



Bericht vom 15. Oktober 2018

Markt- und Wettbewerbsanalyse

Grundlagenpapier für den erläuternden Bericht
zur Vernehmlassungsvorlage Revision StromVG
vom Oktober 2018



E n e r g i e . W e i t e r d e n k e n

Datum: 15. Oktober 2018

Ort: Bern

Auftraggeberin:

Bundesamt für Energie BFE
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer/in:

BET Suisse AG
Junkerbifangstrasse 2 CH-4800 Zofingen
www.bet-suisse.ch

Autoren:

Dominik Rohrer
Dr. André Vossebein
Ueli Betschart

Begleitgruppe

Dr. Wolfgang Elsenbast (Leitung)
Beat Goldstein
Renato Marioni
Walter Schlegel

BFE-Vertragsnummer: SI/200287-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Bundesamt für Energie BFE

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; Postadresse: CH-3003 Bern
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch

INHALTSVERZEICHNIS

Abbildungsverzeichnis	3
Tabellenverzeichnis	4
Management Summary	6
Résumé en français	9
1 Struktur der Schweizer Elektrizitätswirtschaft	12
1.1 Entwicklung der Eigentümerstrukturen	12
1.2 Rechtsformen der Schweizer Energieversorgung	17
1.3 Formen der Kooperation	19
2 Schweizer Grosshandelsmarkt für Strom	23
2.1 Struktur der Handelsplätze	23
2.2 Der Schweizer Terminmarkt	30
2.3 Der Schweizer Spotmarkt inkl. Intraday.....	31
2.4 Der Markt für Regelenergie	35
3 Teilgeöffneter Markt für Endkunden	42
3.1 Endkundenangebote	42
3.2 Internationaler Preisvergleich	45
3.3 Regionale Preisunterschiede in der Grundversorgung.....	59
3.4 Wechsel im geöffneten Markt	62
Quellen	64

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Entwicklung der Anzahl Verteilnetzbetreiber (Quelle: ECom).....	12
Abbildung 2: Einteilung der Schweiz in sieben Grossregionen (Quelle: BAK Basel / Die Volkswirtschaft)	14
Abbildung 3: durchschnittliche Anzahl Einwohner pro EVU nach Kantonen (Quellen: ECom und BFS).....	14
Abbildung 4: Aktionäre der Swissgrid AG (Quelle: Swissgrid auf Basis Aktienbuch Stand 3. Januar 2018, Hervorhebung durch B E T).....	17
Abbildung 5: Rechtsformen und Entwicklung der Eigentümer der Schweizer Elektrizitätsversorgung (Quelle: Elektrizitätsstatistik)	18
Abbildung 6: Energielieferung an Endkunden pro Bilanzgruppe und Jahr (in %) (Quelle: Auswertung Swissgrid)	25
Abbildung 7: Hauptvariante der Beschaffung aller Schweizer VNB 2013 und 2018 (Quelle: Auswertung ECom)	26
Abbildung 8: Hauptvariante der Beschaffung aller Schweizer VNB 2013 sortiert nach Anzahl Messpunkten (Quelle: Auswertung ECom)	28
Abbildung 9: Hauptvariante der Beschaffung aller Schweizer VNB 2018 sortiert nach Anzahl Messpunkten (Quelle: Auswertung ECom)	28
Abbildung 10: Hauptvariante der Beschaffung aller Schweizer VNB 2013 nach Rechtsform (Quelle: Auswertung ECom).....	29
Abbildung 11: Hauptvariante der Beschaffung aller Schweizer VNB 2018 nach Rechtsform (Quelle: Auswertung ECom).....	29
Abbildung 12: Preisentwicklung Swiss Base Year Future 2019 (FCBY; Quelle: Website der EEX am 11.06.2018)	30
Abbildung 13: Preisentwicklung Phelix DE Baseload Year Future 2019 (DEBY; Quelle: Website der EEX am 11.06.2018)	31
Abbildung 14: Handelsvolumen am Spotmarkt Schweiz im Verhältnis zum Endverbrauch (Quellen: EPEX SPOT und Elektrizitätsstatistik)	32
Abbildung 15: Jahresdurchschnittspreise Spotmarkt (Quelle: EPEX SPOT).....	33
Abbildung 16: Monatsdurchschnittspreise Spotmarkt (Quelle: EPEX SPOT).....	33
Abbildung 17: Handelsvolumen am Intraday-Markt Schweiz der EPEX SPOT (Quelle: EPEX SPOT).....	35
Abbildung 18: jährliche Durchschnittspreise Primär- (PRL), Sekundär- (SRL) und Tertiärregelleistung (TRL) (Quelle: Swissgrid).....	37
Abbildung 19: durchschnittlich pro Woche auktionierte Leistung Sekundär- (SRL) und Tertiärregelleistung (TRL) (Quelle: Swissgrid)	38
Abbildung 20: Allgemeiner SDL-Tarif für Verteilnetzbetreiber und Endverbraucher am Übertragungsnetz (Quelle: Swissgrid).....	39
Abbildung 21: Sekundärregelleistung: Durchschnittspreise der Wochenauktion (Quelle: Swissgrid)	40
Abbildung 22: Tertiärregelleistung positiv: Durchschnittspreise der Wochenauktion (Quelle: Swissgrid)	40
Abbildung 23: Tertiärregelleistung negativ: Durchschnittspreise der Wochenauktion (Quelle: Swissgrid).....	41
Abbildung 24: Preisunterschied zwischen günstigstem und Standardprodukt (Quelle: Rohdaten ECom)	43
Abbildung 25: Preisunterschied zwischen günstigstem und Standardprodukt für Haushalts- und Gewerbekunden (Quelle: ECom).....	44

Abbildung 26: internationaler Preisvergleich für Haushaltskunden 2016; Wechselkurs 1.2 CHF/EUR (Quellen: EUROSTAT und ECom)	47
Abbildung 27: internationaler Preisvergleich (Komponente Netz) für Haushaltskunden; einheitlicher Wechselkurs 1.2 CHF/EUR (Quellen: EUROSTAT und ECom).....	48
Abbildung 28: internationaler Preisvergleich (Komponente Energie) für Haushaltskunden; einheitlicher Wechselkurs 1.2 CHF/EUR (Quellen: EUROSTAT und ECom).....	49
Abbildung 29: internationaler Preisvergleich (Komponente Abgaben) für Haushaltskunden; einheitlicher Wechselkurs 1.2 CHF/EUR (Quellen: EUROSTAT und ECom).....	50
Abbildung 30: internationaler Preisvergleich für Gewerbekunden 2016; Wechselkurs 1.2 CHF/EUR (Quellen: EUROSTAT und ECom)	51
Abbildung 31: internationaler Preisvergleich (Komponente Netz) für Gewerbekunden; einheitlicher Wechselkurs 1.2 CHF/EUR (Quellen: EUROSTAT und ECom).....	52
Abbildung 32: internationaler Preisvergleich (Komponente Energie) für Gewerbekunden; einheitlicher Wechselkurs 1.2 CHF/EUR (Quellen: EUROSTAT und ECom).....	53
Abbildung 33: internationaler Preisvergleich (Komponente Abgaben) für Gewerbekunden; einheitlicher Wechselkurs 1.2 CHF/EUR (Quellen: EUROSTAT und ECom).....	54
Abbildung 34: internationaler Preisvergleich für Industriekunden; Wechselkurs 1.2 CHF/EUR (Quellen: EUROSTAT und ECom)	55
Abbildung 35: internationaler Preisvergleich (Komponente Netz) für Industriekunden; einheitlicher Wechselkurs 1.2 CHF/EUR (Quellen: EUROSTAT und ECom).....	56
Abbildung 36: internationaler Preisvergleich (Komponente Energie) für Industriekunden; einheitlicher Wechselkurs 1.2 CHF/EUR (Quellen: EUROSTAT und ECom).....	57
Abbildung 37: internationaler Preisvergleich (Komponente Abgaben) für Industriekunden; einheitlicher Wechselkurs 1.2 CHF/EUR (Quellen: EUROSTAT und ECom).....	57
Abbildung 38: regionale Preisunterschiede in der Grundversorgung innerhalb der Schweiz am Profil H4 (4500 kWh/a) (Quelle: ECom).....	59
Abbildung 39: regionale Preisunterschiede in der Grundversorgung innerhalb der Schweiz am Profil C4 (4500 kWh/a) (Quelle: ECom).....	59
Abbildung 40: publizierte Netznutzungstarife in der Grundversorgung (Quelle: Rohdaten ECom)	60
Abbildung 41: publizierte Energietarife in der Grundversorgung (Quelle: Rohdaten ECom).....	61
Abbildung 42: publizierte Energietarife (Profil C4) im Vergleich zum Marktpreis (Quelle: ECom, EEX, Berechnungen B E T)	61

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Rechtsformen und durchschnittliche Absatzmenge (Quelle: ECom).....	19
Tabelle 2: Ursachen und Formen der Kooperation bzw. Auslagerung von Prozessen (exemplarisch).....	20
Tabelle 3: Märkte für elektrische Energie	23
Tabelle 4: Schweizer EVU mit eigener Bilanzgruppe und direktem Spotmarktzugang (Quellen: Swissgrid und EPEX SPOT)	24
Tabelle 5: Kundengruppen für den internationalen Preisvergleich	46

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AG	Aktiengesellschaft	
BFE	Bundesamt für Energie	
BG	Bilanzgruppe	
EDM	Energiedatenmanagementsystem	
EEX	European Energy Exchange	
EICom	Elektrizitätskommission	
EnG	Energiegesetz	
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity	
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen	
GWh	Gigawattstunde	1 GWh = 1000 MWh
HKN	Herkunftsnachweis	
kWh	Kilowattstunde	
METAS	Eidgenössisches Institut für Metrologie	
MP	Messpunkt	
MWh	Megawattstunde	1 MWh = 1000 kWh
OR	Obligationenrecht	
PRL	Primärregelleistung	
SDL	Systemdienstleistungen	
SRL	Sekundärregelleistung	
StromVG	Stromversorgungsgesetz	
TRL	Tertiärregelleistung	
VNB	Verteilnetzbetreiber	
ZFA	Zählerfernauslesung	

MANAGEMENT SUMMARY

Hintergrund der Studie

Die vorliegende Studie basiert auf Art. 27 Abs. 3 der Stromversorgungsverordnung (StromVV), wonach das Bundesamt für Energie (BFE) dem Bundesrat regelmässig Bericht erstattet über die Zweckmässigkeit, die Wirksamkeit und die Wirtschaftlichkeit der Massnahmen des StromVG. Die erste Markt- und Wettbewerbsanalyse für das BFE wurde 2013 ebenfalls durch B E T erstellt. Seit dem ersten Bericht ist feststellbar, dass sich der Schweizer Strommarkt in verschiedener Hinsicht weiterentwickelt hat. Gegenüber den Märkten benachbarter Länder besteht aber noch klar Verbesserungspotenzial, allein schon durch die weiter vorherrschende Teilmarktöffnung.

Entwicklung der Marktstruktur

Die Schweizer Stromversorgung ist historisch gewachsen, in den verschiedenen Landesteilen unterschiedlich strukturiert und vielerorts relativ kleinteilig organisiert. Neben vertikal integrierten Versorgern, die von den Kraftwerken bis zum Niederspannungsnetz die gesamte Wertschöpfungskette abdecken, existiert eine Vielzahl von Werken, welche nur für einen Teil davon zuständig ist. Die Gesamtzahl der Verteilnetzbetreiber (VNB) betrug 2010 noch 738. Seither hat sie um 106 abgenommen auf 632, unter anderem aufgrund von Gemeindefusionen. Im Schnitt ist in der Schweiz ein VNB pro 12'718 Einwohner tätig. Nebst einigen relativ grossen Energieversorgungsunternehmen existieren zahlreiche kleinere Werke, welche deutlich weniger als 10'000 Kunden beliefern, nur über limitierte Personalressourcen verfügen und entsprechend auch nicht sämtliche Aufgaben selber wahrnehmen. Bereits in der Vergangenheit waren solche Werke meist abhängig vom vorgelagerten Netzbetreiber, der gleichzeitig den einzigen Lieferanten darstellte. Oftmals handelt es sich beim vorgelagerten Netzbetreiber um sogenannte Kantonswerke. Historisch sind in der Westschweiz, im Kanton Bern sowie in der Innerschweiz eher vertikal integrierte Versorger tätig, während in der Nordostschweiz und in den grossen Gebirgskantonen einzelne Stufen der Wertschöpfungskette (Produktion, überregionales, regionales und lokales Verteilnetz) von unterschiedlichen Gesellschaften wahrgenommen werden.

Entwicklungstendenzen in der Strombeschaffung und Entwicklung der Schweizer Handelsplätze

Die Strommarktöffnung hat nicht nur grossen Endkunden, sondern auch allen EVU die Möglichkeit eröffnet, elektrische Energie bei einem oder mehreren anderen Lieferanten zu beziehen. Die historischen Vorlieferanten haben sich an die neue Situation angepasst und bieten heute in aller Regel unterschiedliche Beschaffungsprodukte, welche sich an den Bedürfnissen und Fähigkeiten der EVU orientieren. Dies äussert sich bspw. auch darin, dass die Zahl der Bilanzgruppen mit Endkunden von 8 auf 19 zugenommen hat. Die Erfahrung im Markt zeigt, dass Wechsel aus der Bilanzgruppe des ursprünglichen Vorlieferanten in eine andere stattfinden. Damit zusammen hängt die Art der Beschaffung. Gemäss einer Erhebung der ElCom beschafften 2013 noch 405 VNB über einen Vollversorgungsvertrag, was für das Werk mit minimalem Aufwand verbunden ist. Die anspruchsvollere Form der strukturierten Beschaffung wurde 2013 erst von 33 Werken genutzt. 2018 kommt die Vollversorgung noch auf 361 Nennungen (-11%), während 123 EVU die Möglichkeiten einer strukturierten Beschaffung nutzen (+273%).

Voraussetzungen für eine strukturierte Beschaffung sind eine ausreichende Anzahl Handelspartner sowie transparente Preise für Standardprodukte, die mit ausreichender Liquidität gehandelt werden. 2013 gab es noch keinen Schweizer Terminmarkt mit öffentlich einsehbaren Marktpreisen. Die Beschaffung von Energie für die Versorgung von Endkunden lief bilateral ab („Over-the-counter“, OTC).

B E T

Nebst Broker-Plattformen, über welche Marktpartner vermittelt werden, kamen auch Ausschreibungen regelmässig zum Einsatz. In der Zwischenzeit gibt es an der Strombörse EEX in Leipzig Notierungen eines Futures für den Schweizer Markt. Dies stellt eine klare Verbesserung gegenüber der Situation vor 2015 dar, auch wenn der Schweizer Terminmarkt bei Weitem noch nicht perfekt ist. So wird lediglich das Produkt Baseload gehandelt, grösstenteils für Kalenderjahre. Quartals-, Monats- oder andere Produkten verzeichnen praktisch keine Abschlüsse und das Produkt Peakload wird bislang überhaupt nicht gehandelt. Die Liquidität der gehandelten Produkte ist meist noch nicht zufriedenstellend. Die Schweizer Preise hängen aber weiterhin eng mit jenen der Nachbarländer zusammen. Im Spotmarkt orientieren sich die Schweizer Preise je nach vorhandener Kapazität im grenzüberschreitenden Übertragungsnetz am tieferen deutschen oder am höheren italienischen Niveau. Im Terminmarkt ist auf dem Jahresprodukt Baseload ein Zuschlag gegenüber dem Preis für Deutschland vorhanden. Der Zuschlag liegt in der Grössenordnung des Ergebnisses der jährlichen Grenzauktion der Übertragungskapazitäten von Deutschland in die Schweiz.

Die EVU verfolgen, unabhängig von ihrer Grösse, unterschiedliche Strategien im Bereich Vertrieb. Während einige auf Diversifizierung setzen und ihre Angebotspalette deutlich verbreitern (z.B. um energienahe Dienstleistungen), expandieren andere mit ihrem bestehenden Angebot in neue Regionen. Wieder andere positionieren sich bewusst als Betreiber einer zuverlässigen Infrastruktur (Service public). Viele Werke mit eigenem technischem und kaufmännischem Personal haben die Ambition, Chancen im neuen Umfeld zu nutzen. Dabei spielt die persönliche Einstellung der Unternehmensleitung eine entscheidende Rolle. Mit dem ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 nimmt die Spanne an potenziellen Dienstleistungen weiter zu, die über die reine Energielieferung hinausgehen. Im Rahmen der Direktvermarktung wird die eingespeiste Energie dezentraler Anlagen marktorientiert entschädigt, beim Eigenverbrauch wird nur der Überschuss ins Netz eingespeist, ein möglichst grosser Teil der lokal produzierten Energie aber vor Ort konsumiert. In beiden Fällen müssen Energieflüsse gemessen, Daten verarbeitet und schliesslich fakturiert werden. Nebst den EVU sind auch andere Dienstleister durchaus in der Lage, solche Prozesse abzuwickeln, wenn sie über die notwendigen Systeme verfügen. Eine Abschätzung, wer sich für welche Leistung einsetzen wird, ist noch nicht möglich. Potenziell kommen für all diese Dienstleistungen auch neue, branchenfremde Anbieter infrage.

Strukturell hat sich die Strombranche nicht sehr stark verändert. Ausländische Akteure spielen nach wie vor eine untergeordnete Rolle. Auch wenn die Zahl der privatrechtlichen Aktiengesellschaften zugenommen hat, befindet sich weiterhin der überwiegende Teil der Branche im Eigentum der öffentlichen Hand (Kantone, Gemeinden, teilweise Bezirke). Das Aktionariat der Swissgrid hat sich innerhalb der relativ engen gesetzlichen Rahmenbedingungen verändert, wobei ein börsenkotiertes EVU durch ein anderes ersetzt worden ist und weitere öffentlich beherrschte Aktionäre hinzugekommen sind.

Der Regelenenergiemarkt entwickelt sich ebenfalls kontinuierlich weiter. U.a. durch die Möglichkeit, kleinere Anlagen zu poolen, hat die Anzahl an potenziellen Anbietern von Regelleistung zugenommen. Eine Abnahme der durchschnittlichen Auktionsergebnisse im Zeitverlauf ist das Resultat, was sich auch in einem sinkenden SDL-Tarif der Swissgrid spiegelt. Die Ergebnisse der wöchentlichen Auktionen geben jedoch klare Hinweise, dass weiterhin die Wasserkraftwerke die entscheidenden Anbieter von Regelleistung darstellen. Die Preise weisen ein saisonales Muster auf und reagieren unmittelbar auf unterdurchschnittliche Füllstände der Speicherseen.

Internationaler Preisvergleich

Für den internationalen Preisvergleich wurden Daten von Eurostat aus sechs Ländern mit den publizierten Grundversorgungstarifen der Schweizer EVU verglichen. Das Ergebnis zeigt, dass die Schweizer Endkundenpreise für die Haushaltskunden im Vergleich zu den Nachbarländern relativ günstig sind. Hingegen sind die Preise für Gewerbe- und Industriekunden weniger vorteilhaft. Sie liegen über jenen Frankreichs und auch Österreichs, aber unterhalb denen Italiens und Deutschlands. Die ebenfalls untersuchten Länder Niederlande und Norwegen weisen bei sämtlichen Kategorien die günstigsten Tarife auf. Aus methodischer Sicht ist zu bemerken, dass die publizierten Grundversorgungstarife der Schweiz nur eingeschränkt vergleichbar sind mit den europäischen Erhebungen, welche auf Marktpreisen basieren. Setzt man für den Tarifanteil der Komponente Energie einen hypothetischen Marktpreis an, resultieren für die Betrachtungsperiode tiefere Preise. In der Realität bezieht der überwiegende Anteil der Schweizer Endkunden mit einem Jahresverbrauch über 100 MWh die Energie im Markt.

Betrachtet man die einzelnen Preiselemente separat, fällt das Bild differenzierter aus. Vorteilhaft für den Endkunden ist in der Schweiz vor allem die Höhe der Abgaben, welche auf der verbrauchten elektrischen Energie erhoben werden. Durch die gesetzliche Limitierung der Höhe des Netzzuschlages sowie die Zurückhaltung vieler Gemeinwesen bei der Erhebung kommunaler Abgaben, macht dieser Tarifbestandteil meist weniger als 10% des Gesamtpreises aus, während etwa in Deutschland die Abgaben für bis die Hälfte des Endkundenpreises verantwortlich sind. Sämtliche Kundengruppen zahlen in der Schweiz hingegen höhere Tarife für die Netznutzung als in den Vergleichsländern. Ein Teil davon mag sich mit den geographischen Begebenheiten erklären, eine Rolle spielt aber in jedem Fall auch das Regulierungsmodell. Während in den anderen Ländern eine Anreizregulierung gilt, werden die Netztarife in der Schweiz auf Basis anrechenbarer Kosten kalkuliert.

Inländische Preisstrukturen und Wechseldynamik

Innerhalb der Schweiz besteht bei den Grundversorgungstarifen für sämtliche Elemente eine breite Streuung. Während Haushaltskunden bei den 10% günstigsten Netzbetreibern weniger als 16 Rp./kWh zahlen (exkl. MwSt), liegen die Tarife bei den 10% teuersten bei über 23 Rp./kWh, was einer Differenz von 47% entspricht. Die Gebiete mit den günstigsten Tarifen befinden sich nach wie vor in der Nordostschweiz, während die Westschweiz und der Kanton Bern tendenziell zu den teureren Regionen zählen.

Die marktberechtigten Kunden nutzen die Möglichkeit, Elektrizität ausserhalb der Grundversorgung im freien Markt zu beschaffen. Gemäss der neusten Erhebung der ElCom für 2018 befinden sich 67% der freien Kunden, die zusammen 80% der freien Energiemenge ausmachen, im freien Markt. Da die meisten Verteilnetzbetreiber nebst der Grundversorgung ihren Kunden auch Marktprodukte anbieten, darf diese Zahl nicht mit den Lieferantenwechseln verwechselt werden.

RÉSUMÉ EN FRANÇAIS

Contexte

Cette étude se fonde sur l'art. 27, al. 3 de l'Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OA-pEI), selon laquelle l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) fait rapport au Conseil fédéral à intervalles réguliers sur l'opportunité, l'efficacité et le caractère économique des mesures prévues dans la LA-pEI et dans l'OApEI. La première analyse du marché et de la concurrence pour l'OFEN a également été préparée par B E T en 2013. Depuis ce premier rapport, il est apparu que le marché suisse de l'électricité s'est développé à divers égards, même s'il existe encore un potentiel clair d'amélioration par rapport aux marchés des pays voisins (ne serait-ce qu'en raison de la poursuite de l'ouverture partielle du marché).

Développement du marché

L'approvisionnement en électricité de la Suisse s'est historiquement développé, est structuré différemment dans les différentes parties du pays, mais est organisé autour d'entreprises relativement petites dans de nombreux endroits. Outre les services publics intégrés verticalement, qui couvrent l'ensemble de la chaîne de valeur (des centrales électriques au réseau basse tension) il existe un grand nombre d'entreprises qui n'en sont responsables qu'en partie. Le nombre total de gestionnaires de réseau de distribution (GRD) était de 738 en 2010. Depuis lors, il a diminué de 106 à 632, en partie en raison des fusions de communes. Cela signifie qu'en moyenne un GRD pour 12'718 habitants est actif en Suisse. Il convient de noter qu'à côté d'un petit nombre d'entreprises relativement grandes, il en existe un grand nombre de plus petites. Ces dernières fournissent beaucoup moins de 10'000 clients, n'ont que des ressources en personnel limitées et n'exécutent donc pas toutes les tâches en interne. Dans le passé, ces GRD dépendaient déjà de l'exploitant du réseau en amont, qui était également le seul fournisseur d'énergie. Il s'agit souvent d'entreprises d'électricité dites cantonales. Historiquement, les fournisseurs intégrés verticalement sont actifs plutôt en Suisse occidentale, dans le canton de Berne et en Suisse centrale, tandis que dans le nord-est de la Suisse et dans les grands cantons de montagne, les différentes étapes de la chaîne de valeur (production, réseaux de distribution nationaux, régionaux et locaux) sont gérées par différentes entreprises.

Evolution dans le domaine de l'approvisionnement en électricité et développement des places de marché suisse

L'ouverture du marché de l'électricité a permis non seulement aux clients finaux, mais aussi à tous les GRD d'acheter de l'énergie électrique auprès d'un autre fournisseur ou même de plusieurs fournisseurs. Les fournisseurs historiques se sont adaptés à cette nouvelle situation et offrent aujourd'hui généralement différents produits d'approvisionnement adaptés aux besoins et aux capacités des entreprises d'approvisionnement en électricité. Cela se reflète, par exemple, dans le fait que le nombre de groupes-bilan avec des clients finaux est passé de 8 à 19. L'expérience du marché montre que les services publics municipaux sont prêts à passer du groupe-bilan du fournisseur initial à un autre. Ceci est lié au type d'approvisionnement. Selon une enquête de l'EICom, 405 GRD ont encore utilisé un contrat de fourniture complète en 2013, ce qui implique un effort minimal pour l'entreprise. À l'époque, l'approvisionnement structuré n'était pratiqué que par 33 GRD. En 2018, la fourniture complète atteint encore 361 nominations (-11 %), tandis que 123 services publics profitent d'opportunités de l'approvisionnement structuré (+273 %).

Les conditions préalables à l'approvisionnement structuré sont un nombre suffisant de partenaires commerciaux et des prix transparents pour les produits standard avec une liquidité suffisante. En 2013, il n'y avait toujours pas de marché à terme en suisse avec des prix transparents et accessibles

au public. L'approvisionnement en énergie pour la fourniture des clients finaux s'effectuait bilatéralement (OTC), d'une part via des plateformes de courtage et d'autre part entre les différents partenaires du marché (par exemple via des appels d'offres). Entre-temps, la bourse de l'électricité EEX à Leipzig publie également des prix pour les contrats à terme concernant le marché suisse. Cela représente une nette amélioration par rapport à la situation d'avant 2015, même si le marché suisse est loin d'être parfait. Seul le produit Baseload est coté, principalement pour les années civiles. Pour les produits trimestriels, mensuels ou autres, pratiquement aucun contrat n'est conclu et le produit Peakload ne fait pas encore l'objet de cotations. La liquidité des produits négociés n'est souvent pas encore satisfaisante. Toutefois, il existe toujours une corrélation étroite entre les prix suisses et ceux des pays voisins. Sur le marché spot, les prix suisses sont basés sur le niveau allemand ou le niveau italien lequel est plus élevé, en fonction de la capacité disponible dans le réseau de transport transfrontalier. Sur le marché à terme, le produit annuel Baseload est soumis à une surcharge par rapport à celui de l'Allemagne. La différence est de l'ordre de grandeur de l'enchère transfrontalière annuelle des capacités de transport de l'Allemagne vers la Suisse.

Les entreprises électriques poursuivent des stratégies de vente différentes, quelle que soit leur taille. Alors que certaines se concentrent sur la diversification en élargissant par exemple considérablement leur offre (par exemple à travers des services proches de l'énergie), d'autres sont en expansion vers de nouvelles régions avec leurs offres existantes. D'autres encore se positionnent consciemment comme opérateurs d'une infrastructure fiable (service public). De nombreux GRD, qui disposent de leur propre personnel technique et commercial, ont l'ambition de tirer profit des opportunités offertes dans ce nouvel environnement. À vrai dire, l'attitude de la direction de l'entreprise joue un rôle décisif. Avec le premier paquet de mesures de la stratégie énergétique, l'éventail des services possibles continue d'augmenter, qui vont au-delà de la fourniture d'énergie pure. Dans le cadre de la commercialisation directe, l'énergie injectée des installations décentralisées est compensée en fonction du marché; dans le cas de la consommation propre, seul l'excédent est injecté, mais une part aussi importante que possible est consommée localement. Dans les deux cas, les flux d'énergie doivent être mesurés, les données traitées et finalement facturées. Outre les entreprises classiques de fourniture d'énergie, d'autres prestataires de services sont également capables de gérer de tels processus s'ils disposent des systèmes nécessaires. Cependant, il n'est pas encore possible d'estimer qui finira par s'imposer. Tous ces services pourraient également être offerts par d'autres prestataires étrangers au secteur.

Le secteur de l'électricité n'a pas beaucoup changé en ce qui concerne sa structure. Les acteurs étrangers continuent de jouer un rôle subordonné. Même si le nombre de sociétés anonymes de droit privé a augmenté, la majorité du secteur est toujours dans les mains du secteur public (cantons, communes, certains districts). La structure de l'actionnariat de Swissgrid a changé au sein d'un cadre juridique relativement strict, une entreprise cotée en bourse étant remplacée par une autre et d'autres actionnaires sous contrôle public étant ajoutés.

Le marché de l'énergie de réglage connaît également un développement continu. Entre autres choses, la possibilité de regrouper des petites installations a augmenté le nombre de fournisseurs potentiels. Il en résulte une diminution des résultats moyens des enchères au fil du temps, ce qui se traduit également par une baisse du tarif SDL de Swissgrid. Cependant, les résultats aux enchères hebdomadaires montrent clairement que l'hydroélectricité continue d'être le fournisseur décisif de l'énergie de réglage. Les prix sont saisonniers et réagissent par exemple directement à un contenu des bassins d'accumulation inférieur à la moyenne de longue date.

Comparaison des prix internationaux

Pour la comparaison des prix internationaux, les données d'Eurostat de six pays ont été comparées aux tarifs de l'approvisionnement de base publiés par l'EICom. Le résultat montre que les prix suisses pour les ménages sont relativement bas par rapport aux pays voisins. D'autre part, les prix sont moins avantageux pour les clients commerciaux et industriels. Ils sont supérieurs à ceux de la France et de l'Autriche, mais inférieurs à ceux de l'Italie et de l'Allemagne. Les Pays-Bas et la Norvège, qui ont également fait partie de l'étude, ont les tarifs les moins chers dans toutes les catégories. D'un point de vue méthodologique, il convient de relever que les tarifs de l'appro de base publiés en Suisse ne sont que partiellement comparables avec les enquêtes européennes basées sur les prix du marché. Si des prix hypothétiques du marché sont appliqués à la part tarifaire de l'énergie, il en résulte une baisse des prix pour la période considérée. En réalité, la majorité des clients finaux ayant une consommation annuelle supérieure à 100 MWh achètent de l'énergie sur le marché.

