



Tätigkeitsbericht der ElCom 2017



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

ElCom / www.bildkultur.ch (Seite 1, 44, 55)
BKW AG (Seite 6)
Repower AG (Seite 17)
Schweizer Solarpreis 2017 (Seite 28)
EDA, Präsenz Schweiz (Seite 47)

Auflage

D: 300, F: 150, I: 100, E: 100

Erscheint in deutscher, französischer, italienischer und englischer Sprache · 6/2018

Inhaltsverzeichnis

1	Vorwort des Präsidenten	4
2	Versorgungssicherheit	6
2.1	Übersicht	8
2.2	Die Versorgungssicherheit im Rück- und Ausblick	8
2.2.1	Rückblick auf den Winter 2016/2017	8
2.2.2	Situation im Winter 2017/2018	10
2.2.3	Längerfristiger Ausblick	10
2.3	Qualität der Versorgung	12
2.3.1	Verfügbarkeit des Netzes	12
2.3.2	Importkapazität	13
2.3.3	Exportkapazität	14
2.4	Kapazitätsmechanismen in der EU	14
2.5	Systemdienstleistungen	15
3	Die Netze	17
3.1	Fakten und Zahlen der Schweizer Stromnetze	17
3.2	Netzausbau und Netzplanung	22
3.2.1	Mehrjahresplanung Übertragungsnetz	22
3.2.2	Mehrjahresplanung Verteilnetz	23
3.2.3	Beteiligung an Sachplan- und Plangenehmigungsverfahren	24
3.3	Investitionen in Netzinfrastruktur	24
3.3.1	Investitionen ins Übertragungsnetz	24
3.3.2	Investitionen ins Verteilnetz	25
3.4	Netzverstärkungen	25
3.5	Nationale Netzgesellschaft	27
3.6	Verfügungen und Entscheide zu den Netzen	27
4	Der Schweizer Strommarkt	28
4.1	Struktur der Schweizer Netzbetreiber	28
4.2	Wirtschaftliche Lage der Elektrizitätswirtschaft	29
4.3	Marktzugang und Wechselrate	30
4.4	Tarife Übertragungsnetz	32
4.5	Tarife Verteilnetz	33
4.6	Prüfungen zu Tarifen	37
4.7	Gerichtspraxis	39
4.8	Sunshine-Regulierung	39
4.9	Messwesen	40
4.10	KEV, Einmalvergütung und Rückliefertarife	42
5	Marktüberwachung	44
5.1	Markttransparenz im Stromgrosshandel	44
5.2	Sektion Marktüberwachung 2017 in Zahlen	45
6	Internationales	47
6.1	Engpassmanagement	47
6.2	Grenzkraftwerke	48
6.3	Merchant Lines	49
6.4	Auktionserlöse	49
6.5	Internationale Plattformen für Regelenergie	51
6.6	Internationale Gremien	52
7	Ausblick	54
8	Über die ElCom	55
8.1	Organisation und Personelles	57
8.1.1	Kommission	57
8.1.2	Fachsekretariat	59
8.2	Finanzen	60
8.3	Neues Führungsmodell für die Bundesverwaltung NFB	60
8.4	Veranstaltungen	61
9	Anhang	62
9.1	Geschäftsstatistik	62
9.2	Sitzungsstatistik	62
9.3	Publikationen	63
9.4	Abkürzungen und Glossar	64

1 Vorwort des Präsidenten



Carlo Schmid-Sutter

Präsident der ElCom

Hohe Versorgungssicherheit, stabile Strompreise für feste Endverbraucher, energiepolitische Entscheidungen im Inland, energiepolitische Warteschlaufe im Verhältnis zur EU – mit diesen Stichworten lässt sich das Schweizer Stromjahr 2017 aus regulatorischer Sicht zusammenfassen.

Die Landesversorgung mit Strom war im Jahre 2017 energie- wie netzseitig zu jedem Zeitpunkt gewährleistet. Untersuchungen der ElCom haben ergeben, dass die Versorgungssituation auch unter Annahme von einschneidenden Stressszenarien in naher Zukunft stabil bleiben dürfte. Die ElCom sieht daher keinen Anlass, dem Bundesrat Massnahmen zur Stärkung der Versorgungssicherheit im Sinne von Art. 9 des Stromversorgungsgesetzes zu beantragen.

Die Stromversorgung der Schweiz im Winterhalbjahr muss allerdings aufmerksam beobachtet werden. Die Schweiz ist seit 14 Jahren im Winter ununterbrochen ein Netto-Importeur von elektrischer Energie. Dabei ist der Importbedarf laufend gestiegen und erreichte im vergangenen Winter 2016/2017 einen neuen Höchstwert: Mit rund neun Terawattstunden wurde Strom im Umfang der Jahresproduktion des Kernkraftwerks Leibstadt netto importiert.

Mit dem in den nächsten beiden Jahrzehnten geplanten Ausstieg aus der Kernenergie wird sich die Importabhängigkeit akzentuieren. Unsere Versorgungssicherheit hängt daher zunehmend von der Exportfähigkeit und -bereitschaft unserer Nachbarländer ab. Vor diesem Hintergrund ist aus regulatorischer Sicht zu begrüßen, dass in der politischen Diskussion Fragen der Versorgungssicherheit, der Importabhängigkeit und des notwendigen Eigenversorgungsgrades mit elektrischer Energie thematisiert werden.

Relativ stabil hat sich die Entwicklung der Strompreise im Berichtsjahr gezeigt. Für das Jahr 2018 steigen die schweizerischen Strompreise in der Grundversorgung für Haushalte leicht: Ein typischer Haushalt bezahlt 20.4 Rappen pro Kilowattstunde. Dies entspricht einer Zunahme von 0.3 Rappen pro Kilowattstunde oder knapp 1.5 Prozent. Während Netzkosten und Energiepreise sinken, steigt die Abgabe für die KEV per 1. Januar 2018 um 53 Prozent.

Den festen Endkunden fehlt nach wie vor der Zutritt zum freien Markt und den tieferen Preisen. Das Gesetz sieht zwar vor, dass

die Versorger auch ihren festen Endkunden die Vorteile der Beschaffung am freien Markt weiter geben müssen. Leider hat das Parlament die Anwendung dieser Durchschnittspreismethode gestoppt. Damit wurden die Nachteile der Teilmarktöffnung zu Lasten der festen Endkunden und der Produzenten ohne feste Endkunden zementiert.

Die ElCom hatte während der parlamentarischen Beratung Gelegenheit, ihre Bedenken gegen diese Lösung vorzutragen. Sie wies auch darauf hin, dass kein branchenweites Missing-Money-Problem besteht. Missing-Money-Probleme beschränken sich auf jene Unternehmen, die entweder über kein Netz oder keine festen Endkunden verfügen. Marktmodelle, die zu branchenweiten Subventionen führen, sind weder aus Sicht der Versorgungssicherheit noch aus wirtschaftlichen Gründen angezeigt.

Innenpolitisch sind mit der Volksabstimmung über die Energiestrategie 2050 erste Entscheide über die Energiezukunft der Schweiz gefallen. Aus Sicht der Regulierungsbehörde sind die beschlossenen Massnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und zum Ausbau der erneuerbaren Energien zu begrüßen. Diese Massnahmen sollten zielstrebig umgesetzt werden, um den ebenfalls beschlossenen Ausstieg aus der Kernenergie teilweise zu kompensieren. Weitere innenpolitische Fragen wurden im Rahmen der Beratungen der Strategie Stromnetze behandelt. Es ist erfreulich, dass in Bezug auf die Liberalisierung des Messwesens keine vorschnellen Entscheide getroffen wurden und die diesbezügliche Grundsatzdiskussion im Rahmen der geplanten Revision des Stromversorgungsgesetzes geführt werden kann.

Aussenpolitisch ist erneut zu betonen, dass die Schweiz angesichts ihrer engen Verbindungen mit den Strommärkten der Nachbarländer auf stabile und berechenbare Beziehungen zu den europäischen Stromakteuren angewiesen ist. Diese gestalten sich allerdings schwierig, da die Schweiz zwar physikalisch Teil des europäischen Elektrizitätsnetzes ist, politisch aber nicht als solcher behandelt wird. Während der Ausschluss der Schweiz aus europäischen Marktmechanismen «nur» wirtschaftlich nachteilig ist, kann die Ausserachtlassung des Schweizer Netzes beim Betrieb der europäischen Netze zu einem Risiko für unsere Netzstabilität und damit für unsere Stromversorgung werden. Zweifelsohne wäre ein Stromabkommen in solchen Angelegenheiten dienlich und würde die schweizerische Stromwirtschaft und die Versorgungssicherheit unterstützen. Ohne ein solches Abkommen müsste die Schweiz in Zukunft möglicherweise Vorkehrungen treffen, um Schaden von unserem Lande abzuwehren.

Mit dem vorliegenden Tätigkeitsbericht zuhanden des Bundesrates erfüllt die eidgenössische Elektrizitätskommission ihren gesetzlichen Auftrag, der Öffentlichkeit eine umfassende Übersicht über ihre Tätigkeiten und jene ihres Fachsekretariates zu geben. Ich wünsche Ihnen eine angeregte Lektüre.



2 Versorgungssicherheit



Wasserkraftwerke liefern einen wichtigen Teil an die Stromversorgung der Schweiz. Im Bild das Laufwasserkraftwerk Wynau.

Die Versorgungssicherheit stand auch 2017 im Fokus der ElCom. Zu Beginn des Jahres war die Versorgungssituation in Europa angespannt. Wie sich die Lage in der Schweiz präsentierte und was die ElCom für die Zukunft erwartet, erläutert ElCom-Geschäftsführer Renato Tami im Interview.

Die Ereignisse im Winter im Zusammenhang mit der Stromversorgung häufen sich. Im Winter 2016/2017 war aber nicht das Netz die Ursache für Probleme. Worin lag der Unterschied im Vergleich zum Vorjahr?

Im Winter 2015/2016 hatten wir in der Schweiz eine angespannte Netzsituation, insbesondere aufgrund von Transformationsengpässen zwischen der 380 kV- und der 220 kV-Ebene. Die Situation im vergangenen Winter 2016/2017 war eine andere. Das Problem in Europa betraf die Energieseite. Im Januar war die Lage, insbesondere in Frankreich, angespannt. Grund dafür waren mehrere Kernkraftwerke, die nicht am Netz waren, und der hohe Energieverbrauch aufgrund der tiefen Temperaturen. In Frankreich heizt ein Grossteil der Haushalte elektrisch. Mit mildereren Temperaturen im Februar und der Wiederverfügbarkeit von mehreren Kernkraftwerken, hat sich die Situation im Februar entschärft.

In der Schweiz war die Lage entspannter. Die zuständigen Akteure haben ihre Hausaufgaben gemacht und haben aus den vorangegangenen Wintern gelernt. Die Netzverfügbarkeit und damit die Importkapazität waren durch eine geeignete Planung der Unterhaltsarbeiten im Übertragungsnetz und durch den Bau eines zusätzlichen Transformators zwischen der 380 kV- und 220 kV-Ebene in Beznau sehr hoch. Zudem hat Swissgrid zur Optimierung der Planungssicherheit Regelleistung vorzeitig beschafft und Verträge zum Abruf von Redispatch-Energie abgeschlossen. Energieseitig waren zwar im vergangenen Winter in der Schweiz Block 1 vom Kernkraftwerk Beznau nicht und das Kernkraftwerk Leibstadt teilweise nicht am Netz. Durch eine Überproduktion in Deutschland und die hohe Netzverfügbarkeit konnte die fehlende Energie importiert werden. Zusammengefasst lässt sich sagen, dass die Situation in der Schweiz jederzeit stabil war.

Im Zusammenhang mit der Energiesituation in der Schweiz: Wie beurteilen Sie die tiefen Füllstände der Speicherseen Anfang 2017?

Im Grosshandel des Strommarktes hat sich die angespannte Situation in Europa abgebildet: Die Preise sind nach oben geklettert, der Markt hat gespielt. Die Händler konnten nach einer langen Zeit mit eher tiefen Energiehandelspreisen plötzlich für gutes Geld Strom verkaufen. Als Folge davon wurden die Schweizer Speicherreserven massiv eingesetzt. Die Füllstände waren Ende Januar historisch tief. Aus diesem Grund und wegen der angespannten Situation in Europa haben wir Anfang Februar 2017 die «Arbeitsgruppe Winter» einberufen und gemeinsam mit Swissgrid und den Marktakteuren die Lage analysiert. Zudem haben wir die Marktakteure im Hinblick auf die Speicherbewirtschaftung daran erinnert, dass sie auch Stressszenarien wie etwa plötzliche Importrestriktionen zu berücksichtigen haben.

Wie schätzen Sie die Versorgungssituation für zukünftige Winter in der Schweiz und Europa ein?

Mark Twain hat einmal treffend gesagt: «Prognosen sind schwierig, besonders wenn sie die Zukunft betreffen». Dieser Grundsatz gilt in der Stromversorgung umso mehr, als die Situation im vermaschten Netz von unzähligen Parametern abhängig ist. Grundsätzlich ist sehr schwer abschätzbar, welche Effekte neue Technologien, neue Speichermethoden und sparsamerer Energieverbrauch – beispielsweise im Hinblick auf e-mobility – haben werden. Kurzfristig, mindestens solange das Kernkraftwerk Mühleberg am Netz ist – das ist bis 2019 – erwarten wir unter normalen Umständen keine überdurchschnittlich angespannten Situationen. Zu diesem Schluss kommen auch unsere Berechnungen aus der Adequacy Studie, welche die Versorgungssicherheit für das Jahr 2020 untersucht hat. Mittel- und langfristig, im Hinblick auf die Ausserbetriebnahme weiterer Kernkraftwerke in der Schweiz, sehen wir die Herausforderungen in den Winterhalbjahren

grösser werden. Aus heutiger Sicht können wir mit erneuerbaren Energien die wegfallende Energie aus der Kernkraft nicht kompensieren. Das heisst, wir müssen mehr Energie importieren, womit die Importrisiken grösser werden. Wir können nur dann Strom importieren, wenn die Nachbarländer exportieren können und wollen.

Um einen flächendeckenden Blackout als Folge einer Krise zu vermeiden, hat die ElCom das Thema der manuellen Lastwürfe aufgenommen. Worum geht es dabei konkret?

Unter manuellen Lastabwürfen versteht man die kurzzeitige, gezielte Abschaltung einzelner Lasten, beziehungsweise einzelner Netzschnitte. Da eine solche Massnahme erhebliche Konsequenzen für die betroffenen Endverbraucher hätte, handelt es sich um eine sogenannte Letztmassnahme, um eine ultima ratio.



« Wir können nur dann Strom importieren, wenn die Nachbarländer exportieren können und wollen. »

Renato Tami
Geschäftsführer der ElCom

Das heisst, manuelle Lastabwürfe würden nur angewendet, wenn bereits alle anderen Massnahmen zur Wiederherstellung des sicheren Netzbetriebs ausgeschöpft wären. Umso wichtiger ist, dass man sich in ruhigen Zeiten auf solche Extremszenarien vorbereitet. Abklärungen von uns haben gezeigt, dass die Durchführung manueller Lastabwürfe unter geltendem Recht nach dem Stromversorgungsgesetz zulässig ist. Es gehört zur Sorgfaltspflicht der Verteilnetzbetreiber und von Swissgrid, die organisatorischen Vorbereitungen für manuelle Lastabwürfe zu treffen. Schliesslich sind dies notwendige Vorkehrungen zur Gewährleistung des stabilen Netzbetriebs.

2.1 Übersicht

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.

Im Winter 2016/2017 war die Versorgungssicherheit in Europa, insbesondere in Frankreich angespannt. In der Schweiz waren sowohl netz- wie energieseitig Reserven vorhanden. (vgl. Abschnitt 2.2).

Die mittel- bis langfristige Versorgungssicherheit beobachtet die ElCom anhand eines umfassenden Monitorings in den Bereichen Netze, Produktion, Preise und Tarife sowie Umfeld. Hierzu erhebt sie unter anderem Daten zur

Versorgungsqualität und Verfügbarkeit des Netzes bzw. zur Häufigkeit von Unterbrechungen. Zusätzlich zur Versorgungsqualität beobachtet die ElCom im Rahmen des Monitorings auch die Entwicklung der verfügbaren Import- und Exportkapazitäten an den Grenzen zu den Nachbarländern Frankreich, Deutschland, Österreich und Italien (vgl. Abschnitt 2.3).

Im Weiteren hängt die Versorgungssicherheit auch von der Produktionskapazität und der Verfügbarkeit der Elektrizität ab. Aus diesem Grund beobachtet die ElCom die ausländischen Märkte und die Aktivitäten der ausländischen Regulatoren im Bereich der Kapazitätsmechanismen (vgl. Abschnitt 2.4).

Genügend Produktionskapazitäten und ein ausreichend dimensioniertes Übertragungs- und Verteilnetz allein reichen nicht aus, um die Sicherheit der Stromversorgung zu gewährleisten. Da sich elektrische Energie im Stromnetz nicht speichern lässt, muss die ins Netz eingespeiste Energie zu jedem Zeitpunkt gleich gross sein wie die daraus bezogene Energie. Diese Abstimmung erfolgt über die Systemdienstleistung Regelenenergie (vgl. Abschnitt 2.5).

2.2 Die Versorgungssicherheit im Rück- und Ausblick

2.2.1 Rückblick auf den Winter 2016/2017

Der Winter 2016/2017 wurde geprägt durch einen sehr kalten Januar in weiten Teilen Europas. Auf der Schweizer Alpennordseite betrug die durchschnittliche Temperatur beispielsweise -2.9°C , wobei der langjährige Durchschnitt bei etwa 0°C liegt. Dies entspricht dem kältesten Januar seit 30 Jahren.

Der Stromverbrauch nimmt bei tieferen Temperaturen zu. Ausgeprägt ist die Zunahme insbesondere in Frankreich aufgrund der zahlreich verwendeten Elektroheizungen. Der französische Übertragungsnetzbetreiber RTE schätzt, dass der Verbrauch pro zusätzliches Minusgrad um etwa 2400 Megawatt

zunimmt – das entspricht etwa zweimal der Produktion des Kernkraftwerks Leibstadt.

Auf der Produktionsseite waren im Januar 2017 nebst den Kernkraftwerken Leibstadt und Beznau I auch diverse französische Kernkraftwerke nicht in Betrieb. Aufgrund des kalten und auch trockenen Wetters lieferten auch die Flusskraftwerke unterdurchschnittliche Energiemengen. Zusammen mit dem hohen Verbrauch führte dies zu einer angespannten Situation insbesondere in Frankreich, was sich in ausserordentlich hohen Preisen nicht nur in der Schweiz, sondern auch in weiteren Teilen Europas und insbesondere in Frankreich, widerspiegelte.

So lag z. B. der höchste Preis für Spitzenenergie¹ in der Schweiz im Januar 2017 bei 138

EUR/MWh (zum Vergleich: Januar 2016 80 EUR/MWh; Februar 2017 82 EUR/MWh). Aufgrund dieser hohen Preise lief die Produktion aus Speicherseen im Januar 2017 auf Hochtouren, die Seen entleerten sich und die Füllstände erreichten Ende Januar historische Tiefststände. Erneut erwies sich die vorzeitige Beschaffung von Regelleistung als sinnvoll; damit war dieses wichtige Instrument trotz tiefer Füllstände jederzeit gesichert. Ab Februar 2017 hat sich die Lage deutlich entspannt und das Preisniveau hat sich normalisiert. Die Produktion aus Speichern wurde reduziert und durch vermehrte Importe ersetzt. Im Februar wurde häufig die volle Importkapazität ausgenutzt. Bereits anfangs März erreichten die Füllstände wieder übliche Werte.

¹ Epex Spot Day-ahead Auktion für die Lieferung von 08:00 bis 20:00

Speicherinhalt Schweiz (100% = 8835 GWh)

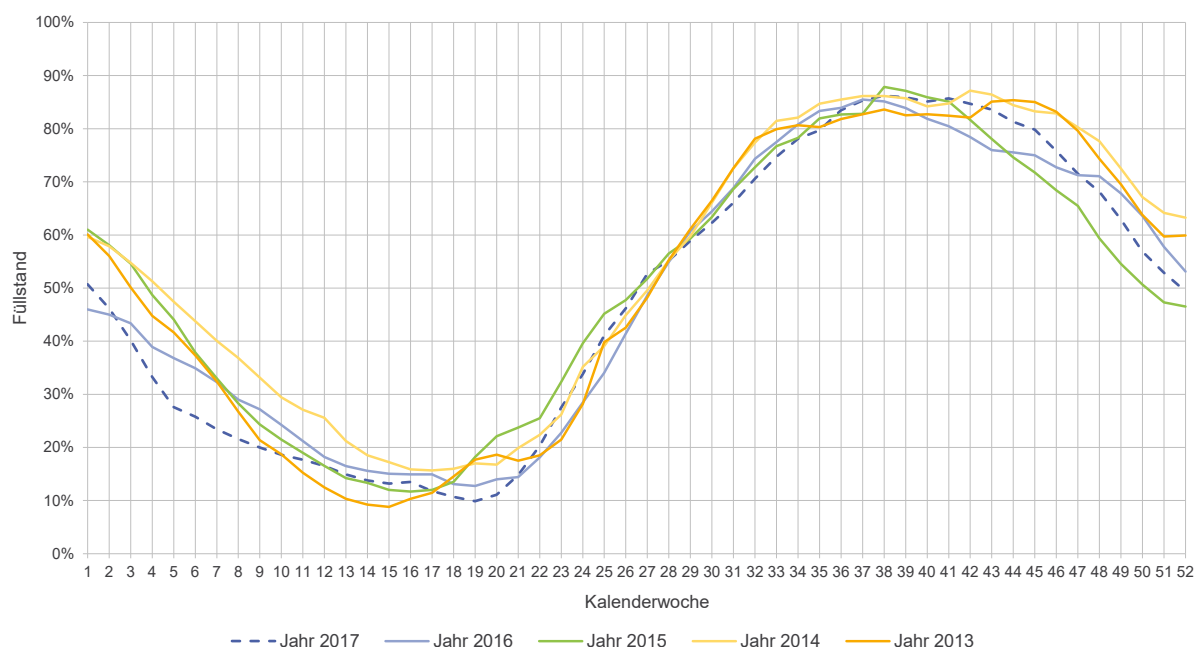


Abbildung 1: Füllstände der Schweizer Speicherseen im Fünfjahres-Vergleich (Datenquelle: BFE)

Der Winter 2016/2017 hat gezeigt, dass der länderübergreifende Strommarkt funktioniert. In der Knappheitssituation Frankreichs im Januar stieg zum Ausgleich und als Folge des hohen Preisniveaus die Produktion in umliegenden Ländern an (z. B. Wasserkraft in der Schweiz oder fossile Kraftwerke in Deutschland). Bedingung für die Beherrschung von Knappheitssituationen durch

den Strommarkt sind die generelle Verfügbarkeit von Kraftwerkskapazitäten (Leistung und Energie) sowie die notwendigen Transportmöglichkeiten. Beides war im Winter 2016/2017 gegeben, denn auch die Importverfügbarkeit der Schweiz war im Winter 2016/2017 durchwegs hoch, insbesondere auch im Vergleich mit dem diesbezüglich kritischen Winter 2015/2016.

