das ElCom-Präsidentenamt am 1. März 2020 an.

Neben Schmid-Sutter haben auch Matthias Finger und Christian Brunner ihren Rücktritt aus der Kommission bekannt gegeben. EPFL-Professor Matthias Finger war ebenfalls seit der Gründung 2007 Mitglied der ElCom. An seine Stelle hat der Bundesrat Katia Delbiaggio gewählt. Delbiaggio ist Professorin für Volkswirtschaft an der Hochschule Luzern und wird die ElCom ab dem 1. Januar 2020 verstärken.

Christian Brunner wird Ende Juni 2020 zurücktreten. Der Elektroingenieur ETH ist seit 2014 Mitglied der ElCom. Der Bundesrat hat als Ersatz Felix Vontobel ernannt. Vontobel ist ebenfalls Elektroingenieur und seit 1987 bei der Repower AG beschäftigt. Er tritt sein Amt in der ElCom am 1. Juli 2020 an.

Vertretung von Geschlechtern und Sprachregionen

In der ElCom sind im Berichtsjahr zwei Frauen und fünf Männer vertreten, was einer Vertretung der Frauen von 29 Prozent entspricht. Im Weiteren sind folgende Sprachregionen in der ElCom vertreten: Deutsch fünf und Französisch zwei Personen.

8.1.2 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 Fachsekretariat zählte per 31.12.2019 44 Mitarbeitende (inkl. drei Praktikanten) in Voll- oder Teilzeitpensum. Umgerechnet entspricht dies 38.9

Vollzeitstellen («Full time equivalents, FTE»). Von den Mitarbeitenden sind 17 Frauen und 27 Männer, was einem Frauenanteil von 38 Prozent entspricht. Das Durchschnittsalter aller Mitarbeitenden beträgt 43.3 Jahre. Die Amtssprachen sind wie folgt vertreten:

- Italienisch: 2 Mitarbeitende
- Französisch: 5 Mitarbeitende
- Deutsch: 37 Mitarbeitende

Im Berichtsjahr ist der langjährige Leiter der Sektion Preise und Tarife, Stefan Burri, völlig überraschend auf einer Skitour verstorben. Das Fachsekretariat der ElCom verlor mit Stefan Burri einen hochintelligenten Ökonomen, einen loyalen und hilfsbereiten Chef und einen überaus liebenswürdigen Kollegen.



Geschäftsführer des Fachsekretariates (44 Mitarbeitende)

Renato Tami
lic. iur., Rechtsanwalt
und Notar



Sektion Netze und Europa (8 Mitarbeitende)

Michael Bhend
Dipl. Ing. ETHZ



Sektion Preise und Tarife (12 Mitarbeitende)

Barbara Wyss
Dr. oec. publ.



Sektion Marktüberwachung (5 Mitarbeitende)

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



Sektion Recht (11 Mitarbeitende)

Nicole Zeller
lic. iur., Rechtsanwältin



Sektion Kommissionssekretariat (7 Mitarbeitende)

Simon Witschi
M.A.

8.2 Finanzen

Der ElCom stand im Berichtsjahr ein Budget von 11.7 Millionen Franken zur Verfügung. Effektiv ausgegeben wurden knapp 10.3 Millionen Franken. Dieser Betrag deckte den gesamten Personal- und Betriebsaufwand der ElCom inkl. Zusatzausgaben im Zusammenhang mit den Abschlussarbeiten für IT-Systeme der Marktüberwachung, Zusatzaufwänden im Bereich der Stromversorgungssicher-

heit und von Projekten im Zusammenhang mit der Ablösung bestehender IT-Systeme.

Den Ausgaben stehen Einnahmen in der Höhe von rund 4.9 Millionen Franken gegenüber, die von Swissgrid als Aufsichtsabgabe für die Zusammenarbeit der ElCom mit ausländischen Behörden sowie von den Parteien über Verfahrensgebühren finanziert wurden.

8.3 Veranstaltungen

ElCom-Forum 2019

Die zehnte Ausgabe des ElCom-Forums fand am 15. November im Kongresszentrum Basel statt. Rund 300 Personen aus der Energiebranche haben sich Referaten und Diskussionen über zehn Jahre Strommarktregulierung zugewandt. Hochkarätige Rednerinnen und Redner aus Branche, Verwaltung und

Wissenschaft haben dabei eine Standortbestimmung der regulierten Stromwirtschaft der Schweiz vorgenommen und die kommenden grossen Herausforderungen diskutiert.

Das ElCom-Forum 2020 findet am 13. November im Kultur- und Kongresszentrum Luzern statt.

Informationsveranstaltungen für die Netzbetreiber

Die ElCom hat auch 2019 im Frühling an verschiedenen Standorten in der Schweiz insgesamt sechs Informationsveranstaltungen für Netzbetreiber durchgeführt. Die zentralen Themen waren die Tarifierung, Kostenrechnung, Cyber Security, Strommarktpreise sowie das Neueste der Energiepolitik des BFE.

An den sechs Veranstaltungen nahmen insgesamt knapp 600 Personen teil. Sowohl für die Teilnehmenden wie auch für die Mitarbeitenden der ElCom und des BFE bildeten diese Anlässe wiederum eine willkommene Gelegenheit, sich fachlich auszutauschen.

Workshop Marktüberwachung

Wie in den Vorjahren fand im Berichtsjahr ebenfalls ein Workshop des Fachbereichs Marktüberwachung in Bern statt. Im Fokus des Workshops

2019 standen die aktuellen Entwicklungen der Überwachung der Energiegrosshandelsmärkte in der Schweiz und in Europa.