En examinant les éléments de prix individuels, une image différenciée émerge. Le principal avantage pour le client final en Suisse est le montant des taxes prélevées sur l'énergie électrique consommée. En raison de la limitation légale du montant du supplément réseau et de la limitation de nombreuses communautés dans la perception des redevances municipales, cette composante tarifaire représente généralement moins de 10 % du prix total, alors qu'en Allemagne, par exemple, les redevances sont responsables de la moitié du prix au consommateur. En revanche, tous les groupes de clients en Suisse paient des tarifs d'utilisation du réseau plus élevés que dans des pays comparables. Une partie peut s'expliquer par des circonstances géographiques, mais le modèle réglementaire joue également un rôle dans tous les cas. Alors que la réglementation incitative s'applique dans les autres pays, les tarifs de réseau en Suisse sont calculés sur la base des coûts imputables.

Structures de prix et dynamique de change au niveau national

En Suisse, il existe un large éventail de tarifs dans l'approvisionnement de base pour tous les éléments. Alors que les clients résidentiels paient moins de 16 cents/kWh (hors TVA) avec les 10 % de GRD les moins chers, les prix des 10 % les plus chers dépassent 23 cents/kWh, ce qui correspond à une différence de 47 %. Les régions les moins chères se situent toujours dans le nord-est de la Suisse, tandis que la Suisse occidentale et le canton de Berne font partie des régions les plus chères.

Les clients éligibles profitent de la possibilité de se procurer de l'électricité en dehors de l'approvisionnement de base. Selon la dernière enquête de l'EICom, 67 % des clients éligibles, qui représentent ensemble 80 % du volume d'énergie éligible, seront sur le marché libre en 2018. Étant donné que la plupart des gestionnaires de réseau de distribution offrent à leurs clients de même des produits marchés, il ne faut pas confondre ce chiffre avec un changement de fournisseur.

1 STRUKTUR DER SCHWEIZER ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT

1.1 Entwicklung der Eigentümerstrukturen

Das Energiegesetz¹ (EnG) des Bundes hält in Art. 6 fest, dass die Energieversorgung Sache der Energiewirtschaft ist, während Bund und Kantone für die erforderlichen Rahmenbedingungen sorgen. Im Bereich der Stromversorgung wird diese Aufgabe seit jeher von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) wahrgenommen, welche in aller Regel ein eigenes Verteilnetz betreiben sowie elektrische Energie zu den Endverbrauchern liefern. Die Unterscheidung zwischen der Rolle des Verteilnetzbetreibers (VNB) und den übrigen Tätigkeiten (insb. als Lieferanten von elektrischer Energie) im Rahmen der Entflechtung² ist in der Schweiz mit dem Stromversorgungsgesetz³ (StromVG) eingeführt worden. Da der Betrieb eines elektrischen Verteilnetzes ein natürliches Monopol darstellt, untersteht dieser Bereich heute und auch in Zukunft einer spezialgesetzlichen Regulierung. Solange die festen Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100 MWh noch keinen Anspruch auf Netzzugang haben, befinden sie sich in der Grundversorgung, welche ebenfalls reguliert ist.

Anzahl der Verteilnetzbetreiber

Aus den jährlich veröffentlichten Rohdaten⁴ der eidgenössischen Elektrizitätskommission (ElCom) von sämtlichen Schweizer Gemeinden und den zuständigen Stromnetzbetreibern lässt sich die Entwicklung der Struktur der Elektrizitätswirtschaft ableiten.

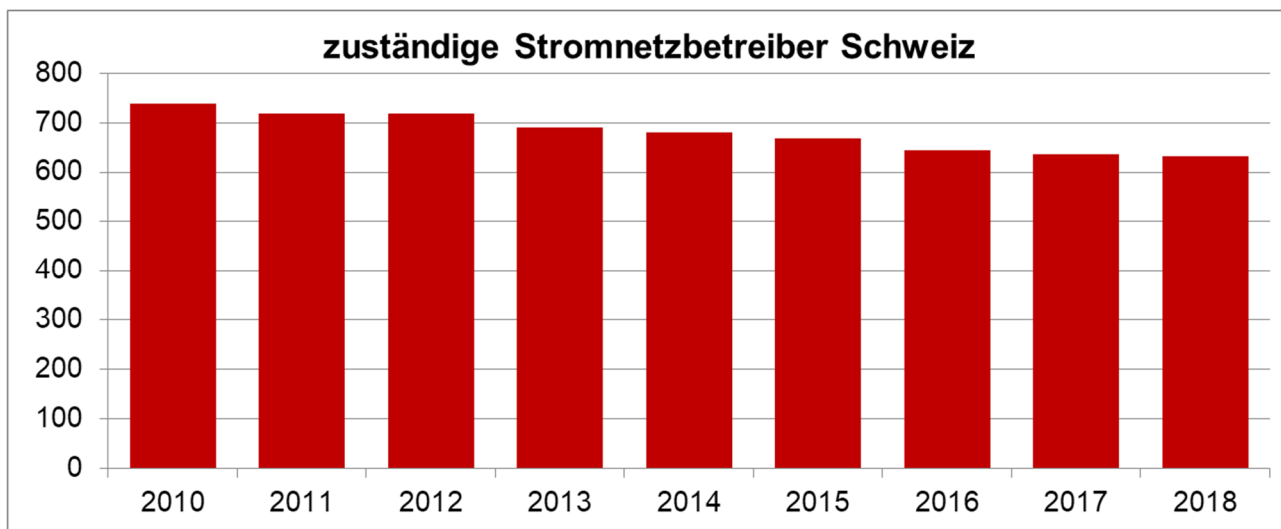


Abbildung 1: Entwicklung der Anzahl Verteilnetzbetreiber (Quelle: ElCom)

Bei der ersten Veröffentlichung der Daten im Jahr 2010 betrug die Anzahl Verteilnetzbetreiber 738 bei 2626 eigenständigen Schweizer Gemeinden. Bis 2018 hat die Zahl der zuständigen Verteilnetzbetreiber relativ gleichmässig um 106 auf 632 abgenommen. Die Zahl der Gemeinden hat sich im selben Zeithorizont auf 2244 reduziert. Das entspricht einer Abnahme von rund 15% für beide Grössen innerhalb von 9 Jahren. Die Gründe für das Verschwinden eines Verteilnetzbetreibers sind

¹ SR 730.0

² Auch bekannt unter dem englischen Fachbegriff *unbundling*.

³ SR 734.7

⁴ verfügbar als Excel-Datei unter:

www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/themen/strompreise/tarif-rohdaten-verteilnetzbetreiber.html

unterschiedlich. Im Wesentlichen lassen sich drei Hauptursachen beobachten: Gemeindefusionen, Zusammenschlüsse sowie Netzübernahmen.

Die erwähnten Gemeindefusionen spielen dann eine Rolle, wenn sich mehrere Gemeinden mit jeweils einem eigenen Verteilwerk zusammenschliessen und zur Nutzung von Synergien auch ihre Verteilnetze zusammenlegen. Insbesondere im Kanton Graubünden haben im betrachteten Zeitraum Fusionen von Talschaften stattgefunden, bei denen die einzelnen Gemeinden vorher selber Verteilnetzbetreiber waren. Dies ist vergleichbar mit der Situation im Kanton Glarus, wo 2006 per Landsgemeindebeschluss die Zahl der Gemeinden von 25 auf 3 reduziert wurde, die heute jeweils von einem einzigen Verteilnetzbetreiber versorgt werden. Dem gegenüber kommen Gemeindefusionen auch in Gegenden vor, die traditionellerweise von grösseren Versorgern beliefert werden, weshalb nicht die Gemeinde selber Verteilnetzbetreiber ist. So haben sich etwa im Berner Jura kleine Verteilnetzbetreiber ihre Eigenständigkeit erhalten, obwohl sich die entsprechenden politischen Gemeinden zusammengeschlossen haben. Damit entsteht neu die Situation, dass ein Verteilnetzbetreiber lediglich einen Teil einer Gemeinde versorgt, was in anderen Landesteilen aufgrund der Historie nichts Ungewöhnliches ist.

Zusammenschlüsse von Netzbetreibern, ohne die gleichzeitige Fusion der involvierten Gemeinden, kommen ebenfalls vor, sind aber eher selten. Die Ausgliederung in eine selbständige Rechtsform oder der Verkauf der Elektrizitätsversorgung von Gemeindewerken ist in aller Regel eine kommunalpolitische Angelegenheit. Die entsprechenden Diskussionen im Vorfeld einer Volksabstimmung (an der Urne oder an der Gemeindeversammlung) werden je nach Situation durchaus emotional geführt, wie zahlreiche Beispiele mit negativem Abstimmungsausgang beweisen. Vor diesem Hintergrund kann die horizontale Kooperation von benachbarten Verteilnetzbetreibern ein erfolgsversprechender Weg sein. Dass Werke innerhalb einer Region zusammenarbeiten und teilweise den gesamten Betrieb an ein grösseres Werk ausgelagert haben, ist keine Seltenheit. Dabei bleiben aber in den allermeisten Fällen die Gemeinden Eigentümer ihrer Netzinfrastruktur. Zwei Beispiele für horizontale Kooperationen von EVU, welche sich schliesslich zu einer neuen Gesellschaft zusammengeschlossen haben sind die Eli10 SA im Kanton Neuenburg (2013) und die Energie Oberes Fricktal AG (2015). Diese beiden Aktiengesellschaften nehmen heute in mehreren Gemeinden die Rolle als Verteilnetzbetreiber wahr und befinden sich im Eigentum der ursprünglichen Werke.

Schliesslich kommt es vor, dass ein deutlich grösserer Netzbetreiber ein kleineres Werk kauft. Diese Fälle sind allerdings wie erwähnt auf der lokalen Ebene politisch nicht selten umstritten. Aus den letzten zehn Jahren gibt es mehrere Beispiele geplanter Verkäufe von Gemeindewerken, welche am Schluss vom Stimmvolk abgelehnt worden sind. Teilweise stösst bereits die Ausgliederung eines Werkbetriebs in eine öffentlich-rechtliche Anstalt oder eine Aktiengesellschaft auf politischen Widerstand. Andererseits haben Kantonswerke, welche selber auch Endkunden beliefern, in der Regel ein Interesse daran, kleinere EVU in ihrem Kantonsgebiet zu kaufen und dadurch die Wertschöpfungskette zu verlängern. In den meisten Fällen sind die Kantonswerke bereits Vorlieferant der kleineren Werke sowie vorgelagerter Netzbetreiber auf der Mittel- oder Niederspannung.

Kantonale Unterschiede

Trotz den beschriebenen Veränderungen ist die Struktur der EVU in der Schweiz weiterhin stark historisch geprägt. In den verschiedenen Landesteilen haben sich unterschiedliche Modelle herausgebildet. Abbildung 3 zeigt pro Kanton die Anzahl Einwohner dividiert durch die Anzahl der dort aktiven VNB. Die Farben der Balken entsprechen jenen der sieben Grossregionen der Schweiz aus Abbildung 2. Die Werte sind folgendermassen zu lesen: 2018 waren im Kanton Thurgau mit seinen 270'000 Einwohnern 95 VNB zuständig für die Versorgung von Endverbrauchern. Dies ergibt einen

B E T

Wert von 2'805 Einwohnern pro VNB. Aus Gründen der Lesbarkeit endet die horizontale Skala bei 50'000. Die Werte von drei Kantonen liegen darüber.

■ Basel ■ Bassin Lémanique ■ Espace Mittelland ■ Ostschweiz
■ Südschweiz ■ Zentralschweiz ■ Zürich/Aargau



Abbildung 2: Einteilung der Schweiz in sieben Grossregionen (Quelle: BAK Basel / Die Volkswirtschaft)

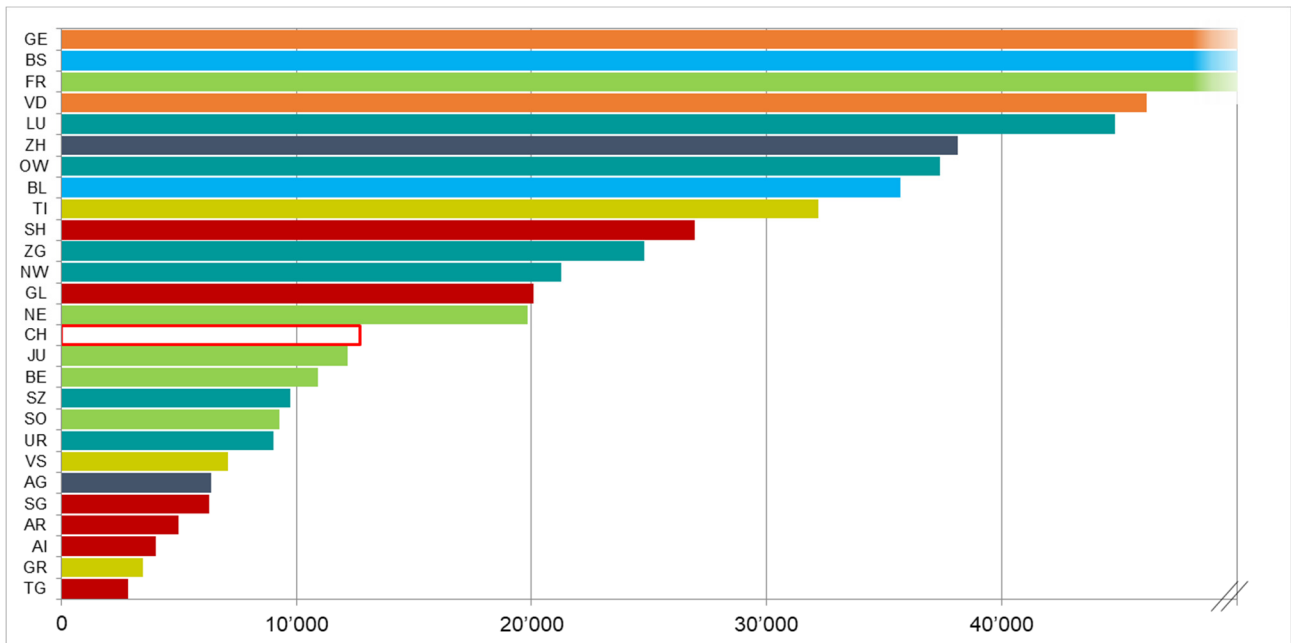


Abbildung 3: durchschnittliche Anzahl Einwohner pro EVU nach Kantonen (Quellen: EICom und BFS)

An der Spitze liegen wenig überraschend die städtischen Kantone Genf (244'762 Einwohner/VNB) und Basel Stadt (193'070 Einwohner/VNB), in denen nur ein bzw. zwei VNB den gesamten Kanton

beliefern⁵. Im Kanton Freiburg mit seinen gut 300'000 Einwohnern sind 5 VNB aktiv, was im Schnitt ebenfalls über 60'000 Einwohner/VNB ergibt. Dabei versorgt das grösste EVU (Groupe E) allerdings 122 der 136 Gemeinden.

Im bevölkerungsreichsten Kanton Zürich (knapp 1.5 Mio. Einwohner) sind 39 VNB tätig. Auch hier versorgt das kantonale Werk (die Elektrizitätswerke des Kantons Zürich EKZ) 136 von 175 Gemeinden. Die anderen 38 Werke sind lediglich in einer Gemeinde VNB und haben historisch die EKZ als Vorlieferantin. Die Ausnahme bildet die Stadt Zürich mit dem eigenen Elektrizitätswerk (ewz), welches seit jeher unabhängig vom kantonalen Werk agiert und eigene Kraftwerke sowie sämtliche Netzebenen selber betreibt. Die EKZ ihrerseits ist zusammen mit den Kantonswerken von Aargau, St. Gallen, Thurgau, Schaffhausen und beiden Appenzell Teil des Axpo-Verbundes. Bereits 1914 wurden die damaligen Nordostschweizerischen Kraftwerke (NOK) gegründet, welche die Rolle der Produktion übernahmen, während Kantons- und Gemeindewerke die Endkunden belieferten. Diese über Jahrzehnte stabile Rollenteilung dürfte ein Hauptgrund dafür sein, dass sich insb. in den Ostschweizer Kantonen im Verhältnis zur Einwohnerzahl sehr viele Gemeindewerke bis heute erhalten haben.

In der Innerschweiz kommen eigenständige Gemeindewerke nur vereinzelt vor, weshalb die meisten dieser Kantone im Bereich zwischen 20'000 und 40'000 Einwohner/VNB liegen. Im Tessin sind im Wesentlichen zwei grosse neben zwei mittleren und sieben kleinen VNB aktiv. Ähnliches gilt für den Kanton Baselland, wo neben zwei grossen Versorgern noch fünf Gemeindewerke existieren, während im Laufental historisch die BKW eine starke Stellung hat.

Im flächenmässig grossen Kanton Bern existieren neben der BKW (209 von 390 Gemeinden) zahlreiche weitere Werke, von der Genossenschaft bis zum grossen Stadtwerk oder regional tätigen VNB. Dabei gilt es zu bemerken, dass die BKW bei einigen der kleineren Werke beteiligt ist oder sogar die deutliche Aktienmehrheit hält, diese Werke nach aussen aber weiterhin selbständig auftreten. Die BKW ist aber auch in anderen Kantonen engagiert. Als die Stromversorgung aufkam, gehörten das Laufental und der heutige Kanton Jura politisch noch zum Kanton Bern, weshalb die BKW im Kanton Jura ebenfalls der mit Abstand grösste VNB ist (45 von 55 Gemeinden).

In den Gebirgskantonen Graubünden und Wallis sind für die Analyse der Struktur die Wasserrechtskonzessionen zu berücksichtigen. Da die Gemeinden in Graubünden ausschliesslich und im Wallis für die Gewässer der Seitentäler zuständig sind, sind die Gemeinden als Konzessionsgeber seit jeher wichtige Player in der Stromversorgung. Investoren in die Wasserkraftwerke waren in aller Regel auswärtige Konsortien, welche den Gemeinden im Gegenzug Vorzugskonditionen gewährten. So sind in Graubünden 57 und im Wallis 48 VNB tätig, welche kaum mehr als ein paar Gemeinden versorgen. In beiden Kantonen sowie im Tessin gibt es auf der kantonalen Stufe ebenfalls ein Werk (die FMV in VS, die Repower in GR sowie die AET im TI). Diese sind aber später entstanden und haben einen Hauptzweck in der optimalen Ausnutzung der Wasserkraft.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass in der Westschweiz, im Kanton Bern sowie in der Innerschweiz ein Modell mit vertikal integrierten Versorgern vorherrscht, welche eigene Kraftwerkskapazitäten besitzen sowie sämtliche Netzebenen selber betreiben. Dem gegenüber stehen die Nordostschweiz und die Gebirgskantone (VS und GR), in denen oftmals unterschiedliche Gesellschaften für die Stufen Produktion, überregionales, regionales sowie lokales Verteilnetz

⁵ Im Kanton Genf ist lediglich in einer einzigen Gemeinde (Exklave) ein anderes Werk zuständig als im Rest des Kantons.

zuständig sind. In sämtlichen Landesteilen gibt es jedoch Spezialfälle, in denen lokal ein eigenständiger Versorger entstanden und bis heute auf einem kleinen geographischen Gebiet aktiv ist.

Nationale Netzgesellschaft Swissgrid

Einen Spezialfall innerhalb der Schweizer Energieversorgung stellt die nationale Netzgesellschaft Swissgrid dar. Sie hat gemäss Art. 18 StromVG Abs. 1 die Rechtsform einer privatrechtlichen Aktiengesellschaft mit Sitz in der Schweiz, welche nach Abs. 3 sicherstellen muss, dass ihr Kapital und die damit verbundenen Stimmrechte direkt oder indirekt mehrheitlich Kantonen und Gemeinden gehören. Die Statuten der Swissgrid AG sehen deshalb zwei Arten von Aktien vor: Namenaktien A und Namenaktien B. In der aktuell gültigen Version der Statuten vom 15. Mai 2018 wird in Art. 3 die Anzahl mit 159'066'326 voll liberierten Namenaktien A sowie 159'066'324 voll liberierten Namenaktien B festgelegt. Hinzu kommt bedingtes Kapital im Umfang von je 128'409'932 Namenaktien A und Namenaktien B, welches in Form von Wandeldarlehen eingeräumt worden ist. Sämtliche Aktien haben einen Nennwert von einem Franken. Um die mehrheitliche Beherrschung durch Kantone und Gemeinden sicherzustellen, dürfen die Namenaktien A gemäss Art. 5 Abs. 2 der Statuten „nur an Kantone und Gemeinden oder an direkt oder indirekt durch Kantone und Gemeinden beherrschte Unternehmen übertragen werden“. Art. 5 Abs. 3 hält im Weiteren ein Vorkaufsrecht für die direkt an der Gesellschaft beteiligten Kantone, Gemeinden und schweizerisch beherrschten Elektrizitätsversorgungsunternehmen fest. Bei der Transaktion von Teilen des Übertragungsnetzes von den ehemaligen Eigentümern auf die Swissgrid in den Jahren 2013, 2014, 2015, 2016 und 2017 wurden diese jeweils mit 30% Swissgrid-Aktien und 70% Darlehen entschädigt. Ursprünglich bestand das Aktionariat der nationalen Netzgesellschaft deshalb ausschliesslich aus Schweizer Versorgern, welche sich ihrerseits mehrheitlich im Eigentum von Kantonen und Gemeinden befanden.

In der Zwischenzeit ist es zu Veränderungen in der Struktur der Aktionäre gekommen. Die Alpiq Gruppe teilte 2014 mit, sich von ihrem Anteil an Swissgrid zu trennen. Dazu wurde die Alpiq Grid Beteiligungs AG gegründet, in welche die Swissgrid-Anteile der Alpiq AG und der Alpiq Suisse SA eingebracht wurden. 49.9% der Anteile an der Alpiq Grid AG gingen in der Folge an die IST3 Investmentstiftung. Um den Verkauf der restlichen Anteile im Umfang von 50.1% entbrannte in der Folge ein Rechtsstreit zwischen der Beteiligungsgesellschaft Société d'Investissement de Suisse occidentale SA (SIRESO) und der BKW AG. Bei der SIRESO handelt es sich um einen Zusammenschluss mehrerer Westschweizer Kantone und ihrer Pensionskassen. Die Kantone, welche ebenfalls Anteile an der Alpiq halten, fürchteten den Verlust von Einfluss der Romandie beim Stromnetzausbau. Die BKW wiederum bestand auf dem statutarischen Vorkaufsrecht als bisherige Anteilseignerin. Nach mehreren Verfahren führte im Oktober 2016 schliesslich eine Einigung zwischen SIRESO und BKW zu einer einvernehmlichen Lösung, welche der BKW Netzbeteiligung AG den Hauptanteil der Swissgrid-Aktien, der SIRESO aber auch eine Beteiligung sicherte. An der BKW Netzbeteiligung AG wiederum ist die BKW zu 50.1% und die CSA Energie-Infrastruktur Schweiz, eine Anlagegruppe der Credit Suisse Anlagestiftung, zu 49.9% beteiligt.

Somit ergibt sich für die Swissgrid per 3. Januar 2018 folgendes Bild (vgl. Abbildung 4). Grösste Aktionärsgruppe bildet die Axpo mit ihren Gruppengesellschaften. Die Axpo hält direkt mehr als 30% der Anteile, die Tochter CKW (81% Axpo) weitere rund 4%. Hinzu kommen kleinere Beteiligungen von Kraftwerksgesellschaften, welche ebenfalls Anlagen aus dem Höchstspannungsnetz übertragen und dafür Anteile an Swissgrid erhalten haben. Ebenfalls ein gutes Drittel der Swissgrid befindet sich im Eigentum der BKW Netzbeteiligungs AG. Das Elektrizitätswerk der Stadt Zürich, SIRESO und weitere Versorgungsunternehmen bzw. Partnerwerke teilen sich die restlichen rund 25%.

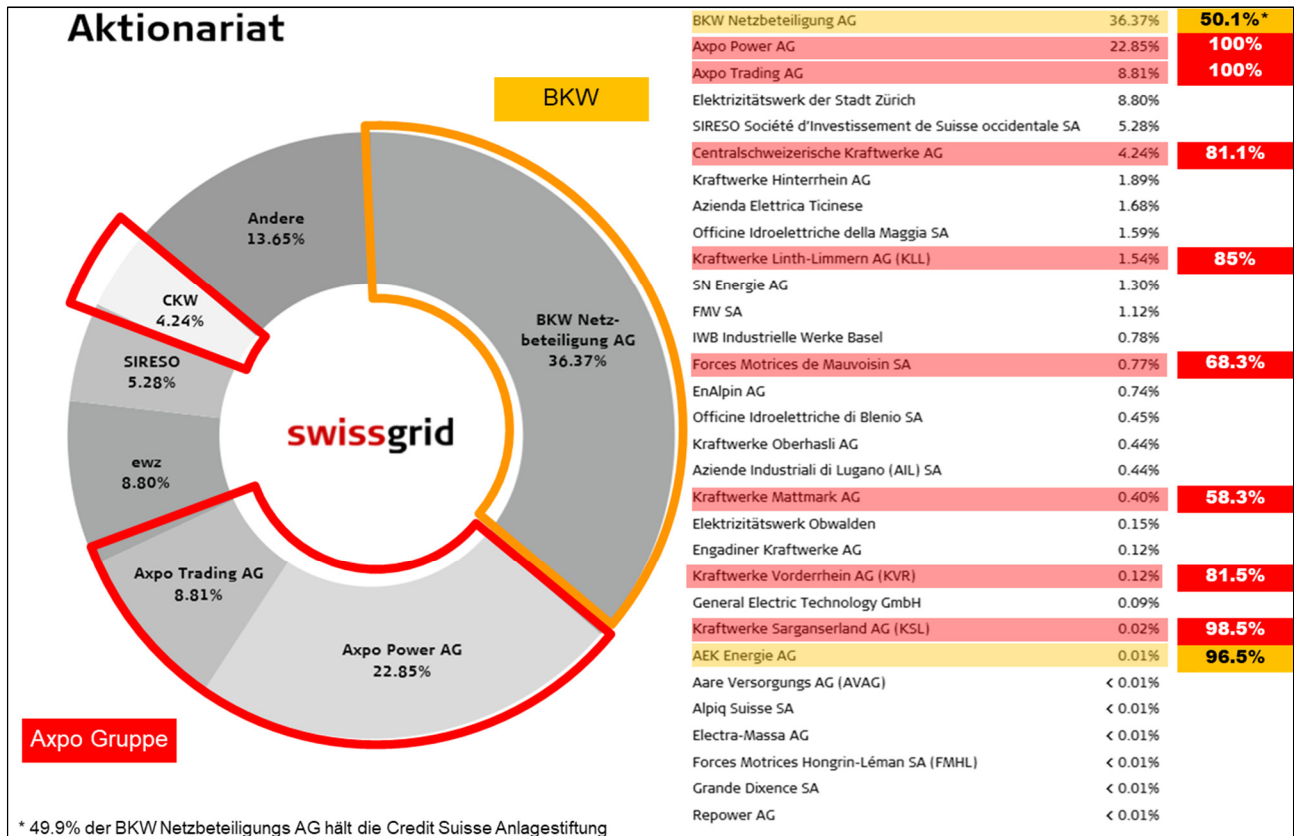
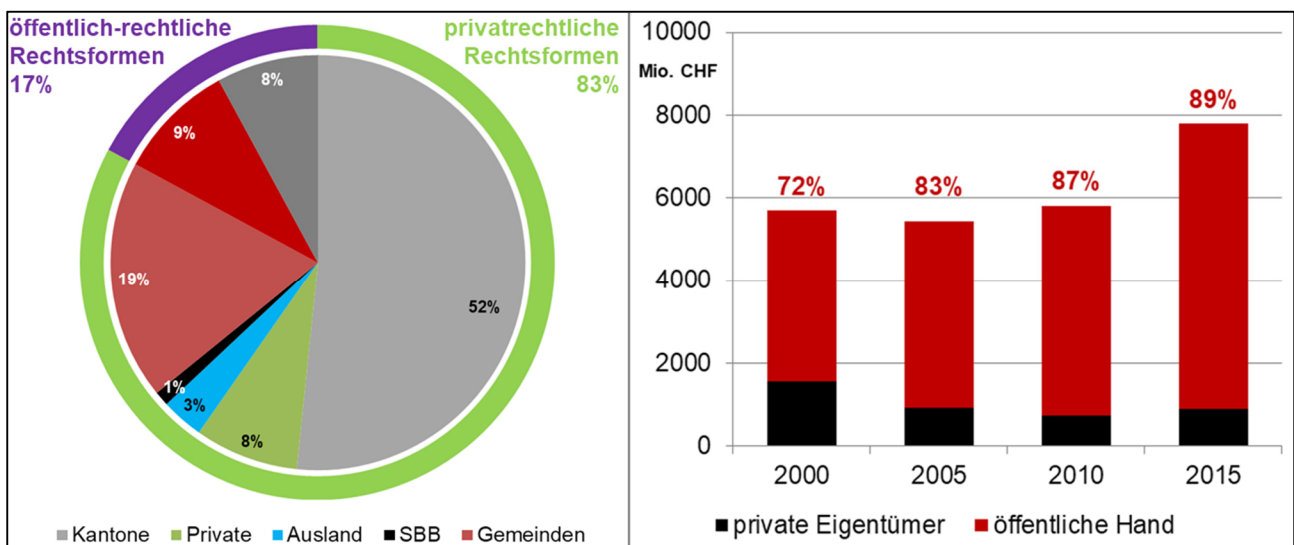


Abbildung 4: Aktionäre der Swissgrid AG (Quelle: Swissgrid auf Basis Aktienbuch Stand 3. Januar 2018, Hervorhebung durch B E T)

1.2 Rechtsformen der Schweizer Energieversorgung

Beim Einfluss der öffentlichen Hand in der Stromversorgung muss unterschieden werden zwischen der Rechtsform einerseits und den Besitzverhältnissen andererseits. Die Elektrizitätsstatistik weist jährlich die entsprechenden Werte für den grössten Teil der Branche aus. Als privatrechtliche Rechtsformen stehen die Aktiengesellschaft (AG) und die Genossenschaft gemäss Obligationenrecht⁶ den öffentlich-rechtlichen Formen gegenüber, welche im kantonalen Recht geregelt sind.