2.2.2 Situation im Winter 2017/2018

Auch zu Beginn des Winters 2017/2018 war die Verfügbarkeit der Kernkraftwerke in Frankreich und der Schweiz nicht ideal. Bznau I war nach wie vor nicht in Betrieb und auch Leibstadt stand im November und Dezember 2017 zeitweise ungeplant still. Hingegen kündigte die Wetterprognose nach einem eher kalten Dezember einen eher milden weiteren Winter an. Wiederum wurde vorzeitig Regelleistung beschafft.

Massnahme war dabei die Inbetriebnahme des Kuppeltransformators im Unterwerk Bznau im März 2017. Dank der Überkapazitäten und Exportfähigkeit der Nachbarländer im betrachteten Zeitraum sowie der verstärkten Importkapazität in der Schweiz konnte die Versorgung in unserem Land ohne Probleme sichergestellt werden.

Die Importverfügbarkeit wurde im Jahr 2017 durch Swissgrid mit netztechnischen Massnahmen weiter verbessert. Eine wichtige

2.2.3 Längerfristiger Ausblick

Aufgrund der angespannten Situationen in den vergangenen Wintern hat die ElCom im Frühjahr beschlossen, eine Studie mit Berechnungen zur Adequacy 2020 durchzuführen. Die Ergebnisse hat die ElCom im Rahmen von Infrastrukturtag und ElCom-Forum in die laufende Diskussion zur Versorgungssicherheit einfließen lassen. Grundlage für die Studie war das Adequacy Modell, welches durch das Pentilaterale Energieforum mitentwickelt und derzeit auch durch ENTSO-E für den «midterm adequacy forecast» (MAF) verwendet wird. Das Modell wurde durch Swissgrid im Auftrag der ElCom in Bezug auf die Gegebenheiten in der Schweiz weiterentwickelt bzw. verfeinert. Swissgrid führte anschliessend auch die Berechnungen durch. Ziel der Studie war eine genaue Prognose von möglichen Versorgungs-

engpässen für das Jahr 2020 (d. h. nach Ausserbetriebnahme des Kernkraftwerks Mühleberg). Neben einem wahrscheinlichen Szenario, dem Basisszenario, hat die ElCom drei Stressszenarien definiert, die untersucht wurden.

Aus den Ergebnissen geht hervor, dass für das Basisszenario die Versorgungssicherheit für das Jahr 2020 gewährleistet ist. Die wenigen angespannten Situationen in den Stressszenarien sollten mit den zur Verfügung stehenden operativen Massnahmen abgedeckt werden können. Trotz dieser beruhigenden Ergebnisse relativiert die ElCom in ihrem Bericht die Ergebnisse der Studie und die daraus abgeleiteten Schlüsse. Die zur Berechnung notwendigen Vereinfachungen und der hohe Einfluss der Annahmen im Modell auf die Ergebnisse

machen die Resultate anfällig. Zudem setzen die Modellrechnungen voraus, dass der Markt spielt und die Exportbereitschaft und -fähigkeit der Nachbarländer auch in kritischen Situationen vorhanden ist. Für eine umfassende Beurteilung der Versorgungssicherheit ist daher aus Sicht der ElCom dem Importbedarf im Winterhalbjahr ebenso Rechnung zu tragen. Daher sollte die politische Diskussion zur Versorgung im Winterhalbjahr unbedingt fortgesetzt werden. In diesem Zusammenhang sind Optionen wie eine strategische (Energie-)Reserve oder Kapazitätsmechanismen prüfenswert, wobei sich die ElCom dafür einsetzen wird, dass Vor- und Nachteile möglicher Umsetzungen sorgfältig analysiert und abgewogen werden. Die ElCom wird daher den Zeithorizont der Adäquanzstudie erweitern und diese Studien zukünftig regelmässig durchführen, um den laufenden Veränderungen Rechnung zu tragen und eine belastbare Grundlage für die Diskussionen zur Entwicklung der Versorgungssicherheit der Schweiz zur Verfügung zu stellen.

Die Auswirkungen der Ausserbetriebnahme des Kernkraftwerks Mühleberg wurden in Zusammenarbeit mit der Forschungsstelle Energienetze der ETH Zürich zusätzlich aus netztechnischer Sicht untersucht. Mit der Spannungserhöhung der Leitung Bassecourt – Mühleberg kann die wegfallende Energie durch Importe ersetzt werden, sofern die Exportfähigkeit der Nachbarländer gegeben ist. Sollte die Spannungserhöhung nicht rechtzeitig erfolgen, droht zwar kein unmittelbares Netzproblem, allerdings verschärft sich die energetische Winterproblematik weiter.

Im längerfristigen Zeithorizont sieht die ElCom verschiedene Risiken. Deutschland steigt bis Ende 2022 aus der Kernkraft aus, auch in Frankreich und der Schweiz wird die verfügbare Leistung aus Kernkraftwerken zukünftig

kleiner. Der Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland und Italien ist stark abhängig von der politischen Agenda und kann die mittel- bis langfristig zur Verfügung stehenden Kapazitäten in Europa signifikant beeinflussen. Eine teilweise Kompensation erfolgt durch den Zubau von neuen erneuerbaren Energien oder gegebenenfalls von Gaskraftwerken. Der grösste Zubau in den Nachbarländern findet in Norddeutschland statt. Diese Energie kann aber aufgrund innerdeutscher Engpässe nicht jederzeit nach Süddeutschland oder gar in die Schweiz gelangen. Die Netzausbauplanung in Deutschland sieht vor, dass diese Engpässe mittels neuer Hochspannungsgleichstromleitungen beseitigt werden, allerdings ist eine Inbetriebnahme nicht vor 2025 zu erwarten.

Neben der Kraftwerkskapazität sind auch die passenden Transportmöglichkeiten notwendig. Innerhalb der Schweiz gibt es dazu positive Signale. Nach einem Beschluss des Bundesgerichts kann Swissgrid mit dem Bau der 380 kV-Leitung von Chamoson nach Chippis beginnen. Mit der Annahme der «Strategie Stromnetze» durch die eidgenössischen Räte sollten die Verfahren zukünftig kürzer werden.

Eine bedenkliche Entwicklung zeigt sich auf internationaler Ebene. Mit der voranschreitenden Integration der europäischen Strommärkte unter teilweisem Ausschluss der Schweiz erhöhen sich ungeplante Flüsse durch das Schweizer Übertragungsnetz. Diese ungeplanten Flüsse können teilweise Engpässe für die Versorgung der Schweiz verursachen. Die ElCom engagiert sich diesbezüglich bei anderen nationalen Regulatoren sowie der europäischen Regulierungsbehörde ACER. Zudem hat die ElCom einen erklärenden Bericht veröffentlicht und evaluiert mögliche Abhilfemassnahmen.

2.3 Qualität der Versorgung

2.3.1 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 96 grössten Schweizer Netzbetreiber aus. Diese 96 Netzbetreiber wickeln rund 89 Prozent des gesamten Schweizer Energieumsatzes über ihre Netze ab. Im Jahr 2016 verzeichneten die 96 grössten Schweizer Netzbetreiber 4'328 ungeplante Unterbrechungen (vgl. Tabelle 1). Damit nahm die Zahl der ungeplanten Unterbrechungen gegenüber dem Vorjahr leicht ab. Die Anzahl Unterbrechungen als solche lässt jedoch noch keine abschliessende Aussage über die Netzverfügbarkeit zu. Erst verbunden mit der Dauer der Unterbrechungen und der Anzahl betroffener Endverbraucher kann eine aussagekräftige Angabe zur Verfügbarkeit des Netzes gemacht werden.

	2012	2013	2014	2015	2016 ¹	Einheit
Unterbrechungen	5'038	4'615	4'039	4'401	4'328	Anzahl
SAIDI	22	15	13	11	9	Minuten pro Endverbraucher
SAIFI	0.34	0.28	0.22	0.23	0.20	Unterbrechungen pro Endverbraucher

Tabelle 1: Entwicklung der Versorgungsqualität in der Schweiz 2012–2016 (nur ungeplante Unterbrechungen)

Im Jahr 2016 betrug die durchschnittliche Dauer der ungeplanten Unterbrechungen pro Endverbraucher neun Minuten. Damit verbesserte sich dieser Indikator landesweit gegenüber dem Vorjahr um zwei Minuten. Die durchschnittliche Häufigkeit einer ungeplanten Unterbrechung pro Endverbraucher nahm im Jahr 2016 gegenüber dem Vorjahr ab und lag bei 0.20 Unterbrechungen pro Endverbraucher.

Die Schweizer Netzverfügbarkeit entwickelte sich insgesamt seit dem Jahr 2012 positiv. Die höhe-

ren SAIDI- und SAIFI-Werte im Jahr 2012 waren hauptsächlich auf ausserordentliche Naturereignisse (Sturm und Schnee) zurückzuführen. Die hohe Versorgungsqualität in der Schweiz ist auch im internationalen Vergleich feststellbar. Gemäss dem «6th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply» gehört die Schweiz zur Gruppe von Ländern mit der höchsten Versorgungsqualität in Europa.

¹ Die Zahlen zur Versorgungsqualität 2017 werden im Juni 2018 veröffentlicht und sind auf der Internetseite der ElCom abrufbar.

2.3.2 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). Die NTC gibt an, wie viel Transportkapazität grenzüberschreitend mit den Nachbarstaaten verfügbar ist, ohne die Sicherheitsstandards zu

verletzen. Swissgrid bestimmt den Wert für die vier Schweizer Grenzen gemeinsam mit den Betreibern der benachbarten Übertragungsnetze. Der Anteil der Importkapazität des Fürstentums Liechtenstein, das der Regelzone Schweiz angehört, wird der Importkapazität aus Österreich angerechnet. Tabelle 2 gibt einen Überblick über die Entwicklung der verfügbaren Importkapazitäten.

NTC (MW)	2013	2014	2015	2016	2017
Norddach	4'537	4'799	5'225	5'245	5'265
Frankreich	3'060	3'093	3'073	2'974	3'007
Deutschland	965	1'094	1'373	1'468	1'501
Österreich	512	612	779	803	757
Italien	1'726	1'722	1'722	1'717	1'722

Tabelle 2: Verfügbare Importkapazität der Schweiz 2013–2017

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 auf 220 kV bereitgestellt wird, bestimmt in erster Linie die verfügbare Kapazität der Kuppeltransformatoren (380/220 kV) die maximal mögliche Importkapazität der Schweiz. Die Importkapazitäten an den einzelnen Landesgrenzen blieben zwischen 2013 und 2017 für Italien relativ stabil und stiegen in Deutschland und Österreich leicht an. Dieser Anstieg

der Importkapazitäten in den Jahren 2014 und 2015 war einerseits auf eine Verschiebung bzw. einen Neubau eines 380/220 kV-Transformators (Bassecourt bzw. Bickigen) zurückzuführen (physische Kapazitätserweiterungen). Andererseits konnte Swissgrid die Importkapazität an der deutschen und österreichischen Grenze im Winter 2015 aufgrund von neuen Planungs- und Prognosesystemen optimieren. Für Frankreich blieben die Importkapazitäten zwischen 2013 und 2015 relativ stabil. Für 2016 sanken sie allerdings.

2.3.3 Exportkapazität

Aufgrund der hohen Transitflüsse durch die Schweiz von Norden nach Süden ist für die Versorgungssicherheit der Schweiz auch die verfügbare Exportkapazität nach Italien und Frankreich von Bedeutung. Der Umfang dieser Exportkapazität hat einen massgeblichen Einfluss auf die Belegung der Importkapazität der

Schweiz an der Grenze zu Frankreich, Deutschland und Österreich. Die Exportkapazität nach Italien stieg über die letzten beiden Jahre an, da der italienische Übertragungsnetzbetreiber Terna in dieser Zeit seltener Kapazitätsreduktionen zur Sicherstellung der inneritalienischen Netzstabilität anordnete (siehe Tabelle 3).

NTC (MW)	2013	2014	2015	2016	2017
Italien	2'767	2'557	2'948	2'986	2'986
Frankreich	1'100	1'113	1'188	1'125	1'180

Tabelle 3: Entwicklung der Exportkapazität der Schweiz nach Italien und Frankreich 2013–2017

2.4 Kapazitätsmechanismen in der EU

Um die Wirtschaftlichkeit der bestehenden Kraftwerke auch in Zukunft garantieren zu können, werden zwei Konzepte verfolgt: Entweder lässt man den Marktkräften an den Stromhandelsplätzen freien Lauf, so dass sich in Engpasssituationen Strompreise ergeben, die unter Umständen ein Vielfaches über den Durchschnittspreisen liegen. Damit liessen sich auch bei wenigen Betriebsstunden im Jahr die Vollkosten der konventionellen Kraftwerke finanzieren. Bei der zweiten Möglichkeit lässt der Staat keine freien Preisspitzen zu und begrenzt somit die Preise für Strom. Zugleich sichert er aber mit sogenannten Kapazitätsmechanismen die Bereitstellung ausreichender Kraftwerkskapazitäten. In vielen

Ländern Europas, auch innerhalb der EU, ist die Einführung von Kapazitätsmechanismen geplant, genehmigt oder bereits umgesetzt.

Die Studie zur Adäquanz hat einmal mehr gezeigt, dass die Schweizer Versorgungssicherheit auch grenzüberschreitende Aspekte hat. So kann es Situationen geben, bei der die Versorgungssicherheit der Schweiz auch von den europäischen Nachbarn abhängt. Allerdings sind auch Situationen möglich, bei denen die Versorgungssicherheit rein von nationalen Einflussgrössen abhängt. In diesem Zusammenhang beobachtet die ElCom neben den nationalen auch die ausländischen Entwicklungen bei Kapazitätsmechanismen mit.

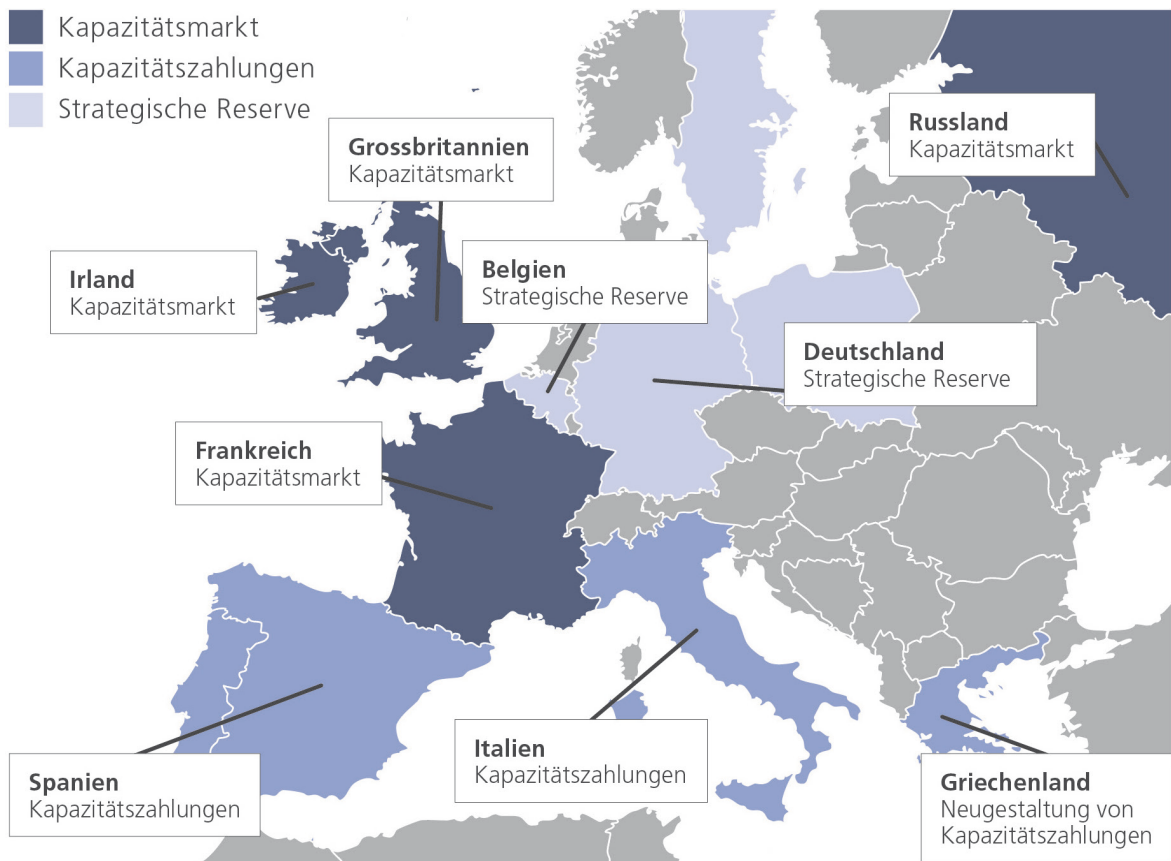


Abbildung 2: Vereinfachte Übersicht zu Kapazitätsmechanismen in ausgewählten Ländern Europas (Stand 31.12.2017)

2.5 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 117 Millionen Franken und waren

damit so günstig wie nie zuvor. Abbildung 3 zeigt die Preisentwicklung der Kosten für die Regelleistung in den vergangenen fünf Jahren. 2013 waren die Kosten für Regelleistung aufgrund einer lang andauernden Kälteperiode hoch. Die leichte Erhöhung im Jahr 2016 ist auf die angespannte Versorgungssituation im Winter in der Schweiz zurückzuführen. Ein Vergleich über mehrere Jahre zeigt, dass sich die Kosten für Regelleistung insgesamt stabilisiert haben.

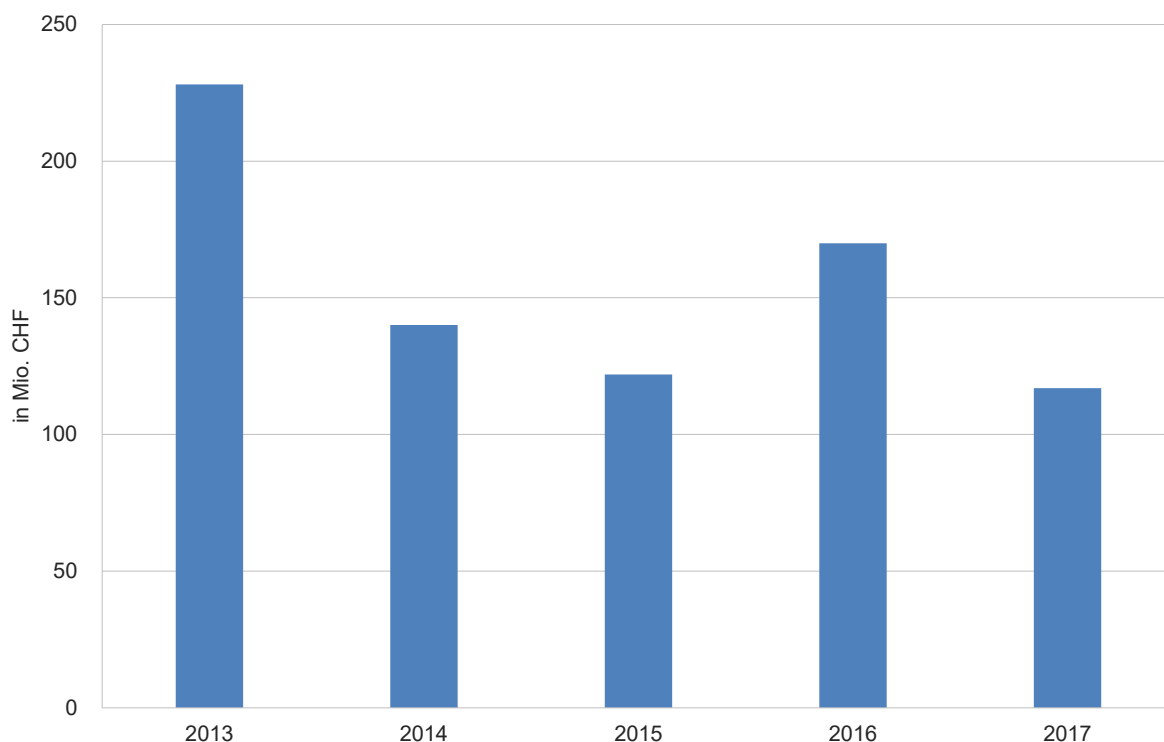


Abbildung 3: Preisentwicklung Regelleistung 2013 bis 2017

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 22 Millionen Franken. Im Vergleich dazu betrugen die Kosten der vorzeitigen Beschaffung 2016 rund 32 Millionen Franken. Die Kostenreduktion ist auf eine Optimierung des Ausschreibzeitpunktes zurückzuführen.

3 Die Netze



Das Schweizer Stromnetz – Verteilnetz und Übertragungsnetz – ist insgesamt rund 200'000 Kilometer lang. Das entspricht circa fünfmal dem Umfang der Erde. Im Bild das Übertragungsnetz auf dem Bernina Pass im Kanton Graubünden.

3.1 Fakten und Zahlen der Schweizer Stromnetze

Das gesamte Schweizer Stromnetz erstreckt sich über eine Länge von rund 203'300 Kilometern. Etwa 70 Prozent davon sind den lokalen Verteilnetzen (Netzebene 7) zuzurechnen, während das oftmals besser sichtbare nationale Übertragungsnetz der Swissgrid lediglich gut drei Prozent auf sich vereint. Im Rahmen des regulären Reportings erhebt die ElCom jährlich die Schweizer Stromnetze nach verschiedenen technischen Anlagekomponenten. Wie in Tabelle 4 sichtbar, hat sich das Mengengerüst in den meisten Kategorien bis zuletzt etwas erweitert. Bedingt durch die fortschreitende Verkabelung haben die Freileitungen und Masttrafostationen abge-

nommen, die Kabel und Trafostationen hingegen zugenommen. In Kilometern gemessen wurde das Verteilnetz seit 2012 jährlich mit einer Rate von knapp zwei Prozent erweitert. Eine ähnliche Entwicklung zeigt auch die Anzahl Messpunkte bei den Endverbrauchern. Zuletzt stehen den rund 5.5 Millionen Messpunkten gut 5.1 Millionen Rechnungsempfänger gegenüber. Gemäss offizieller Statistik zählt die Schweiz knapp 0.6 Millionen Unternehmen (2015) sowie gut 8.4 Millionen Einwohnerinnen und Einwohner (2016). Im Beobachtungszeitraum betrug das durchschnittliche Bevölkerungswachstum etwas mehr als ein Prozent.