9 Anhang

9.1 Geschäftsstatistik

Im Jahr 2019 sind insgesamt 228 neue Fälle eingegangen. Von diesen Fällen konnten bereits im Berichtsjahr 117 Fälle erledigt werden – dies entspricht einem Verhältnis bezogen auf das Eingangsjahr von 51 Prozent. Insgesamt konnten im Jahr 2019 314 Fälle erledigt werden. Im Jahr 2019 konnte damit der Überhang aus den Vorjahren, insbesondere aus dem Jahr 2017, erneut massiv abgebaut werden. Bei den einfachen Anfragen handelt es sich um Anfragen, welche über das Kontaktformular der ElCom Webseite 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 seltenen Fällen führen einfache Anfragen zu Verfahren. Im Jahr 2019 sind 408 solche einfachen Anfragen eingegangen. Diese konnten – bis auf 14 Anfragen – ebenfalls vollständig abgearbeitet werden (97 Prozent). Insgesamt wurden im Berichtsjahr 131 Verfügungen erlassen. Ein erheblicher Teil davon entfällt auf Gesuche für Netzverstärkungen.

Art des Geschäfts	Übertrag aus Vorjahren	Eingang 2019	Erledigt 2019	Übertrag ins 2020
Spezifische Eingaben Tarife	21	27	40	8
Kostendeckende Einspeisevergütung	16	0	16	0
Netzverstärkungen	68	91	138	21
Restliche Fälle	92	110	120	82
Total	197	228	314	111
Einfache Anfragen	9	408	403	14
Total inkl. einfache Anfragen	206	636	717	125

Tabelle 8: Geschäftsstatistik 2019 der ElCom

9.2 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 14 Ganztages- und 22 Halbtagesitzungen im Inland teilgenommen. Einmal pro Jahr trifft sich die ElCom zu ihrer Retraite und sucht vor Ort den Kontakt mit den Netzbetreibern.

9.3 Publikationen

Weisungen

08.03.2019	Netzverstärkungen
27.03.2019	Deckungsdifferenzen
27.03.2019	WACC Produktion

Mitteilungen

16.04.2019	Tarifgestaltung für feste Endverbraucher
29.05.2019	Änderungen im Messwesen per 1. Juni 2019
18.06.2019	Update: Fragen und Antworten zur Energiestrategie 2050
26.06.2019	Merkblatt der Pflichten für Erzeuger
19.12.2019	GasVG Vernehmlassung ElCom

Berichte und Studien

02.04.2019	Cyber-Sicherheit 2019 – Bericht der ElCom
21.05.2019	Markttransparenz 2018 – Bericht der ElCom
05.08.2019	Abschlussbericht Arbeitsgruppe Verantwortung Versorgungssicherheit Elektrizität
06.06.2019	Tätigkeitsbericht der ElCom 2018
27.08.2019	Bericht Regelleistung und Regelenergie 2018

9.4 Abkürzungen und 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.
Blockchain	Erweiterbare Liste von Datensätzen, die mittels kryptographischer Verfahren miteinander verkettet sind
CBCA	Cross Border Cost Allocation
CEER	Council of European Energy Regulators; Conseil des régulateurs européens de l'énergie
CEP	Clean Energy Package
CERT	Computer Emergency Response Team
CMIT	CEER Market Integrity and Transparency Working Group
Cost Plus Regulierung	Methode der Tarifregulierung, bei der jeder Netzbetreiber gestützt auf seine eigenen Kosten die betriebsnotwendigen Kosten inkl. einem angemessenen Gewinn ermittelt. Dies entspricht der heutigen Tarifregulierung in der Schweiz. Im Gegensatz dazu werden bei der Anreizregulierung die Kosten ermittelt, welche ein effizienter Netzbetreiber im betreffenden Netzgebiet hätte.
CORE	Kapazitätsberechnungsregion CORE setzt sich zusammen aus den ehemaligen Regionen CWE (Central West Europe) und CEE (Central East Europe)

EEX	European Energy Exchange
EIV	Einmalvergütung
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
ESTI	Eidgenössisches Starkstrominspektorat
EU	Europäische Union
FCR	Frequency controlled normal operation reserve
FINMA	Eidgenössische Finanzmarktaufsicht
HS	Hochspannung
ICT	Information Communications Technology
IN	Inbalanced Netting
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
KKW	Kernkraftwerk
IDM / IDM CH	Index Intraday Market / Intraday Market Index Schweiz
kVA	Anschlussleistung Kilovoltampere

kWh	Kilowattstunde
kWp	Kilowatt-Peak
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
PLEF	Pentalaterales Energieforum
PV	Photovoltaik
Regelenergie	Automatischer oder von Kraftwerken abrufbarer Einsatz von Elektrizität zur Einhaltung des geplanten Elektrizitätsaustausches und zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebes.
Regelzone	Gebiet, für dessen Netzregelung die nationale Netzgesellschaft verantwortlich ist. Die Regelzone wird physikalisch durch Messstellen festgelegt.

REMIT	Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency: Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegrosshandelsmarkts
RRMs	Registered Reporting Mechanisms
SAIDI	Der System Average Interruption Duration Index (SAIDI) entspricht der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer eines Endverbrauchers in einem Stromversorgungssystem.
SAIFI	Der System Average Interruption Frequency Index (SAIFI) entspricht der durchschnittlichen Unterbrechungshäufigkeit eines Endverbrauchers in einem Stromversorgungssystem.
SIDC	Single Intraday Coupling
SKI	Strategie zum Schutz kritischer Infrastrukturen
STOR	Suspicious Trading and Order Report
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
OT	Operational Technology

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.
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
XBID	Cross-Border Intraday Market Project
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