⁶ SR 220

Abbildung 5: Rechtsformen und Entwicklung der Eigentümer der Schweizer Elektrizitätsversorgung (Quelle: Elektrizitätsstatistik)

Die AG verfügt über ein Aktienkapital, das in einzelne Anteile (Aktien) unterteilt ist. Diese können von Privatpersonen oder von öffentlichen Körperschaften (Bund, Kantone, Gemeinden) gehalten werden. Es gibt zahlreiche AG, deren Aktien sich zu 100% im Eigentum eines Kantons oder einer einzelnen Gemeinde befinden. Ein Vorteil dieser Rechtsform ist das Höchstmass an unternehmerischer Freiheit, welches sie bietet. Zu beachten ist aber auch, dass das Recht einzelner Kantone keine öffentlich-rechtlichen Anstalten auf Gemeindeebene vorsieht, weshalb die AG dort als praktisch einzige Alternative bei einer Ausgliederung des kommunalen Werks verbleibt. Im Weiteren kommen Aktiengesellschaften vor, an denen sowohl private wie auch öffentliche Anteilseigner beteiligt sind. Auf Spezialfälle mit Beteiligung oder Mitwirkung öffentlicher Behörden, wie sie Art. 762 und 763 OR regeln, wird nicht weiter eingegangen. Relevant in der Praxis sind schliesslich AG, welche an einer Börse kotiert sind und somit einem breiten Aktionariat offenstehen. An der SIX Swiss Exchange sind aktuell vier Energieversorger kotiert (Alpiq Holding AG, BKW AG, Energiedienst Holding AG und Romande Energie Holding SA). CKW (2015) und Repower (2016) haben in den letzten fünf Jahren die Dekotierung ihrer Aktien vorgenommen. Zusammen mit 12 weiteren Schweizer Verteilnetzbetreibern⁷ werden ihre Anteile ausserbörslich bspw. an der OTC-X der Berner Kantonalbank im Segment Energie gehandelt.

Bei einer Genossenschaft verfügt jeder Genossenschafter über eine Stimme. Im Vordergrund steht die Selbsthilfe und nicht die Gewinnmaximierung. In der Schweiz sind gemäss Zahlen der ElCom 128 VNB als Genossenschaft organisiert, wobei die durchschnittlich ausgespeiste Energiemenge bei 15 GWh/a liegt. Es handelt sich also primär um kleinere Werke. Jedoch sind auch zwei der grossen Schweizer EVU seit jeher als Genossenschaft organisiert, nämlich die EBM (Genossenschaft Elektra Birseck) und die EBL (Genossenschaft Elektra Baselland) im Kanton Baselland.

Bei den öffentlich-rechtlichen Rechtsformen ist die Vielfalt noch ausgeprägter. Je nach konkreter Ausgestaltung im kantonalen Recht können sie mehr oder weniger Gemeinsamkeiten mit einer AG aufweisen und der Einfluss der öffentlichen Hand kann dadurch unterschiedlich stark sein. Gemeinsam ist ihnen, dass nur öffentliche Körperschaften (Kantone und Gemeinden), aber keine Privaten Eigentümer sein können. Man unterscheidet öffentlich-rechtliche Anstalten mit und ohne eigene Rechtspersönlichkeit sowie Werke, welche als reine Abteilung einer Gemeinde organisiert sind. Anstalten mit eigener Rechtspersönlichkeit verfügen analog den privatrechtlichen Kapitalgesellschaften über ein einbezahltes Eigenkapital, welches Dotationskapital genannt wird.

In der Elektrizitätsstatistik machen die privatrechtlichen Gesellschaftsformen 83% der Kapitalanteile aus, jene der öffentlich-rechtlichen 17%. Unselbständige Anstalten sowie Gemeindeabteilungen ohne eigenes Dotationskapital werden jedoch von der Statistik nicht erfasst, weshalb der öffentlich-rechtliche Anteil in der Realität höher wäre. Der hohe Anteil an privatrechtlichen Gesellschaften könnte auf den ersten Blick den Schluss zulassen, dass der Staat in der Elektrizitätsversorgung nur eine untergeordnete Rolle spielt. Dies mag für den Bund stimmen, welcher lediglich über die SBB Anteile an Kraftwerkskapazitäten sowie am Stromnetz hält. Ansonsten ist die Eidgenossenschaft weder an Kraftwerken noch an Netzbetreibern beteiligt, auch nicht am Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid. Hingegen sind alle Kantone sowie zahlreiche Gemeinden in diesem Bereich sehr stark engagiert (vgl. Abbildung 5). Vom gesamten Aktienkapital der Schweizer EVU gehören über 60% den Kantonen und mehr als 20% den Gemeinden. Der Anteil der öffentlichen Hand am Kapital der

⁷ AEK Energie AG, EW Altdorf, EW Brig-Naters EWBK, EW Jona-Rapperswil, EW Uznach AG, Energ Elec du Simplon E.E.S., Forces Motrices de l'Avançon, IBAarau AG, Rhienergie AG, Société des Forces électriques de la Goule, VO Energies Holding SA und WWZ; Quelle: www.otc-x.ch

Elektrizitätsversorgung hat zwischen 2000 und 2015 von 72% auf 89% sogar noch weiter zugenommen.

Eine Auswertung der EICOM, welche für diesen Bericht erstellt worden ist, zeigt den durchaus vorhandenen Zusammenhang zwischen Rechtsform und Grösse der EVU:

Rechtsform	durchschnittliche Energiemenge in GWh
Aktiengesellschaft	212
Öff.-rechtl. Anstalt mit eigener Rechtspersönlichkeit	175
Öff.-rechtl. Anstalt ohne eigene Rechtspersönlichkeit	101
Gemeindeabteilung	23
Genossenschaft	15

Tabelle 1: Rechtsformen und durchschnittliche Absatzmenge (Quelle: EICOM)

Je mehr Absatz ein EVU hat, desto grösser ist tendenziell auch sein unternehmerischer Spielraum aufgrund der Rechtsform. Eine Ausnahme bildet die Genossenschaft, welche zwar privatrechtlich ist, in der Realität aber meistens für die Versorgung eines lokal begrenzten Gebiets gewählt wurde.

Die Beteiligung ausländischer Akteure mit aktuell ausgewiesenen 3% präsentiert sich sehr stabil. Allgemein bekannt sind die Beteiligungen der Electricité de France (EDF) an Alpiq, von E.ON an BKW sowie die Energiedienst Gruppe (inkl. der 100% Tochter EnAlpin im Wallis), welche zu zwei Dritteln der EnBW Energie Baden-Württemberg AG gehört. Es gibt keine Anzeichen, dass die Aktivitäten dieser oder anderer ausländischer Player in den letzten Jahren zugenommen hätten.

1.3 Formen der Kooperation

Aufgrund der grossen Zahl Werke sowie der oftmals beschränkten Ressourcen bestehen vielfältige und zahlreiche Formen der Zusammenarbeit bei der Wahrnehmung operativer Aufgaben der VNB. Gleichzeitig haben sich spezialisierte Dienstleister entwickelt, welche von einzelnen Aufgaben bis hin zur kompletten Betriebsführung eines VNB ebenfalls eine breite Palette an Leistungen anbieten. Die folgende Tabelle listet exemplarisch Ursachen und Beispiele auf, weshalb und wie EVU Kooperationen eingehen oder gewisse Tätigkeiten an externe Dienstleister auslagern.

Ursache	Tätigkeit	Beispiele
Kapitalintensität	Investition in Kraftwerke	Klassische Partnerwerke, Beteiligungen an neuen Produktionsanlagen (auch im Ausland)
Kritische Grösse	Aufgaben mit Spezialwissen	Zählereichung, Installationskontrolle, SDL-Vermarktung
Skaleneffekte	Energie-/Material-/ Zählerbeschaffung	Einkaufspools

Fehlende Ressourcen	Interessenvertretung	Verbände (auf nationaler und kantonaler Ebene)
Neue Tätigkeiten	Marktprozesse	Energiedatenmanagement

Tabelle 2: Ursachen und Formen der Kooperation bzw. Auslagerung von Prozessen (exemplarisch)

Auf einige der genannten Kooperationsfelder wird im Folgenden näher eingegangen, ohne Anspruch auf Vollständigkeit.

Langjährige Formen der Zusammenarbeit

Die meisten der grossen Wasserkraftwerke, welche nach dem Zweiten Weltkrieg in den Schweizer Alpen erbaut wurden, waren von Anfang an als sogenannte Partnerwerke konzipiert. Mehrere Elektrizitätsversorger schlossen sich jeweils für ein spezifisches Projekt zusammen und gründeten eine Aktiengesellschaft, in wechselnder Zusammensetzung und mit variablen Anteilen. In der Regel ist bis heute der grösste Anteilseigner gleichzeitig für die Betriebsführung verantwortlich. Dieses Vorgehen erlaubte es, die notwendigen finanziellen Mittel aufzubringen und gleichzeitig die Risiken, welche mit jedem Grossprojekt verbunden sind, breiter zu streuen.

Weit verbreitet ist die Zusammenarbeit von Werken seit jeher auch in Bereichen mit Skaleneffekten, also etwa der Strombeschaffung, dem Einkauf von Betriebsmitteln oder der Beschaffung und Eichung von Elektrizitätszählern. Das Verzeichnis der ermächtigten Eichstellen des Eidgenössischen Instituts für Metrologie METAS enthält 20 Unternehmen, welche zur Eichung von Elektrizitätszählern berechtigt sind. Davon sind 16 grosse Verteilnetzbetreiber in allen Regionen der Schweiz, welche diese Aufgabe für sich selber und für weitere Werke ausführen. Im Bereich der Strombeschaffung kann sich die Bündelung mehrerer kleinerer Werke ebenfalls lohnen, um gemeinsam die kritische Grösse für eine stärker marktorientierte Beschaffung zu erreichen. Dies ist insb. seit dem Inkrafttreten des StromVG relevant. Als konkrete Beispiele von Kooperationen seien die Enerdis Approvisionnement SA (7 Werke, 3500 GWh), iStrom (13 Werke, 440 GWh) oder die Energieplattform AG (über 50 Werke, 2000 GWh) genannt, welche die Strombeschaffung für ihre Partner seit mehreren Jahren durchführen.

Spezialisierte Dienstleister

Ein anschauliches Beispiel für die Tätigkeit spezialisierter Dienstleister liefert das Messwesen, welches ebenfalls mit dem Inkrafttreten des StromVG komplett neu geregelt worden ist⁸. Gemäss einer Erhebung der ElCom⁹ zu den Kosten des Messwesens betreiben lediglich 17% der Netzbetreiber in der Schweiz eine eigene Zählerfernauslesung (ZFA) sowie ein Energiedaten-managementsystem (EDM). Allerdings vereinigen diese gut 100 VNB 63% aller Messpunkte auf sich. Das bedeutet, dass die übrigen rund 520 Werke, welche zusammen etwas mehr als einen Drittel der Messpunkte ausmachen, diese Dienstleistung von einem Dritten beziehen. Nebst grösseren EVU, welche diese Leistung für andere anbieten, bestehen in der Schweiz rund 10 spezialisierte Messdienstleister mit eigenen Systemen. Bei diesen Dienstleistern handelt es sich teilweise um den Zusammenschluss mehrerer EVU aber auch um komplett unabhängige Anbieter.

Weitere Tätigkeiten, welche nicht alle EVU selbst wahrnehmen und deshalb langfristig an Dienstleister auslagern, sind beispielsweise die Netzplanung (inkl. Geoinformationssystem GIS) oder der

⁸ Vgl. die Branchenempfehlung des VSE „Marktmodell für die elektrische Energie – Schweiz“ (Grundsatzdokument) inkl. der dazugehörigen Schlüssel- und Umsetzungsdokumente

⁹ Informationsveranstaltung für Netzbetreiber 2018 vom 02.05.2018

Netzbetrieb (inkl. Pikett). Gerade in kommunalen Strukturen kommt es oft vor, dass der ortsansässige Elektriker entsprechende Aufgaben wahrnimmt. Bei der Rechnungsstellung wiederum ist die Zusammenarbeit mit der Gemeindeverwaltung weit verbreitet, wobei diese durchaus unterschiedlich ausgestaltet sein kann.

Kooperationen im Wandel

Das Marktumfeld präsentiert sich auch im Bereich der Zusammenarbeit ziemlich dynamisch. Bekannte Kooperationen wie Trianel, Enera oder Swissspower sind ganz von der Bildfläche verschwunden oder heute komplett anders aufgestellt. Die Trianel Suisse AG war 2008 gegründet worden, um das erfolgreiche Modell der Stadtwerkekooperation Trianel aus Aachen auf den Schweizer Markt zu übertragen. An der Generalversammlung 2016 haben die sechs Schweizer Aktionäre jedoch die Auflösung der Gesellschaft beschlossen. Die enera ag war 2007 von sieben EVU gegründet worden, darunter die Elektrizitätswerke des Kantons Zürich EKZ. Im November 2016 wurde mitgeteilt, dass die Gesellschaft ihre Geschäftstätigkeit per Ende Jahr einstellt. Als Hauptgrund wurde die Verzögerung bei der Öffnung des Schweizer Strom- und Erdgasmarktes angegeben. Die Swissspower wurde im Jahr 2000 von 14 Schweizer Stadtwerken gegründet. Sie entwickelte sich zu einer Unternehmensgruppe im Eigentum von 22 Versorgern, welche hauptsächlich als Mehrsparten-Unternehmen aufgestellt sind (sog. Querverbund). Die einzelnen Tochtergesellschaften boten Leistungen im Bereich Energiebeschaffung, Abrechnung, Investitionen in erneuerbare Produktionskapazitäten, Interessenvertretung und weitere Kooperationsprojekte an. 2016 hat die EBM die Dienstleistungsbereiche Strombeschaffung und Energielogistik sowie 2017 auch das Multi Energy Billing von der Swissspower Energy AG erworben. Seither ist Swissspower als strategische Allianz der Schweizer Stadtwerke aufgestellt, welche ihre Aktionäre in den Bereichen Unternehmens- und Projektentwicklung, Interessenvertretung, Weiterbildung sowie Innovationsmanagement unterstützt. Die Swissspower Renewables AG investiert als Beteiligungsgesellschaft weiterhin in die erneuerbare Stromproduktion.

Regionale Zusammenarbeit

Bereits seit längerem existieren auch Kooperationen mit regionaler Ausrichtung, welche ursprünglich eine enge Bindung mit der BKW aufwiesen. Youtility mit Schwerpunkt in den Kantonen Bern, Jura und Solothurn, Deviwa im Wallis oder Abonax in der Ostschweiz sind weiterhin am Markt aktiv, allerdings nicht mehr unter der gemeinsamen Marke 1to1 energy. Die BKW hat 2014 mitgeteilt, künftig auf den Einsatz dieser Marke zu verzichten, um die Marke BKW weiter zu stärken. Das Angebot von Youtility an die rund 100 Partner besteht gemäss Webauftritt (www.youtility.ch) aus den vier Geschäftsbereichen: Beratungsdienstleistungen, ICT-Dienstleistungen, Energie-dienstleistungen sowie Marketing & Verkaufsinendienst. Die cc energie sa als Gemeinschaftsunternehmen von Groupe E und BKW übernimmt Aufgaben aus dem Bereich Kundenmanagement und Call Service für eine grosse Anzahl von Kunden.

Diesen relativ gross angelegten Kooperationsprojekten mit zahlreichen Partnern steht die lokal begrenzte Zusammenarbeit benachbarter Werke entgegen, welche national eher weniger stark wahrgenommen wird. Exemplarisch sei auf die Energie AG Thurgau Süd (ETS) verwiesen, welche bereits im Jahr 2000 von fünf Elektrizitätsversorgern aus dem Hinterthurgau gegründet wurde. Seit Herbst 2017 bieten die fünf Partner ihre Produkte und Dienstleistungen von der Energieberatung bis zur Elektromobilität unter der gemeinsamen Dachmarke «THURGIE» an. Dieser konkrete Fall veranschaulicht, dass erfolgreiche Kooperationen in der Regel einiges an Zeit benötigen, u.a. um gegenseitiges Vertrauen aufzubauen. Ähnliche Beispiele finden sich auch in anderen Teilen der Schweiz.

Neuere Entwicklungen

Interessant sind ebenso die Entwicklungen bei den grösseren VNB im Bereich Netzbetrieb. Als erstes Beispiel sei die gemeinsame Betriebsgesellschaft von AEK und onyx erwähnt, welche 2016 gegründet wurde. Die AEK betreibt ein Verteilnetz im Kanton Solothurn, die onyx eines im angrenzenden Oberaargau (BE). An beiden Unternehmen ist die BKW inzwischen zu über 95% beteiligt. Während die zwei Marken nach aussen weiterhin erhalten bleiben, sind die Mitarbeiter in der neuen Betriebsgesellschaft AEK onyx AG zusammengeführt und an einem Standort konzentriert worden.

Ein ähnliches Vorhaben in der Ostschweiz wurde am 24. März 2017 angekündigt. SH POWER (Stadt Schaffhausen), die EKS AG (Kanton Schaffhausen) und die EKT AG (Kanton Thurgau) gaben bekannt, dass sie die Gründung einer gemeinsamen Netzbetriebsgesellschaft prüfen. Diese sollte für ihre Eigentümer möglichst effizient Netze bauen, unterhalten und betreiben. Im Juli wurde allerdings bekannt, dass sich die SH POWER aus den Abklärungen zurückzieht. Die beiden Kantonswerke verkündeten indes, die Synergiepotenziale weiter abzuklären. Ende 2017 machte schliesslich der Kanton Schaffhausen von einem Vorkaufsrecht Gebrauch und kaufte einen 25%-Anteil an der EKS von der Axpo zurück. In der Folge wurden 15% der EKS-Aktien an die EKT Holding weiterverkauft.

Auch ohne die Gründung einer gemeinsamen Tochtergesellschaft sind an verschiedenen Stellen beim Netzbetrieb Ansätze einer verstärkten Zusammenarbeit wahrnehmbar. 2015 haben die drei Verteilnetzbetreiber Axpo, ewz und Repower bekanntgegeben, ihre Hochspannungsnetze (Netzebene 3) im Kanton Graubünden zusammenzuschalten und dadurch die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Im Engelbergertal (Kantone OW und NW) erlaubte die Zusammenarbeit der drei Netzbetreiber ewl (Stadt Luzern), EWO (Obwalden) und EWN (Nidwalden) eine neue Netzanbindung sowie den Rückbau von 23 km Freileitung.

In neu entstehenden Betätigungsfeldern, welche sich aus Veränderungen im Markt, in der Regulierung oder in der Technik ergeben, wird für Pilotprojekte als Kooperation verschiedener Werke oftmals die Form als Verein gewählt. Am Verein *Verteilte Einspeisung in Niederspannungsnetze* (VEiN) sind beispielsweise nebst dem Bundesamt für Energie 12 VNB sowie der Dachverband der Schweizer Verteilnetzbetreiber (DSV) beteiligt. Der Verein führt in Rheinfelden einen Feldversuch durch, um die Auswirkungen der vermehrten dezentralen Einspeisung auf die Netzqualität und auf den Betrieb von Niederspannungsnetzen in der Praxis zu ermitteln. Im Verein *Smart Grid* bündeln ebenfalls 12 VNB ihre Interessen und ihr Know-how, um eine Schweizer Smart Grid Lösung zu fördern. Am Verein *Energie Zukunft Schweiz* (EZS) sind neben Energieversorgern auch der WWF Schweiz beteiligt. Zweck von EZS ist die Förderung von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien.

Schliesslich sei die Gründung der *Swisseldex* AG (SWISS ELectricity Data EXchange) erwähnt, welche am 21. März 2018 stattgefunden hat. An dieser Gesellschaft sind fünf grosse VNB (AEW, BKW, CKW, ewz und SAK) beteiligt, welche zusammen einen Viertel der Messpunkte des Schweizer Stromnetzes abdecken. Die Swisseldex entwickelt einen Datahub, welcher im vollständig geöffneten Strommarkt den zuverlässigen und leistungsfähigen Datenaustausch zwischen den Verteilnetzbetreibern und weiteren Akteuren garantieren soll. Es geht darum, die grosse Menge an Daten, die nach erfolgtem Smart Meter Rollout im vollständig geöffneten Markt täglich verschickt werden, möglichst effizient zu bearbeiten. Vereinfacht gesagt erhebt jeder der rund 600 VNB in seinem Netzgebiet die viertelstündlichen Verbrauchswerte sämtlicher Bezüger und Einspeiser und stellt diese jeweils morgens allen Berechtigten zeitgerecht zur Verfügung.

2 SCHWEIZER GROSSHANDELSMARKT FÜR STROM

2.1 Struktur der Handelsplätze

Der Handel von elektrischer Energie geschieht auf verschiedenen Märkten mit unterschiedlichen Zeithorizonten (vgl. Tabelle 3Tabelle 3).

Zeitraum bis zur Lieferung	Jahre bis Tage vorher	am Tag vorher	während des Tages	Echtzeit
Marktplatz	Terminmarkt	Spotmarkt Day-ahead	Spotmarkt Intraday	Ausgleich durch Swissgrid
Produkte	Standardprodukte (Base-/Peakload), Fahrpläne	stündliche Energiemengen	viertelstündliche Energiemengen	Regelenergie bzw. Ausgleichsenergie

Tabelle 3: Märkte für elektrische Energie

Auf dem Terminmarkt werden bereits Jahre vor Lieferbeginn die Standardprodukte Base- und Peakload gehandelt. Je näher der Lieferzeitpunkt kommt, desto mehr Produkte mit kürzerer Laufzeit (Jahre, Quartale, Monate oder Wochen) kommen zum Einsatz. Während der Lieferperiode dient der Spotmarkt dem Ausgleich zwischen den bereits beschafften Mengen und dem tatsächlichen Absatz bzw. der Produktion von Kraftwerken. Es wird unterschieden zwischen dem Day-ahead-Markt, für den am Vortag der Lieferung eine Auktion durchgeführt wird und dem Intraday-Markt, auf dem noch während des laufenden Tages Transaktionen abgeschlossen werden können. Differenzen zwischen prognostiziertem und tatsächlichem Bezugsverhalten werden innerhalb der Bilanzgruppen (BG) ermittelt und von der Swissgrid als Regelzonenbetreiberin in Form von Ausgleichsenergie ausgeglichen. Die Swissgrid ihrerseits beschafft die für den jederzeitigen Ausgleich des Stromnetzes notwendige Leistung als Systemdienstleistungen in der Form von Primär-, Sekundär- und Tertiärregelenergie mittels Auktionen.

Daneben gibt es auch Bilanzgruppen, welche reine Handelsgeschäfte abschliessen und keine Endkunden beliefern oder Kraftwerke vermarkten. Von den 110 Bilanzgruppen, welche 2018 in der Schweiz aktiv sind, verfügen 20 über Messpunkte (18 davon mit Ein- und Ausspeisung, je einer mit nur Ein- bzw. Ausspeisung). Bei diesen 20 Bilanzgruppen handelt es sich mehrheitlich um klassische Schweizer Versorger (vgl. Tabelle 4). Allerdings sind mit EPS Energie Pool Schweiz AG, fenaco, Ompex AG, swenex - swiss energy exchange Ltd und Volkswagen Aktiengesellschaft auch neue Player als Dienstleister bzw. Lieferanten unter den Bilanzgruppenverantwortlichen vertreten. Die SBB sind kein eigentlicher VNB im Sinne des StromVG, da das Bahnstromnetz mit 16,6 Hz betrieben wird, sondern der einzige Endkunde, welcher direkt auf Netzebene 1 Energie bezieht. Sie sind der Vollständigkeit halber aber auch in der folgenden Aufstellung enthalten, ebenso wie die Swissgrid als Übertragungsnetzbetreiberin. Das Fürstentum Liechtenstein als eigenständiges Staatswesen untersteht nicht der Schweizer Rechtsordnung, befindet sich technisch aber innerhalb der Regelzone Schweiz, weshalb auch die Bilanzgruppe der Liechtensteinischen Kraftwerke aufgeführt ist. Die EPS Energie Pool Schweiz AG betreibt nebst einer kommerziellen Bilanzgruppe mit Endkunden auch die Bilanzgruppe erneuerbare Energie (BG-EE), über welche bislang die KEV-Anlagen mit Lastgangmessung abgewickelt wurden. Mit der zunehmenden Direktvermarktung erneuerbarer Energie werden sich diese Prozesse künftig ändern.

B E T

Nr.	EVU	Bilanzgruppe mit Messpunkten	EPEX SPOT Day-ahead	EPEX SPOT Intraday
1	Alpiq AG	X	X	X
2	Axpo Trading AG	X	X	X
3	Azienda Elettrica Ticinese	X	X	X
4	BKW Energie AG	X	X	X
5	Centralschweizerische Kraftwerke AG	X	X	X
6	EBM Energie AG	X	X	X
7	Energie Wasser Bern		X	X
8	Energiedienst Holding AG		X	X
9	EWZ	X	X	X
10	FMV SA	X	X	X
11	Groupe E AG	X	X	X
12	IWB Industrielle Werke Basel		X	X
13	Liechtensteinische Kraftwerke	X		
14	Repower AG	X	X	X
15	Schweizerische Bundesbahnen SBB	X	X	X
16	Services Industriels de Genève		X	X
17	Swissgrid AG		X	X

Tabelle 4: Schweizer EVU mit eigener Bilanzgruppe und direktem Spotmarktzugang (Quellen: Swissgrid und EPEX SPOT)

Die Tabelle enthält nebst den Bilanzgruppen auch die Teilnehmer am Spotmarkt, die bei der EPEX SPOT registriert sind. Die grösseren Schweizer EVU verfügen selber über eine Bilanzgruppe und einen direkten Spotmarktzugang. Die Werke, welche zwar am Spotmarkt teilnehmen, aber nicht in der Bilanzgruppenliste aufgeführt sind, betreiben mit hoher Wahrscheinlichkeit eine Subbilanzgruppe innerhalb einer grösseren Bilanzgruppe. Subbilanzgruppen funktionieren ähnlich wie Bilanzgruppen, sie profitieren aber punkto Ausgleichsenergie gegenüber Swissgrid von einem internen Verschachtelungseffekt, indem sich ein gewisser Teil der Prognoseabweichung gegenseitig aufhebt. In nachfolgender Abbildung 6 steht jede Farbe für den Anteil der entsprechenden Bilanzgruppe im jeweiligen Jahr.

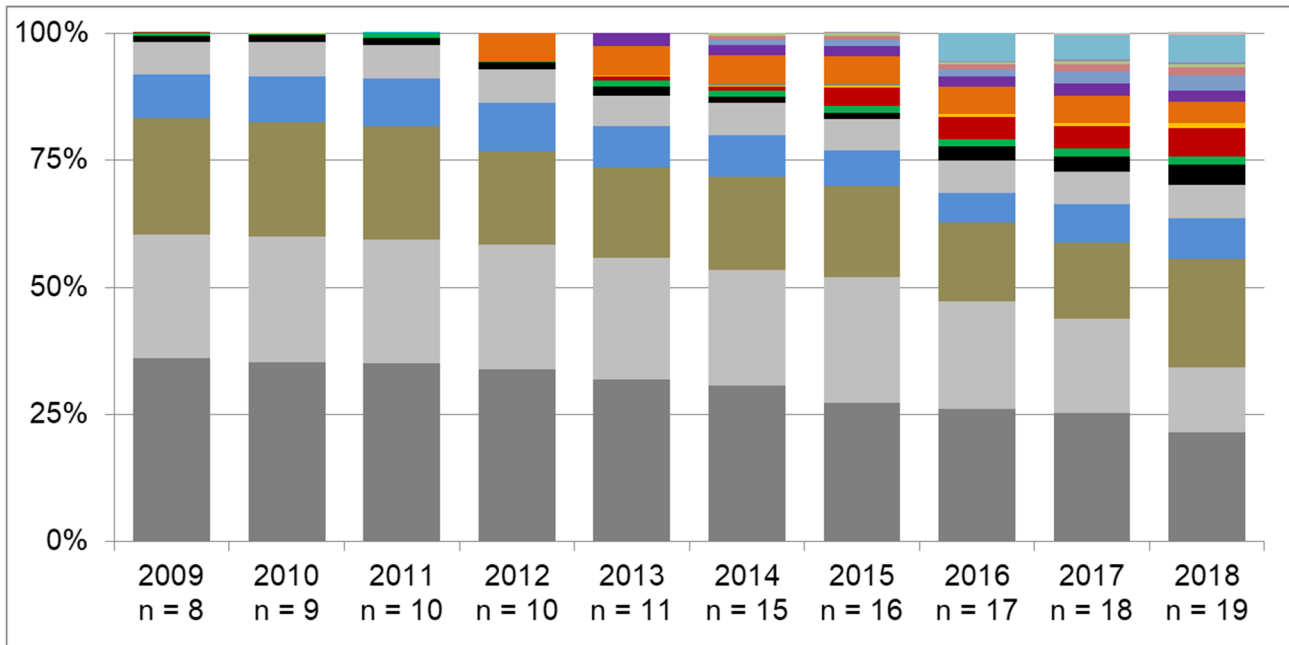


Abbildung 6: Energielieferung an Endkunden pro Bilanzgruppe und Jahr (in %) (Quelle: Auswertung Swissgrid)¹⁰

Im ersten Jahr der Marktöffnung waren erst 9 Bilanzgruppen mit Endkunden aktiv, einige grössere EVU bildeten damals Subbilanzgruppen. In der Zwischenzeit hat sich die Anzahl der BG mit Endkunden mit 19 mehr als verdoppelt und die Marktanteile der grossen BG haben sich entsprechend reduziert. Die drei grössten Bilanzgruppen machen etwas mehr als 50% der Energielieferungen aus (ggü. mehr als 80%); die grössten fünf Bilanzgruppen machen gut 70% aus (ggü. über 95%). Die anderen Bilanzgruppen machen gut 30% aus. Dies zeigt, dass bei den Bilanzgruppen ein gewisser Wettbewerb spielt.