Anlageklasse	2012	2013	2014	2015	2016	Einheit
Trasse Rohranlage HS (NE3), MS (NE5) und NS (NE7)	104'894	111'626	116'477	119'621	119'277	km
Kabel HS (NE3)	1'980	1'976	2'031	1'911	1'924	km
Kabel MS (NE5)	32'174	32'833	33'544	33'870	34'044	km
Kabel NS (NE7)	73'382	75'127	76'311	77'590	78'011	km
Kabel Hausanschlüsse NS (NE7)	47'957	50'972	52'569	53'931	54'240	km
Freileitung und Kabel HHS (NE1)	6'750	6'750	6'750	6'750	6'629	Strang-km
Freileitung HS (NE3)	6'918	7'059	7'158	6'904	6'738	Strang-km
Freileitung MS (NE5)	11'570	11'151	10'914	10'590	10'061	Strang-km
Freileitung NS (NE7)	10'835	10'227	9'719	10'653	11'621	Strang-km
Unterwerk NE2, NE3, NE4, NE5	1'144	1'097	1'314	963	893	Anzahl
Transformator NE2	154	155	152	146	148	Anzahl
Schaltfeld NE2 ¹	185	163	177	165	159	Anzahl
Transformator NE3 ²	97	82	81	78	79	Anzahl
Schaltfeld NE3 ¹	2'577	2'449	2'545	2'606	2'577	Anzahl
Transformator NE4	1'147	1'144	1'145	1'143	1'142	Anzahl
Schaltfeld NE4 ¹	1'906	1'952	2'110	2'078	2'011	Anzahl
Transformator NE5 ²	585	286	317	190	75	Anzahl
Schaltfeld NE5 ¹	27'366	29'468	26'727	28'226	30'836	Anzahl
Trafostation NE6	51'100	51'862	52'425	53'405	53'024	Anzahl
Masttrafostation NE6	5'716	5'831	5'685	5'748	5'402	Anzahl
Kabelverteilkabinen NS (NE7)	156'839	170'285	171'712	174'897	174'377	Anzahl
Messpunkte (alle Verbraucher)	5'084'174	5'318'529	5'393'370	5'452'650	5'512'743	Anzahl
Anzahl Netzbetreiber	679	672	659	649	643	

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) Transformatoren auf den Netzebenen 3 und 5 betreffen jeweils unterschiedliche Spannungsreihen innerhalb der Netzebene (z. B. auf NE3 110 und 50 kV).

Tabelle 4: Anlagen des Schweizer Stromnetzes

Der Gesamtwert des Schweizer Stromnetzes liegt im Bereich von rund 20.5 Milliarden Franken. Der Grossteil – neun Zehntel davon – sind dem Verteilnetz zuzurechnen. Der Restwert der Anlagen im Verteilnetz bleibt gegenüber dem Vorjahr nahezu stabil, 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 4.8 Prozent auf knapp 3.5 Milliarden Franken angewachsen.

Für das Verteilnetz zeigen die folgenden zwei Abbildungen, wie sich das Eigentum respektive die Netznutzungserlöse auf die Unternehmen aufteilen. Dazu werden die jeweils 100 grössten Verteilnetzbetreiber in Zehnergruppen unterteilt, die übrigen bilden die Rest-Gruppe. Dabei zeigt sich (Abbildung

4), dass die grössten zehn Unternehmen (dunkelblau) gemeinsam 43 Prozent aller deklarierten Anlagewerte besitzen, ungefähr gleich viel, wie die nächstgrössten 90 Unternehmen auf sich vereinen. Der zahlenmässig grosse «Rest» an kleinen Netzbetreibern (hellblau) hat 2016 einen Besitzanteil von 15 Prozent, knapp einen Prozentpunkt weniger als fünf Jahre zuvor.

Ein ähnliches, wenn auch etwas weniger stabiles Bild zeigt sich bei den Netznutzungsentgelten (Abbildung 5). Die grössten Zehn (dunkelblau) konnten ihre Position über die Zeit um gut drei Prozentpunkte festigen und rechneten zuletzt 46 Prozent aller Erträge ab. Die zahlenmässig rückläufige Gruppe der «kleinsten» Netzbetreiber (hellblau) erhielt zuletzt knapp 14 Prozent aller Erlöse, drei Prozentpunkte weniger als vor fünf Jahren.

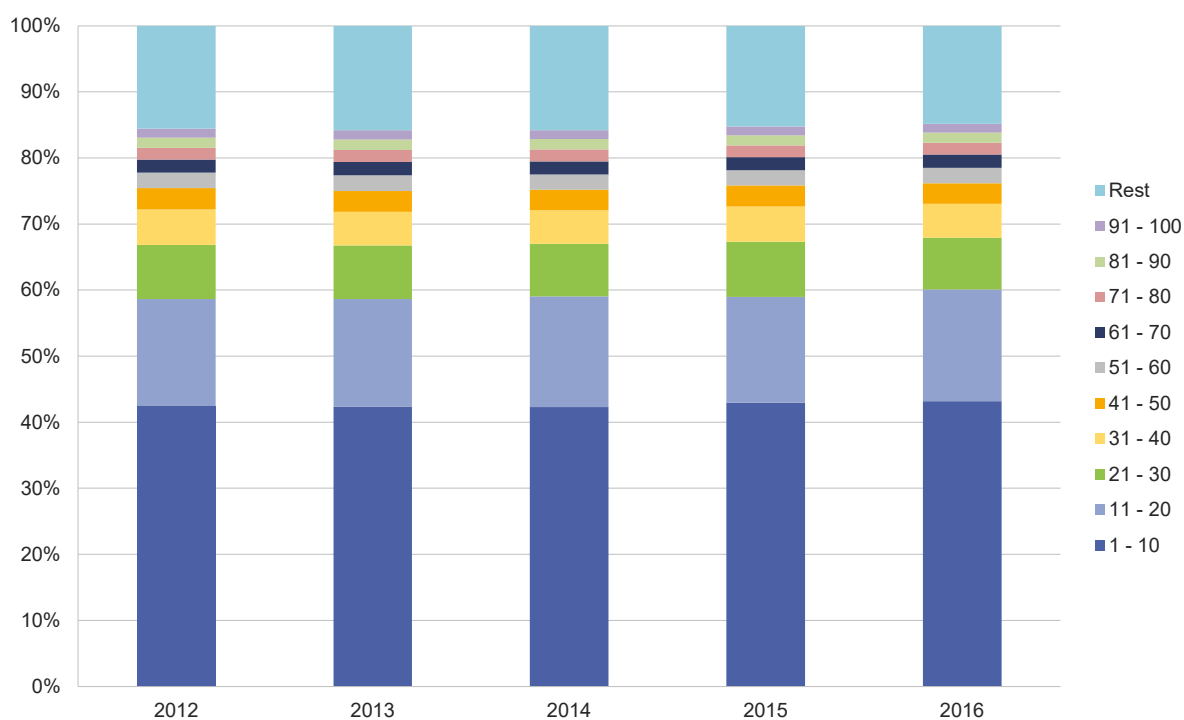


Abbildung 4: Prozentualer Eigentumsanteil am Verteilnetz nach Unternehmensgrösse

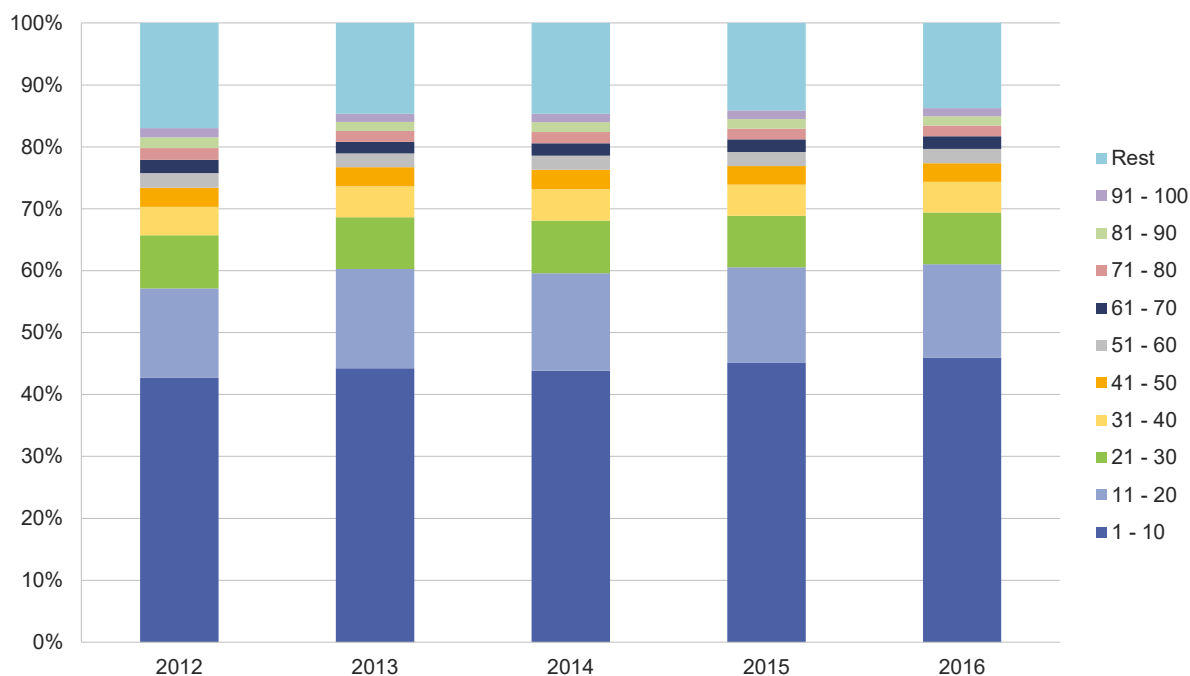


Abbildung 5: Prozentualer Anteil der Netznutzungserlöse des Verteilnetzes nach Unternehmensgrösse

Die Netzkosten basieren auf den Betriebs- und Kapitalkosten eines «sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes», hinzu kommen noch Steueraufwendungen sowie Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen. Fürs Jahr 2016 deklarierten die Verteilnetzbetreiber insgesamt Netzkosten von 4.7 Milliarden Franken. Nach den einzelnen Komponenten gegliedert wird aus zeitlicher Perspektive deutlich, dass die von den Kantonen und Gemeinden eingeforderten Abgaben und Leistungen sowie die nationalen gesetzlichen Förderabgaben für erneuerbare Energien über die Jahre sichtlich an Bedeu-

tung gewonnen haben (Abbildung 6). Ihr Anteil hat sich seit 2012 um die Hälfte auf über eine Milliarde Franken ausgeweitet. Gleichwohl bleiben die Betriebs- und Kapitalkosten mit rund drei Vierteln oder 3.5 Milliarden Franken die gewichtigste Komponente. Wird dieser Betrag den weiter oben erwähnten Netznutzungsentgelten gegenübergestellt, resultiert im Jahr 2016 erstmals wieder eine leichte Überdeckung von 34 Millionen Franken. In den drei Jahren zuvor summierten sich die Unterdeckungen auf 420 Millionen Franken, was entsprechend zusätzliche Zinskosten induziert.

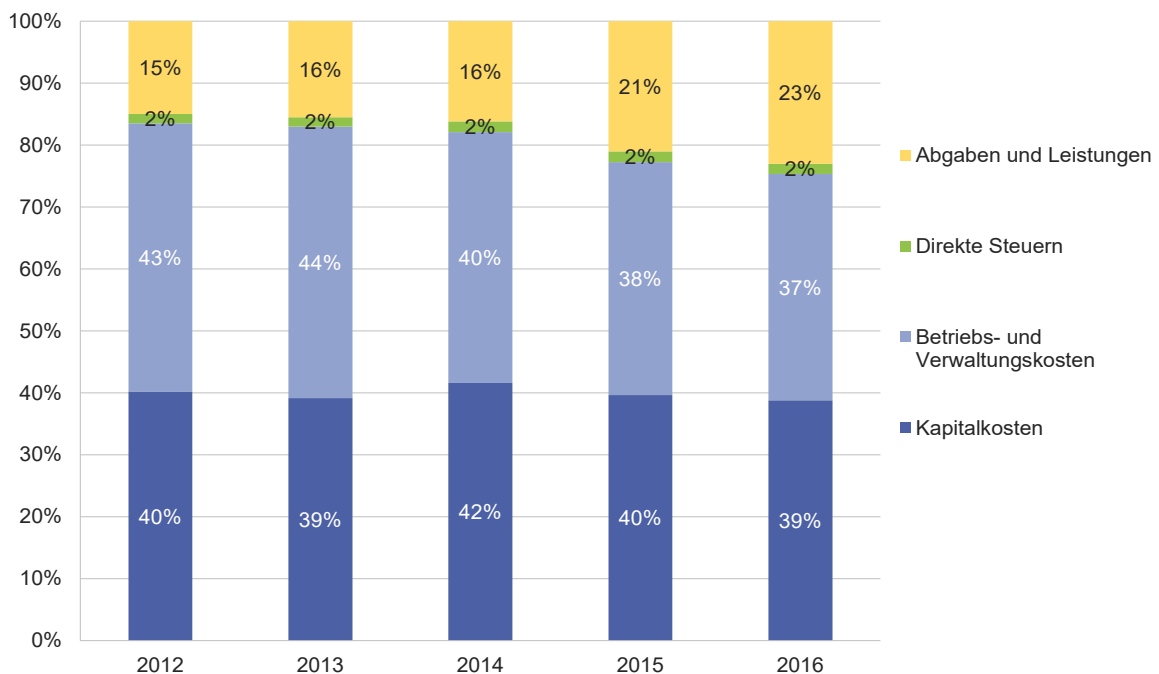


Abbildung 6: Zusammensetzung der Verteilnetzkosten

In ihrem Geschäftsbericht 2016 weist Swissgrid Netznutzungskosten von 592 Millionen Franken und Kosten für Systemdienstleistungen von 233 Millionen Franken aus. Werden zu diesen kumulierten Kosten von 0.8 Milliarden Franken für das Übertragungsnetz noch die Verteilnetzskosten von 4.7 Milliarden Franken addiert, resultieren Gesamtkosten für das Schweizer Stromnetz von rund 5.5 Milliarden Franken pro Jahr. Wie sich diese auf die einzelnen Netzebenen (NE) verteilen, zeigt Abbildung 7. Das lokale Verteilnetz

(NE7) verursacht mit nahezu der Hälfte die mit Abstand meisten Kosten, ein weiterer Fünftel der Kosten entsteht auf der NE5. Im Unterschied dazu sind die Kostenanteile der drei Transformierungsebenen (NE2, NE4, NE6) – die Bindeglieder zwischen den verschiedenen Leitungsebenen – vergleichsweise gering. Das von Swissgrid betriebene Höchstspannungsnetz (NE1 inkl. SDL) vereint einen Kostenanteil von 15 Prozent, wobei knapp ein Drittel davon auf die Systemdienstleistungen entfällt.

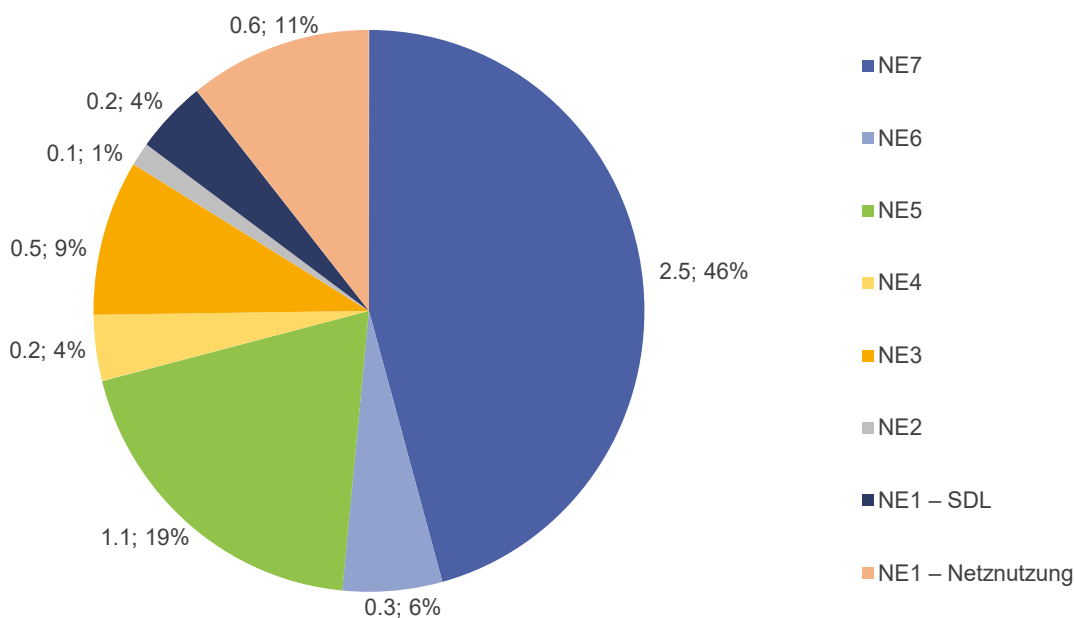


Abbildung 7: Kosten in Mia. CHF und Kostenanteile des Schweizer Stromnetzes gegliedert nach Übertra-
gungs- (NE1) und Verteilnetz (NE2–7), 2016

3.2 Netzausbau und Netzplanung

3.2.1 Mehrjahresplanung Übertragungsnetz

Auf Bundesebene stehen in den kommenden Jahren diverse Entscheidungen in Sachplan- und Plangenehmigungsverfahren an. Dabei sind unter anderem Kriterien nach dem StromVG zu berücksichtigen. Auch die ElCom ist in diese Verfahren einbezogen und für ihre Beurteilung auf objektive und transparente Planungsgrundlagen angewiesen.

Nach der im Dezember 2017 verabschiedeten Strategie Stromnetze erstellt die Swissgrid ihren Mehrjahresplan künftig gestützt auf den Szenariorahmen des BFE. Die ElCom genehmigt den Mehrjahresplan (Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze [Änderung des Elektrizitätsgesetzes und des Stromversorgungsgesetzes] vom 15. Dezember 2017, publiziert im Bundesblatt 2017, S. 7909 ff.).

Wann diese Bestimmungen in Kraft treten, ist noch offen. Die Referendumsfrist ist bei Redaktionsschluss noch nicht abgelaufen.

Anfang 2015 hat Swissgrid den Bericht zum strategischen Netz 2025 fertiggestellt und im April 2015 der Öffentlichkeit präsentiert. 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 gesamtschweizerische Planung des Übertragungsnetzes. Der Bericht kann auch dazu beitragen, die grenzüberschreitende Koordination bei der Nutzung und Finanzierung des Netzes zu

verbessern. Die Grössenordnungen der Investitionen in die Erweiterungen und den Erhalt des Netzes erscheinen plausibel. Die Werthaltigkeit des Übertragungsnetzes kann aufgrund dieser Planung gewährleistet werden.

Grundsätzlich trägt der Bericht zum strategischen Netz 2025 dem Kriterium der Ausgewogenheit der Investitionen Rechnung (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 Unsi-

cherheiten 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

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. Davon sind bei einer strikten Anwendung des StromVG 50 Netzbetreiber betroffen. In der Vergangenheit verfolgte die ElCom den Ansatz, die Systematik der Mehrjahresplanung zuerst auf Ebene Übertragungsnetz zu bereinigen und erst gestützt darauf einen möglichen «Rollout» auf das Verteilnetz mit einer Spannung von 36 kV und mehr anzugehen. Die ElCom hat dabei einzelne aus Sicht des Regulators relevante Punkte aus der Mehrjahresplanung mit den Betreibern des Verteilnetzes besprochen, insbesondere bei Unsicherheiten bezüglich der Anrechenbarkeit von Kosten für unterschiedliche Ausbauvarianten (z. B. An-

nahmen beim Zubau von erneuerbarer Energieproduktion, die für Investitionen und deren Anrechenbarkeit relevant waren).

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 «Mehrmjahrespläne 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

Die Beteiligung der ElCom bei Sachplan- und Plangenehmigungsverfahren von Netzausbauprojekten ist grundsätzlich in der Verordnung über das Plangenehmigungsverfahren für elektrische Anlagen geregelt. Bei der Beurteilung der Ausbauvorhaben achtet die ElCom insbesondere darauf, dass die Wirtschaftlichkeit der eingereichten Projekte berücksichtigt wird.

Im Jahr 2017 hat die ElCom, im Rahmen ihrer gesetzlichen Aufgaben, auf Stufe Übertragungsnetz zu zwei wichtigen Projekten Stellung genommen: zum Anschluss des Kraftwerks Lagobianco sowie zu den Begleitmassnahmen beim Projekt Airola-Lavorgo. Auf Stufe Verteilnetz gab die ElCom mehrere Stellungnahmen zu Projekten mit Spannungserhöhungen ab. Weiter hat die ElCom bei mehreren Begleitgruppensitzungen und einer Begehung vor Ort teilgenommen.

Künftig wird die Wahl zwischen Freileitungs- und Verkabelungsvariante durch den so-

nannten Mehrkostenfaktor erleichtert. Demnach ist eine Verteilnetzleitung grundsätzlich als Erdkabel auszuführen, sofern die Mehrkosten einen bestimmten Faktor nicht übersteigen und weitere Voraussetzungen gegeben sind. Der Mehrkostenfaktor ist durch den Bundesrat festzulegen und beträgt maximal 3. Ebenso sind Anlagen des Übertragungsnetzes künftig von nationalem Interesse, was zur Folge hat, dass solche Anlagen bei überwiegendem Interesse auch innerhalb von Inventarobjekten von nationaler Bedeutung erstellt werden können. Diese Bestimmungen sind in der im Dezember verabschiedeten Strategie Stromnetze enthalten (Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze [Änderung des Elektrizitätsgesetzes und des Stromversorgungsgesetzes] vom 15. Dezember 2017, publiziert im Bundesblatt 2017, S. 7909 ff.). Wann sie in Kraft treten werden, steht noch nicht fest. Die Referendumsfrist ist bei Redaktionsschluss noch nicht abgelaufen.

3.3 Investitionen in Netzinfrastuktur

Im Rahmen ihrer Überwachungsaufgaben beobachtet die ElCom, ob mittel- und langfristige genügend Investitionen getätigt werden, damit die Stromnetze in gutem Zustand bleiben und somit ihren Beitrag zur sicheren Strom-

versorgung leisten können. Da die Zahlen sowohl für das Übertragungs- wie für das Verteilnetz bei Redaktionsschluss noch nicht vorliegen, werden im Folgenden Daten aus dem Vorjahr verwendet.

3.3.1 Investitionen ins Übertragungsnetz

Innerhalb des Realisierungszeitraums 2016 haben sich die geplanten Investitionen von 177 Millionen Franken um 28 Millionen auf 149 Millionen Franken verringert. Dies ist im Wesentlichen auf Verzögerungen bei öffentli-

chen Ausschreibungen, in den Bewilligungsverfahren sowie aufgrund der beauftragten Planer zurückzuführen. Ein weiterer Grund sind Optimierungen in der Realisierung, vor allem bei Projekten in den Unterwerken.

3.3.2 Investitionen ins Verteilnetz

Im Verteilnetz entwickelte sich die Investitionstätigkeit stabil. Mit einem kumulierten Betrag von jährlich rund 1.4 Milliarden Franken investieren die Netzbetreiber im Mittel gut 60 Prozent mehr in die Erneuerung und Erweiterung der Netzanlagen, als zugleich abgeschrieben werden. Bei Abschreibungen von knapp 0.9 Milliarden Franken resultiert regelmässig ein

Investitionsüberschuss von mehr als einer halben Milliarde Franken (Abbildung 8). Da gleichzeitig die Zuverlässigkeit der Schweizer Stromnetze – auch im internationalen Vergleich – sehr hoch ist und sich im Beobachtungszeitraum abermals verbessert hat (vgl. Abschnitt 2.3), erachtet die ElCom die Investitionstätigkeit ins Verteilnetz weiterhin als ausreichend.

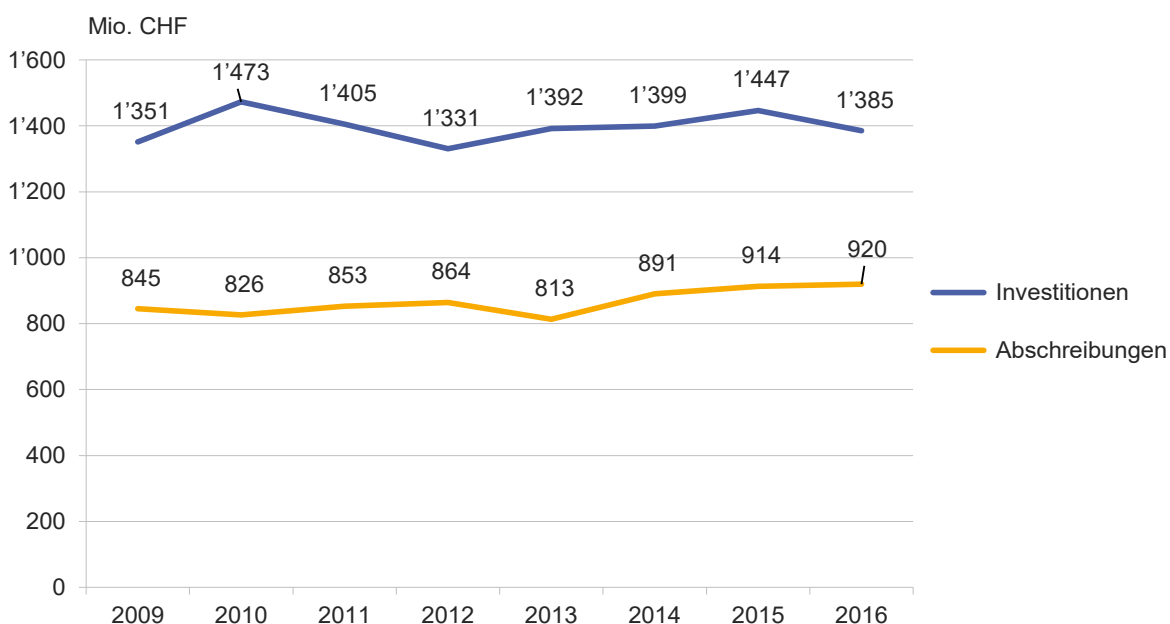


Abbildung 8: Entwicklung der Investitionen und Abschreibungen im Verteilnetz

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 148 Gesuche für die Vergütung von Kosten für Netzverstärkungen. In den vergangenen acht Jahren hat die ElCom insgesamt 678 derartige Verfügungen erlassen (vgl. Abbildung 9).

Die Summe der Kosten für Netzverstärkungen erreichte Ende 2017 rund 70.3 Millionen Franken, die Kraftwerksleistung betrug insgesamt 253.3 MW. Tabelle 5 gibt einen Überblick über die wesentlichen Kennzahlen zu den Netzverstärkungen der Jahre 2009 bis 2017.

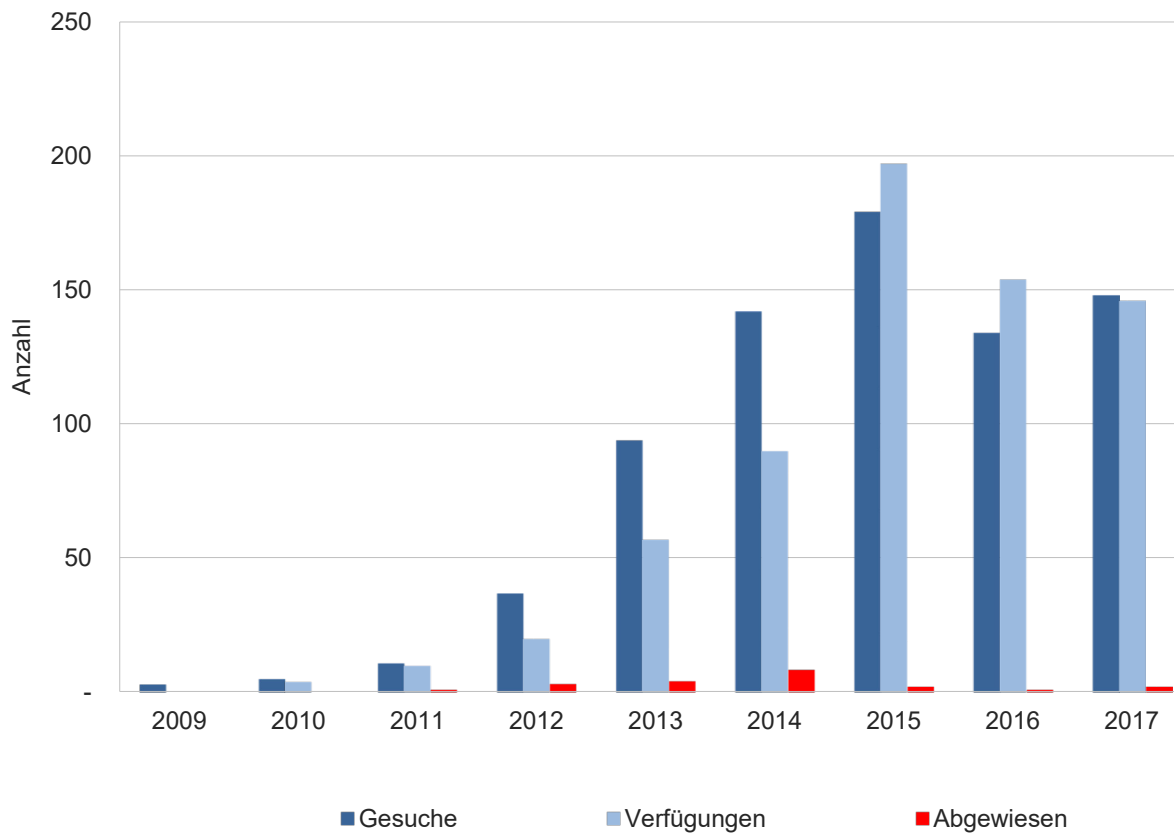


Abbildung 9: Entwicklung der Anzahl an Verfügungen für Netzverstärkungen

	Total	PV	Wind	Übrige ¹
Anzahl Verfügungen	678	650	3	25
Minimalwert Generatorleistung [kW] ²	8	8	3'000	22
Maximalwert Generatorleistung [kW] ²	74'000	2'038	16'000	74'000
Summe Generatorleistung [kW]	253'263	105'330	23'000	124'933
Minimalwert Kosten [CHF] ²	3'500	3'500	1'805'003	19'311
Maximalwert Kosten [CHF] ²	9'262'389	619'657	9'262'389	2'117'200
Summe Kosten [CHF]	70'318'953	50'242'973	13'523'872	6'552'108
Durchschnittliche Kosten [CHF] ³	104'954	78'260	4'507'957	262'084

	Total	PV	Wind	Übrige ¹
Minimalwert relative Kosten [CHF/kW] ⁴	3	3	451	3
Maximalwert relative Kosten [CHF/kW] ⁴	8'725	8'725	819	3'498
Durchschnittliche relative Kosten[CHF/kW] ⁴	278	477	588	52

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 5: Statistik der Verfügungen 2009–2017 betreffend Netzverstärkung

3.5 Nationale Netzgesellschaft

Die ehemaligen Übertragungsnetzeigentümer mussten das Übertragungsnetz auf gesamtschweizerischer Ebene an die nationale Netzgesellschaft Swissgrid überführen. Auch 2017

erfolgte die Überführung einer weiteren Übertragungsnetzanlage auf Swissgrid. Dies hatte wiederum eine Statutenänderung bei der nationalen Netzgesellschaft zur Folge.

3.6 Verfügungen und Entscheide zu den Netzen

In einem Streitfall betreffend die Erhöhung der Versorgungsspannung für einen Netzananschlussnehmer hat das Bundesgericht mit Urteil vom 16. Januar 2017 (2C_805/2016) eine Beschwerde gegen das vorinstanzliche Urteil abgewiesen und damit die Verfügung der ElCom in dieser Angelegenheit bestätigt. Die ElCom war zum Ergebnis gelangt, dass in einem Mittelspannungsnetz, welches in der Vergangenheit von 12 auf 20 kV umgestellt worden war, kein Anspruch des letzten mit 12 kV angeschlossenen Netzananschlussnehmers auf Fortbestand des alten Netzan Anschlusses (mit 12 statt 20 kV) bestehe. Die diskriminierungsfreie Anwendung der Richtlinien des Netzbetreibers für den Netzananschluss gebiete es vielmehr, dass auch dieser Netzananschlussnehmer mit 20 kV beliefert werde. Das Bundesverwaltungsgericht hatte die Verfügung

der ElCom inhaltlich als rechtmässig beurteilt, die Sache aber zur Neufestsetzung einer Umsetzungsfrist an die ElCom zurückgewiesen.

In einem weiteren Streitfall hatte die ElCom darüber zu entscheiden, ob ein Verteilnetzbetreiber bei kleinen PV-Anlagen mit Eigenverbrauch (<30 kVA) nebst einem bidirektionalen Gesamtverbrauchszähler zusätzlich einen reinen Produktionszähler vorschreiben darf. Da das Bundesrecht die Erfassung der Produktion bei kleinen Photovoltaikanlagen nicht vorschreibt und weil der zusätzliche Produktionszähler zur Gewährleistung des sicheren Netzes nicht notwendig war, kam die ElCom zum Schluss, dass der Verteilnetzbetreiber keinen zusätzlichen Produktionszähler vorschreiben darf und die eingespeiste Überschussenergie ohne diesen abzunehmen hat.

4 Der Schweizer Strommarkt



Die Zahl der Photovoltaik-Anlagen ist in den vergangenen Jahren stark angestiegen. Bei der ElCom sind im Berichtsjahr erneut zahlreiche Beschwerden wegen der kostendeckenden Einspeisevergütung eingegangen.

4.1 Struktur der Schweizer Netzbetreiber

Seit Einführung des StromVG im Jahr 2008 hat sich die Anzahl Netzbetreiber um etwa einen Achtel auf 650 reduziert. Diese bereits länger beobachtbare Entwicklung hat bis zuletzt angehalten und ist einerseits Resultat zahlreicher Netzübernahmen, andererseits auch durch die vermehrt auftretenden Gemeindefusionen erklärbar. Enthielt das amtliche Gemeindeverzeichnis der Schweiz am 1. Januar 2008 noch 2'715 Einträge, sind es acht Jahre später noch 2'294 (1.1.2018: 2'222). Da im selben Zeitraum die Schweiz einen Bevöl-

kerungszuwachs von rund 10 Prozent verzeichnete, nimmt die Anzahl Endverbraucher pro Netzbetreiber zu. Wie Abbildung 10 zeigt, bleibt ein typischer Verteilnetzbetreiber jedoch verhältnismässig klein; im Median versorgt er knapp 1'500 Endverbraucher – Tendenz leicht steigend. Lediglich 79 Netzbetreiber versorgen mehr als 10'000, deren elf mehr als 100'000 Endkunden. Insgesamt werden schweizweit knapp 5.2 Millionen Kunden mit Elektrizität beliefert, rund eine halbe Million mehr als fünf Jahre zuvor.

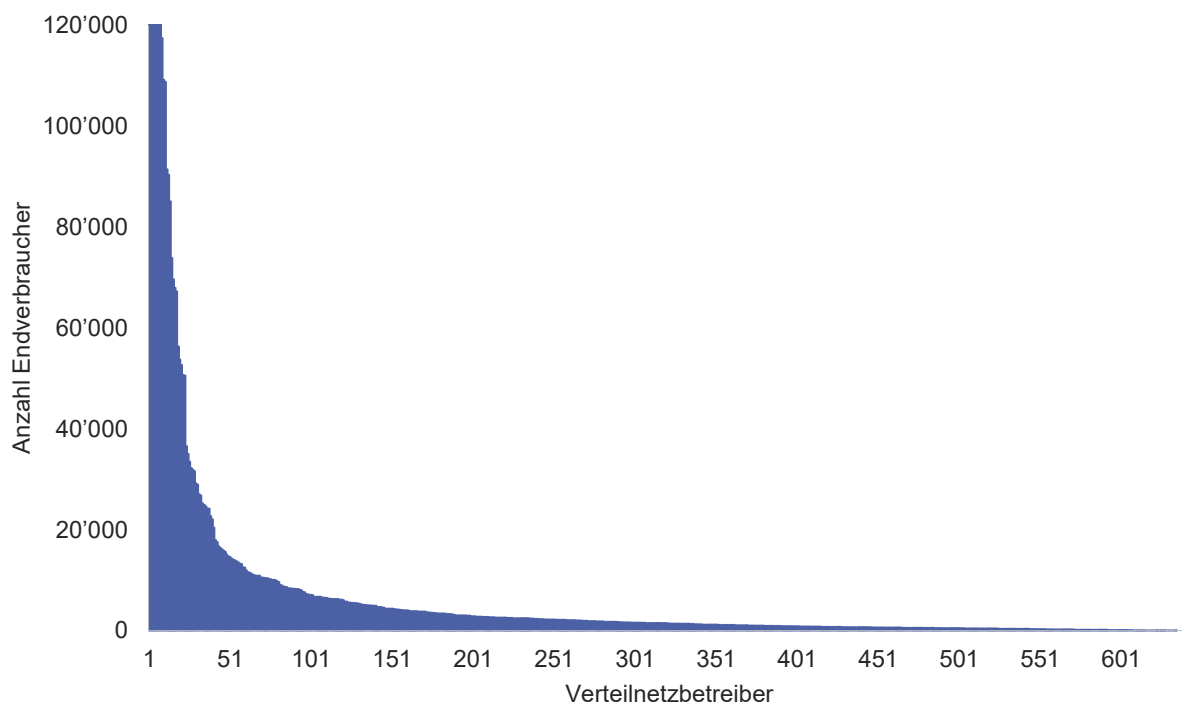


Abbildung 10: Anzahl Endkunden pro Verteilnetzbetreiber. Zugunsten der Lesbarkeit ist die vertikale Skala bei 120'000 Endverbrauchern abgeschnitten – das betrifft acht Verteilnetzbetreiber.

4.2 Wirtschaftliche Lage der Elektrizitätswirtschaft

Im Rahmen der parlamentarischen Beratungen des Bundesgesetzes über den Um- und Ausbau der Stromnetze hat im Berichtsjahr speziell die Thematik der wirtschaftlichen Lage der Elektrizitätswirtschaft zu kontroversen Diskussionen geführt. Insbesondere der Ständerat ortete finanziellen Stützungsbedarf und regte an, die sogenannte Durchschnittspreismethode, deren Rechtmässigkeit das Bundesgericht unlängst bestätigt hat, rückwirkend aufzuheben. Die Methode besagt, dass Netzbetreiber Preisvorteile, die sie aufgrund ihres freien Marktzugangs haben, anteilmässig ihren festen Endverbrauchern weitergeben müssen. Der Nationalrat legte indes den Fokus auf die Stützung erneuerbarer Energien: Feste Endverbraucher sollen ausschliesslich Elektrizität aus erneuerbaren Energien von inländischen

Kraftwerken geliefert erhalten. In der Schlussabstimmung haben die eidgenössischen Räte jedoch grundsätzlich an der Durchschnittspreismethode festgehalten (Näheres dazu S. 37).

Die ElCom zeigte in einer Stellungnahme zuhanden der eidgenössischen Räte auf, dass es der grossen Mehrheit der Elektrizitätsversorgungsunternehmen gut geht. So zeigen die Geschäftsergebnisse der Stromversorger mehrheitlich erfreuliche Ergebnisse. Selbst Unternehmen, die über eine nennenswerte Eigenproduktion verfügen und somit potenziell dem Risiko tiefer Elektrizitätspreise ausgesetzt sind, schreiben vorwiegend schwarze Zahlen. Nicht zuletzt die regulierten Erträge aus dem Verteilnetzbetrieb und Stromverkauf an gebundene Kunden haben stabilisierend gewirkt.

Anders präsentiert sich die wirtschaftliche Situation bei den grossen Stromproduzenten Alpiq und Axpo. Erhebliche Wertberichtigungen und Rückstellungen führten in den letzten Jahren zu teils tiefroten Jahresergebnissen. Beide Unternehmungen können kaum bzw. nur teilweise vom stabilisierenden Moment regulierter Einnahmen profitieren. Zudem fehlt ihnen aufgrund der nur teilweisen Marktöffnung der Zugang zur ganz grossen Mehrheit der Endverbraucher, die den Anbieter nicht wechseln können. Insofern sind sie besonders von tieferen Marktpreisen betroffen. Gleichwohl blieb deren Liquidität stets sichergestellt. Kommt hinzu, dass ihre Aktionäre sehr solide finanziert sind und prinzipiell stets in der Lage waren bzw. gewesen wären, die negativen Ergebnisse auszugleichen. Eine Nachschusspflicht der Eigentümer sieht das Schweizer Recht jedoch nicht vor. Gleiches gilt selbstverständlich auch für den Bund bzw. die Steuerzahler.

Für die kommenden Jahre ist nach Annahme der Energiestrategie 2050 unter dem Titel «Marktpremie» eine befristete Subvention der Wasserkraft von jährlich 120 Millionen Franken gesprochen. Gleichwohl sind verschiedene Exponenten der Meinung, dies reiche nicht aus: Durch Gegenüberstellung von theoretisch hergeleiteten Gestehungskosten und hypothetisch erzielten Absatzpreisen schätzen diese das jährliche Defizit auf 1.2

Milliarden Franken. Die Hälfte tragen bereits heute die festen Endverbraucher, nach Berücksichtigung der Marktpremie bleibt ein Fehlbetrag von 0.5 Milliarden Franken. Zur Lösung dieses sogenannten «Missing-Money-Problems» wird unter dem Titel «Grundversorgungsprämie» eine zusätzliche – einzig von den im Monopol gefangenen Endverbrauchern zu entrichtende – Abgabe vorgeschlagen.

Aus Sicht der ElCom weisen die Berechnungen und Überlegungen wichtige Kritikpunkte auf: So liegen die unterstellten Gestehungskosten am oberen Rand der Schätzungen. Zugleich wird mit ungewöhnlich tiefen Absatzpreisen gerechnet, die ElCom schätzt diese deutlich höher. Hinzu kommt, dass gewisse Erlöse in der Kalkulation gänzlich fehlen. Werden obige Effekte kombiniert, schrumpft der Missing-Money-Betrag auf rund 180 Millionen Franken. Des Weiteren enthalten die Berechnungen der Produktionskosten eine kalkulatorische Eigenkapitalrendite von 350 Millionen Franken. Insofern könnte der Fehlbetrag von den Eigentümern getragen werden, er reduziert lediglich deren Gewinn.

Alles in allem besteht kein branchenweites Missing-Money-Problem. Gleichwohl bleiben insbesondere Axpo und Alpiq mit beachtlichen Herausforderungen konfrontiert. Die damit einhergehenden Risiken könnten jedoch von den Aktionären getragen werden.

4.3 Marktzugang und Wechselrate

Im Berichtszeitraum sowie in absehbarer Zukunft bleibt der Schweizer Strommarkt teilliberalisiert. In dieser ersten Stufe der Marktöffnung haben nur Grossverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100 MWh das Recht auf freien Marktzugang, d. h. den eigenen Stromanbieter frei zu wählen. Bis Ende Oktober können sie jeweils entscheiden, ob

sie im Folgejahr die Grundversorgung verlassen wollen. Ist der Verbraucher einmal auf dem freien Markt, so kann er nicht mehr in die regulierte Grundversorgung zurückkehren.

Um die Anzahl potenzieller bzw. effektiver Endverbraucher im freien Markt feststellen zu können, führt die ElCom regelmässig eine Erhebung

bei den grössten Verteilnetzbetreibern durch. Die 94 derzeit berücksichtigten Unternehmen versorgen insgesamt 4.2 Millionen oder rund 80 Prozent der Endverbraucher der Schweiz. Von den 32'500 Endverbrauchern mit Recht auf Marktzugang (0.8 Prozent aller Endverbraucher) haben 21'900, das sind 67 Prozent, ihr Recht genutzt. Die Endverbraucher in den Versorgungsgebieten dieser Netzbetreiber verbrauchen mit insgesamt 44.1 TWh gut 80 Prozent des Endverbrauchs in der Schweiz². Von den 44.1 TWh geht mit 22.6 TWh die Hälfte der Energie an Endverbraucher mit Recht auf Marktzugang. Die Verbraucher, die den Marktzugang gewählt haben, verbrauchen 18.0 TWh oder 80 Prozent der zugangsberechtigten Energie.

In den ersten Jahren der Marktöffnung machten vergleichsweise wenige vom Recht Gebrauch, den Stromlieferanten frei zu wählen. Angesichts sinkender Marktpreise ist diese Gruppe in den Folgejahren stark angewachsen (Abbildung 11): Gemäss den neuesten Zahlen haben bisher zwei Drittel aller marktberechtigter Kunden in den Markt gewechselt (orange Kurve). Gemessen an den Energiemengen werden gar vier Fünftel des Volumens über den Markt abgewickelt (blaue Kurve). Dies deutet darauf hin, dass die Verbraucher, die bisher nicht von ihrem Recht auf Marktzugang Gebrauch gemacht haben, vergleichsweise klein sind.

² Im Durchschnitt der Jahre 2007 bis 2016 betrug der Endverbrauch, ohne öffentlicher Verkehr und Beleuchtung, 53.7 TWh.

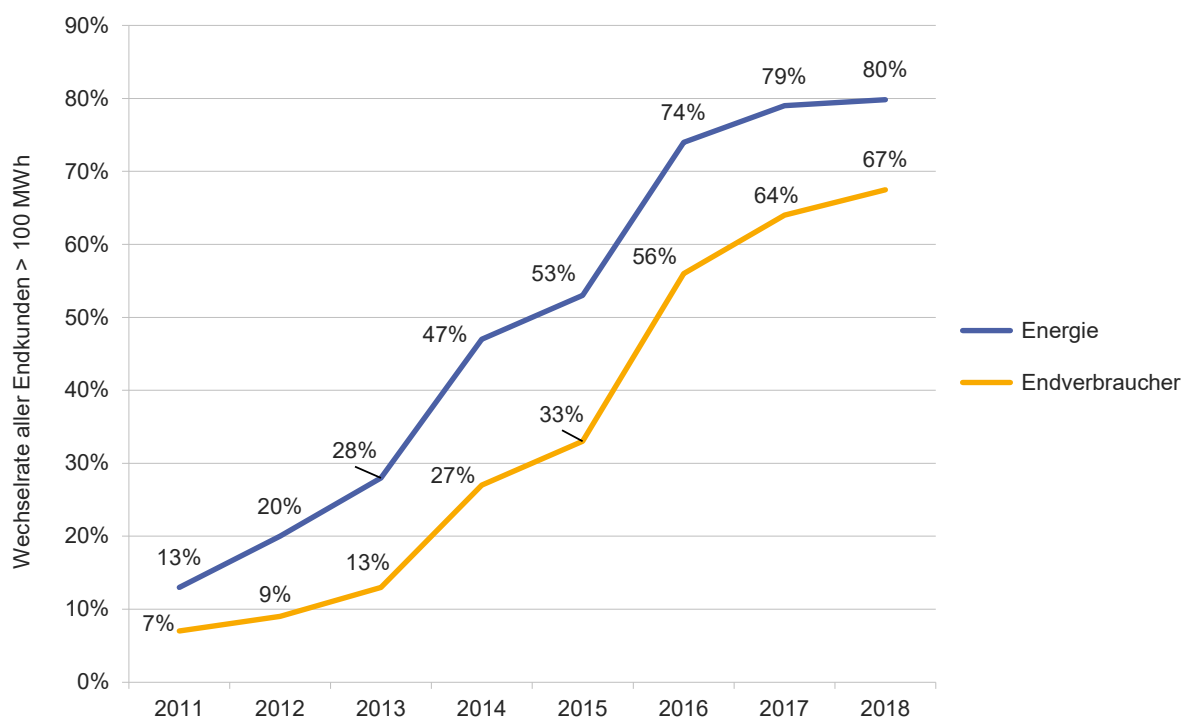


Abbildung 11: Übertritt in den freien Markt

Die folgende Abbildung 12 zeigt die Verteilung der abgesetzten Energiemengen in Abhängigkeit von der Netzbetreibergrösse. Die grössten zehn Netzbetreiber (dunkelblau) liefern insgesamt deutlich mehr als 40 Prozent der Strommenge, die im Verteilnetz an die Endverbraucher abgesetzt wird. Erweitert man die Menge

auf die grössten 100 Netzbetreiber, steigt der Anteil auf über 80 Prozent. Die restlichen 544 Netzbetreiber – was rund fünf Sechsteln der Netzbetreiber entspricht – liefern kumuliert etwa einen Sechstel der von den Endverbrauchern insgesamt konsumierten Elektrizität.