Diese Zahlen zeigen allerdings auch, dass von den 632 Schweizer EVU lediglich ein sehr kleiner Prozentsatz über die Voraussetzungen verfügt, um selbständig alle Funktionen im Strommarkt wahrzunehmen. Dienstleistungsangebote grösserer EVU und spezialisierter Dienstleister erlauben es aber auch kleineren EVU, am Strommarkt aktiv zu sein. Dies äussert sich bspw. in der Art der Beschaffung. In der jährlichen ECom-Erhebung bei sämtlichen VNB wird seit 2013 auch die hauptsächliche Art der Beschaffung abgefragt, mit einer Auswahl an fünf Arten:

1. Vollversorgung (Sorglos-Paket)
2. offener Liefervertrag mit Vorlieferant
3. offener Liefervertrag mit Dritten
4. strukturierte Beschaffung intern (z.B. aktive Positionsbewirtschaftung durch eigenen Portfoliomanager)
5. strukturierte Beschaffung extern (z.B. Pooling, externer Portfoliomanager)

Der Unterschied liegt bei den Aufgaben, die der Versorger wahrnehmen muss und den damit verbundenen Risiken, die er selber trägt. Bei einer Vollversorgung wird zu Konditionen, die im Voraus bestimmt sind, jederzeit die effektiv benötigte Energiemenge geliefert. Diese Form der Beschaffung überträgt somit sämtliche Risiken aus Mengenschwankungen auf den Vorlieferanten, was über entsprechende Risikoprämien eingerechnet wird. Bei einem offenen Liefervertrag kann der VNB

¹⁰ Die Darstellung ist anonymisiert. Die Farben erlauben keinen Hinweis auf das Unternehmen.

B E T

Teilmengen im Voraus bei anderen Lieferanten beschaffen (z.B. Standardprodukte auf dem Terminmarkt). Lediglich die nicht eingedeckte Menge wird schliesslich analog der Vollversorgung vom entsprechenden Lieferanten bereitgestellt. Dies hat den Vorteil, dass der durchschnittliche Beschaffungspreis aus mehreren Transaktionen zu unterschiedlichen Zeitpunkten und ggf. bei mehr als einem Handelspartner resultiert. Damit lässt sich das Risiko reduzieren, die gesamte Menge dann eindecken zu müssen, wenn der Marktpreis unvorteilhaft ist. Eine strukturierte Beschaffung erlaubt die grösste Handlungsfreiheit. Nebst dem Kauf bei verschiedensten Gegenparteien ist hier auch eine Übereindeckung mit einem späteren Verkauf von Energie möglich. Offene Positionen, welche im Lieferzeitraum zu viel oder zu wenig eingedeckt sind, werden in der Regel über den Spotmarkt geschlossen. Erfahrungsgemäss verfügen die Schweizer Versorger im Risikomanagement über Richtlinien, welche rein spekulative Handelsgeschäfte ausschliessen. Wie auf allen Märkten lassen es auch die Handelsinstrumente auf dem Strommarkt zu, von zeitlichen oder räumlichen Preisdifferenzen zu profitieren. Damit dürften sich auch zahlreiche der Schweizer Bilanzgruppen erklären lassen, welche von ausländischen Unternehmen angemeldet sind.

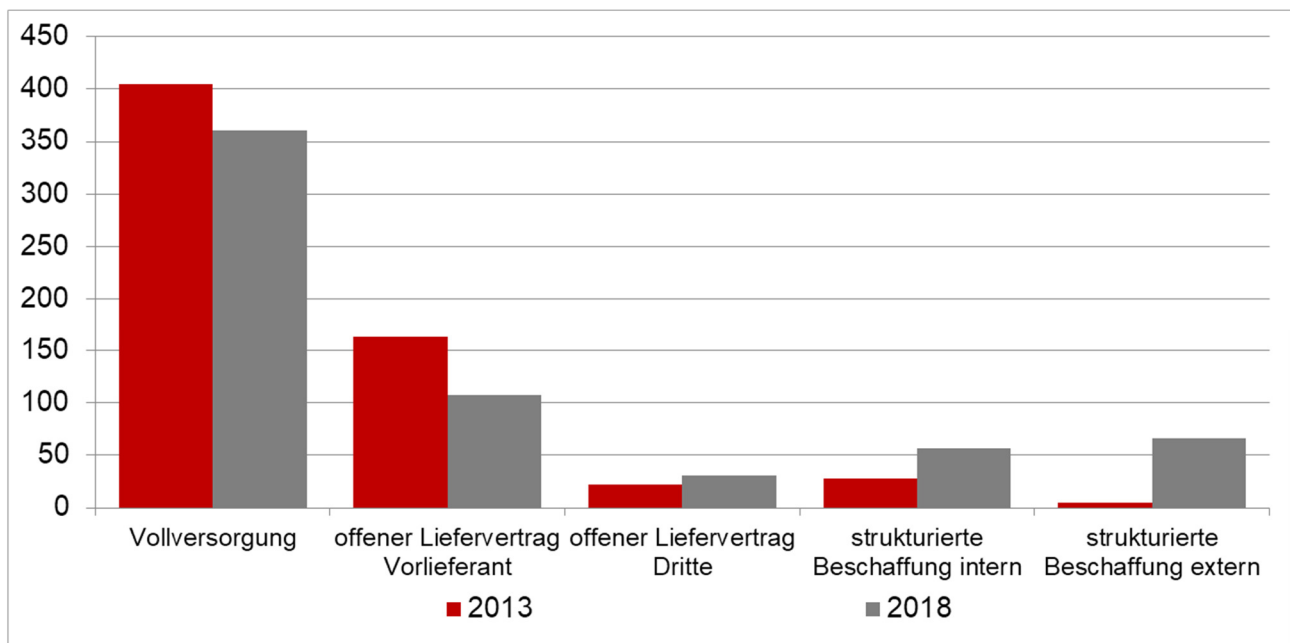


Abbildung 7: Hauptvariante der Beschaffung aller Schweizer VNB 2013 und 2018 (Quelle: Auswertung ElCom)

Im ersten Jahr der Erhebung (2013) haben sich knapp zwei Drittel aller VNB (405) in der Vollversorgung befunden. 30% (185) nutzten einen offenen Liefervertrag, der allergrösste Teil davon beim Vorlieferanten. Die strukturierte Beschaffung beschränkte sich auf lediglich 33 Werke. Fünf Jahre später macht die Vollversorgung immer noch den grössten Anteil der Nennungen aus (361), die Zahl hat aber um 44 abgenommen (-11%). Noch markanter ist die Abnahme bei den VNB mit offenem Liefervertrag mit dem Vorlieferanten von 56 (-34%). Dies lässt sich so interpretieren, dass Werke, die schon 2013 einen offenen Liefervertrag hatten, über gewisse personelle Ressourcen im Bereich der Energiebeschaffung verfügen. Je nach den Ambitionen aus der Vertriebs- bzw. Beschaffungsstrategie haben sich solche Werke weiterentwickelt in die Richtung strukturierte Beschaffung, die insgesamt auf 123 Nennungen zugenommen hat. Somit nutzt 2018 rund jedes fünfte EVU die Möglichkeiten einer strukturierten Beschaffung. Wie diese genau ausgestaltet ist und welcher operative Aufwand damit verbunden ist, lässt sich aus der Erhebung so nicht ableiten. Die Auswertung nach der Grösse der jeweiligen VNB hingegen liefert weitere Einblicke. Die folgenden Abbildungen zeigen die Hauptvariante der Beschaffung für jeweils 25 Werke pro Zeile. Diese sind aufsteigend sortiert nach der Anzahl Messpunkte (MP). Ganz oben in der Graphik sind die 25 kleinsten Werke, welche

B E T

in 2013 insgesamt 4332 MP auf sich vereinigten. Die Art der Beschaffung ist in Prozent pro Zeile mit den entsprechenden Farben angegeben. Das kleinste Werk mit einer strukturierten Beschaffung befand sich 2013 in der mittleren Kategorie (zwischen Rang 301 und 325 mit einem mittleren Stromabsatz von 15 GWh/a). 2018 finden sich Werke mit einer strukturierten Beschaffung in praktisch allen Segmenten. Wie erwähnt wird eine strukturierte Beschaffung bei den kleinsten Werken allerdings nicht genau dasselbe umfassen wie bei einem Werk, welches über einen eigenen Trading-Floor mit 24/7-Handel verfügt.

B E T

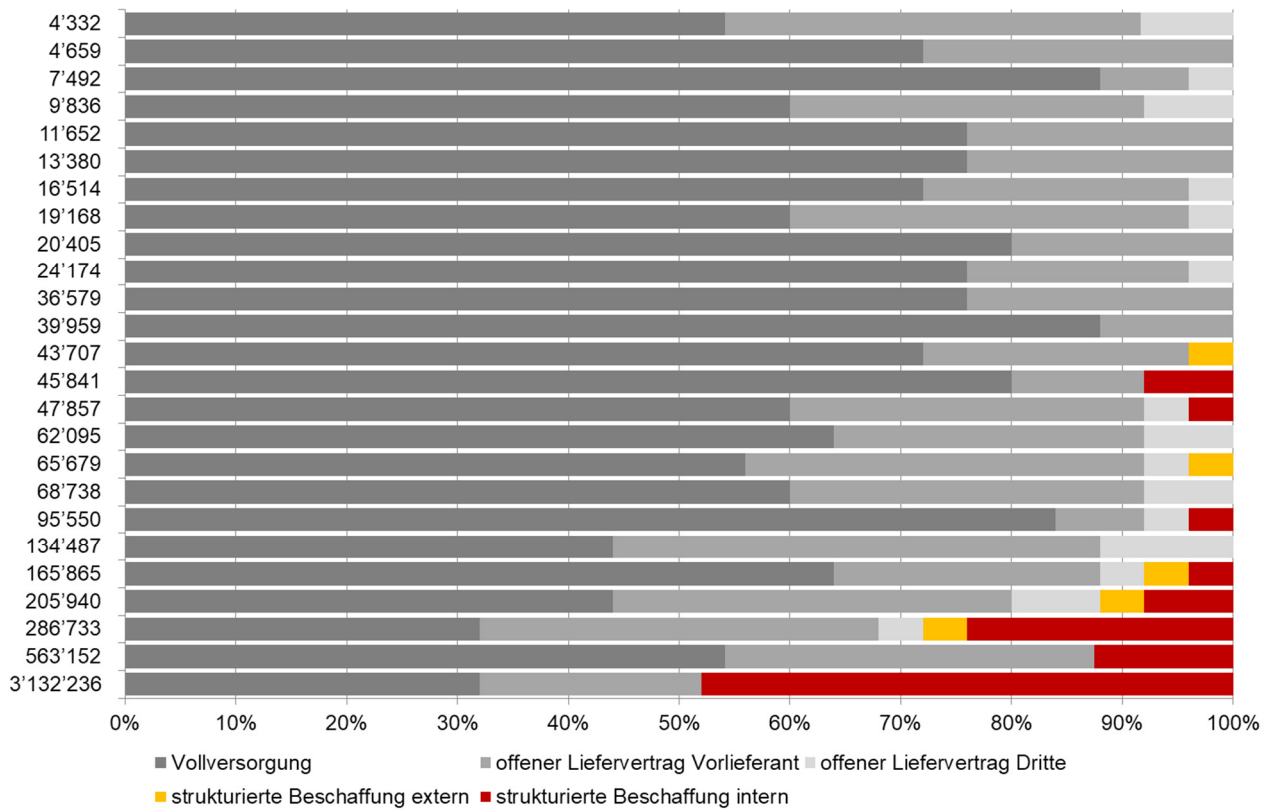


Abbildung 8: Hauptvariante der Beschaffung aller Schweizer VNB 2013 sortiert nach Anzahl Messpunkten (Quelle: Auswertung EICom)

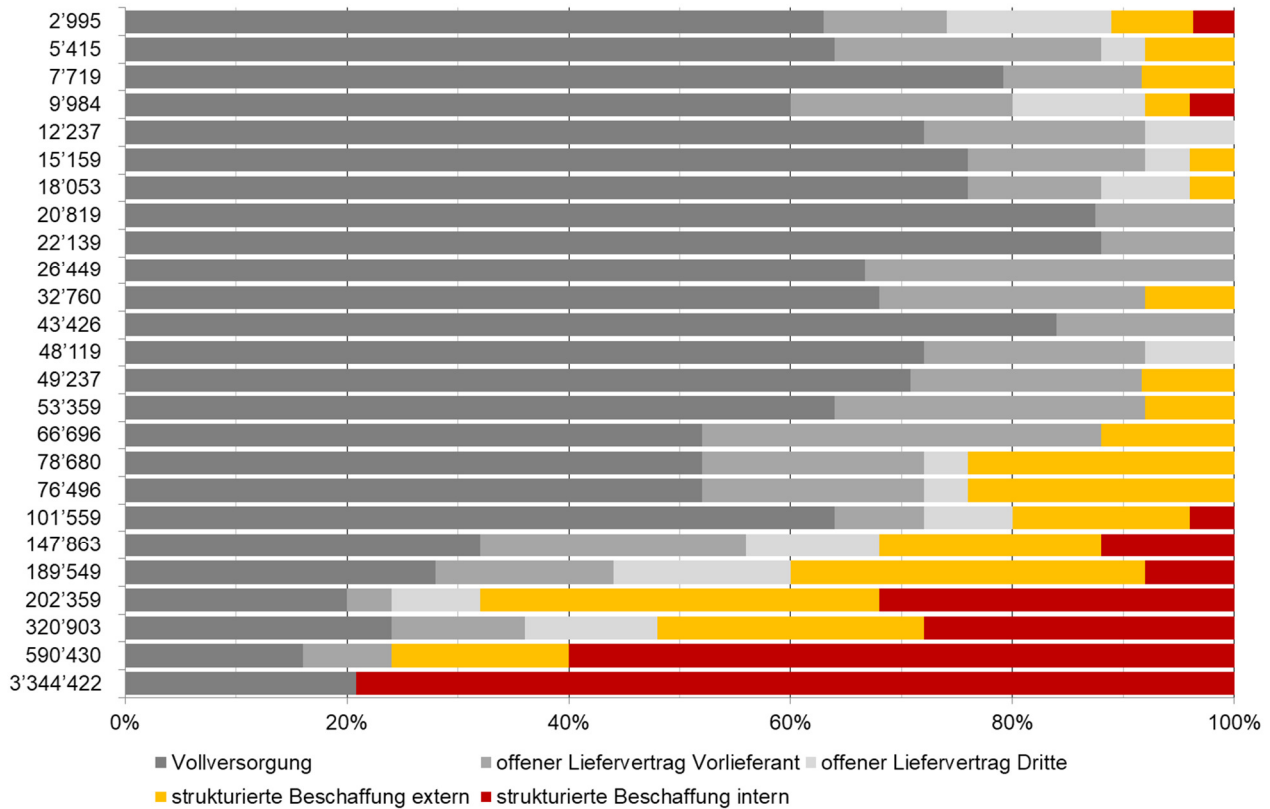


Abbildung 9: Hauptvariante der Beschaffung aller Schweizer VNB 2018 sortiert nach Anzahl Messpunkten (Quelle: Auswertung EICom)

B E T

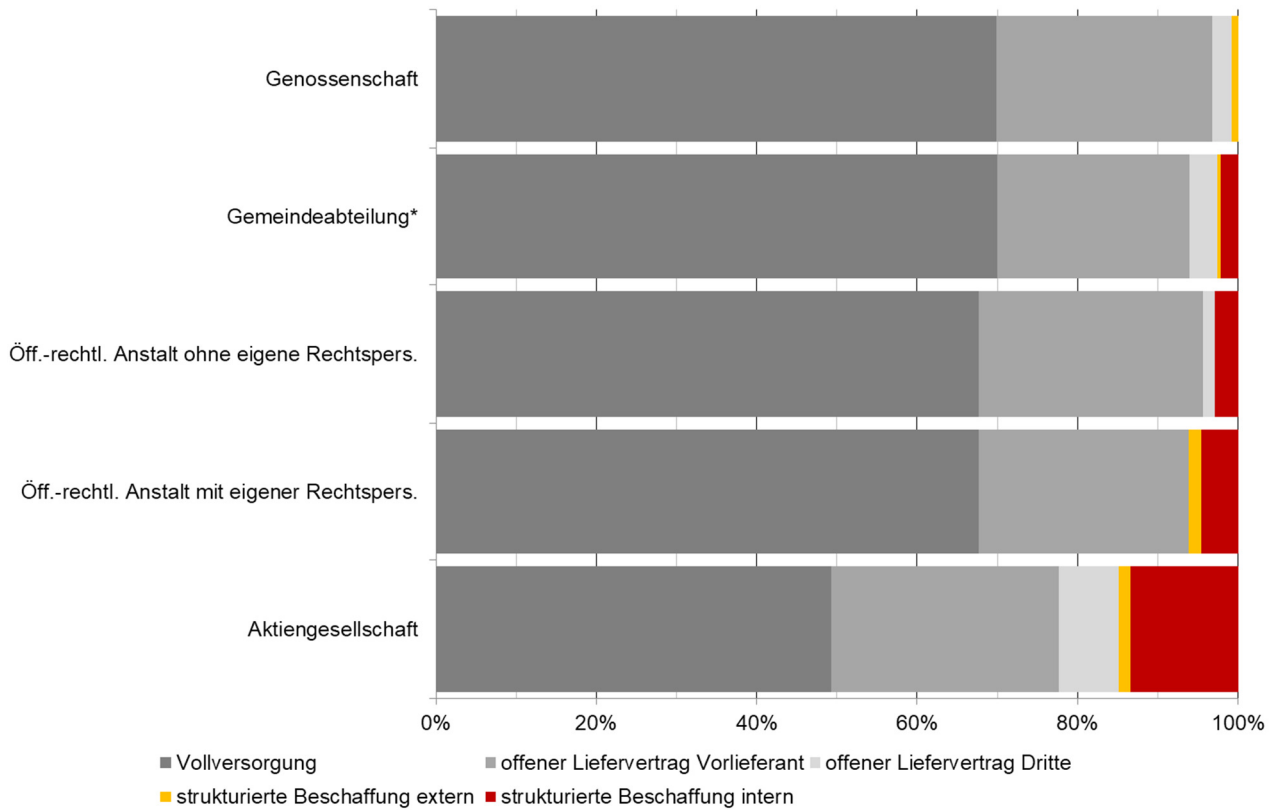


Abbildung 10: Hauptvariante der Beschaffung aller Schweizer VNB 2013 nach Rechtsform (Quelle: Auswertung EICom)

Cc

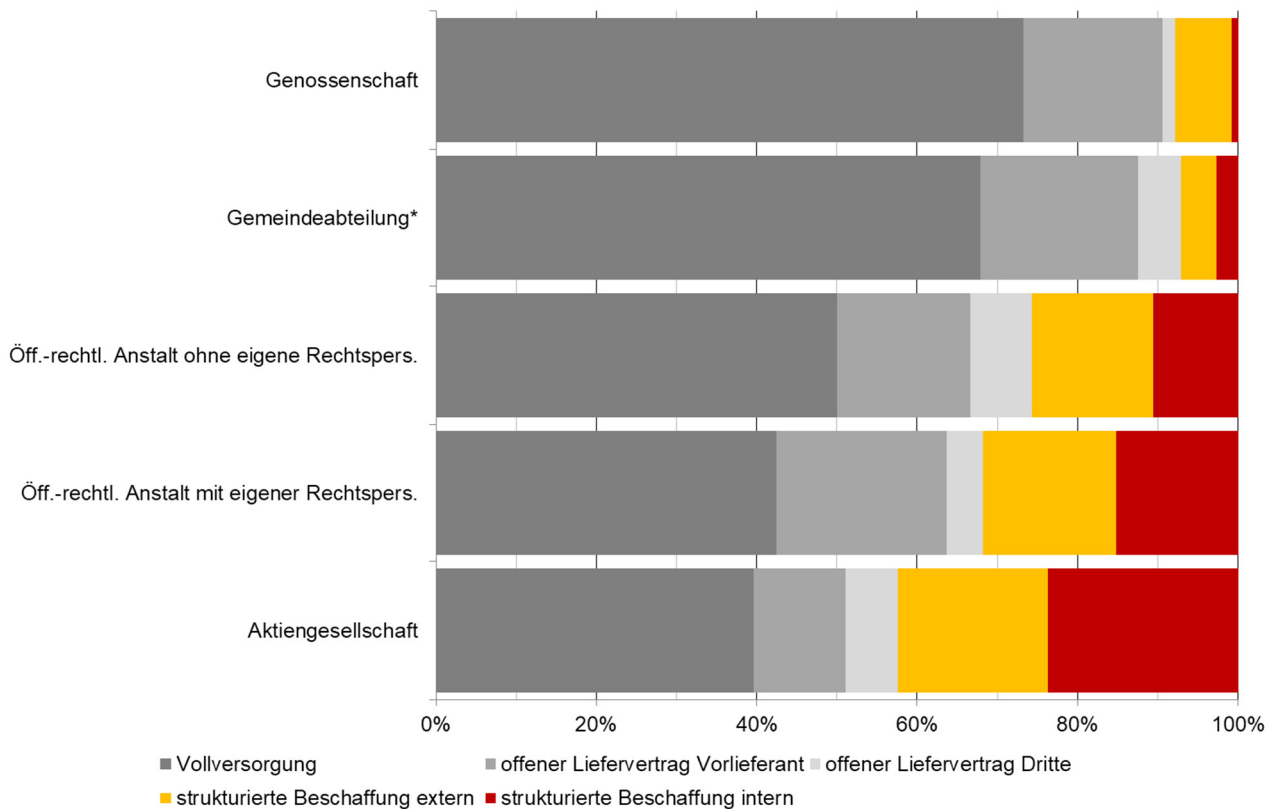


Abbildung 11: Hauptvariante der Beschaffung aller Schweizer VNB 2018 nach Rechtsform (Quelle: Auswertung EICom)

In politischen Diskussionen wird oft argumentiert, dass EVU, welche Teil einer öffentlichen Verwaltung sind, in ihrer Handlungsfähigkeit eingeschränkt sind, beispielsweise um auf Änderungen im dynamischen Marktumfeld innert nützlicher Frist reagieren zu können. Die Auswertung nach Rechtsformen (Abbildung 10 und Abbildung 11) zeigt, dass Aktiengesellschaften tatsächlich im Vergleich öfters angeben, dass sie strukturiert beschaffen. Es folgen die öffentlich-rechtlichen Anstalten mit eigener Rechtspersönlichkeit vor jenen ohne eigene Rechtspersönlichkeit. Allerdings gibt es auch Gemeindeabteilungen sowie Genossenschaften, welche die Möglichkeit der strukturierten Beschaffung nutzen. Die Entwicklung von der Vollversorgung zu mehr marktorientierten Arten der Beschaffung zwischen 2013 und 2018 lässt sich auch hier an sämtlichen Kategorien ablesen. Es stellt sich die Frage, welcher Anteil sich alleine mit der Rechtsform erklären lässt und was darauf zurückzuführen ist, dass Werke mit mehr rechtlicher Eigenständigkeit auch tendenziell mehr Absatz haben (vgl. Tabelle 1).

2.2 Der Schweizer Terminmarkt

Bei der ersten Markt- und Wettbewerbsanalyse im Jahr 2013 existierte für das Marktgebiet Schweiz noch kein transparenter Terminmarkt. Nebst bilateralen Handelsgeschäften spielten damals insbesondere Broker-Plattformen für den OTC-Handel eine wichtige Rolle. Bei einer Umfrage unter den Schweizer Marktteilnehmern sprachen sich 75% für die Einführung eines Schweizer Terminmarktes an einer Strombörse aus. In der Zwischenzeit gibt es an der Strombörse EEX (European Energy Exchange) in Leipzig nebst zahlreichen anderen Ländern auch Notierungen für Schweizer Produkte (Swiss Futures EEX Power Derivatives). Dies stellt gegenüber früher auf jeden Fall einen Fortschritt dar. Allerdings wird ausschliesslich Baseload gehandelt und auch hier hauptsächlich Jahresprodukte. Dabei bietet die EEX als Dienstleistung auch das Clearing von bilateralen Handelsgeschäften an. Das Volumen der effektiv über die Börse abgewickelten Handelsgeschäfte (schwarze Säulen in Abbildung 12) ist dabei äusserst gering, um von einem vollständig liquiden Markt zu sprechen.



Abbildung 12: Preisentwicklung Swiss Base Year Future 2019 (FCBY; Quelle: Website der EEX am 11.06.2018)

Für Jahre, welche über das Frontjahr hinausgehen, sieht es noch schlechter aus. Teilweise gibt es noch gar keine Notierungen.

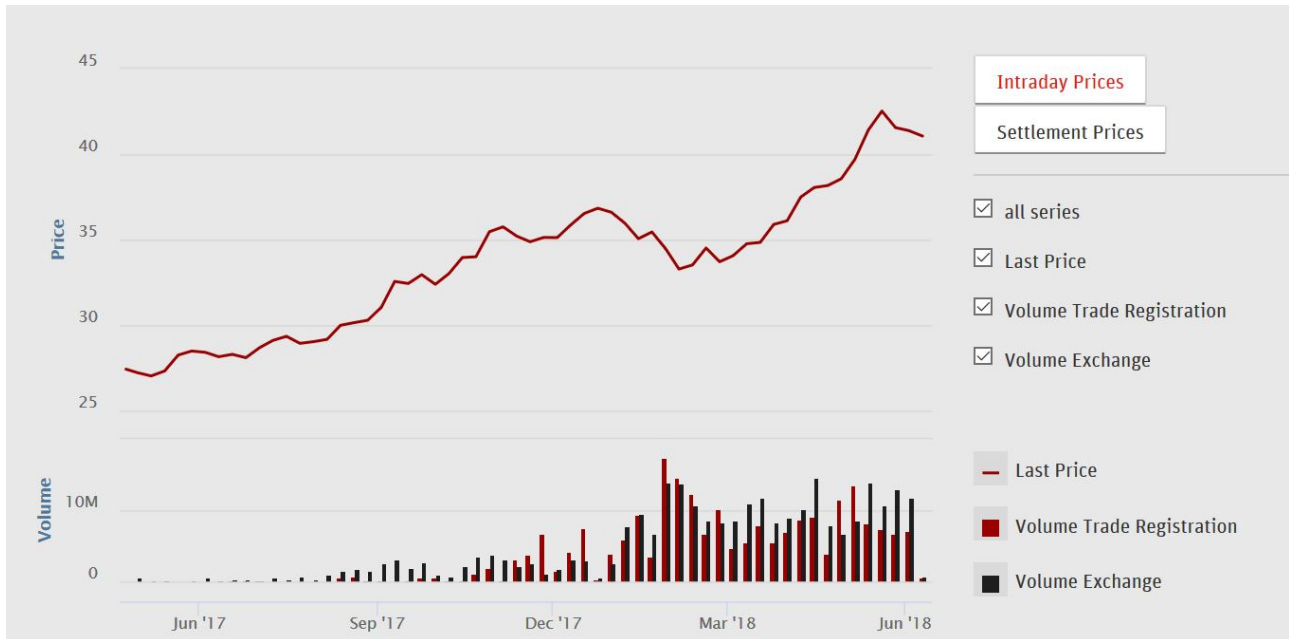


Abbildung 13: Preisentwicklung Phelix DE Baseload Year Future 2019 (DEBY; Quelle: Website der EEX am 11.06.2018)

Im Vergleich dazu zeigt Abbildung 13 die Entwicklung für das Produkt PhelixDE Baseload Year 2019. Seit dem ersten Halbjahr 2017 wird dieses Produkt als Reaktion auf die geplante Aufteilung der deutsch-österreichischen Preiszone gehandelt. Es stellt den neuen Benchmark dar für den Strompreis in Deutschland. Die gehandelten Volumina liegen ein x-faches höher als jene des Schweizer Produkts.¹¹

Es liegt in der Natur der Sache, dass sich Märkte und Handelsplätze im Laufe der Zeit entwickeln. Transparenz, Liquidität und Produktpalette werden sich verändern, wobei der zeitliche Verlauf unsicher ist. Wie erwähnt, spielen historische Vertragsbeziehungen zwischen Versorgern weiterhin eine wichtige Rolle. Mittelmässige Schweizer EVU, welche eine strukturierte Beschaffung aufgebaut haben, verfügen meist über Rahmenverträge mit ausgewählten Lieferanten oder beschaffen die benötigten Standardprodukte mittels Ausschreibungen im OTC-Geschäft. Diese Mengen werden deshalb weiterhin bilateral gehandelt und fliessen nicht über den Terminmarkt der Börse EEX. Ebenso findet weiterhin Handel über Brokerplattformen statt, was der Liquidität des börslichen Handels nicht förderlich ist¹². Grosse Versorger aus der Schweiz agieren vor allem für Absicherungsgeschäfte auch in Deutschland. Als Preisreferenz zwischen Schweizer Versorgern finden die Notierungen der Swiss Futures an der EEX aber auf jeden Fall bereits schon heute Anwendung.

2.3 Der Schweizer Spotmarkt inkl. Intraday

Bereits seit 2007 existiert der Spotmarkt für die Schweiz, welcher von der EPEX SPOT betrieben wird. In der ersten Phase war dieser als reiner Day-ahead-Markt ausgestaltet, seit 2013 werden

¹¹ Unterschiedliche Achsenskalierung beachten: Volumen CH ist in 1'000 MWh, D in 1'000'000 MWh. Somit bedeuten 250 k genau 250.000 MWh und 10 M bedeutet 10.000.000 MWh.