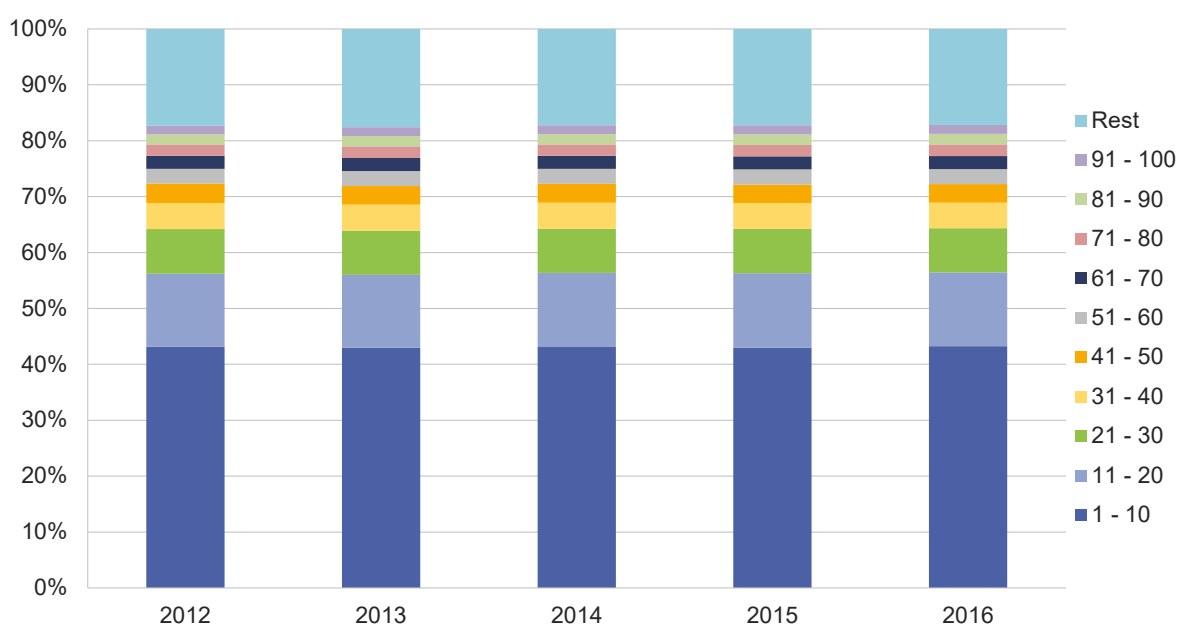


Abbildung 12: Prozentualer Anteil der Energielieferungen im Verteilnetz nach Unternehmensgrösse

4.4 Tarife Übertragungsnetz

Wie der Überblick in Tabelle 6 zeigt, bleiben die Tarife für das Übertragungsnetz erheblichen Schwankungen unterworfen. Gegenüber 2017 sinkt der aktuelle Tarif für die allgemeinen Systemdienstleistungen (SDL) um 20 Prozent. Neben geringeren Kosten für die Regelleistungsvorhaltung wirkte sich der Abbau bestehender Überdeckungen tarifsenkend aus.

Die Netznutzungstarife, welche in Artikel 15 Absatz 3 Stromversorgungsverordnung (Strom-VV) geregelt sind (30 Prozent Arbeitstarif, 60 Prozent Leistungstarif, 10 Prozent Grundtarif) konnten namentlich dank der kostensenkenden Anrechnung von sogenannten Auktionserlösen reduziert werden (vgl. Kapitel 6.4).

	2014	2015	2016	2017	2018
Netznutzung					
Arbeitstarif [Rp./kWh]	0.19	0.22	0.25	0.25	0.23
Leistungstarif [CHF/MW]	30'900	36'100	41'000	41'000	38'200
Fixer Grundtarif pro Ausspeisepunkt	285'500	336'300	387'700	387'700	365'300
Allgemeiner SDL-Tarif [Rp./kWh]	0.64	0.54	0.45	0.40	0.32
Allgemeiner SDL-Tarif					
Wirkverluste [Rp./kWh]	0.08	0.11	0.11	0.08	0.08

Tabelle 6: 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 beiden Tarifkomponenten Leistungs- und Grundtarif in Rp./kWh um. Werden die einzelnen Tarifkomponenten des Übertragungsnetzes in Rappen pro Kilowattstunde zusammengefasst, resultiert im Jahr 2018 ein Wert von 1.14 Rp./kWh. Insgesamt bezahlt ein typischer Haushalt mit einem Jahres-

verbrauch von 4500 kWh (Kategorie H4: 5-Zimmer Wohnung mit Elektroherd und Tumbler aber ohne Elektroboiler) für den Transport und die Verteilung von Energie durchschnittlich 9.65 Rp./kWh an Netznutzungsentgelt (vgl. folgender Abschnitt, Abbildung 13). Damit entspricht der Anteil des Übertragungsnetzes an den tarifierten Netzkosten dieses Haushalts rund 12 Prozent.

4.5 Tarife Verteilnetz

Im Jahr 2018 bezahlt ein Endverbraucher mit dem Konsumprofil H4 im Schnitt 20.4 Rappen für den Bezug einer Kilowattstunde Strom (Abbildung 13). Auf ein Jahr hochgerechnet, entspricht dies einer Stromrechnung von 918 Franken, 13 Franken mehr als ein Jahr zuvor.³ Der Gesamttarif umfasst vier Elemente: das Netznutzungsentgelt, den Energiepreis, die Abgaben an das Gemeinwesen sowie die Abgaben des Bundes zur Förderung heimischer erneuerbarer Energien. Die ersten drei Komponenten müssen die Netzbetreiber spätestens Ende August vor dem jeweiligen Tarifjahr publizieren. Im Vergleich zum Vorjahr sinken die Netznutzungs- und Energietarife um rund zwei Prozent, während die Abgaben an Gemeinde und Kantone im Mittel stabil bleiben. Demgegenüber haben die Förderabgaben für erneuerbare Energien zugenommen. So hat der Bundesrat den sogenannten Netzzuschlag von 1.5 auf das neue gesetzliche Maximum von 2.3 Rp./kWh

angehoben. Davon sind 1.2 Rp./kWh für das neue Einspeisevergütungssystem (EVS) reserviert, welches mit dem neuen Energiegesetz (EnG) das bisherige Förderprogramm der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) ablöst. Darüber hinaus wird ein wesentlicher Teil der im Netzzuschlagsfonds geäußerten Gelder für zusätzliche Fördermassnahmen für heimische erneuerbare Energien verwendet: Zu nennen sind hier insbesondere die Einmalvergütungen für PV-Anlagen, Marktpremie für bestehende Grosswasserkraftwerke sowie Investitionsbeiträge für Grosswasserkraftwerke.⁴

³ Die Netzbetreiber deklarieren der ElCom ab dem Tarifjahr 2018 neben den günstigsten neu auch das Standard-Stromprodukt. Dieses wird dem Endverbraucher in Rechnung gestellt, wenn er nicht aktiv ein anderes Stromprodukt wählt. Dies hat Auswirkungen auf die Energiekosten, welche sich um 0.4 Rp./kWh verteuern. Die Budgetbelastung eines typischen Haushalts mit Standardtarif liegt damit bei 936 Franken oder 18 Franken über dem günstigsten Tarif.

⁴ Seit Anfang 2018 ist die neu geschaffene Pronovo AG zuständig für das Inkasso des Netzzuschlags sowie für die Abwicklung verschiedener Programme des Bundes zur Förderung der Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien.

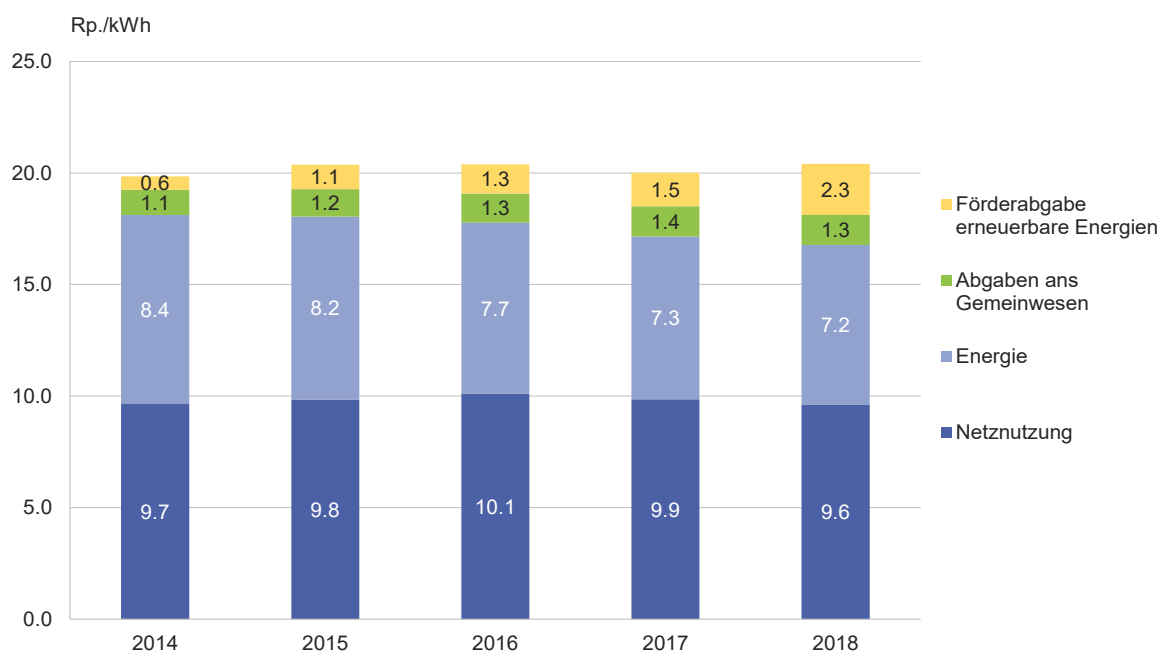


Abbildung 13: Kostenbestandteile des mittleren Gesamtstrompreises für das Konsumprofil H4 (exkl. MwSt.)

Die zuvor kommentierten Tarifzahlen beziehen sich auf nationale Durchschnittswerte. 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 14 bis 17 werden die kantonalen Mediantarife – die eine Hälfte der Bevölkerung bezahlt einen höheren, die andere einen tieferen Preis – verglichen. 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. Hatte beispielsweise der Kanton

Basel-Stadt im Jahr 2014 vergleichsweise günstige Netztarife (hellgrün), sind diese heute eher teuer (orange).

Die nachfolgend abgebildeten Landkarten zeigen jeweils die Situation in den Jahren 2014 und 2018. Im dargestellten Zeitraum ist der Medianwert der Netznutzungstarife eines H4-Haushalts um 0.2 Rp./kWh leicht zurückgegangen, die Energietarife sanken deutlicher um 1.3 Rp./kWh. Wird der Blick gar um zehn Jahre zurück gerichtet, so sind die Endverbraucherpreise für Netznutzung und Energie seit Beginn der Tarifierung nach StromVG insgesamt um 1.8 Rp./kWh oder knapp 10 Prozent gesunken. Einzig diese beiden Tarifbestandteile sind einerseits von den Netzbetreibern direkt beeinflussbar und werden andererseits durch die ElCom kontrolliert.

Netznutzung

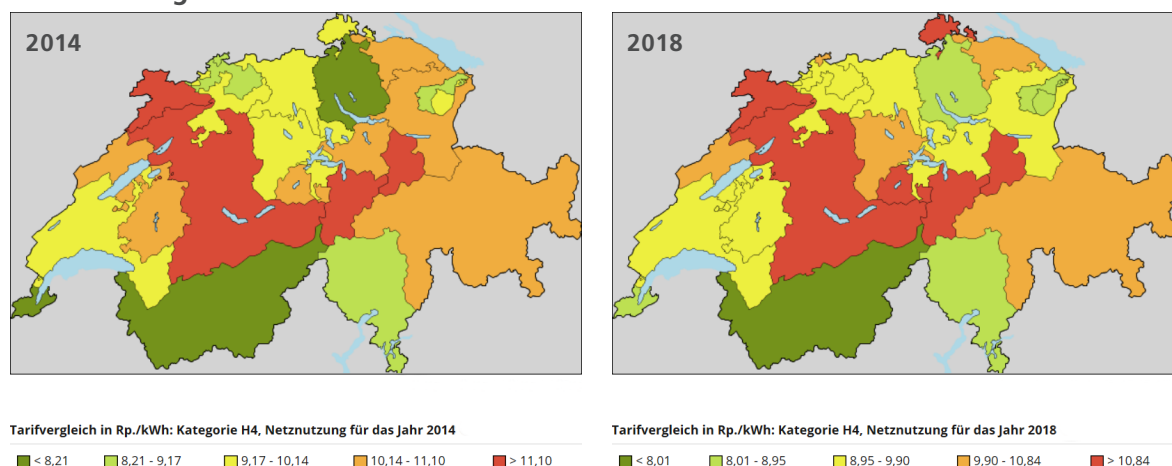


Abbildung 14: Vergleich der mittleren kantonalen Tarife (Median) für die Netznutzung für das Konsumprofil H4 der Jahre 2014 und 2018

Energie

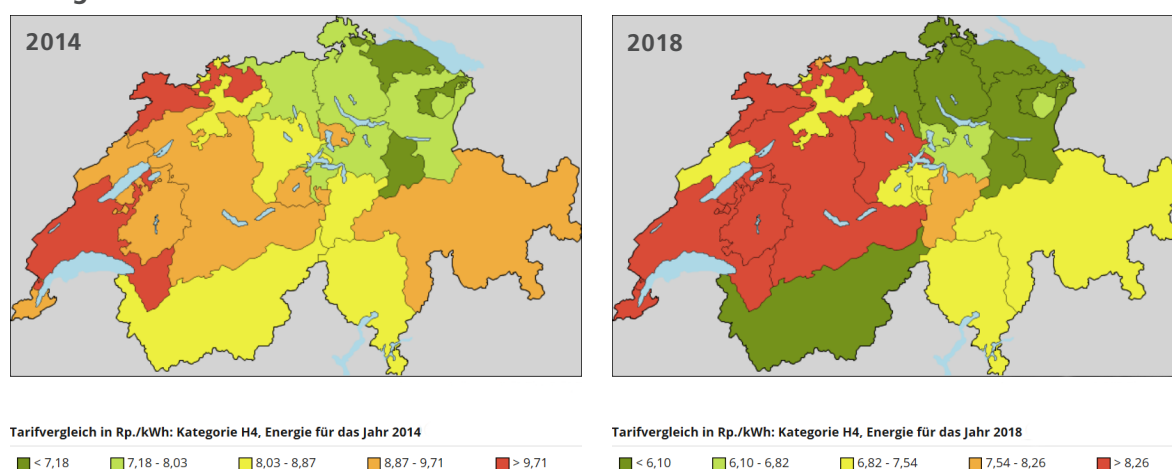


Abbildung 15: Vergleich der mittleren kantonalen Tarife (Median) für die Energie für das Konsumprofil H4 der Jahre 2014 und 2018

Eine andere Entwicklung zeigen die politisch festgelegten Tarifelemente. Hatten die Kantone und Gemeinden die zu entrichtenden Abgaben und Leistungen zunächst mehrheitlich nicht angetastet, wurden sie in den Jahren 2012 und 2017 merklich erhöht, seither sind sie stabil. Der nationale Medianwert stieg um 0.2 Rp./kWh oder etwa 30 Prozent. Deutlich ausgeprägter verlief die Entwicklung bei den schweizweit einheitlichen Bun-

desabgaben zur Förderung der heimischen Produktion erneuerbarer Energien. Der unter dem Titel «KEV» bekannte Netzzuschlag wurde mit den Tarifen 2009 eingeführt. Fünf Jahre wurde er unverändert bei 0.45 Rp./kWh belassen, danach sukzessive auf die bereits erwähnten 2.3 Rp./kWh verfünffacht.⁵

⁵ Da der Netzzuschlag schweizweit einheitlich ist, wird auf eine gesonderte Abbildung verzichtet. Er ist jedoch im Total der Abbildung 17 enthalten.

Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen

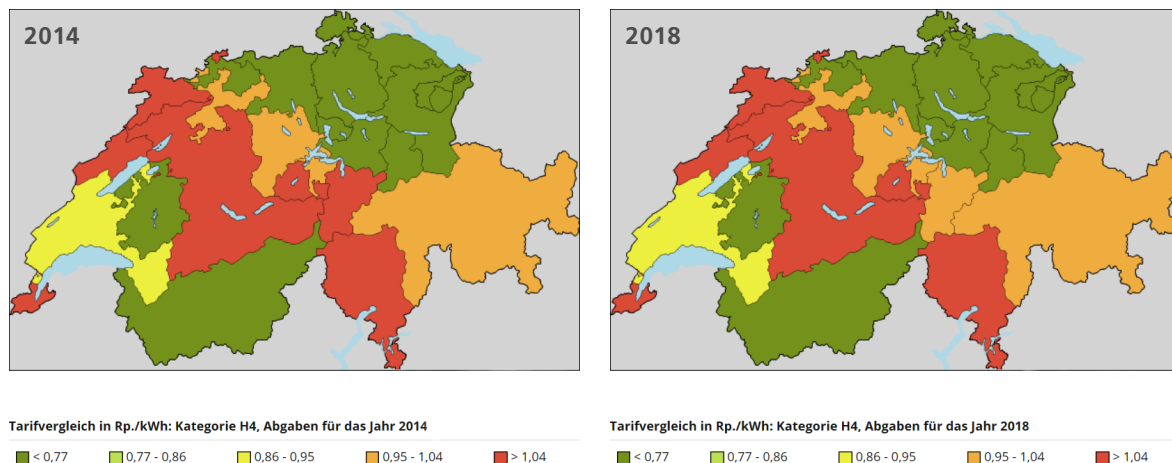


Abbildung 16: Vergleich der kantonalen Mediantarife für die kantonalen und kommunalen Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen für das Konsumprofil H4 der Jahre 2014 und 2018

Aufsummiert zum Gesamttarif heben sich die oben beschriebenen Entwicklungen grösstenteils gegenseitig wieder auf. Gemessen am Schweizer Median muss ein Haushalt mit dem Konsumprofil H4 heute etwa 15 Franken (1.5 Prozent) mehr für seine jährliche Stromrechnung auslegen als zehn Jahre zuvor. Da-

gegen viele bei unverändertem Netzzuschlag die Stromrechnung derzeit fast 70 Franken tiefer aus. Vereinten 2009 Netzzuschlag und Abgaben ans Gemeinwesen nur 7 Prozent des gesamten Stromtarifs auf sich, hat sich dieser Anteil bis zuletzt auf 18 Prozent ausgeweitet.

Gesamtstromtarif

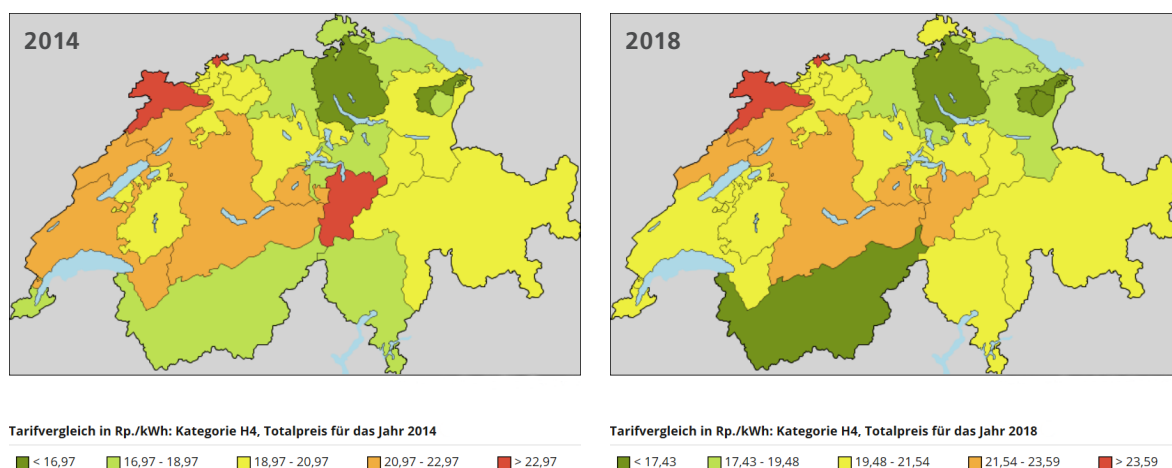


Abbildung 17: Vergleich der mittleren kantonalen Tarife (Median) für den Gesamtstrompreis für das Konsumprofil H4 der Jahre 2014 und 2018

4.6 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 gut 150 Tests auf Fehler, Inkonsistenzen sowie unplausible Angaben und stellt diese Auswertung dem Netzbetreiber zur Korrektur oder Begründung zu. Die 630 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.
- Wenn ein Netzbetreiber auch nach der Überarbeitung gesetzeswidrige oder nicht plausible Werte in der Kostenrechnung ausweist, wird er gezielt in den fraglichen Bereichen überprüft. Die ElCom hat im Berichtsjahr 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 wie bereits im Vorjahr 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. Insgesamt wurden so die Tarife von 86 Netzbetreibern näher angesehen und wo nötig korrigiert.
- Im Weiteren prüft die ElCom, ob die Netzbetreiber diverse Kriterien zu Tariffhöhe, Kosten und Einhaltung der 95-Franken-Regel erfüllen. Insgesamt erwiesen sich hier im Berichtsjahr 79 Netzbetreiber als unauffällig. Diesen teilte die ElCom gegen Ende des Berichtsjahres mit, dass sie darauf verzichtet, im nächsten Jahr gegen ihre Tarife ein Verfahren von Amtes wegen zu eröffnen.
- Schliesslich werden in einigen Fällen die Netzkosten sowie allenfalls auch die Energiekosten (nur für Endverbraucher in Grundversorgung) umfassend überprüft. Die ElCom konnte in fünf Fällen die Verfahren abschliessen.

Zudem plante die ElCom, gestützt auf Artikel 6 Absatz 5 StromVG sowie den Entscheid des Bundesgerichts vom 20. Juli 2016 zu den Energietarifen von CKW (2C_681/2015 und 2C_682/2015) die sogenannte Durchschnittspreismethode durchzusetzen. Dabei geht es um die Frage, wie die Kosten des Stroms aus verschiedenen Bezugsquellen (diverse eigene Kraftwerke, Käufe am Markt, etc.) zwischen der Grundversorgung und den freien Endverbrauchern aufzuteilen sind. Auf-

grund der parlamentarischen Debatten zur Berechnung der anrechenbaren Energiekosten im Rahmen der Strategie Stromnetze (Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze [Änderung des Elektrizitätsgesetzes und des Stromversorgungsgesetzes] vom 15. Dezember 2017, publiziert im Bundesblatt 2017, S. 7909 ff.) hat die ElCom jedoch darauf verzichtet, weitere Verfahren zu eröffnen. Mit der Schlussabstimmung vom 15. Dezember 2017 hat das Parlament an der Durch-

schnittspreismethode festgehalten. Gleichzeitig hat es die rechtlichen Grundlagen geschaffen, dass die Gestehungskosten für Elektrizität aus erneuerbaren Energien, die aus inländischen und nicht geförderten Erzeugungskapazitäten stammt, bis zum Auslaufen der Marktpremie

nach Artikel 30 des revidierten Energiegesetzes vom 30. September 2016 in die Tarife der Grundversorgung eingerechnet werden dürfen. Wann diese Ausnahmeregelung in Kraft tritt, steht noch nicht fest. Die Referendumsfrist ist bei Redaktionsschluss noch nicht abgelaufen.

Im Rahmen von Tarifprüfungen wurden im Berichtsjahr insbesondere folgende Themen untersucht:

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 synthetischen Werte nicht sachgerecht hergeleitet, nur ungenügend dokumentiert oder aufgrund einer sehr geringen Anzahl von historisch bewerteten Anlagen ermittelt wurden. Synthetische Werte müssen auf eine transparente und nachvollziehbare Weise anhand der Anschaffungs- und Herstellungskosten 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.

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 auf unzulässige Art die Restwerte der Anlagen und somit auch die geltend gemachten kalkulatorischen Zinskosten.

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 Sponsoring 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.

Strittig war zudem die Festsetzung des Preises für die Verlustenergie. Dabei geht es um die Frage, ob ein Netzbetreiber in seiner Rolle als Energielieferant mit dem Verkauf der Verlustenergie an sein eigenes Netz einen Gewinn erzielen darf, der über die Verzinsung des eingesetzten Kapitals hinausgeht. Wäh-

rend die Netzbetreiber einen auf unterschiedliche Art und Weise hergeleiteten Gewinn beanspruchen, akzeptiert die ElCom maximal die Verzinsung des eingesetzten Kapitals gemäss Artikel 15 StromVG in Verbindung mit Artikel 13 StromVV. Die Höhe der anrechenbaren Kosten und des zulässigen Gewinns muss unabhängig von der Aufteilung des Unternehmens in unterschiedliche organisatorische Einheiten und der sich daraus ergebenden internen Verrechnung sein.

Energiekosten:

Nachdem die ElCom früher aufgrund eines Entscheids des Bundesverwaltungsgerichts sämtliche Verfahren im Bereich Energie sistiert hatte, wurden diese mit dem Entscheid des Bundesgerichts zur CKW im Sommer des Vorjahres wieder aufgenommen. Aufgrund

der unsicheren rechtlichen Situation wurden im Berichtsjahr aber keine Verfahren zur Durchschnittspreismethode geführt und die ElCom beschränkte sich auf die Durchsetzung der 95-Franken-Regel im Rahmen der Kontrolle der Kostenrechnungen.

Rechte und Pflichten aus Konzessionsverträgen:

Zudem sind zurzeit bei der ElCom zwei Verfahren hängig, bei denen es um Rechte und Pflichten aus Konzessionsverträgen im Zusammenhang mit der Zahlung eines Netznutzungsentgeltes geht. Die ElCom hat in einer Zwischenverfügung festgehalten, dass sie konzessionsrechtliche Fragen vorfrageweise prüft, wenn dies im Rahmen eines Gesuchs notwendig ist und wenn keine besonders komplizierten Verhältnisse vorliegen sowie keine besonderen Fachkenntnisse notwendig scheinen.

4.7 Gerichtspraxis

Im Berichtsjahr haben die Gerichte zum Bereich Tarifprüfungen sowie zum Thema Netzzugang keine Urteile erlassen.

4.8 Sunshine-Regulierung

Die Sunshine-Regulierung soll mit Hilfe eines transparenten und standardisierten Vergleichsprozesses die Qualität, Kosten und Effizienz der Netzbetreiber besser sichtbar machen. Die ElCom hat daher im Jahr 2016 die definitive Einführung dieser Regulierungsform beschlossen - dies in Ergänzung zu den heutigen Tarifprüfungsverfahren. 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 bei diesen Anreize schaffen, allfällige eigene Schwächen zu beheben, ohne dass der Regulator eingreifen muss. Bei diesen Vergleichen werden Netzbetreiber mit ähnlichen Strukturen in Vergleichsgruppen zusammengefasst.

Die Arbeiten im Zusammenhang mit der Sunshine-Regulierung beschäftigten die ElCom das ganze Jahr. Ein wichtiges Thema war die Schaffung einer rechtlichen Grundlage im Rahmen der Revision des StromVG, um die Publikation der Ergebnisse zu ermöglichen. 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.

In den ersten Monaten des Berichtsjahrs standen die Bildung der Vergleichsgruppen und die Berechnung der Indikatoren im Vordergrund. Dazu hat die ElCom die rund 650 Netzbetreiber nach topografischen Gegebenheiten, Siedlungsdichte sowie aufgrund der Menge an ausgespielter Energie an Endverbraucher (Energiedichte) in insgesamt acht Vergleichsgruppen eingeteilt. Zudem errech-

nete die ElCom die nötigen Indikatoren für die dritte Runde. Die individuellen Ergebnisse wurden den Betreibern nach Sprachen gestaffelt im Frühjahr zugesandt. Wie bereits in den Vorjahren wurden sämtliche Vergleichsergebnisse nur den jeweiligen Netzbetreibern gestellt. Im Vergleich zu den beiden vorangehenden Runden wurde im Berichtsjahr ein Indikator zur sog. «95-Franken-Regel» neu ausgewiesen. Die 95-Franken-Regel wurde von der ElCom entwickelt, um auf einfache Art und Weise eine Beurteilung der angemessenen Kosten inklusive Gewinn der Netzbetreiber im Energievertrieb an Endverbraucher in der Grundversorgung zu ermöglichen.

Wie in früheren Jahren wurden zahlreiche erläuternde Dokumente zur Sunshine-Regulierung im Internet publiziert. Diese Publikationen richten sich in erster Linie an die betroffenen Netzbetreiber. Für die interessierte Öffentlichkeit hat die ElCom zudem im Herbst 2017 einen umfassenden Bericht veröffentlicht, der Ziele und die Wirkungsweise der Sunshine-Regulierung eingehend beschreibt.

4.9 Messwesen

Im Jahr 2017 war die ElCom mit zwei Aspekten des Messwesens befasst. Einerseits mit der Frage, ob ein Produzent seinen Messdienstleister frei wählen darf und damit, ob in diesem Bereich des Messwesens Wettbewerb herrscht. Andererseits führte die ElCom eine Erhebung zur Höhe der Messkosten durch.

Mit Urteil 2C_1142/2016 vom 14. Juli 2017 gelangte das Bundesgericht zum Ergebnis, dass die Wahl des Messdienstleisters für Produzenten mit einer Anschlussleistung von über 30 kVA im Schutzbereich der Wirtschaftsfreiheit liege, weil Produktion, Kauf und Verkauf von Elektrizität grundsätzlich der Privatwirt-

schaft bzw. der Wirtschaftsfreiheit unterstehe. Für das elektrische Leitungsnetz bestehe ein faktisches Monopol. Mit der Anschlusspflicht von freien Endverbrauchern und Produzenten sowie der Pflicht, den Netzzugang zu gewähren, schaffe das StromVG die netzseitigen Voraussetzungen für das Funktionieren des Strommarkts. Es bestehe ein gesetzliches Ausschliesslichkeitsrecht des Netzbetreibers für den Netzbetrieb in seinem Gebiet, im Übrigen gelte die Wirtschaftsfreiheit. Entscheidend sei daher, ob die Messdienstleistungen zum Netzbetrieb gehörten oder nicht. Dass gewisse Endverbraucher und Erzeuger (und nicht die Netzbetreiber) mit einer Lastgangmessung

ausgestattet sein müssen, spreche dafür, dass diese Messungen zum Zuständigkeitsbereich der Endverbraucher und Produzenten gehören. Diese trügen jedenfalls die Kosten. Der Messpunkt gehöre zudem zur PV-Anlage und nicht zum Netz. Bei Produktionsanlagen mit Lastgangmessung habe sodann der Produzent und nicht der Netzbetreiber die Produktionsdaten für die Ausstellung der Herkunftsnachweise an Swissgrid zu melden.

Gemäss Bundesgericht gehören Verrechnungsmessungen bei Produktionsanlagen mit einer Anschlussleistung von über 30 kVA daher nicht zum Netzbetrieb, sondern sind Sache des Produzenten. Das korrekte Erfassen und Weitergeben von Daten sei für das Funktionieren des Netzes und des Strommarktes jedoch zentral und müsse daher bestimmte Anforderungen erfüllen. Der Netzzugang eines Produzenten dürfe deshalb verweigert werden, wenn der von diesem beauftragte Messdienstleister durch unkorrekte Messungen den sicheren Betrieb des Netzes gefährden würde. Die Beschwerde wurde gutgeheissen und zur Klärung der Frage, ob durch die Beauftragung eines Dritten der sichere Betrieb des Netzes der Repower gefährdet würde, an die ElCom zurückgewiesen. Die ElCom hat das Verfahren zur Prüfung dieser Frage wieder aufgenommen.

Das Urteil äussert sich explizit nur zu den Messdienstleistungen für Produzenten, die mehr als 30 kVA produzieren. Die Frage, ob auch Endverbraucher und Produzenten von weniger als 30 kVA ihren Messdienstleister wählen können, prüft die ElCom auf Gesuch hin.

Aufgrund der bereits eröffneten Verfahren und der nach wie vor hohen Anzahl von Beschwerden über hohe Messtarife hat die ElCom beschlossen, die Messkosten in der Schweiz vertieft zu untersuchen. Mit der zwi-

schen Anfang Mai und Ende Oktober 2017 durchgeführten Erhebung soll ein Überblick über die installierten Messeinrichtungen und die gesamten Messkosten geschaffen werden. Im ersten Teil wurden das Mengengerüst der Messanlagen und die gesamten Messkosten erfasst. Im zweiten Teil wurden die Tarife und Kosten für die Lastgangmessungen mit Fernablesung gemäss Artikel 8 Absatz 5 StromVV erhoben. Rund 92 Prozent der angeschriebenen Netzbetreiber haben ein ausgefülltes Formular eingereicht. Die ersten Ergebnisse zeigen, dass die von der ElCom früher genannten 600 Franken für eine Lastgangmessung auf Niederspannung für die Mehrheit der Netzbetreiber genügen, dass aber einige Netzbetreiber weiterhin sehr viel höhere Kosten geltend machen. Zudem weichen die Messtarife häufig erheblich von den deklarierten Kosten ab. Die eingereichten Daten werden bis im Frühling 2018 vertieft ausgewertet und in einem Bericht publiziert.

Am 21. Mai 2017 hat das Stimmvolk das revidierte Energiegesetz im Rahmen der Energiestrategie 2050 angenommen. Im Anhang wurden Bestimmungen des StromVG geändert, insbesondere auch im Bereich des Messwesens. Zusammen mit den im November 2017 verabschiedeten revidierten Verordnungen sind diese Anpassungen am 1. Januar 2018 in Kraft getreten. Bereits vor dem Inkrafttreten passte der Gesetzgeber einige der das Messwesen betreffenden Bestimmungen im Rahmen der Strategie Stromnetz erneut an (Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze [Änderung des Elektrizitätsgesetzes und des Stromversorgungsgesetzes] vom 15. Dezember 2017, publiziert im Bundesblatt 2017, S. 7909 ff.). Wann diese Anpassungen in Kraft treten, steht noch nicht fest. Die Referendumsfrist ist bei Redaktionschluss noch nicht abgelaufen.

4.10 KEV, Einmalvergütung und Rückliefertarife

Im Berichtsjahr erliess die ElCom im Bereich der Kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV), der Einmalvergütung (EIV), der wettbewerblichen Ausschreibungen und der Rücklieferversgütungen insgesamt 18 Verfügungen.

KEV und Einmalvergütung

Bei drei KEV-Verfahren war strittig, ob Swissgrid zu Recht erheblich erweiterte oder erneuerte Anlagen für das Jahr 2016 auf den Marktpreis gesetzt und die KEV zurückgefordert hatte. Die Anlagen hatten die dafür erforderliche Mindestproduktion nicht erreicht. Die ElCom entschied unter anderem, dass sich die Beurteilungsperiode für die Feststellung, ob die erforderliche Mindestproduktion erreicht wurde, über das gesamte Kalenderjahr erstreckt. Gegen eine Verfügung wurde Beschwerde beim Bundesverwaltungsgericht erhoben.

Bei einem Verfahren war der Adressat für die Auszahlung der EIV strittig, da die Person, welche eine PV-Anlage bei Swissgrid angemeldet hatte, und die Person der Betreiberin im Zeitpunkt der Auszahlung der EIV auseinanderfielen. Anspruch auf die EIV als Investitionshilfe hat gemäss ElCom diejenige Person, welche tatsächlich in den Bau der Anlage investiert und die entsprechenden Rechnungen bezahlt hat. Dies war vorliegend die anmeldende Person. Das zivilrechtliche Eigentum an der PV-Anlage ist nicht relevant. Gegen diese Verfügung wurde Beschwerde beim Bundesverwaltungsgericht erhoben.

Ebenfalls bei der ElCom eingegangen sind fünf Fälle mit insgesamt elf KEV-Projekten zur Frage, ob ein positiver KEV-Bescheid auf ein

KEV-Projekt mit einem anderen Standort übertragen werden darf. Die ElCom erliess dazu eine Pilotverfügung. Darin hielt sie fest, dass keine Gesetzesbestimmung besteht, die ein Recht auf eine solche Übertragung begründet. Diese Pilotverfügung wurde beim Bundesverwaltungsgericht angefochten.

In zwei anderen Fällen bestätigte die ElCom den Widerruf des KEV-Bescheids und gewährte keine neue Fristverlängerung für die Projektfortschrittsmeldung. Ist das Projekt bei der Anmeldung nicht genug ausgereift, so geht die Verzögerung zu Lasten des Gestalters. In einem dieser Fälle wurde der ElCom-Entscheid beim Bundesverwaltungsgericht angefochten. Weiter erklärte die ElCom vier verspätete Beschwerden als unzulässig. Diese betrafen die Ablehnung eines Fristverlängerungsgesuchs für die Projektfortschrittsmeldung.

Ende 2017 sind bei der ElCom rund 200 Beschwerden gegen Verfügungen der Swissgrid eingegangen, mit welchen Swissgrid die kostendeckende Einspeisevergütung vom höheren Satz für integrierte Photovoltaikanlagen auf den tieferen Satz für angebaute Anlagen zurückgesetzt hat.

Das Bundesverwaltungsgericht stufte eine Photovoltaikanlage als angebaute Anlage ein, weil sie zwar die Kriterien als integrierte Anlage gemäss einer früheren BFE-Richtlinie erfüllte, nicht aber den Bestimmungen der EnV entsprach (A-195/2016). Weil der Betreiber der Anlage auf die Richtigkeit der BFE-Richtlinie vertraut hat und die Anlage entsprechend der Richtlinie erstellt worden war, musste der KEV-Fonds dem Betreiber eine Entschädigung

für die Zusatzkosten ausrichten (Spenglerarbeiten). In der Folge konnte die ElCom 13 sistierte Verfahren wieder aufnehmen, um die Vergütung für die Zusatzarbeiten festzusetzen. Diese Vergütung darf nach einem weiteren Urteil des Bundesverwaltungsgerichts nicht pauschal auf 150 Franken pro installiertem kWp festgesetzt werden, sondern muss gestützt auf die tatsächlich geleisteten Arbeiten berechnet werden (A-4809/2016).

In einem weiteren Fall anerkannte das Bundesverwaltungsgericht eine PV-Anlage, welche die ElCom als scheinintegriert kategorisiert hatte, als integrierte Anlage. Die vom BFE dagegen beim Bundesgericht erhobene Beschwerde war am Ende des Berichtjahres noch hängig.

Das Bundesgericht hat am 21. Juni 2017 entschieden, dass die KEV-Bescheide der Swissgrid erstinstanzliche Verfügungen sind (1C_532/2016). Folglich ist die ElCom in diesem Bereich Beschwerdeinstanz und nicht mehr erste Instanz.

Rückliefervergütung

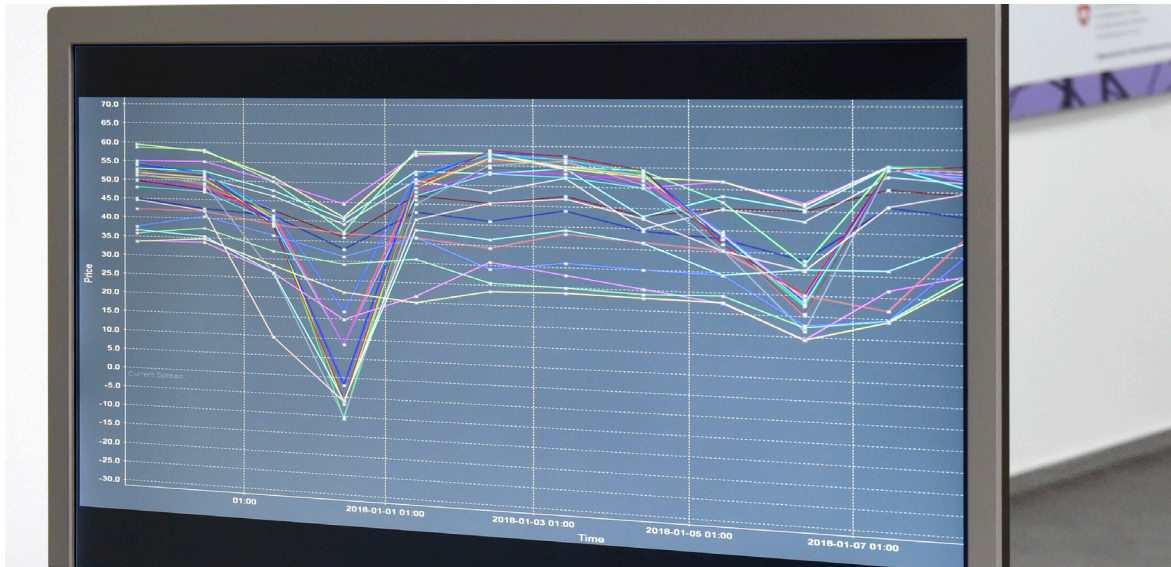
In einem weiteren Verfahren war die Rückliefervergütung für Strom aus erneuerbaren Energien streitig. Die Gesuchstellerin stellte sich auf den Standpunkt, dass die von der ElCom im Vorjahr erstmals angewandte Methode zur Bestimmung der Rückliefervergütung

wichtige Aspekte unberücksichtigt lasse. Insbesondere Überlegungen zur Gleichwertigkeit der Energie, zur Eigenproduktion des Netzbetreibers, zu den Vorliegerkosten sowie zu den absehbaren Gesetzesänderungen seien ungenügend berücksichtigt worden. Die ElCom hat in ihrer Verfügung schliesslich die Praxis des Vorjahres bestätigt, wonach sich die Rückliefervergütung nach den Bezugskosten für Graustrom bei Dritten bemisst.

Ausblick: neues Energiegesetz

Nach dem neuen Energiegesetz kann bei Streitigkeiten über die kostendeckende Einspeisevergütung und Einmalvergütung sowie weiteren Unterstützungsmassnahmen Einsprache bei der Pronovo AG und anschliessend Beschwerde beim Bundesverwaltungsgericht erhoben werden. Bei Streitigkeiten über wettbewerbliche Ausschreibungen verfügt das BFE, anschliessend kann Beschwerde ans Bundesverwaltungsgericht erhoben werden. Die ElCom ist für diese Streitigkeiten nicht mehr zuständig. Die ElCom bleibt hingegen zuständig für die Beurteilung der Rückliefervergütung. Ebenso ist sie weiterhin zuständig bei Streitigkeiten zwischen Netzbetreiber und Eigenverbraucher. Für Streitigkeiten zwischen Grundeigentümern sowie zwischen Grundeigentümern mit ihren Mietern oder Pächtern sind die Zivilgerichte zuständig.

5 Marktüberwachung



Bei der Sektion Marktüberwachung der ElCom gingen im Berichtsjahr über 2.3 Millionen Meldungen zu Fundamentaldaten ein.

5.1 Markttransparenz im Stromgrosshandel

In der Sektion Marktüberwachung stand das Jahr 2017 ganz im Zeichen der Aufnahme des operativen Betriebs und der Konsolidierung. In diesem Zusammenhang wurden sämtliche Prozesse evaluiert und dokumentiert. Dazu zählen einerseits alle internen Prozesse als auch Prozesse mit externen Stakeholdern wie unter anderem Marktteilnehmern und Datenlieferanten (sogenannte RRM – Registered Reporting Mechanisms).

Parallel dazu hat die ElCom die Funktionalitäten des Market Monitoring Systems verbessert. Der Hauptfokus lag dabei auf der anschaulichen Darstellung von Transaktionsdaten in Kombination mit den Fundamentaldaten. Bei der Analyse der Transaktionsdaten sind viele der zu diesem Zeitpunkt oder in diesem Zeitraum verfügbaren Fundamentaldaten auf verständliche Weise darzustellen, damit so viele Informationen wie möglich rasch auf einen Blick erfasst werden können.

Ebenso wurden am seit 2015 laufenden ElCom-eigenen Registrierungstool einige notwendige Anpassungen durchgeführt. Dabei wurde vor allem die Bedienungsfreundlichkeit bei gewissen Funktionalitäten erhöht.

Im Zuge der Market Monitoring Prozesse wurde auffälliges Marktverhalten detaillierter analysiert. Dabei wurden, basierend auf den vorhandenen und verfügbaren Informationen, die Gründe für die Vorfälle mit vermutetem marktmanipulativem Hintergrund eruiert. Ebenso wurden Vorkommnisse von Handel basierend auf Insider Informationen untersucht. Die im ersten Jahr des aktiven Market Monitorings durch die ElCom festgestellten Fälle von auffälligem Marktverhalten wurden mit den betroffenen Marktteilnehmern diskutiert, um marktstörende Handlungsweisen in Zukunft zu verhindern.

Ein im Mai 2017 durchgeführter Workshop für Marktteilnehmer und Datenlieferanten hatte vor allem das Thema Datenqualität im Fokus. Ziel des Workshops war es, gemeinsam mit den anwesenden Stakeholdern Massnahmen zur Erhöhung der Qualität der gelieferten Daten zu erarbeiten. Der Schwerpunkt lag dabei auf dem immer wieder eintretenden Doppelreporting und darauf, wie dieses vermieden werden kann. Nur durch eine Vereinheitlichung der Datenmeldungen kann deren Qualität verbessert und ein umfassendes und aussagekräftiges Market Monitoring durchgeführt werden.