¹² Die CKW nennt auf ihrer Website acht verschiedene Brokerplattformen, von welchen sie Grosshandelspreise bezieht (namentlich Spectron, GFI, TFS, Probon, OTCX, global commodities, commerg und BCG)

B E T

auch Intraday-Geschäfte für die Schweiz darüber abgewickelt. Die Day-ahead gehandelten jährlichen Volumen haben auf rund 25 TWh zugenommen, was 43% des Schweizer Endverbrauchs an elektrischer Energie entspricht (vgl. Abbildung 14).

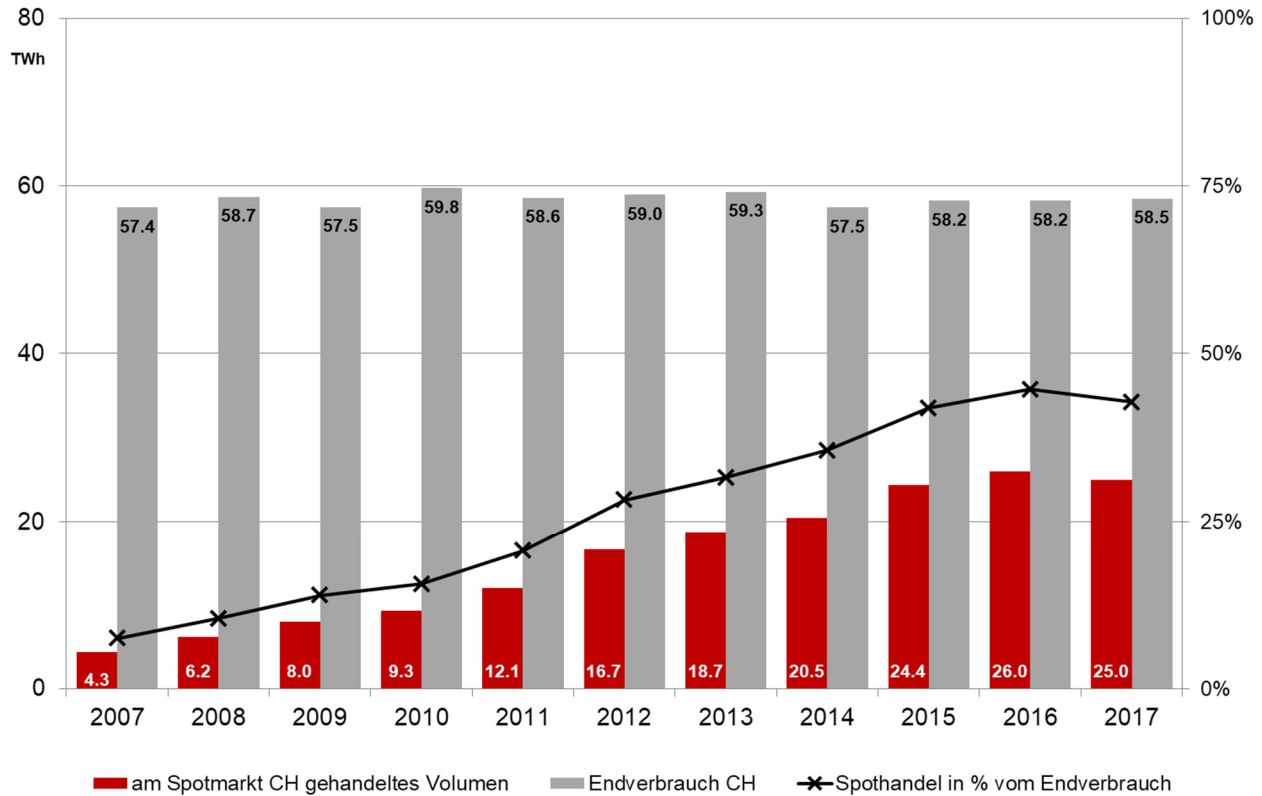


Abbildung 14: Handelsvolumen am Spotmarkt Schweiz im Verhältnis zum Endverbrauch (Quellen: EPEX SPOT und Elektrizitätsstatistik)

Vergleicht man die jährlichen Durchschnittspreise im Day-ahead der Schweiz mit jenen Deutschlands und Italiens über die gesamte Zeitdauer, präsentiert sich ein bekanntes Bild (Abbildung 15: Jahresdurchschnittspreise Spotmarkt (Quelle: EPEX SPOT)Abbildung 15). Der Schweizer Preis liegt immer höher als jener des nördlichen, aber tiefer als jener des südlichen Nachbarlandes. Die Preisunterschiede kommen zustande durch die limitierte Transportkapazität in den Übertragungsnetzen. Dabei stellen sich auf den zwei Seiten eines Engpasses unterschiedliche Preise ein und die vorhandene Netzkapazität erhält dadurch einen ökonomischen Wert, was im Rahmen von expliziten und zunehmend auch impliziten Auktionen ausgenutzt wird.

B E T

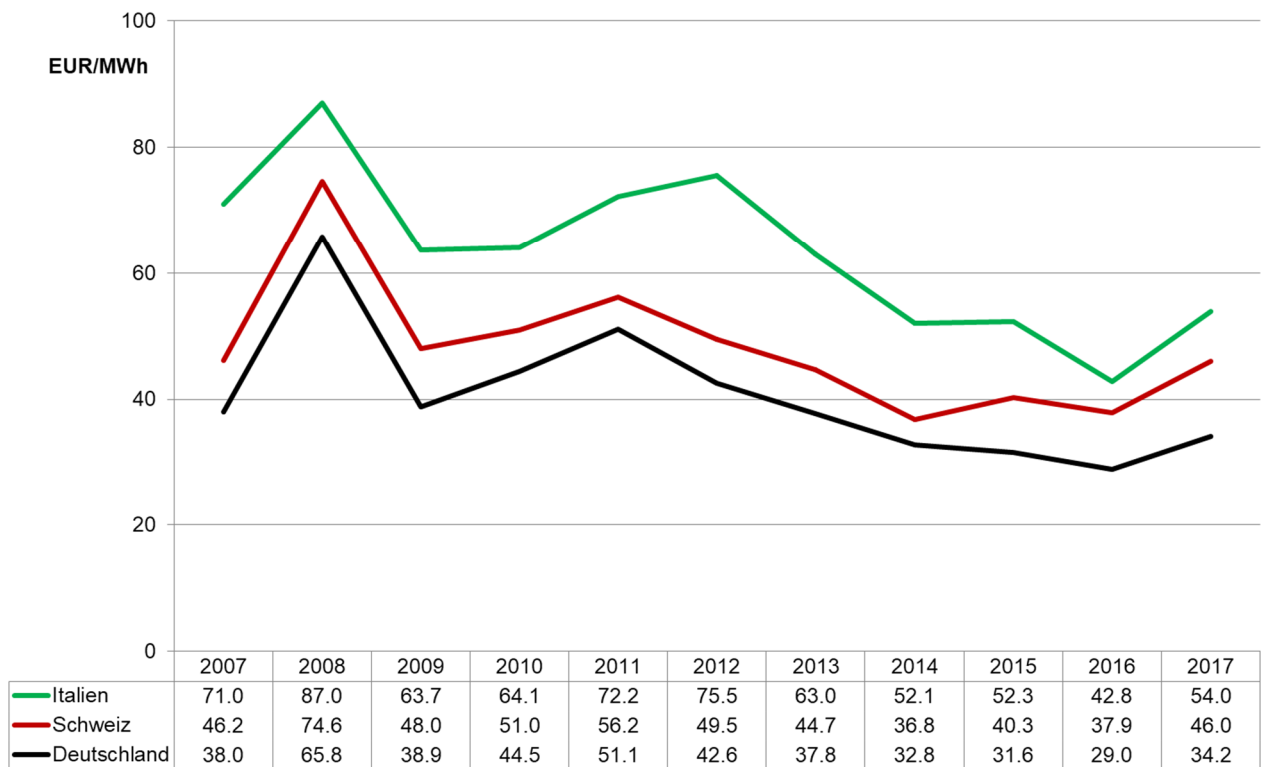


Abbildung 15: Jahresdurchschnittspreise Spotmarkt (Quelle: EPEX SPOT)

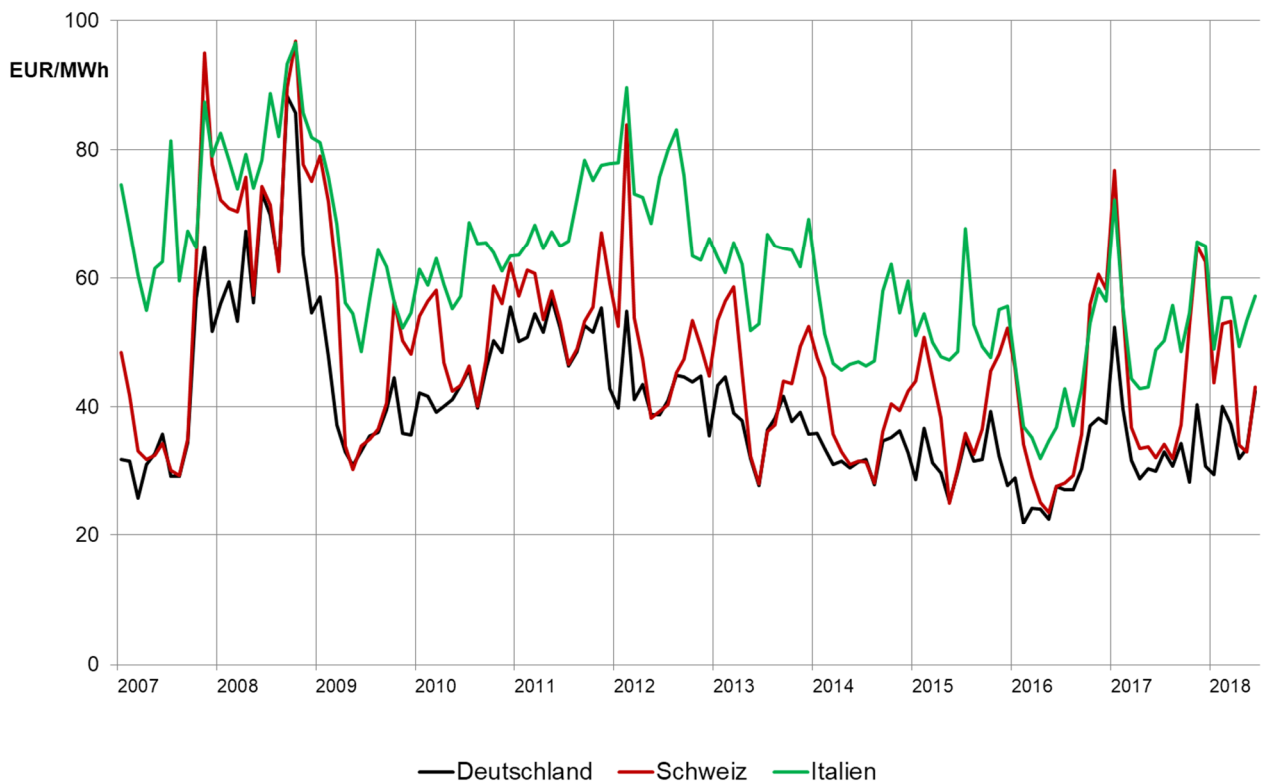


Abbildung 16: Monatsdurchschnittspreise Spotmarkt (Quelle: EPEX SPOT)

Auf Basis einer monatlichen Betrachtung (Abbildung 16) wird klar, dass sich das Schweizer Preisniveau entweder auf jenem Deutschlands (tendenziell im Sommerhalbjahr) oder auf jenem Italiens (tendenziell im Winterhalbjahr) befindet.

Der Handel im Day-ahead-Markt wird als Auktion durchgeführt, bei welcher täglich aufgrund der aggregierten Angebots- und Nachfragekurven die stündlichen Preise für den nächsten Tag ermittelt werden. Im Schweizer Markt findet diese Auktion um 11:00 statt, in den anderen europäischen Ländern¹³ um 12:00. Veränderungen in der geplanten Erzeugung oder dem prognostizierten Verbrauch, welche nach diesem Zeitpunkt bekannt werden, können im Intraday-Handel berücksichtigt werden. Der Intraday-Handel findet kontinuierlich statt und basiert auf Produkten mit einem Lieferzeitraum von 15 Minuten (bzw. seit März 2017 auch 30 Minuten). Zulässig sind im Intraday Angebote von -9'999.99 bis 9'999.99 EUR/MWh, im Day-ahead liegt die Untergrenze bei -500 EUR/MWh und die Obergrenze bei 3'000 EUR/MWh.

Seit Februar 2018 kann für die Schweiz bis 30 Minuten vor Lieferung gehandelt werden, in den anderen Ländern wurde die Vorlaufzeit gar auf 5 Minuten reduziert. Der Schweizer Intraday-Handel wird seit Juni 2013 über die EPEX Spot abgewickelt. Bereits vorher gab es bilaterale Handelsgeschäfte zwischen einzelnen Marktpartnern und auch heute noch bietet die EPEX Spot das Clearing von OTC-Geschäften als Dienstleistung an. Die Entwicklung der Volumen im Schweizer Intraday-Handel zeigt Abbildung 17. In 2014 betrug das Volumen im Intraday-Handel 5% des Volumens im Day-ahead und hat bis 2017 jährlich um einen Prozentpunkt zugenommen (2017: 8%).

Seit dem 13. Juni 2018 ist allerdings die gemeinsame Plattform (XBID) der europäischen Strombörsen EPEX SPOT, GME, Nord Pool Spot und OMIE aktiv. Diese hat das Ziel, einen einheitlichen grenzüberschreitenden Intraday-Markt zu schaffen, welcher den kontinuierlichen Stromhandel mit gleichzeitiger Zuteilung von grenzüberschreitenden Kapazitäten zulässt. Aus politischen Gründen ist die Schweiz nicht mehr Teil dieses Projektes. In der ersten Phase nehmen 14 europäische Länder¹⁴ daran teil, in 2019 werden weitere hinzukommen. Ab dem 14. Juni 2018 beschränkt sich der Schweizer Intraday-Handel an der EPEX SPOT auf das Clearing von OTC-Geschäften. Entsprechend sind die Volumina von einem Tag auf den anderen regelrecht eingebrochen.

¹³ Die EPEX Spot betreibt nebst der Schweiz die Day-ahead-Märkte für Deutschland/Österreich, Frankreich, das Vereinigte Königreich, die Niederlande und Belgien.

¹⁴ Belgien, Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Frankreich, Litauen, Lettland, Norwegen, Niederlande, Österreich, Portugal, Spanien und Schweden.

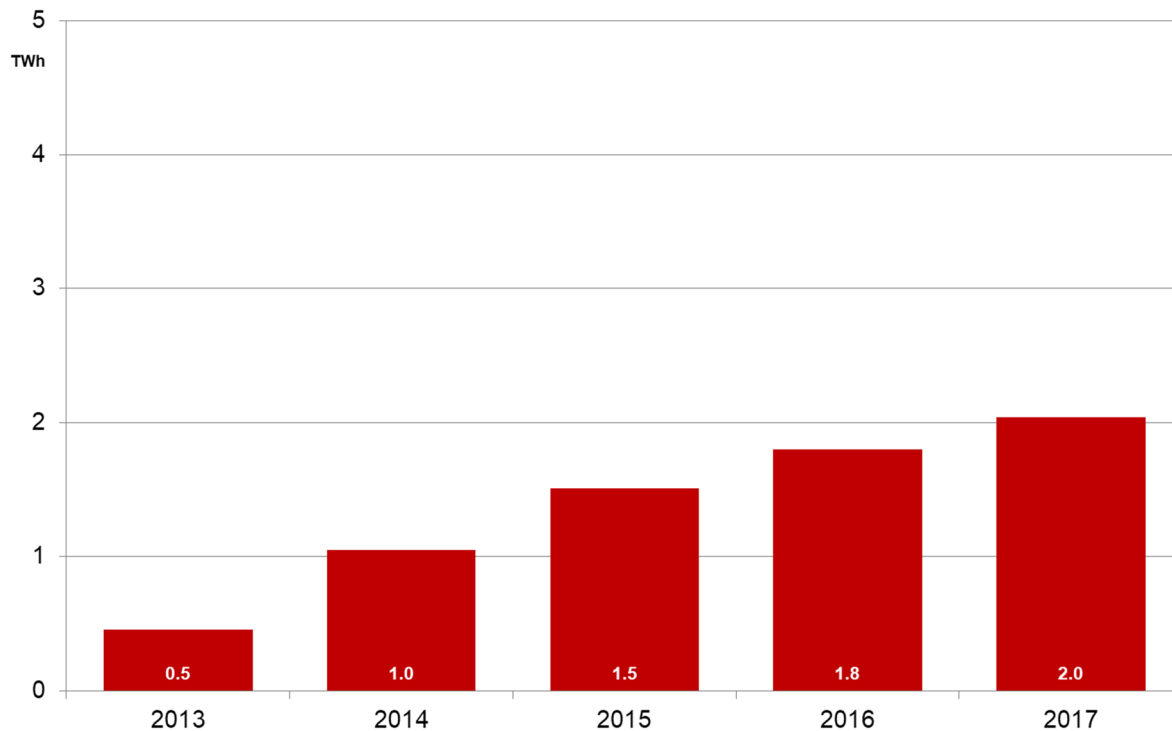


Abbildung 17: Handelsvolumen am Intraday-Markt Schweiz der EPEX SPOT (Quelle: EPEX SPOT)

Die nächste Stufe der Integration der Schweiz in den europäischen Strommarkt würde das Market Coupling darstellen. Bei diesem werden die Energie sowie die für den internationalen Transport notwendigen grenzüberschreitenden Transportkapazitäten gemeinsam gehandelt, was zu einer effizienteren Allokation der knappen Netzkapazitäten führt gegenüber separaten Auktionen. Als Vorbereitung auf die Einführung des Market Coupling haben Swissgrid und EPEX SPOT in 2013 eine Kooperationsvereinbarung unterzeichnet, welche von der EICom am 30. Oktober 2013 genehmigt wurde¹⁵. Die Epex Spot SE hat seit 2014 auch eine Niederlassung in Bern. Die Annahme der eidgenössischen Volksinitiative «Gegen Masseneinwanderung» am 9. Februar 2014 durch Volk und Stände hat in der Folge zu einer vorübergehenden Sistierung der Verhandlungen über ein Stromabkommen zwischen der Schweiz und der Europäischen Union geführt¹⁶. Ein solches bildet jedoch die Grundlage für die Teilnahme der Schweiz am integrierten europäischen Strommarkt. Wiederholt war zu vernehmen, dass für ein Stromabkommen auf technischer Ebene Konsens besteht, dieses aber nicht losgelöst von den weiteren Abkommen unterzeichnet wird und dort für die sogenannten institutionellen Fragen (namentlich die Gerichtsbarkeit und die Weiterentwicklung) noch keine Lösung gefunden ist¹⁷.

2.4 Der Markt für Regenergie

Zu den Aufgaben der nationalen Netzgesellschaft gehört gemäss Art. 20 Abs. 2 lit. b die Verantwortung für das Bilanzmanagement und die Sicherstellung der weiteren Systemdienstleistungen

¹⁵ MM vom 31.10.2013: „EICom gibt grünes Licht für Kooperationsvereinbarung zwischen Swissgrid und EPEX Spot“

¹⁶ Bericht der EICom zur „Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2016“, S. 12

¹⁷ MM vom 05.03.2018: „Beziehungen zur EU: Der Bundesrat zieht Bilanz und präzisiert das Verhandlungsmandat“ sowie „Aussenpolitischer Bericht 2017“ des Bundesrates, S. 1809

B E T

einschliesslich Bereitstellung von Regelennergie, welche nach transparenten und diskriminierungs-freien Verfahren zu beschaffen ist. Die Regelennergie dient dazu, das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt zu gewährleisten. Betriebstechnisch wird unterschieden zwischen Regelennergie in Form von Primär-, Sekundär- und Tertiärregelreserve¹⁸.

Die Primärregelung kommt bei einem Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch innerhalb von Sekunden zum Einsatz über die Frequenzregler, welche direkt an der Maschine eines Kraftwerks Abweichungen der Frequenz feststellen. Die Bestimmung des Bedarfs geschieht koordiniert innerhalb Europas im Rahmen des Zusammenschlusses der Stromübertragungs-netzbetreiber (ENTSO-E). Die Ausschreibung für den Schweizer Anteil an der Primärregelleistung von aktuell +/- 68 MW wird in Euro [EUR/MW] durchgeführt und es können Anbieter aus der Schweiz, Österreich, Deutschland und der Niederlande teilnehmen (FCR Cooperation)¹⁹.

Die Sekundärregelung kommt als zweite Stufe zum Einsatz und wird durch den zentralen Netzregler automatisch bei den entsprechenden Kraftwerken abgerufen. Der Abruf beginnt nach wenigen Sekunden und dauert bis zu 15 Minuten. Danach kommt bei einem weiterhin bestehenden Ungleichgewicht die Tertiärregelung zum Zug. Diese wird von Swissgrid bei den entsprechenden Anbietern explizit abgerufen, welche die Produktion ihrer Kraftwerke manuell anpassen. Sekundärregelung (aktuell ca. +/- 400 MW) sowie Tertiärregelung (aktuell ca. +450 MW und -300 MW) werden in Schweizer Franken [CHF/MW] auktioniert und bislang sind aufgrund technischer und organisatorischer Einschränkungen nur Teilnehmer aus der Schweiz teilnahmeberechtigt.

Für alle drei Arten von Regelleistung werden wöchentliche Ausschreibungen (Montag 00.00–Sonntag 24.00 Uhr) durchgeführt. Für die Tertiärregelung kommen zusätzlich tägliche Ausschreibungen hinzu, welche jeweils Blöcke à 4 Stunden umfassen (00.00–04.00, 04.00–08.00 Uhr etc.). Im Gegensatz zur Primär- und Sekundärregelleistung, bei denen die Angebote symmetrische Regelleistungsbänder umfassen, sind bei der Tertiärregelung asymmetrische Angebote möglich. Daraus resultieren unterschiedliche Preise für positive und negative Tertiärregelleistung. Im Detail wurden die Regeln für die einzelnen Ausschreibungen seit 2009 teilweise angepasst und weitere Änderungen sind geplant bzw. bereits angekündigt. Dabei handelt es sich um Optimierungen aus Sicht Swissgrid, welche versucht, die Kosten für die Systemdienstleistungen möglichst tief zu halten. Als Beispiel für die Erweiterung der Anzahl Anbieter von Regelleistung sei die Zulassung von Regelpools genannt, welche seit 2013 die Bündelung kleinerer Einheiten erlaubt, um die Mindestanforderungen zu erreichen. Verantwortlich gegenüber Swissgrid ist der Regelpoolbetreiber (SDV).

Eine Übersicht über die Ergebnisse der Ausschreibungen für Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung (wöchentliche Ausschreibung) zeigt Abbildung 18. Pro Jahr werden die gesamten Auktionserlöse einer Art von Regelleistung durch die gesamte Menge dividiert und auf einzelne Stunden heruntergebrochen.

¹⁸ Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz – Balancing Concept Schweiz (BC-CH) 2012, Kapitel 5

¹⁹ Swissgrid: Grundlagen Systemdienstleistungsprodukte – Produktbeschreibung Version 9.2

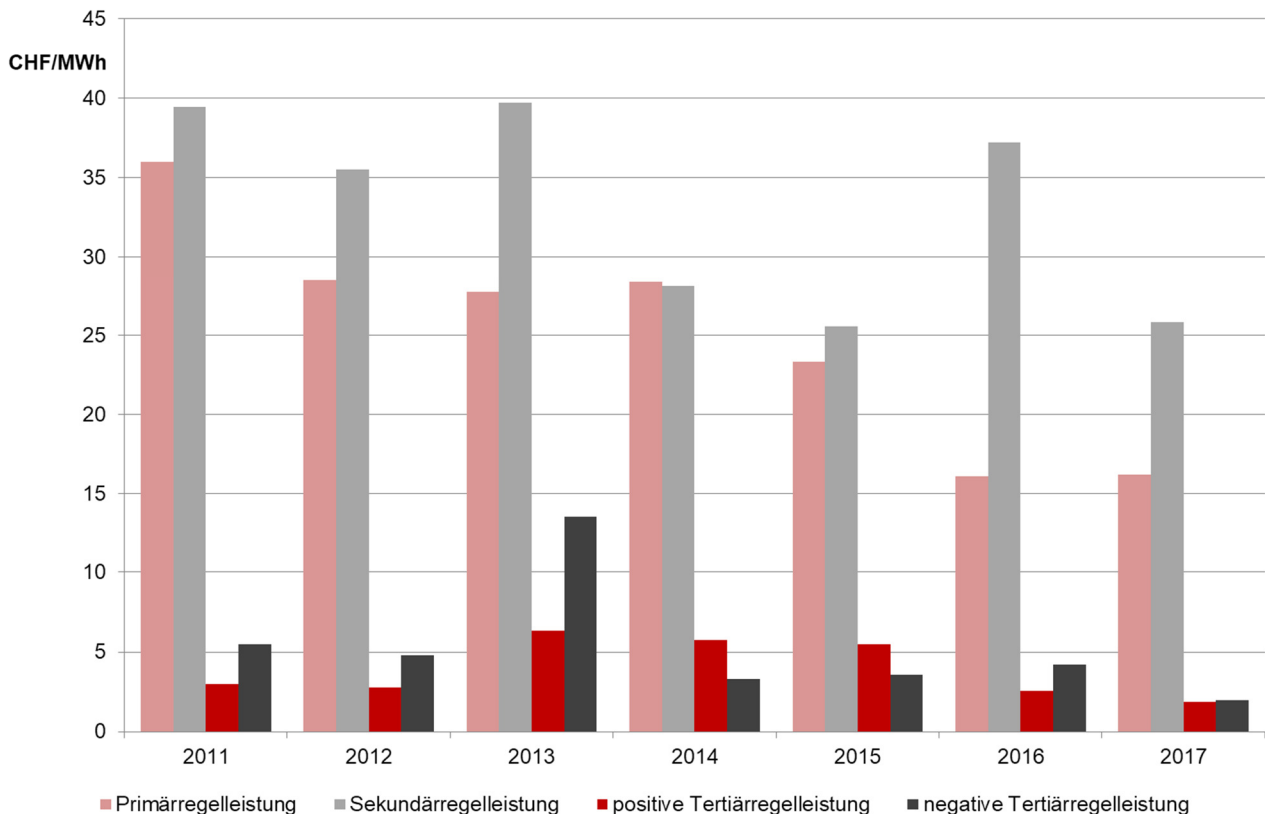


Abbildung 18: jährliche Durchschnittspreise Primär- (PRL), Sekundär- (SRL) und Tertiärregelleistung (TRL) (Quelle: Swissgrid)

Es wird deutlich, dass die durchschnittlichen Preise für die Primär- und Sekundärregelleistung deutlich höher sind als jene für die Tertiärregelleistung, im Schnitt um knapp Faktor 10. Dies dürfte eine Folge davon sein, dass die Anforderungen an die SRL ebenfalls höher sind als jene an die TRL. Einerseits ist die Reaktionszeit eine markant kürzere, andererseits sind bei der SRL bislang nur symmetrische Angebote möglich. Dies bedeutet, dass die Maschinen eines Kraftwerks innert Sekunden je nach Bedarf sowohl mehr als auch weniger Leistung ins Netz abgeben können muss und deshalb nicht mit voller Leistung laufen können.

Die Ausschreibung der PRL findet seit 2013 gemeinsam mit Österreich statt. Ab 2015 sind wie erwähnt auch Deutschland und die Niederlande Teil der gemeinsamen Ausschreibung, was sich in den tieferen Preisen 2016 und 2017 niederschlägt. Die relativ hohen Werte für SRL im 2013 gehen einher mit einem ausserordentlich tiefen Füllstand der Speicherseen zu Ende der Winterperiode. Im März 2013 betrug der Speicherinhalt weniger als 10%, was dem tiefsten Wert seit 1973 entsprach. Die Preise für positive und negative TRL unterscheiden sich zwar auch, sie liegen aber näher beieinander (rund bei Faktor 2). Im Laufe der Jahre gibt es kein stabiles Muster, welche von beiden teurer ist.

Die tatsächlich im Rahmen der Auktion zugeteilten Mengen können für SRL und TRL seit 2014 vergleichbar dargestellt werden (Abbildung 19). Für die PRL ist aufgrund der grenzüberschreitenden Ausschreibung ein solcher Vergleich wenig sinnvoll. Die Menge der SRL ist tendenziell rückläufig, während die positive und negative TRL jährlich schwankt, mit leicht steigender Tendenz.