Die Koordination mit den für die Marktüberwachung zuständigen Regulierungsbehörden

der umliegenden Länder funktioniert sehr gut und konnte intensiviert werden. Bei Bedarf erfolgen bilaterale Treffen, bei denen ein Erfahrungsaustausch über angewandte Methoden stattfindet. In diesem Zusammenhang fanden auch Koordinierungssitzungen mit der FINMA statt.

Im ersten Jahr des vollumfänglichen Betriebs des Market Monitoring Systems konnte innerhalb der Sektion Marktüberwachung bereits grosses Know-How betreffend Marktverhalten, Marktprozesse und Preisentwicklungen aufgebaut werden. Diese Expertise ist für die ElCom bei Entscheiden betreffend Marktdesign und zukünftigen Entwicklungen des Marktplatzes Schweiz von grosser Bedeutung.

5.2 Sektion Marktüberwachung 2017 in Zahlen

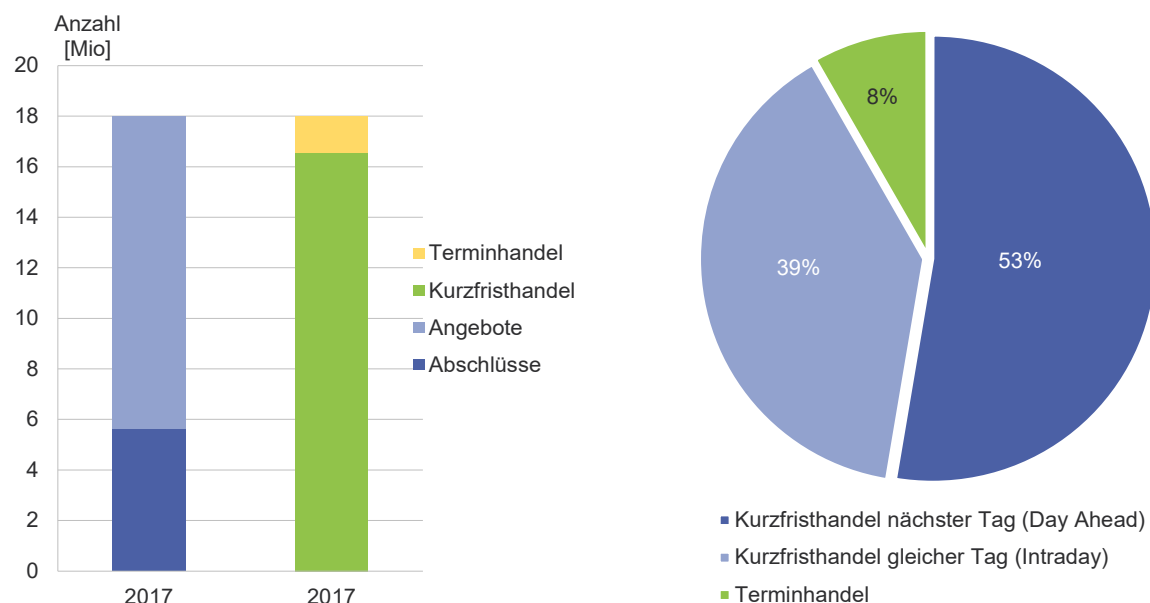


Abbildung 18: Standardverträge rapportiert für 2017. Links: Aufteilung der Angebote/Abschlüsse und Kurzfrist-/Terminhandel in 2017, Rechts: Aufteilung in 2017 Kurzfristhandel nächster Tag/Kurzfristhandel gleicher Tag/Terminhandel



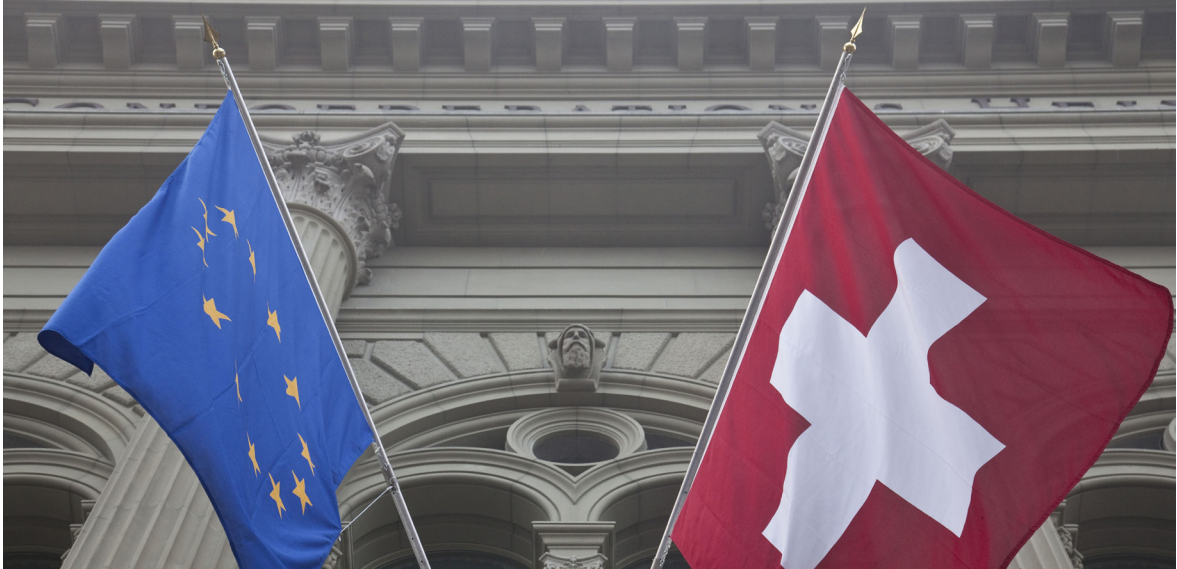
Die Zahl der rapportierten Standardverträge nahm in 2017 deutlich zu. Insgesamt wurden fast 18 Millionen Transaktionen (Gebote und Abschlüsse) registriert. Das sind 30 Prozent mehr Energiehandelsgeschäfte im Vergleich zum Vorjahr 2016. Das Verhältnis von Geboten und Abschlüssen beträgt etwa 2:1. Über 90 Prozent der Transaktionen werden im Spotmarkt abgewickelt. Futures und Forwards machen entsprechend weniger als 10 Prozent aus. Nicht-Standardverträge fallen neben den Standardverträgen nicht ins Gewicht. In 2017 wurden dazu nur 3'500 Meldungen getätigt.

Nebst den Informationen zu den Energiehandelsgeschäften wurden auch Fundamentaldaten erfasst. Dazu gehört vor allem die Einspeisung von elektrischer Energie durch Kraftwerke aller Art (Kernkraft,

Kohle, Gas, Wasser, Wind, Sonne, Biomasse). Aber auch Import-/Exportkapazitäten an den Grenzen, Füllstände der Speicherseen sowie geplante und ungeplante Ausfälle von Kraftwerken werden im Market Monitoring System aufgenommen. Insgesamt gingen in 2017 über 2.3 Millionen Meldungen zu Fundamentaldaten ein.

Die zunehmende Anzahl an rapportierten Energiehandelsgeschäften sowie die vermehrte Integration von Fundamentaldaten in das Market Monitoring System verbessern die Grundlagen für die Marktüberwachung und ermöglichen fundierte Analysen des Marktgeschehens. Dies ist eine unabdingbare Basis für ein effektives und effizientes Monitoring des Strommarktes, das eine Kernaufgabe der Sektion Marktüberwachung ist.

6 Internationales



Ein Stromabkommen mit der EU wäre für die Schweiz, im Hinblick auf die Versorgungssicherheit, wünschenswert.

6.1 Engpassmanagement

Das Schweizer Übertragungsnetz ist mit den Netzen der angrenzenden Länder über zahlreiche Kuppelstellen verbunden. Die Kapazität dieser grenzüberschreitenden Leitungen stellt eine wesentliche Stellgrösse zur Gewährleistung der Netzsicherheit dar, so dass die Kapazitäten dieser Leitungen limitiert werden und sich die Stromhändler für eine grenzüberschreitende Stromlieferung explizit die Kapazität an Auktionen ersteigern müssen. Diese Bewirtschaftung der grenzüberschreitenden Leitungen wird Engpassmanagement genannt.

Die gesetzliche Grundlage für die Versteigerung dieser Kapazitäten bildet in der Schweiz Artikel 17 Absatz 1 StromVG. Die Stromversorgungsgesetzgebung sieht allerdings auch Ausnahmen von der marktorientierten Zuteilung (Auktionen) von Kapazitäten vor. Von den Auktionen ausgenommen und somit vorrangberechtigt sind nach Artikel 17 Absatz 2 StromVG Lieferungen aufgrund von internati-

onalen Bezugs- und Lieferverträgen, die vor dem 31. Oktober 2002 abgeschlossen wurden, sowie Lieferungen an Endverbraucher in der Grundversorgung und aus erneuerbaren Energien (Art. 17 Abs. 2 in Verbindung mit Art. 13 Abs. 3 StromVG [Stand 01.01.2017]).

Im Jahr 2014 forderte ein Energieversorger einen Vorrang für Lieferungen an Endverbraucher in der Grundversorgung. Die ElCom hat diesen Vorrang nicht gewährt. Mit Urteil vom 6. November 2017 hat nun das Bundesgericht die Beschwerde des Netzbetreibers abgewiesen. Es kam zum Schluss, dass der Vorrang im Übertragungsnetz für Lieferungen an grundversorgte Endverbraucher nur unter bestimmten Voraussetzungen zu gewähren ist (2C_632/2016). Der Netzbetreiber muss nachweisen, dass er ohne Importe seine gesetzliche Lieferpflicht nicht erfüllen kann und dass er nicht gleichzeitig Lieferungen an Dritte im Ausland angemeldet hat. Diesen Nachweis hat der Netzbetreiber nicht erbracht.

Mit Inkrafttreten der Gesetzesänderung vom 1. Oktober 2017 wurden die Vorränge für Lieferungen an grundversorgte Endverbraucher und aus erneuerbaren Energien gestrichen. Der Vorrang für Lieferungen aufgrund von internationalen Bezugs- und Lieferverträ-

gen, die vor dem 31. Oktober 2002 abgeschlossen worden sind, bleibt bestehen. Vorrang haben auch Lieferungen aus Grenzwasserkraftwerken, soweit die grenzüberschreitende Übertragung zur Sicherstellung der jeweiligen Hoheitsanteile nötig ist.

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 grenzüberschreitenden Übertragungsnetz werden bei Engpässen nach marktorientierten Verfahren wie Auktionen zugeteilt. Für einige Kraftwerke sind im engpassbehafteten, grenzüberschreitenden Übertragungsnetz jedoch Ausnahmen von diesen Auktionsverfahren gewährt worden. Diese Kraftwerke erhalten die notwendige grenzüberschreitende Kapazität ausserhalb der Auktionsverfahren und damit unentgeltlich zugesprochen (sogenannte Vorränge).

Im Jahr 2015 hat die ElCom die Rechtmässigkeit dieser Vorränge im grenzüberschreitenden Übertragungsnetz vor dem Hintergrund der technischen und juristischen Rahmenbedingungen geprüft und dazu fünf Verfügungen erlassen. Ein Entscheid zu grenzüberschreitenden Energielieferungen aus Grenzkraftwerken ist mittlerweile rechtskräftig geworden, die übrigen vier Entscheide wurden von den Betreibergesellschaften an das Bundesverwaltungsgericht weitergezogen. Im Jahr 2016 wies das Bundesverwaltungsgericht zwei Entscheide zurück an die

ElCom, woraufhin diese Entscheide angefochten und an das Bundesgericht weitergezogen wurden. Mit Urteil vom 6. November 2017 hat das Bundesgericht die Beschwerde gegen die Urteile des Bundesverwaltungsgerichts abgewiesen (2C_390/2016 und 2C_391/2016). Damit hat die ElCom in diesen zwei Fällen unter Berücksichtigung der gerichtlichen Urteile eine Neuverfügung zur Gewährung eines Vorrangs zu erlassen.

Das Bundesgericht hielt im Wesentlichen fest, Voraussetzung für die Gewährleistung eines Vorrangs sei nur, dass ein Engpass bestehe und eine Vorrangkonstellation vorliege. Ein Vorrang sei daher unabhängig von der technischen oder betrieblichen Notwendigkeit zu gewähren. Da die beiden betroffenen Grenzkraftwerke grenzüberschreitende Lieferungen von Elektrizität aus erneuerbaren Energie vornehmen – was einer stromversorgungsrechtlich vorgesehenen Vorrangkonstellation entspricht – kommt ihnen ein Vorrang zu.

Bis Ende 2014 bestand zwischen Swissgrid und den deutschen Übertragungsnetzeigenthümern ein Kooperationsabkommen, welches auch die im schweizerischen Recht vorgesehenen Vorränge im grenzüberschreitenden Übertragungsnetz beinhaltete. 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 vertreten die Auffas-

sung, die Gewährung eines Vorrangs widerspreche sowohl dem europäischen als auch dem deutschen Recht. Vor diesem Hintergrund stellte sich vor dem Bundesgericht die Frage, wie die nach Schweizerischem Recht zu gewährenden Vorränge umgesetzt werden können.

Dazu hielt das Bundesgericht fest, die Vorranggewährung sei praktisch ohne die Kooperation mit den deutschen Übertragungsnetzbetreibern nicht möglich. Die Pflicht, den Vorrang zu gewähren, sei daher 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 Mitverantwortung von Swissgrid sowie eine allfällige Schadenersatzpflicht hat die ElCom nun im Rahmen der Neuverfügung zu beurteilen.

Ein weiteres Gesuch eines Grenzkraftwerkes betreffend die Gewährung eines Vorrangs für grenzüberschreitende Energielieferungen ist derzeit noch bei der ElCom hängig.

6.3 Merchant Lines

Merchant Lines sind grenzüberschreitende Übertragungsnetzleitungen, auf welchen kraft einer Ausnahmeregelung Dritten kein Netzzugang gewährt werden muss. Die Leitungskapazität wird zwar durch den Netzbetreiber bewirtschaftet, die Nutzung ist jedoch dem Investor vorbehalten. Er kann die Kapazität entweder selbst nutzen oder erhält für die nicht selbst genutzte Kapazität die von der nationalen Netzgesellschaft eingenommenen Auktionserlöse. Die gewährten Ausnahmen sind zeitlich limitiert. Nach Ablauf der Frist geht die Leitung in das Eigentum der nationalen Netzgesellschaft über.

Derzeit gibt es in der Schweiz zwei Merchant Lines an der italienischen Grenze. Die ElCom hatte den Umfang der vom diskriminierungsfreien Zugang Dritter ausgenommenen Kapazität für die beiden Leitungen neu zu beurteilen. Ein Verfahren ist bereits abgeschlossen. Im anderen Verfahren ist der materielle Entscheid des Bundesverwaltungsgerichts ausstehend. Im Berichtsjahr hat das Bundesverwaltungsgericht vorerst in einer Zwischenentscheid die Frage der Parteistellung eines Netzbetreibers geprüft und dessen Parteistatus verneint.

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 ver-

wendet werden (Art. 17 Abs. 5 StromVG). Swissgrid stellt bei der ElCom den Antrag über die gewünschte Verwendung. Die ElCom entscheidet 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 Übertragungs-

netzes 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 2014, 2015 und 2016 sowie neu auch die Auktionserlöse aus dem Jahr 2013 ausschliesslich für die Senkung der Netztarife zu verwenden.

Im Berichtsjahr haben Swissgrid und die ElCom den Prozess der Antragsstellung zur Verwendung der Auktionserlöse in Bezug auf die Tarifierung zeitlich angepasst. Dies führte

dazu, dass Swissgrid im Berichtsjahr einen Antrag über die Verwendung der Auktionserlöse 2017 und einen Antrag über die Verwendung der Auktionserlöse 2018 einreichte. Für die Auktionserlöse 2017 und 2018 wurde eine Verwendung zur Reduktion der anrechenbaren Kosten beantragt. Die ElCom hat im Sinne des Antrages über die Verwendung der Auktionserlöse entschieden. Insbesondere wurde Swissgrid darauf hingewiesen, dass die ElCom künftig beim Antrag für die Verwendung der Auktionserlöse eine Berücksichtigung aller in Artikel 17 Absatz 5 StromVG vorgesehenen Verwendungsarten fordert.

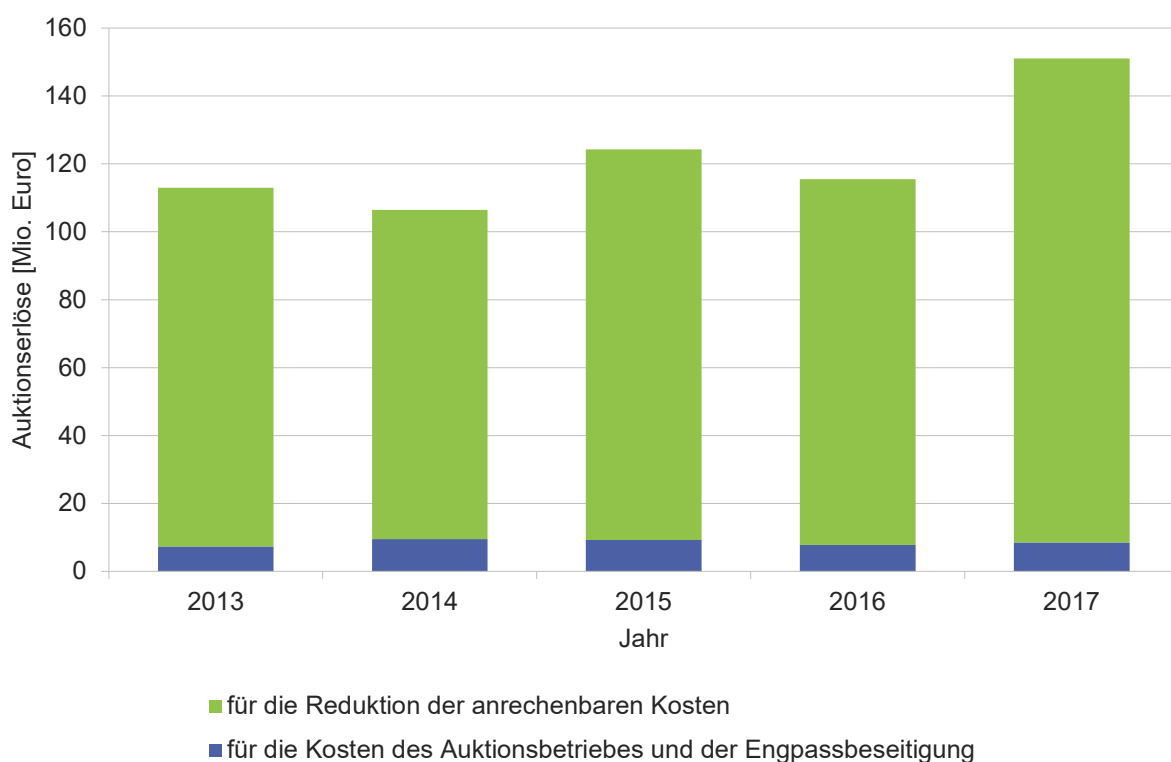


Abbildung 19: Verwendung der Auktionserlöse 2013–2017

Abbildung 19 zeigt, wie die an den Schweizer Grenzen erwirtschafteten Auktionserlöse zwischen 2013 und 2017 verwendet worden sind.

Bei den Werten 2017 handelt es sich um eine Prognose, da die definitive Abrechnung bei Redaktionsschluss noch nicht vorlag.

6.5 Internationale Plattformen für Regelernergie

Stromangebot und -nachfrage müssen stets übereinstimmen. Täglich treten jedoch kurzfristige Schwankungen auf, z. B. durch Ungenauigkeiten in den Verbrauchsprognosen, Ausfall von Produktionsanlagen oder unerwartet hohe Erzeugung aus Windkraft. Diese müssen auch kurzfristig ausgeglichen werden, dazu dient die Regelernergie. In der Schweiz erfolgt der Ausgleich durch Swissgrid in einem dreistufigen Prozess (primäre, sekundäre und tertiäre Regelernergie bzw. Regelleistung).

Dies geschieht zunächst auf dem nationalen Markt mit Vorrang für erneuerbare Energien. Swissgrid beschafft aber auch international: Hauptziel ist die Sicherstellung der Versorgungssicherheit für die Schweiz, die mit grenzüberschreitender Kooperation robuster gestaltet werden kann, weil mehr Anbieter aus unterschiedlichen Regionen ihren Beitrag zur Stabilisierung des Schweizer Netzes leisten können. Zusätzlich werden positive Preiseffekte erzielt. Als Regulator überwacht die ElCom diese internationalen Projekte mit.

In den Schweizer Nachbarstaaten werden Beschaffung und Einsatz von Regelernergie durch die EU-Gesetzgebung stärker harmonisiert. Die Beschaffung von sekundärer und tertiärer Regelernergie wird dabei vorrangig auf standardisierte Energieprodukte umgestellt. Auf diese Weise entstehen erhebliche

Synergieeffekte zwischen den beteiligten Ländern. Die Ausregelung des Stromnetzes wird dadurch flexibler und robuster, eine der Grundvoraussetzungen für die weitere Marktdurchdringung von erneuerbaren Energien. Gesamthaft betrachtet entsteht ein ganz neuer umfassender Markt- und Handelsbereich. Dies wird auch das Schweizer Netz und die Versorgungssicherheit beeinflussen, da sich die Netze elektrisch nicht ohne weiteres voneinander entkoppeln lassen.

Die EU sieht im Falle von Sicherheitsrisiken eine Beteiligung der Schweiz an den Regelernergieplattformen vor, dies ist zurzeit jedoch in Diskussion. Die ElCom beteiligt sich bis zur Klärung der Frage weiter an den betroffenen Projekten für sekundäre und tertiäre Regelernergie (MARI, PICASSO sowie TERRE). Bei einem Ausschluss der Schweiz aus der Teilnahme an den Plattformen drohen ungeplante und wegen des kurzfristigen Auftretens riskante Stromflüsse durch das Schweizer Übertragungsnetz, welche die Versorgungssicherheit des Landes und der gesamten Region gefährden könnten. Sollte eine Beteiligung nicht zustande kommen und die Schweiz aus diesen Projekten ausgeschlossen werden, verfolgt die ElCom Massnahmen, die die Schweizer Netzsicherheit stützen sollen. Die Beteiligung am Austausch von primärer Regelleistung (FCR-Projekt) ist davon unbeeinflusst.

Regelenergiebereich	Internationale Bezeichnung	Projektname	Beteiligung von Swissgrid
Primäre Regelleistung	FCR Frequency Containment Reserve	FCR	volle Beteiligung
Sekundäre Regelennergie - Netzregelverbund	IN Imbalance Netting	IN / IGCC	läuft aus (Teilnahme nur bis Ablösung durch FRR-Projekte)
Automatisch aktivierte sekundäre Regelennergie	aFRR Automatically Activated Frequency Restoration Reserve	PICASSO	gefährdet
Manuell aktivierte sekundäre Regelennergie	mFRR Manually Activated Frequency Restoration Reserve	MARI	gefährdet
Tertiäre Regelennergie	RR Replacement Reserve	TERRE	gefährdet

Tabelle 7: Beteiligung der Schweiz an wichtigen internationalen Projekten für Regelennergie

6.6 Internationale Gremien

Ende November 2016 hat die EU-Kommission ein umfangreiches energiepolitisches Paket unter dem Titel «Saubere Energie für alle Europäer» vorgelegt. Die Gesetzesrevisionen, die unter anderem die Energieeffizienz und die Gestaltung des Strommarkts im Fokus haben, lösten heftige Diskussionen aus. Sie dürften 2018 abgeschlossen werden. In Anlehnung an das Klimaübereinkommen von Paris beschleunigen diese Revisionen die Integration des europäischen Energiemarkts und verstärken die Nutzung erneuerbarer Energien.