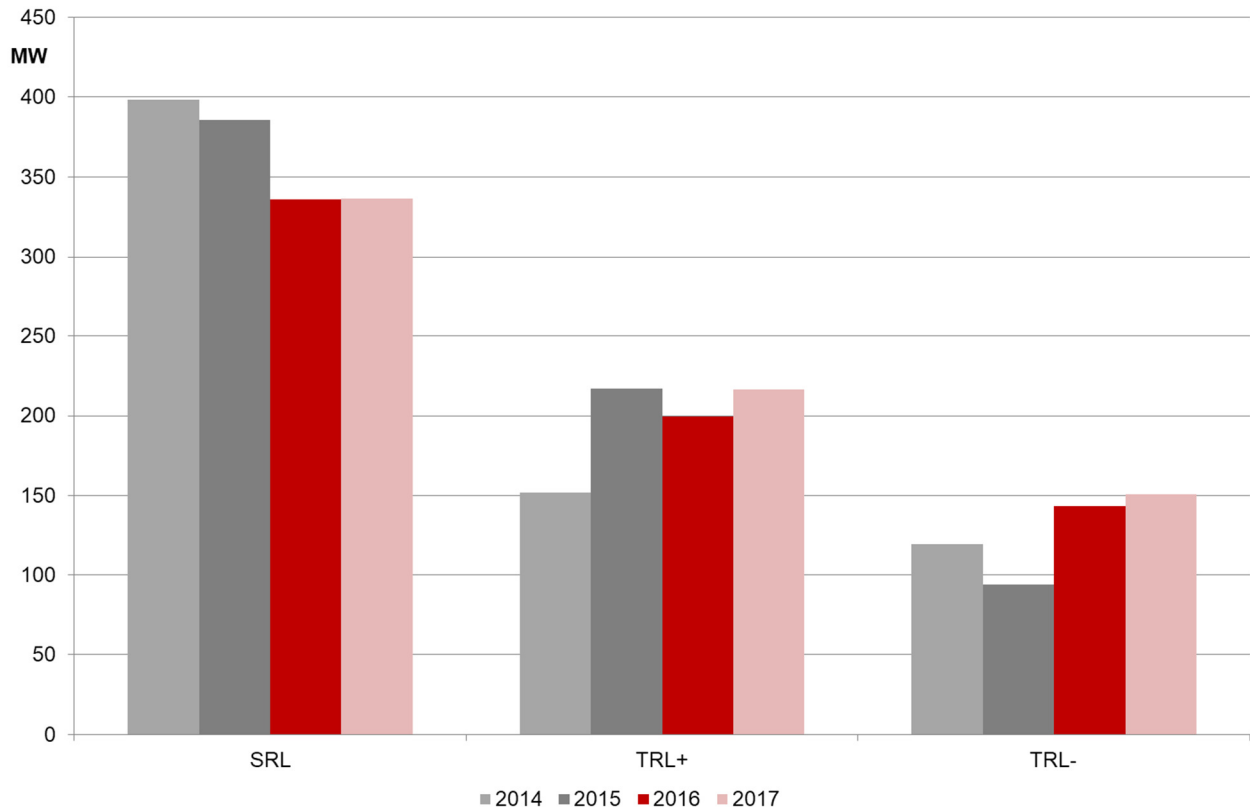


Abbildung 19: durchschnittlich pro Woche auktionierte Leistung Sekundär- (SRL) und Tertiärregelleistung (TRL) (Quelle: Swissgrid)

Die Swissgrid scheint mit ihrem Ziel, die Kosten für die Regelleistung senken zu können, dank Massnahmen wie der Ausweitung der Anzahl Anbieter im Wesentlichen auf Kurs zu sein, wobei es weiterhin Jahre gibt mit relativ starken Abweichungen nach oben. Auslöser dafür sind ausserordentliche Situationen, etwa die angespannten Energie- und Netzsituation im Winter 2015/2016. Die jährlichen Übersicht des allgemeinen SDL-Tarifes (Abbildung 20) zeigt seit sechs Jahren einen klaren Abwärtstrend. In diesen allgemeinen Systemdienstleistungen sind nebst den Kosten für die Regelleistung weitere SDL enthalten, die Regelleistung macht aber klar den grössten Anteil aus. Die Verteilnetzbetreiber verrechnen diesen Tarif ihren Endkunden pro verbrauchte Kilowattstunde weiter. Für die Betreiber von grenzüberschreitenden Verbindungsleitung, für die beim Netzzugang eine Ausnahmeregelung besteht, um die getätigten Investitionen amortisieren zu können (sog. Merchant Lines), gilt gemäss Art. 9 Abs. 2 der Verordnung des UVEK über Ausnahmen beim Netzzugang und bei den anrechenbaren Netzkosten im grenzüberschreitenden Übertragungsnetz (VAN)²⁰ auch bei den SDL ein reduzierter Ansatz.

²⁰ SR 734.713.3

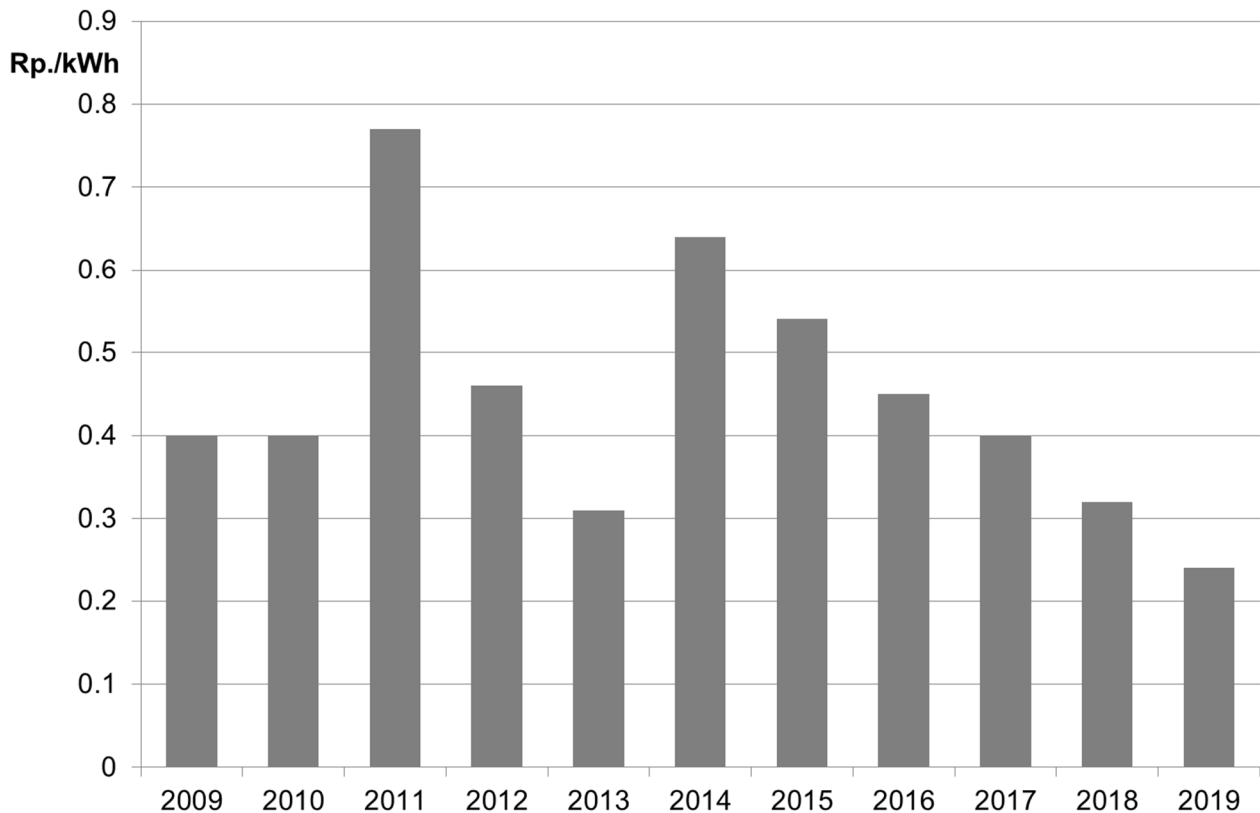


Abbildung 20: Allgemeiner SDL-Tarif für Verteilnetzbetreiber und Endverbraucher am Übertragungsnetz (Quelle: Swissgrid)

Die Wasserkraftwerke bilden in der Schweiz klar die wichtigsten Anbieter von Regelleistung. Da der Einsatz eines Wasserkraftwerkes wesentlich durch die hydrologischen Verhältnisse (Niederschlag, Schneeschmelze, Füllstand der Speicherseen) determiniert ist, produzieren diese Kraftwerke nicht eine konstante Leistung, sondern je nach Typ saisonal unterschiedlich viel elektrische Energie. Wasserkraftwerke mit Stauseen, die als Saisonspeicher dienen, bewirtschaften diese in der Regel so, dass sie im Sommerhalbjahr gefüllt und im Winterhalbjahr geleert werden. Somit erreichen die Seen im Herbst ihren Höchststand und im Frühling vor Eintreten der Schneeschmelze den Tiefststand. Das hydrologische Jahr, welches bei vielen Gesellschaften, die Wasserkraftwerke betreiben, das Geschäftsjahr bildet, beginnt deshalb am 1. Oktober und endet am 30. September. Der Füllungsgrad der Speicherseen im Frühjahr unterliegt von Jahr zu Jahr deutlichen Schwankungen. Erreichen die Wasserreserven in den Seen eine Untergrenze, werden die Kraftwerksbetreiber zurückhaltender bei der Produktion, was sich auch auf das Angebot an Regelleistung auswirkt. Abbildung 21 zeigt die Durchschnittspreise der SRL-Ausschreibungen pro Kalenderwoche der einzelnen Jahre. Der hohe Jahresdurchschnittspreis in 2016 (vgl. Abbildung 18) ist eine Folge der hohen Wochenpreise in den beiden Winterquartalen Q1 und Q4. Im Gegensatz zu 2013 mit einer zeitlich begrenzten hohen Preisspitze erstreckt sich die Periode der Hochpreise in 2016 über einen längeren Zeitraum. Die Preise im Sommerhalbjahr machen deutlich, dass das durchschnittliche Preisniveau praktisch von Jahr zu Jahr gesunken ist.

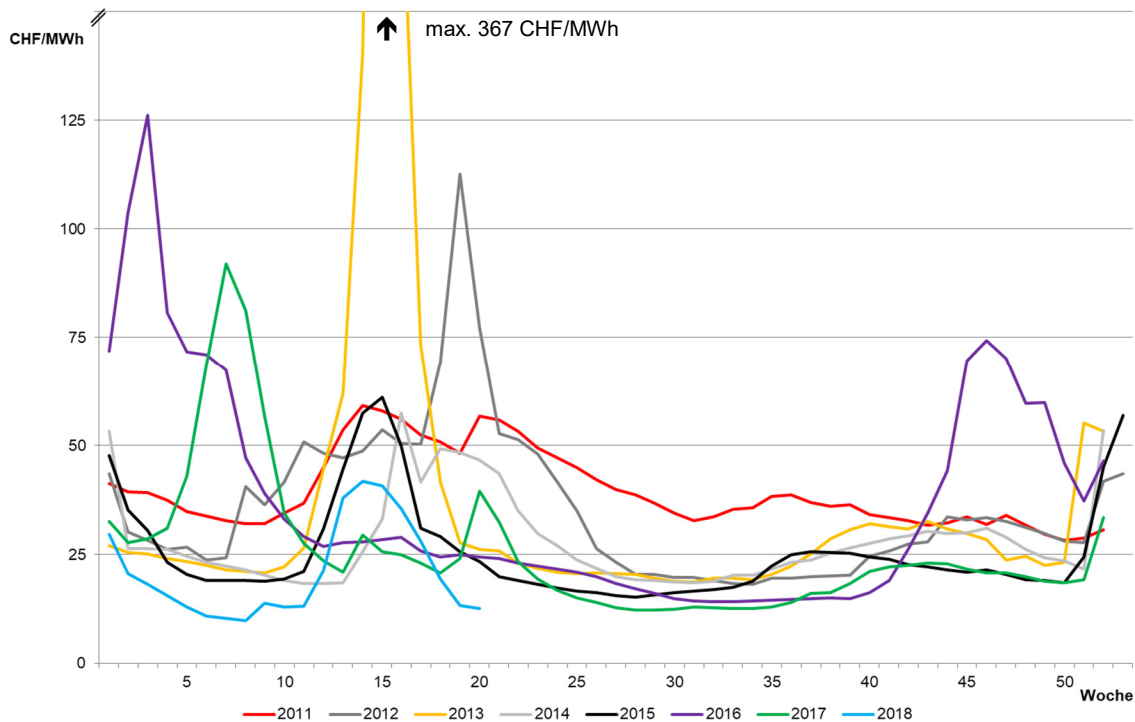


Abbildung 21: Sekundärregelleistung: Durchschnittspreise der Wochenauktion (Quelle: Swissgrid)

Bei den durchschnittlichen Wochenpreisen der positiven und negativen Tertiärregelleistung bestehend ebenfalls deutliche Schwankungen im Jahresverlauf. Es sind jedoch keine deutlichen Muster wie bei der Sekundärregelleistung zu erkennen, die eine einfache Interpretation des Preisverlaufes zulassen.

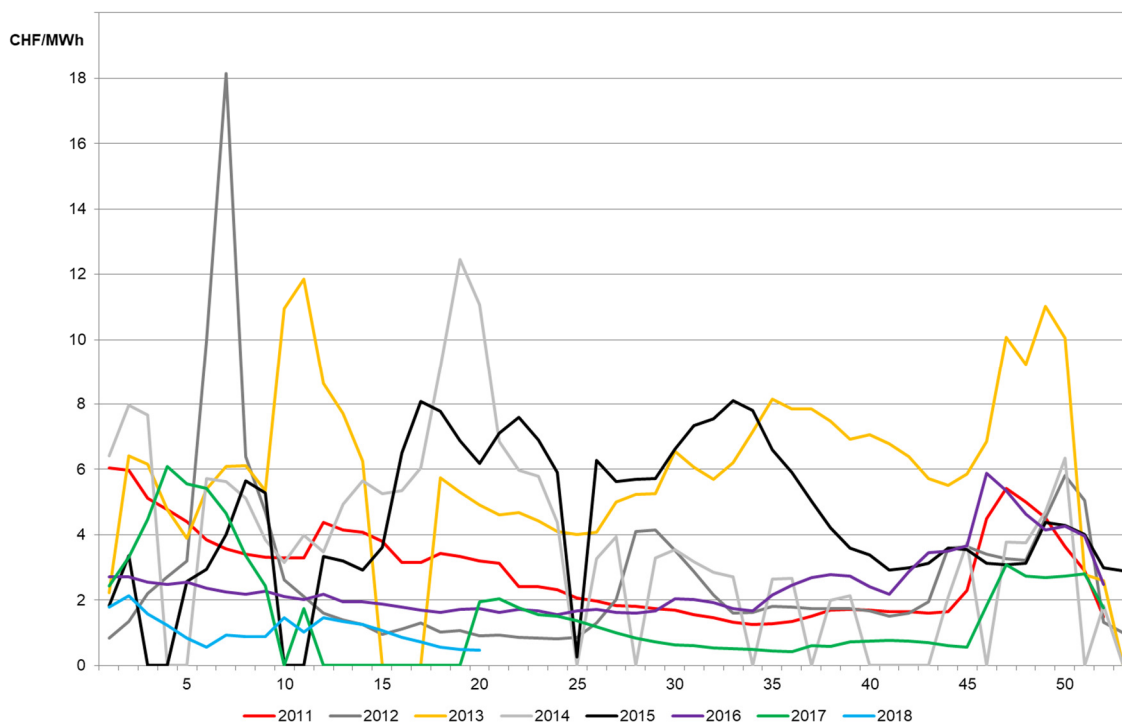


Abbildung 22: Tertiärregelleistung positiv: Durchschnittspreise der Wochenauktion (Quelle: Swissgrid)

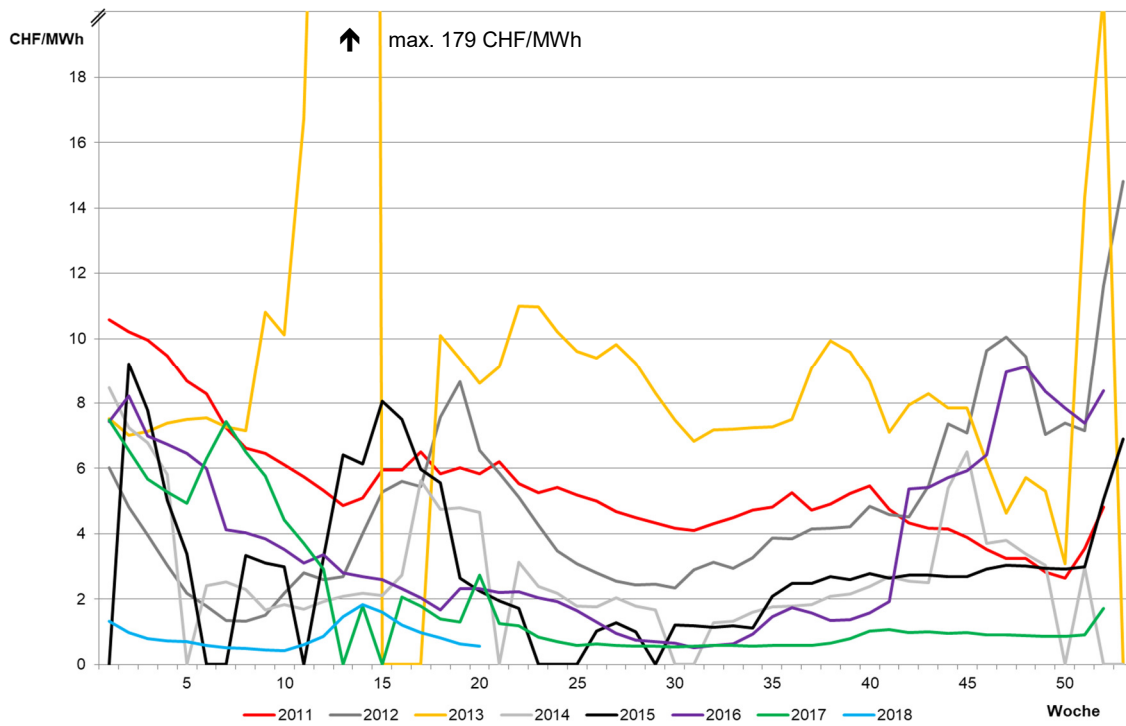


Abbildung 23: Tertiärregelleistung negativ: Durchschnittspreise der Wochenauktion (Quelle: Swissgrid)

3 TEILGEÖFFNETER MARKT FÜR ENDKUNDEN

3.1 Endkundenangebote

Deklaration der Herkunft

Elektrische Energie an sich ist als Produkt unsichtbar und geruchlos. Das macht es schwierig, das eigene Angebot für den Kunden gegenüber anderen zu differenzieren, wenn man von der Preisführerschaft einmal absieht. Eine Möglichkeit, dem Strom einen gewissen emotionalen Wert zu geben, ist die sogenannte Stromqualität, welche in Form von Herkunftsnachweisen (HKN) gehandelt werden kann. In der Schweiz wurden 2005 mit dem neuen Kernenergiegesetz²¹ die gesetzlichen Grundlagen für die Kennzeichnung von Elektrizität geschaffen. Seit 2006 sind die Lieferanten elektrischer Energie verpflichtet, einmal jährlich die Herkunft der von ihnen gelieferten Energie zu deklarieren. Dabei wurde bis zum letzten Jahr unterschieden zwischen den Kategorien *Erneuerbare Energien*, *Nicht erneuerbare Energien*, *Abfälle* sowie *Nicht überprüfbare Energieträger*, jeweils mit entsprechenden Unterkategorien. In die letzte Kategorie fallen jene Strommengen, für welche der Lieferant keine HKN vorweisen kann, umgangssprachlich oft auch als „Graustrom“ bezeichnet. Für die anderen Kategorien wird zusätzlich ausgewiesen, welcher Anteil in der Schweiz produziert wurde. Mit der letzten Verordnungsänderung, welche seit dem 1. Januar 2018 gilt, entfällt die Kategorie *Nicht überprüfbare Energieträger*. Somit muss jede gelieferte Kilowattstunde elektrischer Energie mit einem HKN hinterlegt sein. Die Deklarationspflicht bezieht sich jedoch auf die Jahresmenge an elektrischer Energie. Ein HKN stellt den ökologischen Mehrwert einer Kilowattstunde Strom der jeweiligen Produktionstechnologie dar. Darüber hinaus können Zusatzqualitäten zum Einsatz kommen, welche ebenfalls im zentralen HKN-System hinterlegt werden können. Die wohl bekannteste Zusatzqualität ist das Label „naturemade“ des Vereins für umweltgerechte Energie VUE, welcher 1999 gegründet wurde. Ziel war die Schaffung von Vertrauen über ein Gütesiegel für Energieproduktionsanlagen und glaubwürdige Energieprodukte. Naturemade existiert in den beiden Ausprägungen „naturemade basic“ und „naturemade star“, für die je unterschiedlich strenge Anforderungen und somit Preise existieren.

Herkunft des Stroms als Vertriebsinstrument

Unabhängig von der Pflicht zur Deklaration ihrer Stromqualität setzen zahlreiche Schweizer Versorger die Stromkennzeichnung seit längerem für ihre Produktgestaltung ein. Insb. Endkunden mit jährlichen Absatzmengen von weniger als 100 MWh werden standardmässig mit einer höheren Stromqualität beliefert. Zudem gehören Stromprodukte unterschiedlicher Qualität zur Angebotspalette zahlreicher Versorger. Der Vergleich der Preisunterschiede zwischen dem günstigsten und dem Standardtarif (Abbildung 24) zeigt, dass der Aufschlag für ökologischen Strom bei vielen VNB weniger als 1 Rp./kWh beträgt. Das Werk mit einem Aufschlag von 2 Rp./kWh verfügt im Gegenzug über ein relativ günstiges Standardprodukt (rund 6 Rp./kWh).

²¹ SR 732.1

B E T

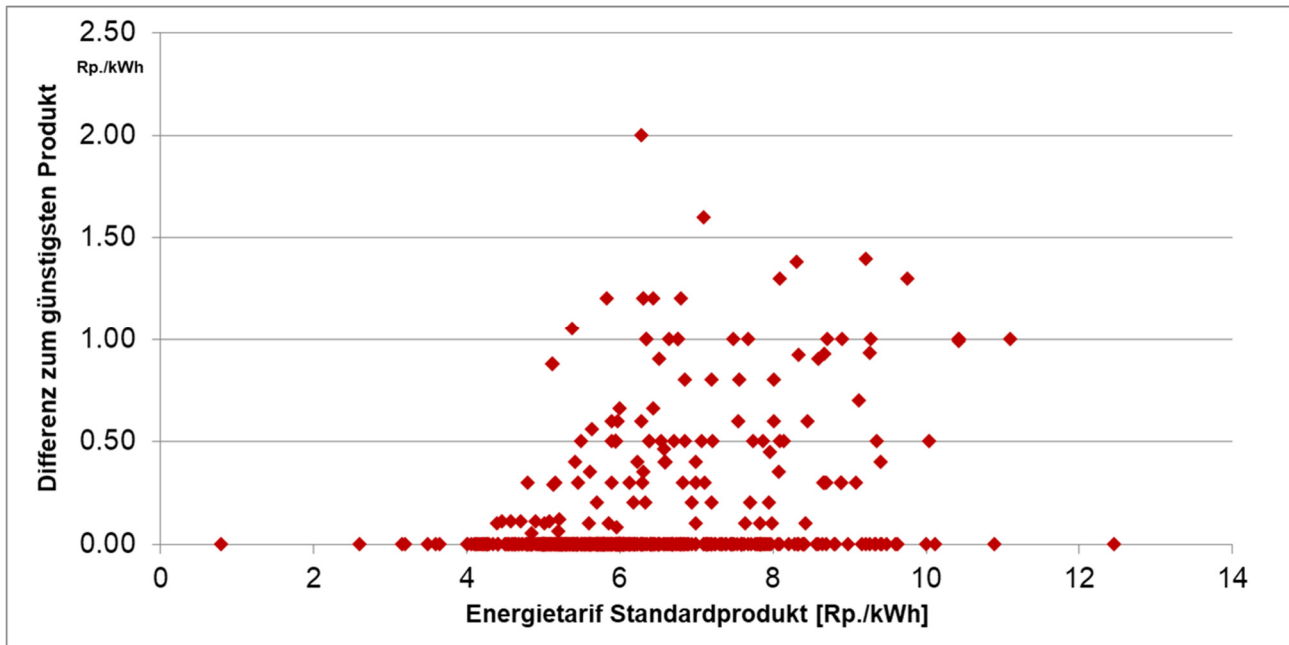


Abbildung 24: Preisunterschied zwischen günstigstem und Standardprodukt (Quelle: Rohdaten ElCom)

Bei bestimmten Kundengruppen aus dem Dienstleistungssektor (Tourismus, Banken, Swisscom etc.) oder Produzenten natürlicher Produkte (bspw. Bäckereien) stellt ein ökologischer Strombezug einen Bestandteil ihres Produkteimages dar. Darum sind sie bereit, dafür etwas mehr zu zahlen, um in der Kommunikation gegenüber ihrem Kunden darauf hinweisen zu können. Aufgrund der Energiemenge dürfte die relative Zahlungsbereitschaft (als Aufschlag in Rp./kWh) bei Gewerbekunden allerdings tiefer liegen als bei Haushaltskunden. Dies äussert sich auch in den unterschiedlichen Zuschlägen, welche gewisse VNB für einzelne Kundensegmente erheben (Abbildung 25). Bei der öffentlichen Hand bildet regelmässig die Vorbildwirkung ein Element der kommunalen Energiepolitik, beispielsweise im Rahmen des Programms Energiestadt²². Der Bezug von Strom aus erneuerbaren Quellen wird im Punktesystem für die Zertifizierung als Energiestadt als Massnahme angerechnet. Ein weiteres Beispiel ist die Universität Zürich, welche am 24.11.2017 auf der elektronischen Beschaffungsplattform (simap) die Lieferung von Energie für die Standorte der Universität Zürich und der Psychiatrischen Universitätsklinik für die Jahre 2019 bis 2023 ausgeschrieben hat. Dabei wurde die Lieferung entsprechender Herkunftsnachweise für die Energiebezugsmengen als separates Los ebenfalls ausgeschrieben.

²² Stand Dezember 2017 gab es in der Schweiz 421 Energiestädte (Quelle: www.energiestadt.ch)

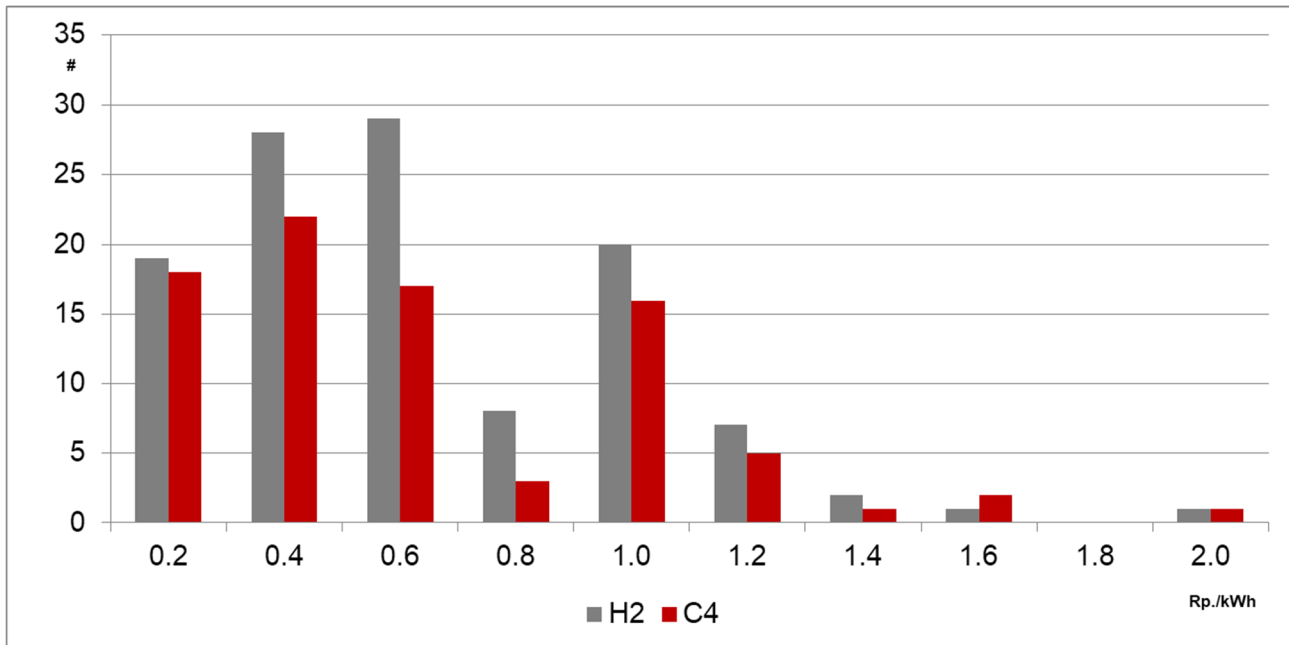


Abbildung 25: Preisunterschied zwischen günstigstem und Standardprodukt für Haushalts- und Gewerbekunden (Quelle: ElCom)

Preissensible Grosskunden

Für energieintensive Verbraucher stellt Strom einen wesentlichen Kostenfaktor dar, weshalb für diese Kundengruppe der Preis im Vordergrund steht. Die grössten Industriebetriebe in der Schweiz verbrauchen mehr elektrische Energie als eine mittelgrosse Stadt. Entsprechend kommen für diese Kundengruppe ähnliche Produkte infrage wie für EVU, etwa die strukturierte Beschaffung von Standardprodukten auf dem Grosshandelsmarkt. Dazu gehört auch, dass die Betriebe täglich eine Kurzfristprognose erstellen und zu viel oder zu wenig beschaffte Energie am Spotmarkt handeln. Erfahrungsgemäss ist diese Art der Beschaffung für Industriekunden ab einem Energieabsatz von mind. 100 GWh relevant. Interessant ist in diesem Zusammenhang, dass in der Schweiz mehrere Industriebetriebe in der Vergangenheit eigene Kraftwerke besaßen, welche vor rund 20 Jahren verkauft wurden, da sie als nicht zum Kerngeschäft eines Produktionsbetriebs gehörend betrachtet wurden²³. Analog den Stadtwerken sind die Industrieunternehmen auf Dienstleister für den Marktzugang angewiesen. Da es sich dabei um klar definierte, standardisierte Leistungen handelt, werden die entsprechenden Verträge regelmässig überprüft und neu ausgeschrieben. Aus Medienmitteilungen der BKW ist beispielsweise bekannt, dass sie 2010 mit der Lonza AG²⁴ (Strombedarf rund 500 GWh/a) und 2012 mit Stahl Gerlafingen²⁵ (Strombedarf rund 360 GWh/a) einen mehrjährigen Zusammenarbeitsvertrag im Bereich der Energiebeschaffung unterzeichnet haben. Bei der Gasversorgung des Lonza Standortes in Visp wiederum erbringt seit 2017 Axpo die entsprechenden Dienstleistungen in der Beschaffung²⁶. Die Perlen Papier AG²⁷ als weiterer stromintensiver Betrieb

²³ Die Kraftwerke der Lonza Energie AG wurden 2001 an die EnBW Energie Baden-Württemberg AG verkauft, daraus entstand die EnAlpin. Aus den Anlagen der ehemaligen Holzverzuckerung AG in Domat/Ems wurde die Patvag Kraftwerke AG, welche 2002 von der EMS-Chemie Holding AG an die Axpo Power AG verkauft wurde, woraus die Axpo Hydro Surselva AG entstand.

²⁴ MM vom 03.11.2010: „Lonza und BKW schliessen eine Partnerschaft zur Energiebeschaffung ab“

²⁵ MM vom 21.12.2012: „Stahl Gerlafingen und BKW gehen Partnerschaft ein“

²⁶ MM vom 30.06.16: „Axpo gewinnt Gas-Grosskunde Lonza“

²⁷ MM vom 13.09.13: „Perlen Papier wechselt per 2014 aus der Grundversorgung in den freien Strommarkt“

hat schliesslich 2014 in den freien Markt gewechselt und hat dafür einen Zusammenarbeitsvertrag mit der CKW unterzeichnet.

Neue Anbieter und Vertriebskanäle

Die von Swissgrid veröffentlichte Liste aller aktiven Bilanzgruppen zeigt, dass mit *EPS Energie Pool Schweiz AG*, *fenaco*, *Ompex AG*, *swenex – swiss energy exchange Ltd* und *Volkswagen Aktiengesellschaft* fünf Bilanzgruppen mit Messpunkten in der Schweiz von Unternehmen betrieben werden, welche keine klassischen Energieversorger sind. Volkswagen ist jedoch der einzige davon, welcher ursprünglich nicht aus der Schweiz stammt. Es gibt zwar auch ausländische Betreiber von reinen Handelsbilanzgruppen, in der Belieferung von Endkunden sind sie jedoch kaum wahrnehmbar. Eine Ausnahme bilden die Beteiligungen von ausländischen EVU an Schweizer Werken, welche sich in der letzten Zeit aber auch nicht wesentlich verändert hat.

Für kleinere Industriebetriebe stellt der Aufwand für Energie zwar auch einen Kostenfaktor dar, die notwendigen Personalressourcen und das spezifische Know-how für eine Beschaffung am Markt sind aber nicht vorhanden bzw. die Handelsvolumen sind zu klein, um damit eine sinnvolle Staffelung der Einkaufszeitpunkte zu erreichen. Zusätzlich stellen für solche Kunden die Planbarkeit sowie die längerfristige Stabilität der Energiekosten ebenfalls wichtige Kriterien dar. Unternehmen in öffentlicher Hand schreiben ihren Strombedarf teilweise auf www.simap.ch aus. Unternehmen unterschiedlichster Grösse nutzen Online-Plattformen zur Strombeschaffung. Solche gibt es sowohl von Energieversorgern (bspw. www.energydeal.ch von EKZ oder www.marktstrom.ch des Elektrizitätswerks Obwalden) als auch von Drittanbietern (bspw. www.encompare.ch, www.mynewenergy.ch oder www.energy-market.ch). Daneben gibt es auch einzelne Anbieter, welche Marken etablieren, die nicht direkt im Zusammenhang mit der Unternehmensbezeichnung stehen (bspw. «Schweizstrom» als Produkt der EBL Schweiz Strom AG (Tochtergesellschaft der IBL) oder die Marke «URStrom» von EWA.

3.2 Internationaler Preisvergleich

Die Preisvergleiche im folgenden Abschnitt werden in Anlehnung an die Erhebung von 2013 durchgeführt. Sie basieren einerseits auf den Zahlen des statistischen Amtes der Europäischen Union (Eurostat) für die Länder der EU sowie Norwegen und andererseits auf den Rohdaten der ElCom zu den Tarifen der Grundversorgung in der Schweiz. Diese beiden Quellen stellen für die beiden Gebiete die jeweils umfassendste öffentlich zugängliche Datenbasis dar und sie erlauben aus unserer Sicht eine Darstellung der wesentlichen Elemente unterschiedlicher Endkundenpreise sowie ihren zeitlichen Verlauf. Aus methodischer Sicht sind jedoch die folgenden Einschränkungen zu machen, da die beiden Datenquellen nicht mit derselben Erhebungsmethode vorgehen:

- Die Elektrizitätspreiskomponenten für Haushaltskunde (nrg_pc_204_c) sowie für Nichthaushaltskunden (nrg_pc_205_c) werden seit 2007 jährlich einheitlich erhoben. Es handelt sich dabei um Zahlen, welche ex post bei den Endverbrauchern erhoben werden, auf Basis ihrer tatsächlichen Ausgaben für elektrische Energie in den einzelnen Ländern. Die aktuellsten Daten liegen für das Jahr 2016 vor.
- Die Rohdaten der ElCom umfassen dem gegenüber die regulierten Tarife in der Grundversorgung, welche die Verteilnetzbetreiber jährlich per Ende August für das folgende Jahr veröffentlichen müssen. Dabei gilt in der Schweiz nach StromVG sowohl für das Netz als auch

B E T

für die Energielieferung ein Cost-plus-Regime. Die ElCom hat für die Kundengruppen H4, C4 und C6 jeweils eine Gewichtung anhand der Rechnungsempfänger vorgenommen, da die Werke wie gesehen unterschiedlich gross sind. Für die Haushaltskunden sind diese Zahlen in jedem Fall aussagekräftig. Bei den Kunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100 MWh muss die Einschränkung gemacht werden, dass nicht bekannt ist, wie viele sich effektiv noch in der Grundversorgung befinden. Für die Profile C2, C3, C4 und C6 fand die Gewichtung auf Basis der öffentlich zugänglichen ElCom-Daten sowie der Einwohnerdaten des Bundesamts für Statistik durch B E T statt.

- Die Definition der untersuchten Kundengruppen ist nicht identisch, von der Verbrauchscharakteristik her aber vergleichbar (vgl. Tabelle 5).
- Um Fremdwährungseffekte weitgehend auszuklammern, wurden sämtliche Schweizer Tarife mit einem konstanten Wechselkurs von 1.20 CHF/EUR in ct./kWh umgerechnet.

Quelle		Haushalte	Gewerbekunden	Industriekunden
EuroStat	Gruppe	DC	IB	IC
	Verbrauch	2 bis 20 MWh	20 bis 500 MWh	500 bis 2'000 MWh
ElCom	Gruppe	H4	C2, C3 und C4	C6
	Verbrauch	4.5 MWh	30, 150, 500 MWh	1'500 MWh

Tabelle 5: Kundengruppen für den internationalen Preisvergleich

Für die Gewerbekunden werden die Grundversorgungstarife der drei Profile C2 (30 MWh/a), C3 (150 MWh/a) und C4 (500 MWh/a) herangezogen. Pro Profil ist in einem ersten Schritt der gewichtete Mittelwert gebildet worden und in einem zweiten Schritt wurde pro Komponente der Mittelwert aus diesen drei Werten gebildet.

In beiden Erhebungen identisch ist die Differenzierung in drei Preiskomponenten, nämlich das Netz, die Energie und die Abgaben. Dabei wird bei sämtlichen Vergleichen die Mehrwertsteuer nicht berücksichtigt. Verglichen werden jeweils die vier Nachbarländer der Schweiz (ohne Liechtenstein) sowie die Niederlande und Norwegen.

Haushaltskunden

Der Überblick der Endkundenpreise 2016 für Haushalte (Abbildung 26) zeigt eine Gruppe von drei Ländern (Deutschland, Österreich und Italien) mit Werten zwischen 20 und 30 ct./kWh und eine Gruppe der übrigen vier Länder, welche bei rund 16 bis 17 ct./kWh liegen. Die Schweiz liegt in diesem Vergleich in der Grössenordnung von Frankreich und leicht über Norwegen oder den Niederlanden, v.a. bedingt durch die niedrigeren Abgaben. Dabei gilt es festzuhalten, dass innerhalb der Schweiz eine beträchtliche Streuung der Energietarife besteht. Eine Übersicht dazu findet sich in Abschnitt 3.3.

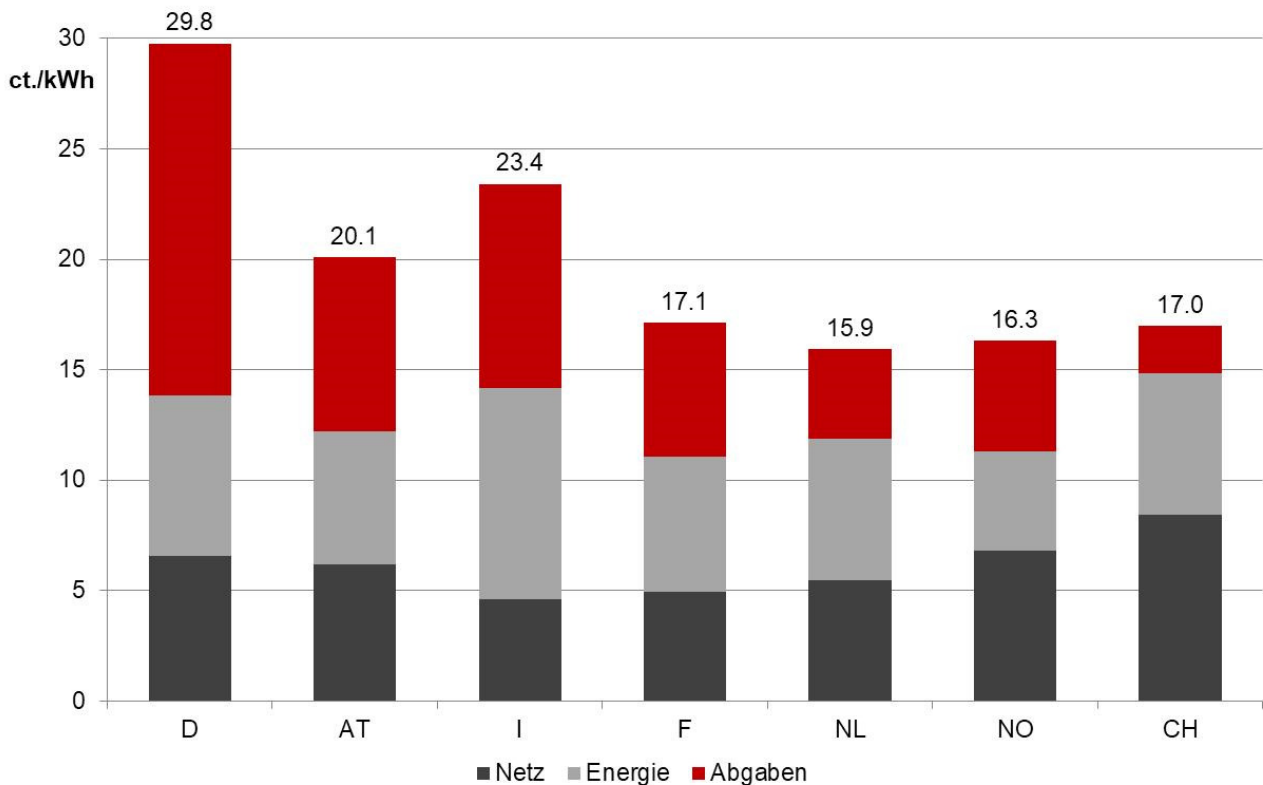


Abbildung 26: internationaler Preisvergleich für Haushaltskunden 2016; Wechselkurs 1.2 CHF/EUR (Quellen: EUROSTAT und EICOM)

Die Darstellung zeigt auch auf, dass die sehr hohen Preise in Deutschland im Wesentlichen durch die Preiskomponente Abgaben (u.a. die EEG-Umlage) verursacht ist. In der Gesamtbetrachtung werden die relativ hohen Schweizer Netzpreise durch die im Vergleich tiefsten Abgaben ausgeglichen. Dabei gilt es festzuhalten, dass der schweizweite erhobene Netzzuschlag in 2016 noch 1.3 Rp./kWh betrug, ab 2018 aber 2.3 Rp./kWh beträgt. Hinzu kommen weitere 0.65 Rp./kWh an individuellen Abgaben, welche in der Verantwortung des jeweiligen Gemeinwesens liegen. Die Bandbreite beträgt hier 0 bis rund 7 Rp./kWh²⁸.

²⁸ 182 VNB erheben keine spezifische Abgabe, die Industrielle Werke Basel IWB hingegen liegen mit 6.9656 Rp./kWh am anderen Ende der Skala. Dabei ist zu beachten, dass ein Teil dieser kommunalen Abgabe an die Bevölkerung zurückerstattet wird.

B E T

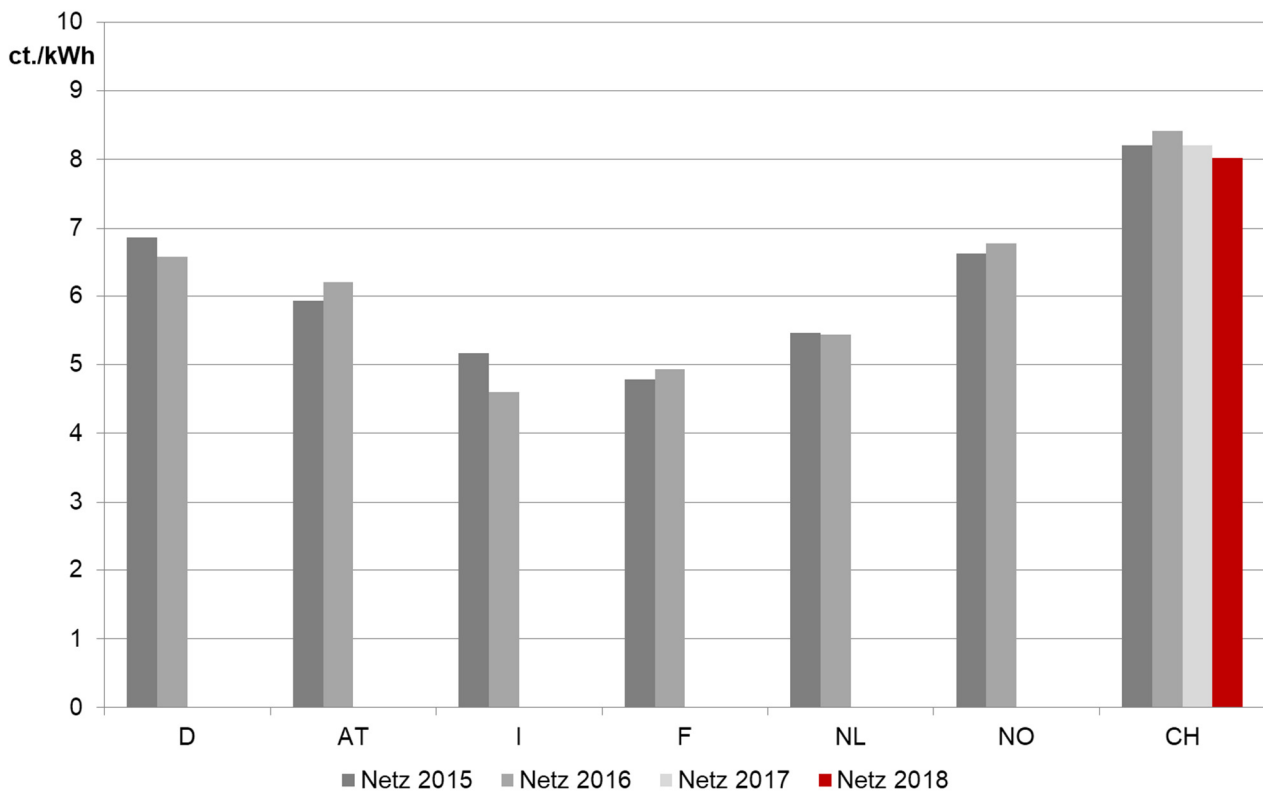


Abbildung 27: internationaler Preisvergleich (Komponente Netz) für Haushaltskunden; einheitlicher Wechselkurs 1.2 CHF/EUR (Quellen: EUROSTAT und EICOM)

Der Vergleich der Netznutzungstarife der Haushaltskunden macht auf der anderen Seite deutlich, dass die Schweiz die höchsten Werte ausweist. Ergänzt man die zwei Tarifjahre 2017 und 2018, für die bereits Daten aus der Schweiz vorliegen, zeigt sich zwar eine leichte Abnahme, das Niveau bleibt aber hoch. Ein Teil davon lässt sich mit der Topographie erklären. Der Betrieb eines Verteilnetzes im voralpinen oder alpinen Gebiet ist anspruchsvoller als beispielsweise in den Niederlanden. Das Nachbarland Österreich mit einer ähnlichen Beschaffenheit wie die Schweiz zeigt aber auch klar tiefere Werte. Im Gegensatz zur Schweiz gilt in Österreich bei den Stromnetzen seit 2006 die Anreizregulierung, welche klare finanzielle Anreize zur Kostensenkung und Effizienzsteigerung geben soll. In der Schweiz wird die Einführung einer Anreizregulierung ebenfalls diskutiert, zur Zeit gilt aber noch eine Regulierung nach Cost-plus, die in der Revision StromVG um die sogenannte Sunshine-Regulierung der EICOM ergänzt wird. Diese ist ein zusätzliches Transparenzinstrument in Ergänzung zur verbleibenden kostenbasierten Regulierung.

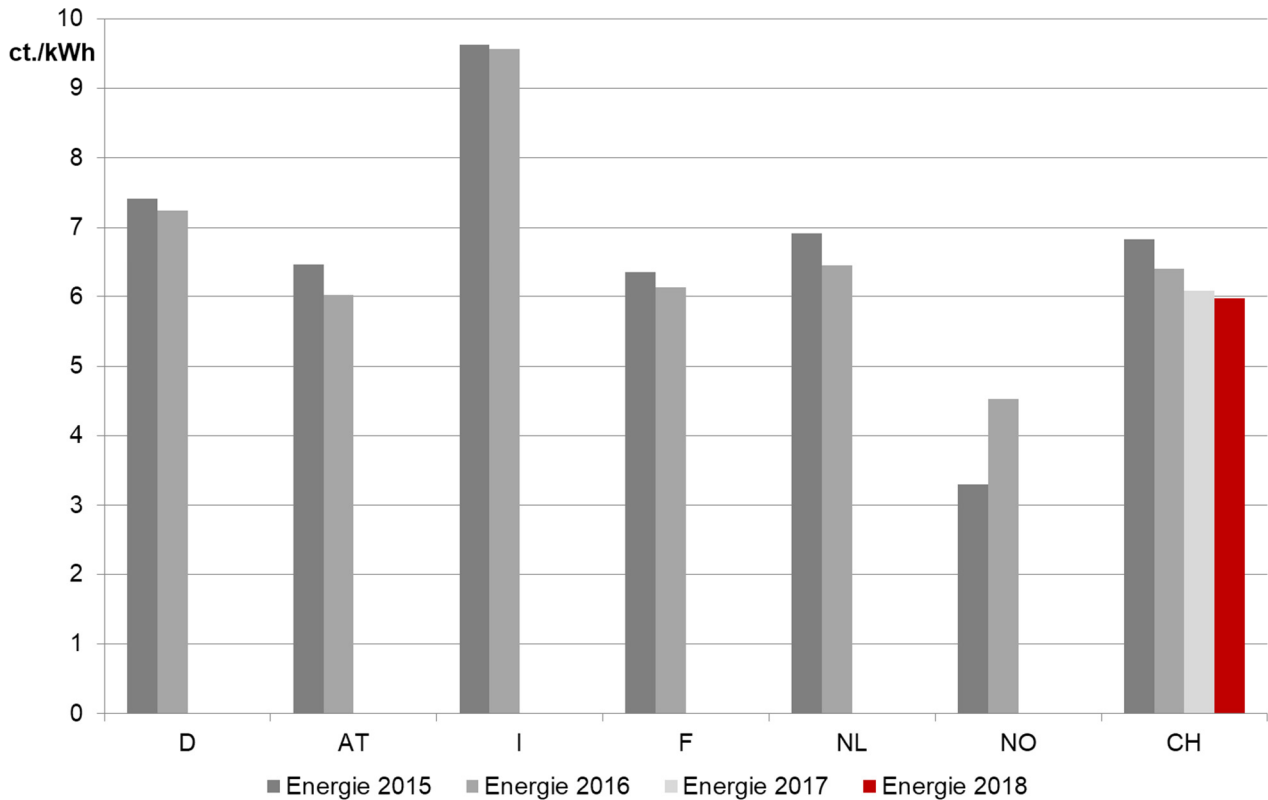


Abbildung 28: internationaler Preisvergleich (Komponente Energie) für Haushaltskunden; einheitlicher Wechselkurs 1.2 CHF/EUR (Quellen: EUROSTAT und EICom)

Beim reinen Energietarif (Abbildung 28) liegt die Schweiz im Durchschnitt. Norwegen mit einem hohen Anteil an grossen Wasserkraftwerken weist klar tiefere Preise aus. Der Vergleich bis 2018 zeigt eine weitere Anpassung der Energiepreise nach unten, entsprechend der Preisentwicklung auf dem Grosshandelsmarkt der letzten Jahre. Die hohen Energiepreise in Italien haben ihre Ursache im Erzeugungsmix, welcher zu einem wesentlichen Teil auf fossilen Erzeugungskapazitäten beruht.

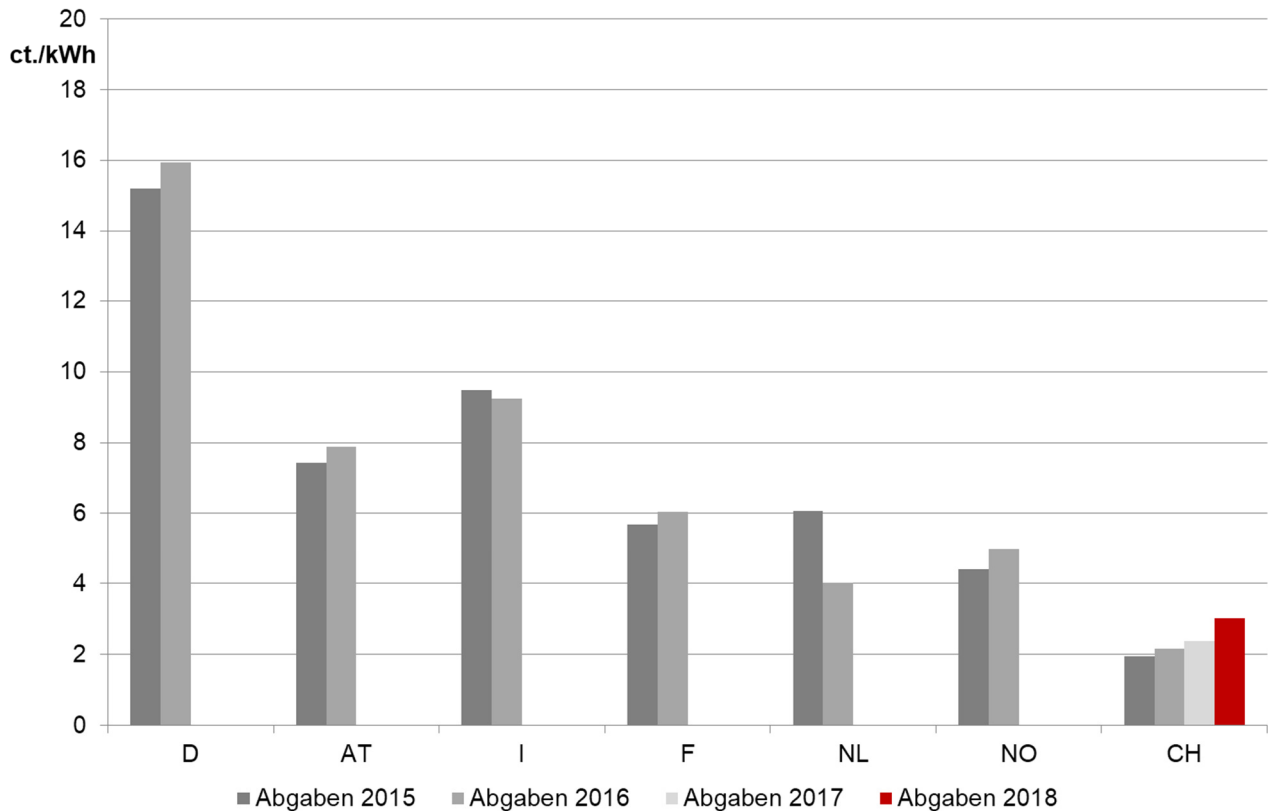


Abbildung 29: internationaler Preisvergleich (Komponente Abgaben) für Haushaltskunden; einheitlicher Wechselkurs 1.2 CHF/EUR (Quellen: EUROSTAT und EICOM)

Die Abgaben (Abbildung 29) setzen sich in der Schweiz (wie erwähnt) aus dem Zuschlag auf dem Netznutzungsentgelt für das Übertragungsnetz (Netzzuschlag, oft als KEV-Abgabe verkürzt) sowie allfälligen kommunalen oder kantonalen Abgaben zusammen. Der Netzzuschlag ist im Energiegesetz²⁹ geregelt und gemäss Art. 35 auf maximal 2.3 Rp./kWh begrenzt. Ab 2018 kommt dieser maximale Ansatz zur Anwendung. Die Fördersysteme anderer Länder kennen keine absolute Begrenzung der gesetzlichen Abgaben, was etwa die hohen Werte für Deutschland erklärt.

²⁹ SR 730

Gewerbekunden

Für den Vergleich der Endkundenpreise für Gewerbebetriebe muss für die Schweiz aufgrund der Regulierung eine differenzierte Betrachtungsweise gewählt werden. Die von den VNB veröffentlichten Tarife in der Grundversorgung geben zwar einen Hinweis auf das Preisniveau in der Schweiz, sie sind aber nicht mehr relevant für die Kunden mit einem Marktvertrag. Diese bezahlen für die Komponente Energie einen Preis, der sich an den Marktkonditionen orientiert, welche ihrerseits den Schwankungen des Marktes unterliegen. Im Betrachtungszeitraum darf davon ausgegangen werden, dass die Energiepreise für Lieferungen im Markt unterhalb der publizierten Grundversorgungstarife liegen. Die Höhe der Differenz hängt von der gewählten Beschaffungsstrategie und vom konkreten Zeitpunkt des Vertragsabschlusses ab. Bei den Gewerbe- und v.a. bei den Industriekunden dominieren zunehmend Beschaffungsarten mit geringen Margen. Deren Beschaffungspreise sind somit nahe bei den Grosshandelspreisen.

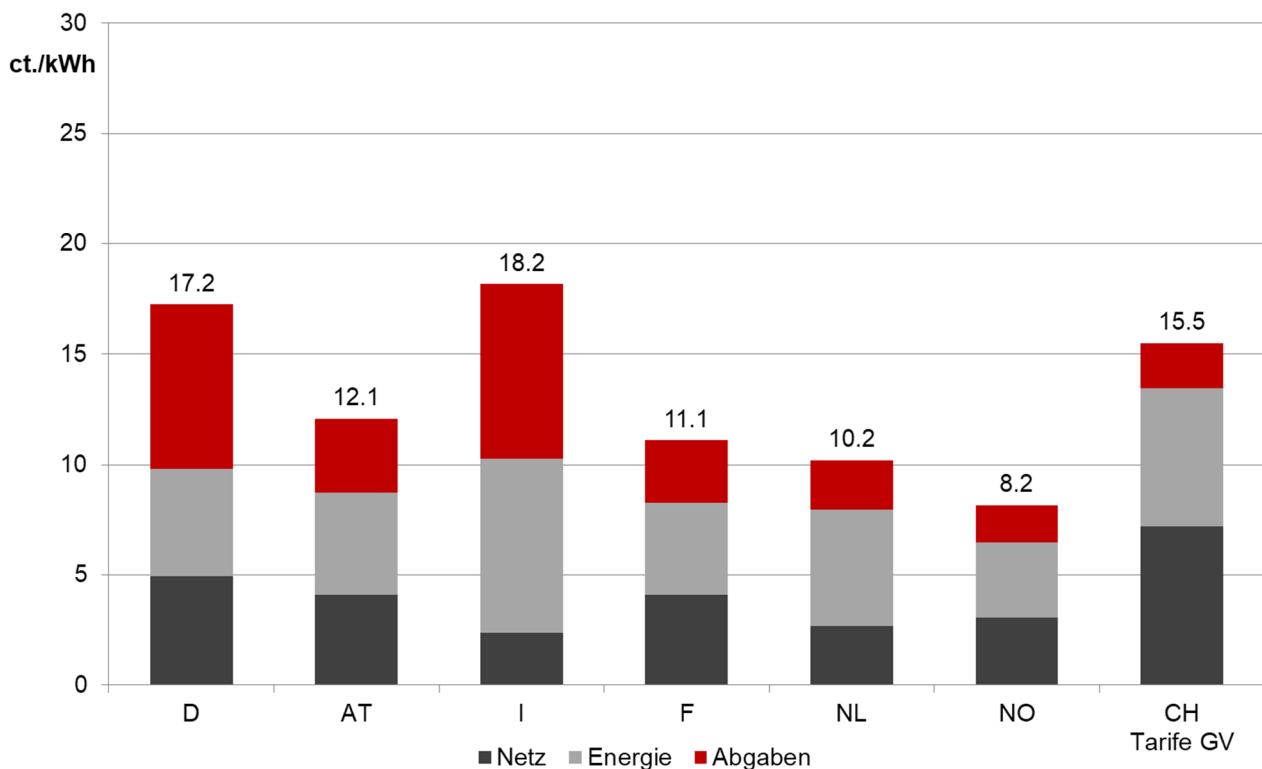


Abbildung 30: internationaler Preisvergleich für Gewerbekunden 2016; Wechselkurs 1.2 CHF/EUR (Quellen: EUROSTAT und EICOM)

Die höchsten Gesamtpreise weisen auch bei den Gewerbekunden Deutschland und Italien auf, wiederum grösstenteils verursacht durch die Abgaben. Die tiefen Netzkosten Italiens werden durch die hohen Energiepreise mehr als kompensiert. Nimmt man für die Schweiz die regulierten Tarife als Vergleichswert, liegen diese dank der tieferen Abgaben unter jenen Deutschlands und Italiens, aber klar über den anderen Ländern. Würde man zum Vergleich eine günstigere Marktbeschaffung heranziehen, könnte der Gesamtpreis rund 3 ct./kWh tiefer liegen, auf ähnlichem Niveau wie Österreich oder Frankreich. Das vorteilhafte Niveau von Norwegen wird von keinem anderen Land erreicht.