ACER, die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden und eine der Triebfedern des europäischen Binnenmarkts für Elektrizität (und Erdgas), könnte an Einfluss gewinnen. In der «ACER Electricity Working Group» und deren Untergruppen besitzt die ElCom Beobachterstatus und macht ihre Positionen und die Schweizer Interessen geltend.

Zu schaffen machen der Schweiz namentlich die ungeplanten Lastflüsse aus Nachbarstaaten.

Auch andere Länder sind betroffen, wie aus dem im Oktober 2017 publizierten Aufsichtsbericht von ACER (Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2016) hervorgeht. In diesem Bericht unterstreicht ACER den anhaltenden ökonomischen Verlust, den die mitteleuropäischen Länder inklusive der Schweiz wegen der fehlenden Markteinbindung erleiden, und empfiehlt, das elektrische Verbundsystem in ganz Europa besser zu nutzen.

Im Zusammenhang mit dem Brexit übernahm Garrett Blaney, Kommissar der nationalen irischen Regulierungsbehörde, Anfang November 2017 die Funktion von Lord Mogg als Präsident sowohl von ACER als auch des Rats der europäischen Energieregulierungsbehörden (CEER). Obwohl eine Aufspaltung der beiden Funktionen vorgeschlagen wurde,

entschied man sich für die Beibehaltung der gemeinsamen Präsidentschaft beider Institutionen in einer Person. Der Direktor von ACER wird seinerseits im September 2018 zurücktreten. Im vergangenen Sommer wurde der Auswahlprozess für die Nachfolge in die Wege geleitet.

Die ElCom verfolgt die Aktivitäten des CEER, dem sie als Beobachterin angehört, sowie die Tätigkeit des «OECD Network of Economic Regulators» (NER). Sie nahm am Europäischen Forum für Elektrizitätsregulierung («Florenz Forum») teil, das 2017 einmal zusammentrat. Zudem beteiligte sie sich auf Wunsch des BFE an der Prüfung der schweizerischen Energiepolitik durch die Internationale Energieagentur (IEA). Dagegen zog sich die ElCom per 31. Dezember 2017 aus dem Internationalen Verband der Energieregulierer (ICER) zurück.

7 Ausblick

Die Adequacy – als grundlegender Teil der Versorgungssicherheit – wird 2018 im Fokus der ElCom bleiben. Mit der Analyse der Berechnungen zur Adequacy 2020, die Swisgrid im Auftrag der ElCom durchgeführt hat, hat die ElCom im Berichtsjahr einen Beitrag zur Beurteilung der kurz- und mittelfristigen Versorgungssicherheit geleistet. Die ElCom wird die Analyse 2018 ausbauen und die Berechnungen auf das Jahr 2025 erweitern. Dieser Zeitraum ist aussagekräftig, da bis zu dieser Zeit sowohl in der Schweiz als auch in den Nachbarländern ein erheblicher Teil der Energie aus der Kernkraft weggefallen sein wird und Netzausbauten insbesondere auch in Deutschland noch fehlen könnten. Die Berechnungen zielen darauf ab, mittel- und langfristige Tendenzen in der Versorgungssicherheit feststellen zu können.

Zentral für die ElCom ist, dass die Diskussionen zum Marktdesign und zur Versorgung im Winterhalbjahr künftig aufrecht erhalten bleiben. Mit Blick darauf betont die ElCom, dass Optionen wie beispielsweise eine strategische (Energie-)Reserve oder Kapazitätsmechanismen weiterhin prüfenswert sind, wobei sich die ElCom dabei dafür einsetzen wird, dass Vor- und Nachteile möglicher Umsetzungen sorgfältig analysiert und abgewogen werden. Zudem ist der Optimierung der Importverfügbarkeit auch in Zukunft hohe Priorität einzuräumen. Dazu gilt es, den Netzausbau in der Schweiz zügig voranzutreiben. Im Hinblick auf die Strategie Stromnetze wird die ElCom die dazu nötigen Vorbereitungen in ihrem Aufgabenbereich treffen. Für die Durchführung von manuellen Lastabwürfen fordert die ElCom die benötigten organisatorischen Vorbereitungen.

Mit der Energiestrategie 2050 und dem Inkrafttreten des ersten Massnahmenpakets am 1. Januar 2018 erfährt die Rechtssetzung im Strombereich zahlreiche Änderungen. Konkret werden Anfang 2018 das totalrevidierte Energiegesetz, weitere revidierte Bundesgesetze, neue Verordnungen sowie mehrere Verordnungsänderungen (u. a. StromVV) in Kraft treten. Für die ElCom besonders relevante Änderungen betreffen den Netzzuschlag, die Förderung von erneuerbaren Energien, Regelungen zum Eigenverbrauch sowie zu Tarifen, zur Rückliefervergütung und zum Messwesen. Die ElCom hat frühzeitig mit der Prüfung der neuen Gesetzesbestimmungen begonnen und wird ihre Regulierungstätigkeiten entsprechend anpassen.

Die ElCom hat zu Beginn des Jahres 2017 mehrere Netzbetreiber bezüglich Einhaltung der Durchschnittspreismethode angeschrieben. Aufgrund der parlamentarischen Diskussionen 2017 zum Thema hat die ElCom weiterführende Arbeiten vorübergehend sistiert. 2018 wird die ElCom diese Arbeiten wieder aufnehmen und das weitere Vorgehen prüfen.

Weiterhin wird die ElCom die Beziehungen der Schweiz zur EU im Strombereich genau verfolgen. Ein Stromabkommen wäre für die Schweizerische Stromwirtschaft und die Versorgungssicherheit sehr zu begrüßen. Ohne Abkommen wäre die Schweiz in Zukunft möglicherweise gezwungen, Vorkehrungen – beispielsweise im Hinblick auf ungeplante Lastflüsse – zu treffen.

Die ElCom und das Fachsekretariat ziehen 2018 um und werden ab dem 8. Januar 2018 in den neuen Räumlichkeiten an der Christoffelgasse 5, 3003 Bern, tätig sein.

8 Über die ElCom



Die Kommission von links nach rechts: Carlo Schmid-Sutter (Präsident), Anne d'Arcy, Antonio Taormina (Vizepräsident), Brigitta Kratz (Vizepräsidentin), Christian Brunner, Laurianne Altwegg, Matthias Finger

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

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

Kennzahlen zur Branche

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

Anzahl Netzbetreiber: rund 650

Anzahl Netzebenen: 7

Kilometer Stromnetze: Netzebene 1 – rund 6'600 km | Netzebene 3 – rund 9'000 km | Netzebene 5 – rund 44'000 km | Netzebene 7 – rund 142'000 km (Freileitungen und Kabel, inkl. Hausanschlüsse)

Transformatoren: Netzebene 2 – 148 | Netzebene 4 – 1'142 | Netzebene 6 – rund 58'000 (inkl. Masttrafos)

Umsatz total Netznutzungsentgelte: 3.6 Mia. Franken

Jährliche Investitionen: rund 1.4 Mia. Franken

Jährlicher Stromkonsum: 58 TWh

Produktion: 62 TWh

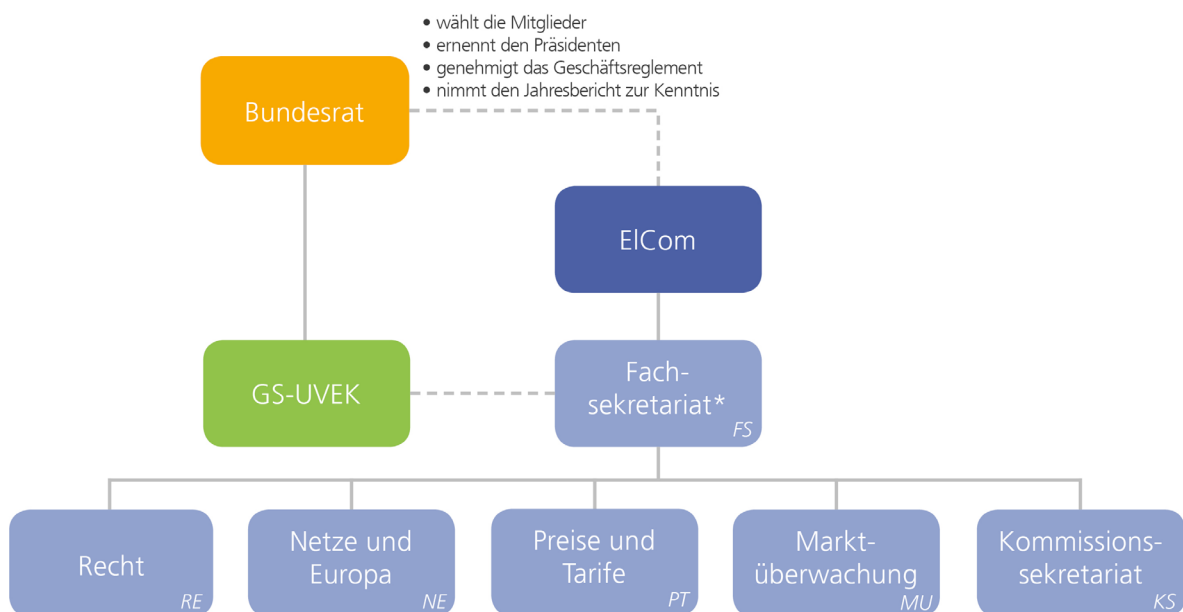
Stromimport: 38 TWh | **Stromexport:** 34 TWh

Die Kommission besitzt umfassende Kompetenzen zur Erfüllung insbesondere folgender Aufgaben:

- Sie überprüft die Rechtmässigkeit der Netznutzungsentgelte: Die Nutzung der Netze für die Netzdurchleitung wird im liberalisierten Energiemarkt über das Netznutzungsentgelt abgegolten.
- 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 entscheidet bei Streitigkeiten im Zusammenhang mit der KEV, die seit dem 1. Januar 2009 den Produzenten von erneuerbarer Energie ausbezahlt wird.
- 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 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 20: 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 und Vizepräsident:

- Brigitta Kratz (seit 2007): Dr. iur., LL.M., Rechtsanwältin und Lehrbeauftragte für Privatrecht an der Universität St. Gallen
- Antonio Taormina (seit 2014): Dipl. Math. ETHZ, ehem. Mitglied der Geschäftsleitung und Leiter des Geschäftsbereichs Energie West-Europa Alpiq

Mitglieder:

- Laurianne Altwegg (seit 2015): lic. en science politique, Verantwortliche für Energie, Umwelt & Landwirtschaft beim Westschweizer Konsumentenbund FRC
- Anne d'Arcy (seit 2007): Dr. rer. pol., Professorin für Corporate Governance and Management Control an der Wirtschaftsuniversität Wien
- Matthias Finger (seit 2007): Dr. en science politique, Professor für Management von Netzwerkindustrien an der EPFL
- Christian Brunner (seit 2014): Dipl. El.-Ing. ETHZ, ehem. Geschäftsführer Business Unit Alpiq Netze

Ausschüsse

Die Kommission arbeitete im Berichtsjahr in folgenden Ausschüssen:

Preise und Tarife

- Anne d'Arcy (Vorsitz)
- Laurianne Altwegg
- Christian Brunner
- Carlo Schmid-Sutter

Recht

- Brigitta Kratz (Vorsitz)
- Laurianne Altwegg
- Carlo Schmid-Sutter

Netze und Versorgungssicherheit

- Christian Brunner (Vorsitz)
- Matthias Finger
- Brigitta Kratz
- Carlo Schmid-Sutter

Internationale Beziehungen

- Antonio Taormina (Vorsitz)
- Matthias Finger
- Brigitta Kratz
- Christian Brunner

Marktüberwachung

- Matthias Finger (Vorsitz)
- Christian Brunner
- Carlo Schmid-Sutter
- Antonio Taormina

Rücktritte und Neuwahl

Im Berichtsjahr haben zwei ElCom-Mitglieder ihren Rücktritt auf Ende Jahr 2017 beziehungsweise Ende März 2018 bekannt gegeben: Anne d'Arcy und Antonio Taormina. Bei Prof. Dr. Anne d'Arcy erfolgt der Rücktritt aufgrund der Amtszeitbeschränkung. Herr Antonio Taormina tritt auf eigenen Wunsch zurück, um der Familie mehr Zeit widmen zu können. Der Bundesrat hat als Nachfolge für die abtretenden ElCom-Mitglieder Prof. Dr. Sita Mazumder und Dario Marty gewählt.

Vertretung von Geschlechtern und Sprachregionen

In der ElCom sind drei Frauen und vier Männer vertreten, was einer Vertretung der Frauen von 43 Prozent entspricht. Die Zielgrösse des Bundes sind 30 Prozent – im Durchschnitt sind 39 Prozent Frauen in den ausserparlamentarischen Kommissionen vertreten.

Im Weiteren sind folgende Sprachregionen in der ElCom vertreten: Deutsch vier, Französisch zwei und Italienisch eine Person. Dies entspricht Anteilen von 57, 29 und 14 Prozent. Zielgrösse des Bundes ist eine Vertretung der lateinischen Sprachen (Französisch, Italienisch und Romanisch) von insgesamt 40 Prozent.

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 31.12.2017 43 Mitarbeitende (inkl. 3 Praktikanten) in Voll- oder Teilzeitpensum. Umgerechnet entspricht dies 37.9 Vollzeitstellen («Full time equivalents, FTE»). Von den Mitarbeitenden sind 17 Frauen und 26 Männer. Das Durchschnittsalter aller Mitarbeitenden beträgt 41 Jahre. Die Amtssprachen sind wie folgt vertreten:

- Italienisch: 2 Mitarbeitende
- Französisch: 6 Mitarbeitende
- Deutsch: 35 Mitarbeitende



**Geschäftsführer
des Fachsekretariates
(43 Mitarbeitende)**

Renato Tami
lic. iur., Rechtsanwalt
und Notar



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

Michael Bhend
Dipl. Ing. ETHZ



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

Stefan Burri
Dr. rer. pol.



**Sektion
Marktüberwachung
(6 Mitarbeitende)**

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



**Sektion Recht
(9 Mitarbeitende)**

Nicole Zeller
lic. iur., Rechtsanwältin



**Sektion
Kommissionssekretariat
(8 Mitarbeitende)**

Barbara Wyss
Dr. oec. publ.

8.2 Finanzen

Der ElCom stand im Berichtsjahr ein Budget von 10.5 Millionen Franken zur Verfügung. Effektiv ausgegeben wurden knapp 10 Millionen Franken. Dieser Betrag deckte den gesamten Personal- und Betriebsaufwand der ElCom inkl. der Zusatzausgaben im Zusammenhang mit den Abschlussarbeiten für den Aufbau der Marktüberwachung.

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 Neues Führungsmodell für die Bundesverwaltung NFB

Am 1. Januar 2017 wurde das neue Führungsmodell für die Bundesverwaltung NFB eingeführt. Ziel des Modells ist die Verstärkung der Verwaltungsführung auf allen Ebenen sowie die Erhöhung von Transparenz und Steuerbarkeit der Leistungen. Die ElCom hat im Rahmen des NFB im Berichtsjahr einen integrierten Strategie-, Planungs- und Zielsetzungsprozess definiert.

Für die Leistungsmessung wurde für die NFB-Berichterstattung das Verhältnis der im Berichtsjahr eingegangenen Fälle zu den insgesamt im Berichtsjahr erledigten Fällen definiert. Zielwert ist 100 Prozent. Diese Grösse bildete bereits in der Vergangenheit eine

zentrale Kennzahl: Sie zeigt, inwiefern es dem Fachsekretariat gelingt, im jeweiligen Berichtsjahr Rückstände aus den Vorjahren abzubauen bzw. Überhänge an offenen Verfahren zu vermeiden. Im Berichtsjahr ist dies nur bedingt gelungen: bei total 859 eingegangenen Fällen konnten insgesamt 678 Fälle erledigt werden (vgl. Kapitel 9.1). Dies entspricht einem Verhältnis von 70 Prozent. Hauptgrund für diesen tiefen Wert ist die Neubeurteilung von knapp 400 KEV-Fällen durch Swissgrid aufgrund eines Gerichtentscheids Ende des Berichtsjahres. Dadurch sind in den Monaten November und Dezember rund 200 Fälle als Beschwerden bei der ElCom eingegangen.

8.4 Veranstaltungen

ElCom-Forum 2017

Die achte Ausgabe des ElCom-Forums fand am 17. November 2017 in Lausanne, im Centre de Congrès Beaulieu statt. Rund 300 Personen haben die Gelegenheit genutzt und haben sich Referaten und Diskussionen rund um die Versorgungssicherheit und die Umsetzung der Energiestrategie 2050 zugewandt. Auf dem Podium wurde über die Frage debattiert, ob die Energie-

wende das Ende der Versorgungssicherheit bedeute. Einig waren sich die Teilnehmenden darin, dass die Herausforderungen – trotz optimistisch stimmenden Ergebnissen aus Berechnungen zur Versorgungssicherheit – gross bleiben.

Das ElCom-Forum 2018 wird am Donnerstag, 29. November im Kursaal in Bern stattfinden.

Informations-Veranstaltungen für die Netzbetreiber

Die ElCom hat auch im Frühling 2017 an verschiedenen Standorten in der Schweiz Informations-Veranstaltungen durchgeführt. Die zentralen Themen waren Netzverstärkungen, Durchschnittspreis-Methode, Deckungsdifferenzen, Digitalisierung sowie Aktuelles aus der ElCom und dem BFE. Insgesamt nahmen

rund 700 Personen an den zehn Veranstaltungen teil. Die Veranstaltungen wurden zum Selbstkostenpreis angeboten. Sowohl für die Teilnehmenden wie auch für die Mitarbeitenden der ElCom und des BFE bildeten diese Anlässe eine willkommene Gelegenheit, sich fachlich auszutauschen.

Workshop Marktüberwachung

Wie bereits in den Vorjahren fand auch 2017 ein Workshop des Fachbereichs Marktüberwachung der ElCom in Bern statt. Fokusthe-

men waren REMIT, die Rolle der ElCom in der Marktüberwachung sowie die Rolle der Registered Reporting Mechanisms RRM.

9 Anhang

9.1 Geschäftsstatistik

Im Jahr 2017 sind insgesamt 589 neue Fälle eingegangen. Davon betrafen nicht ganz die Hälfte Beschwerden und Eingaben zur Kostendeckenden Einspeisevergütung KEV. Von diesen Fällen konnten bereits im Berichtsjahr 269 Fälle erledigt werden – dies entspricht einem Verhältnis bezogen auf das Eingangsjahr von 46 Prozent. Insgesamt konnten im Jahr 2016 415 Fälle erledigt werden. Im Jahr 2017 wurde damit erstmals seit 2014 nicht mehr eine Abarbeitungsquote von über 100 Prozent erreicht (vgl. 8.3). Seit 2016 wird auch die Anzahl der sogenannten «Einfachen Anfragen» systematisch erhoben. Bei diesen

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 2017 sind 270 solche einfache Anfragen eingegangen. Diese konnten – bis auf 7 Anfragen – ebenfalls vollständig abgearbeitet werden (97 Prozent). Insgesamt wurden im Berichtsjahr 172 Verfügungen erlassen. Ein erheblicher Teil davon entfällt auf Gesuche für Netzverstärkungen.

Art des Geschäfts	Übertrag aus Vorjahren	Eingang 2017	Erledigt 2017	Übertrag ins 2018
Spezifische Eingaben Tarife	38	111	75	74
Kostendeckende Einspeisevergütung	30	232	58	204
Netzverstärkungen	82	162	206	38
Restliche Fälle	52	84	76	60
Total	202	589	415	376
Einfache Anfragen	2	270	263	9
Total inkl. einfache Anfragen	204	859	678	385

Tabelle 8: Geschäftsstatistik 2017 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 Zusammen-

setzung – 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

16.11.2017 Erfassung Versorgungsqualität

Mitteilungen

08.06.2017 Manuelle Lastabwürfe – Umsetzung in der Regelzone Schweiz

Berichte und Studien

01.06.2017 Tätigkeitsbericht der ElCom 2016

28.06.2017 Bericht zur Stromversorgungsqualität 2016

29.08.2017 Bericht der ElCom zuhanden der UREK-N über den
Um- und Ausbau der Stromnetze

21.12.2017 Technischer Bericht zu ungeplanten Stromflüssen

21.12.2017 Schlussbericht System Adequacy 2020

9.4 Abkürzungen und Glossar

ACER	EU Agency for the Cooperation of Energy Regulators
BFE	Bundesamt für Energie
Bilanzmanagement	Massnahmen zur ständigen Aufrechterhaltung der elektrischen Energie- und Leistungsbilanz im Elektrizitätssystem; dazu gehören insbesondere Fahrplanmanagement, Messdatenmanagement und Bilanzausgleichsmanagement.
CEER	Council of European Energy Regulators; Conseil des régulateurs européens de l'énergie
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.
EnG	Energiegesetz

Engpassmanagement	Gewährleistet durch präventive (z. B. NTC-Bestimmung, Kapazitätsauktionen) und operationelle Massnahmen (z. B. Redispatch, Reduktionen), dass ein sicherer Netzbetrieb aufrechterhalten werden kann.
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ESTI	Eidgenössisches Starkstrominspektorat
EU	Europäische Union
EVS	Neues Einspeisevergütungssystem
FEN	Forschungsstelle Energienetze der ETH Zürich
HS	Hochspannung
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
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
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.

NFB	Neues Führungsmodell der Bundesverwaltung
NS	Niederspannung
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 – Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency; Règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie; 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.
StromVG	Stromversorgungsgesetz
StromVV	Stromversordnungsverordnung
Systemdienstleistungen, SDL	Die für den sicheren Betrieb der Netze notwendigen Hilfsdienste. Diese umfassen insbesondere Systemkoordination, Bilanzmanagement, Vorhaltung von Regelleistung, Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit von Erzeugern, Spannungshaltung (inkl. Anteil Blindenergie), betriebliche Messungen und Ausgleich der Wirkverluste.

TSO	Transmission System Operator
TWh	Terawattstunde
Übertragungsnetz	Elektrizitätsnetz, das der Übertragung von Elektrizität über grössere Distanzen im Inland sowie dem Verbund mit den ausländischen Netzen dient und in der Regel auf der Spannungsebene 220/380 kV betrieben wird. Zum Übertragungsnetz gehören insbesondere auch: a) Leitungen inklusive Tragwerke; b) Kuppeltransformatoren, Schaltanlagen, Mess-, Steuer- und Kommunikationseinrichtungen; c) gemeinsam mit anderen Netzebenen genutzte Anlagen, die mehrheitlich im Zusammenhang mit dem Übertragungsnetz genutzt werden oder ohne die das Übertragungsnetz nicht sicher oder nicht effizient betrieben werden kann; d) Schaltfelder vor dem Transformator beim Übergang zu einer anderen Netzebene oder zu einem Kraftwerk.
UVEK	Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
UREK	Kommissionen für Umwelt, Raumplanung und Energie
Verteilnetz	Elektrizitätsnetz hoher, mittlerer oder niederer Spannung zum Zwecke der Belieferung von Endverbrauchern oder Elektrizitätsversorgungsunternehmen.





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