B E T

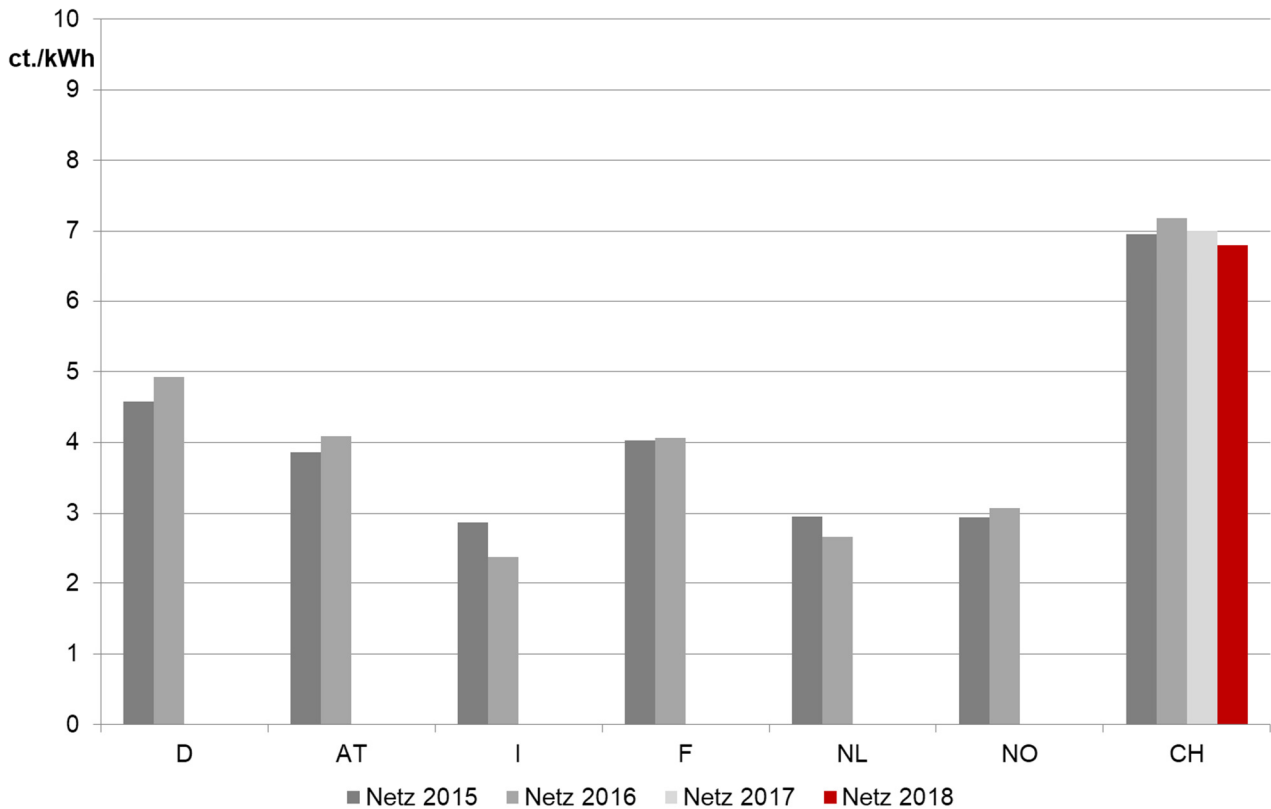


Abbildung 31: internationaler Preisvergleich (Komponente Netz) für Gewerbekunden; einheitlicher Wechselkurs 1.2 CHF/EUR (Quellen: EUROSTAT und EICom)

Wie bei den Haushaltskunden liegen auch bei den Gewerbekunden die Netznutzungsentgelte in der Schweiz auf dem absolut höchsten Niveau. Die Differenz zwischen den beiden Kundensegmenten beträgt rund 1.5 ct./kWh, ein Wert wie er auch in anderen Ländern auftritt. Davon hebt sich Norwegen ab, wo die Haushaltskunden rund 3.7 ct./kWh mehr zahlen für die Netznutzung als Gewerbekunden.

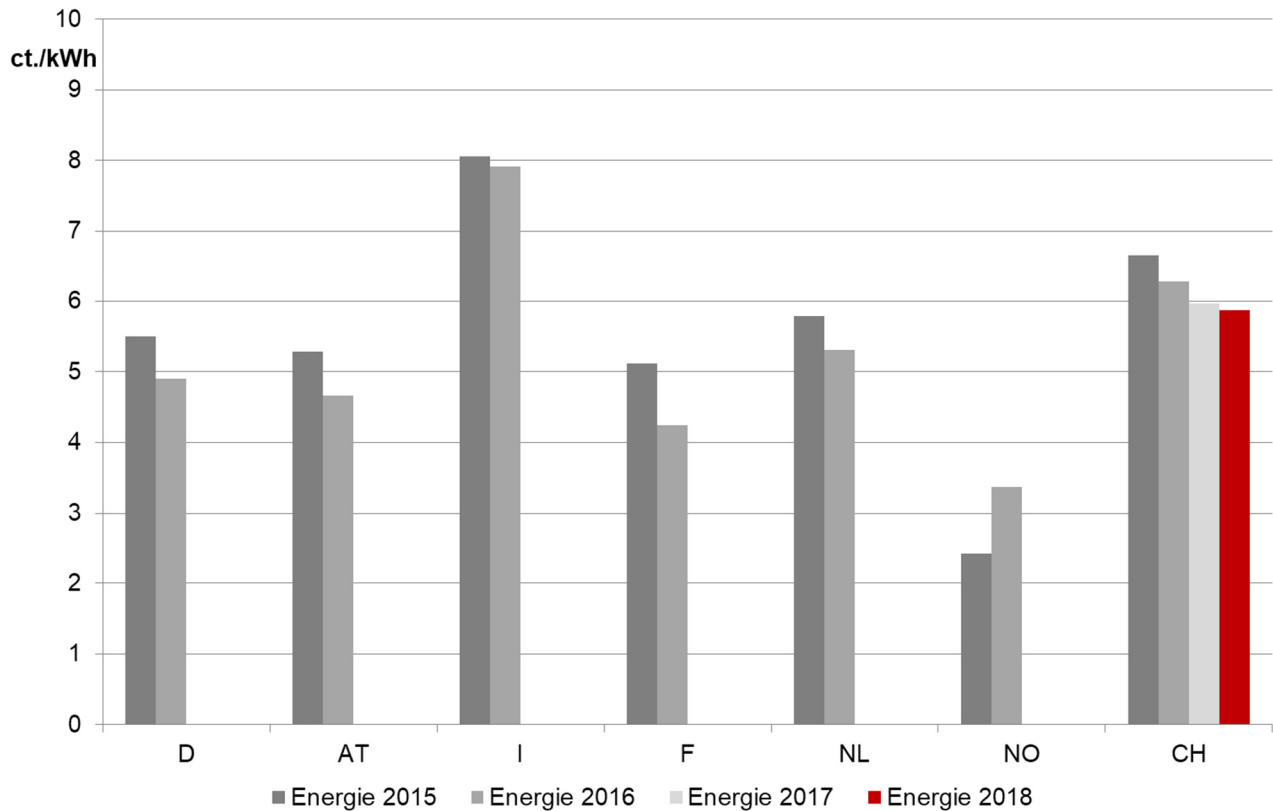


Abbildung 32: internationaler Preisvergleich (Komponente Energie) für Gewerbekunden; einheitlicher Wechselkurs 1.2 CHF/EUR (Quellen: EUROSTAT und EICOM)

Wie bereits erwähnt, ist der Vergleich der regulierten Grundversorgungstarife für Gewerbekunden bedingt aussagekräftig. Im Ländervergleich zeigt sich dieselbe Struktur wie bei den Haushaltskunden mit den höchsten Energiepreisen in Italien. Die Abgaben für die Schweiz setzen sich im Wesentlichen aus dem Netzzuschlag zusammen (2.3 Rp./kWh ab 2018).

B E T

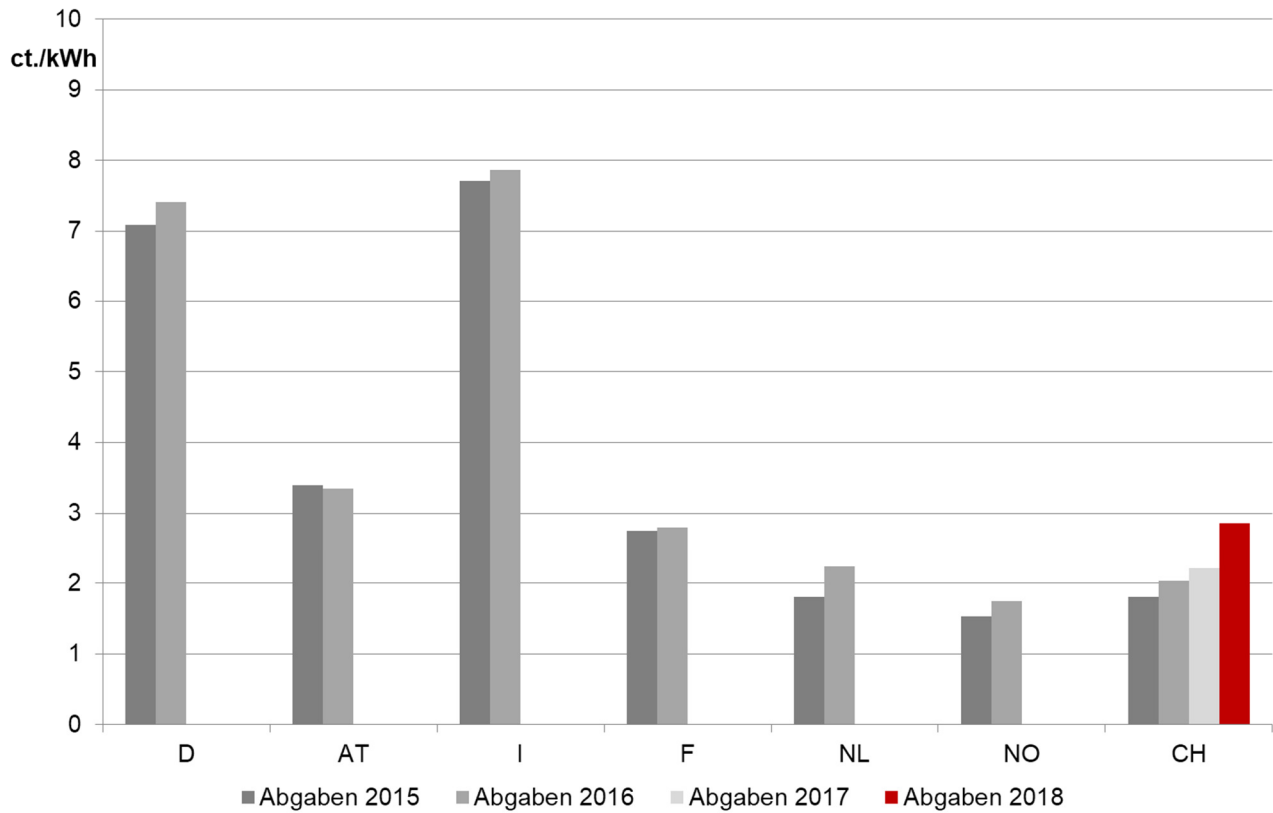


Abbildung 33: internationaler Preisvergleich (Komponente Abgaben) für Gewerbekunden; einheitlicher Wechselkurs 1.2 CHF/EUR (Quellen: EUROSTAT und EICOM)

Industriekunden

Die Endkundenpreise 2016 für Industriebetriebe weisen die gleiche Struktur auf wie jene für die Gewerbekunden, allerdings auf einem rund 2 bis 2.5 ct./kWh tieferen Niveau. In Deutschland und Italien führen die hohen Abgaben wiederum zu den höchsten Gesamtpreisen. Die Schweiz folgt an dritter Stelle, wenn man die publizierten Grundversorgungstarife (Profil C6) zum Massstab nimmt. Würde man eine günstige Marktbeschaffung als Vergleich heranziehen, erreicht die Schweiz Werte, die leicht über jenen Österreichs oder Frankreichs liegen.

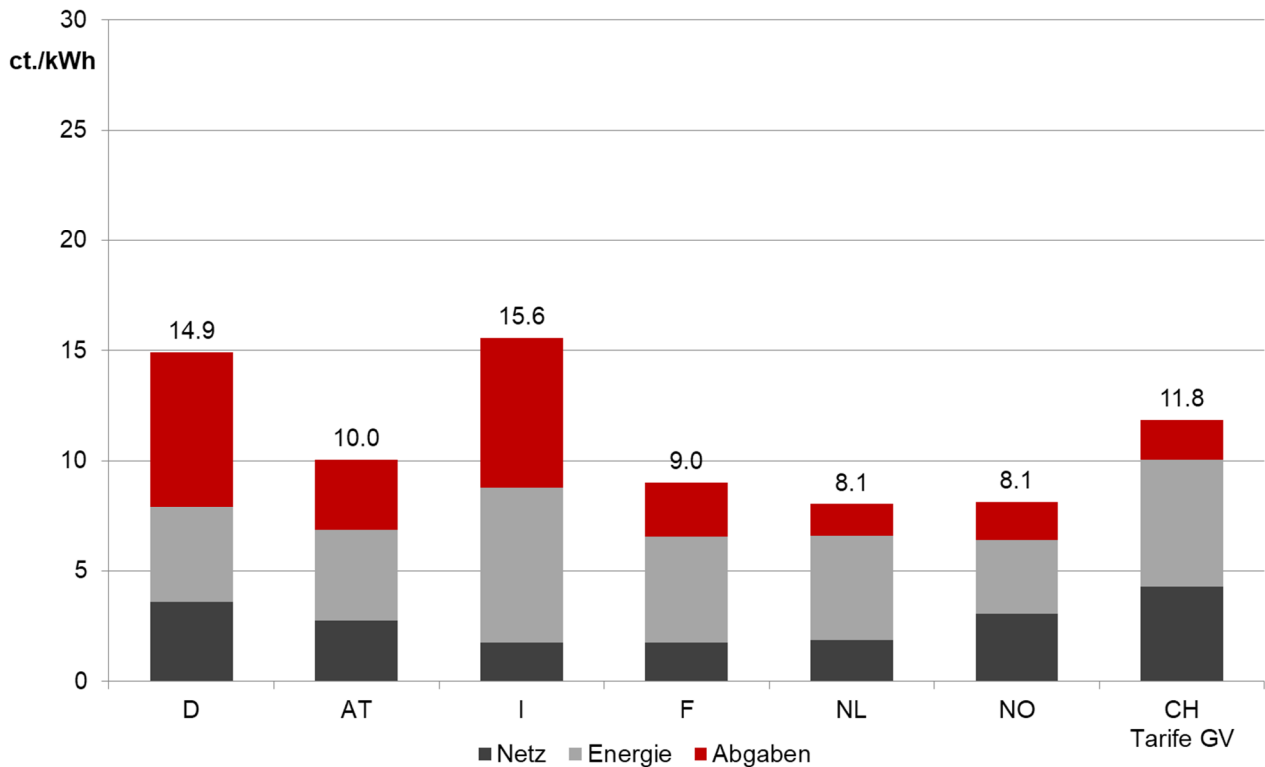


Abbildung 34: internationaler Preisvergleich für Industriekunden; Wechselkurs 1.2 CHF/EUR (Quellen: EUROSTAT und ElCom)

B E T

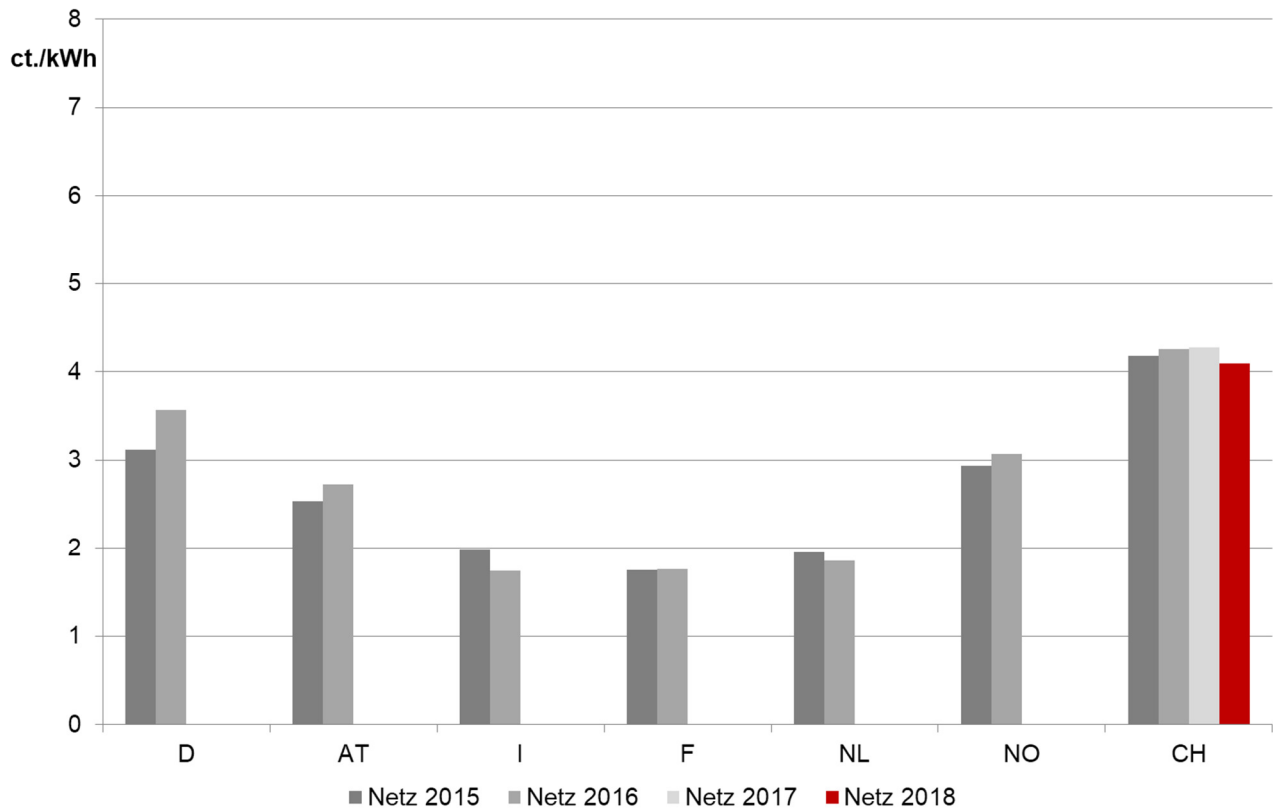


Abbildung 35: internationaler Preisvergleich (Komponente Netz) für Industriekunden; einheitlicher Wechselkurs 1.2 CHF/EUR (Quellen: EUROSTAT und EICom)

Auch wenn die Netznutzungstarife für Industriekunden in der Schweiz rund 2 ct./kWh tiefer liegen als jene für die Gewerbekunden, fallen die Schweizer Werte auch in diesem Segment am höchsten aus. Eine noch grössere Differenz zwischen Industrie und Gewerbe lässt sich in Frankreich feststellen, wo die Industriekunden für die Netznutzung weniger als 2 ct./kWh zahlen, ähnlich wie in Italien oder den Niederlanden.

B E T

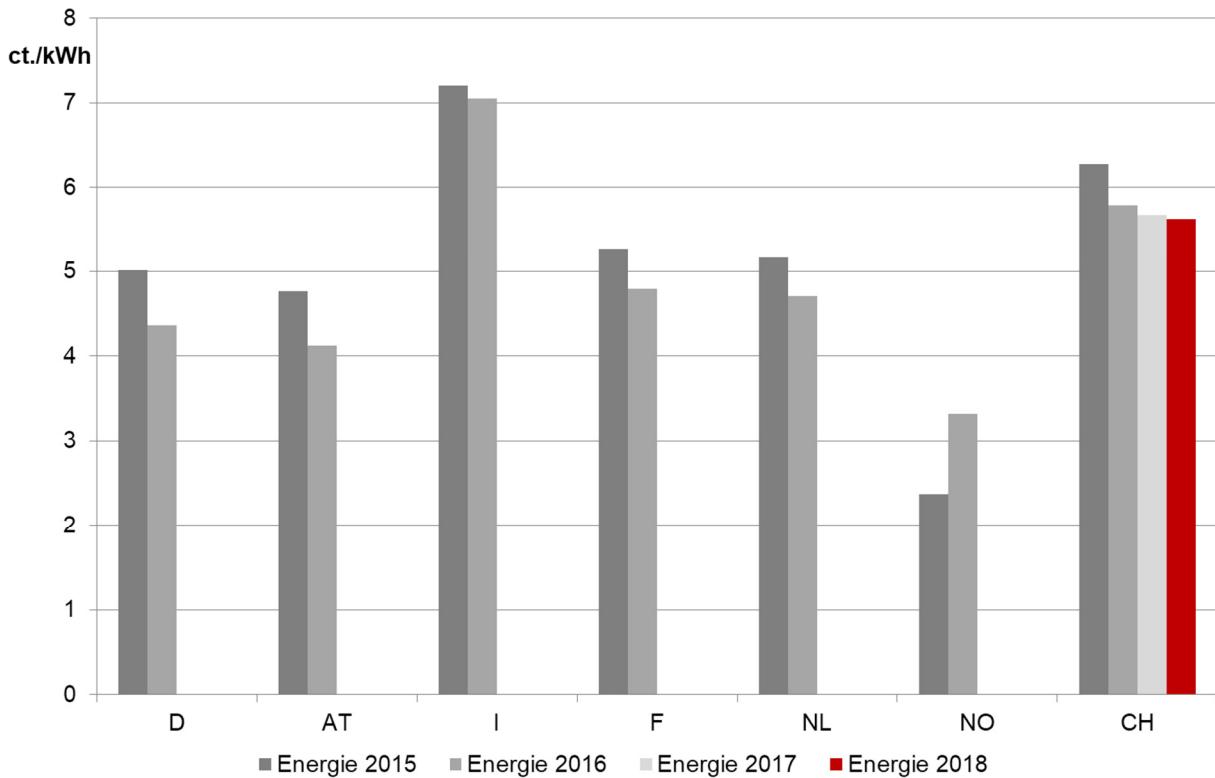


Abbildung 36: internationaler Preisvergleich (Komponente Energie) für Industriekunden; einheitlicher Wechselkurs 1.2 CHF/EUR (Quellen: EUROSTAT und EICOM)

Die Rangfolge mit den höchsten Energiepreisen in Italien und den vorteilhaftesten Konditionen in Norwegen gilt auch im Segment der Industriekunden.

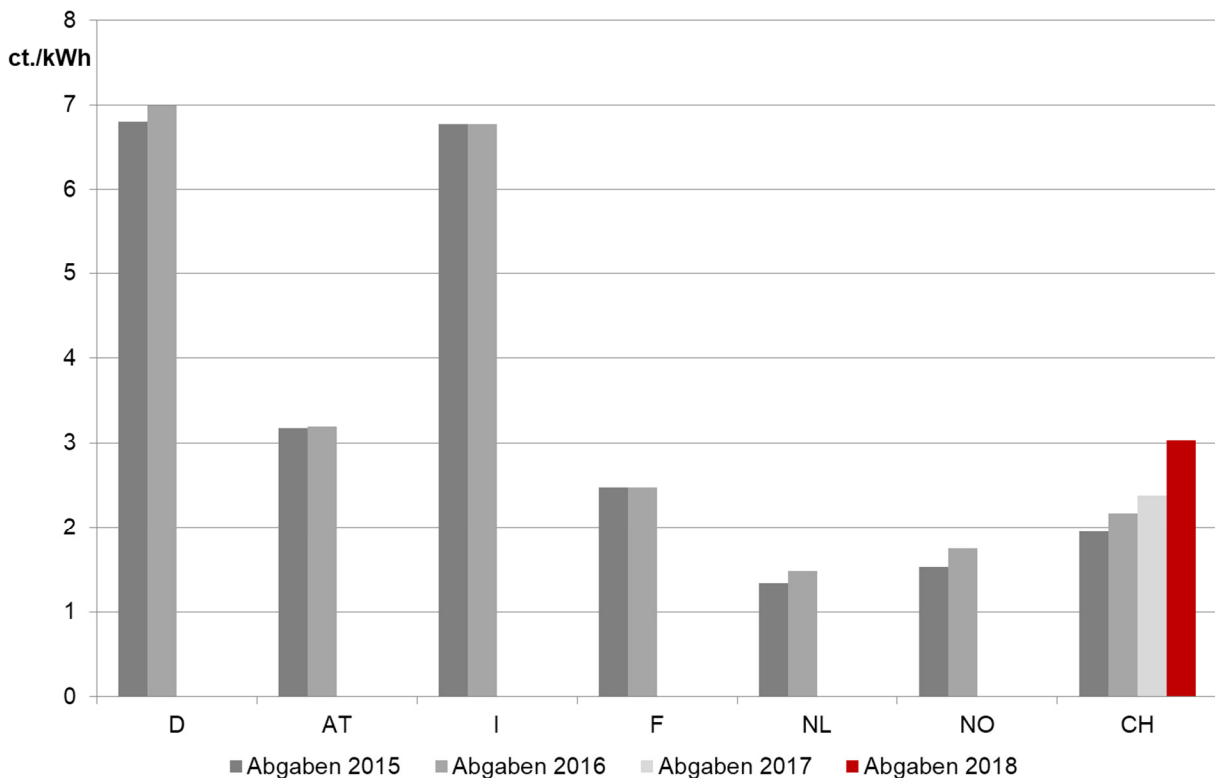


Abbildung 37: internationaler Preisvergleich (Komponente Abgaben) für Industriekunden; einheitlicher Wechselkurs 1.2 CHF/EUR (Quellen: EUROSTAT und EICOM)

B E T

Bei den Abgaben gilt es zu beachten, dass stromintensive Unternehmen gemäss Art. 39 bis 43 des Energiegesetzes unter bestimmten Voraussetzungen ein Gesuch auf vollständige oder teilweise Rückerstattung stellen können. Eine Voraussetzung für die Rückerstattung ist die Steigerung der Energieeffizienz auf der Grundlage einer Zielvereinbarung. Im Jahr 2016 haben 66 Unternehmen von einer vollständigen und 61 von einer teilweisen Rückerstattung profitiert. Der Gesamtbetrag der Rückerstattungen belief sich auf rund 52 Mio. CHF.

3.3 Regionale Preisunterschiede in der Grundversorgung

Nach wie vor lassen sich innerhalb der Schweiz regionale Preisunterschiede feststellen. Hauptgrund bei den Energietarifen dürfte nicht die Struktur der Versorger (vgl. Abbildung 3) sein, sondern das Verhältnis zwischen Grundversorgung und Eigenproduktion bzw. die Ausgestaltung des Transferpreises zwischen den VNB und ihrem Vorlieferant. Es gibt Werke ohne nennenswerte eigene Erzeugungskapazitäten, die seit Jahren konsequent am Markt beschaffen und damit in der Vergangenheit von attraktiven Konditionen profitieren konnten. Auf der anderen Seite stehen Werke mit eigenen Kraftwerken, deren Jahresproduktion u.U. den Absatz an Endkunden übersteigt. Die Gestehungskosten dieser Anlagen können – unter Einhaltung der Durchschnittspreismethode – zumindest zu einem Teil auf die Kunden in der Grundversorgung überwältzt werden. Zwischen diesen beiden Ausprägungen gibt es verschiedene Varianten, wie Werke ihre Energie beschaffen oder teilweise selber erzeugen.

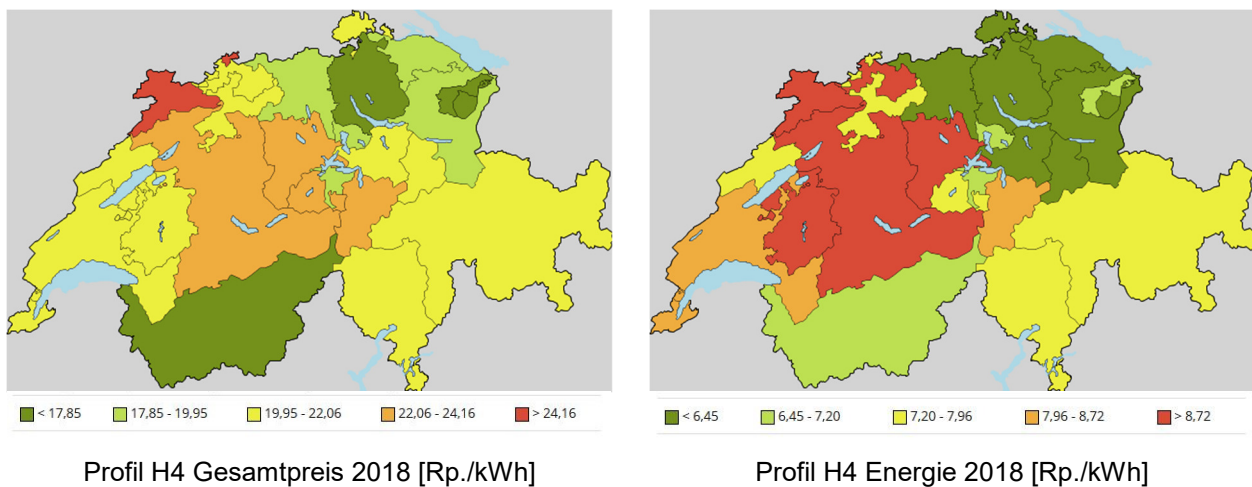


Abbildung 38: regionale Preisunterschiede in der Grundversorgung innerhalb der Schweiz am Profil H4 (4500 kWh/a) (Quelle: EICOM)

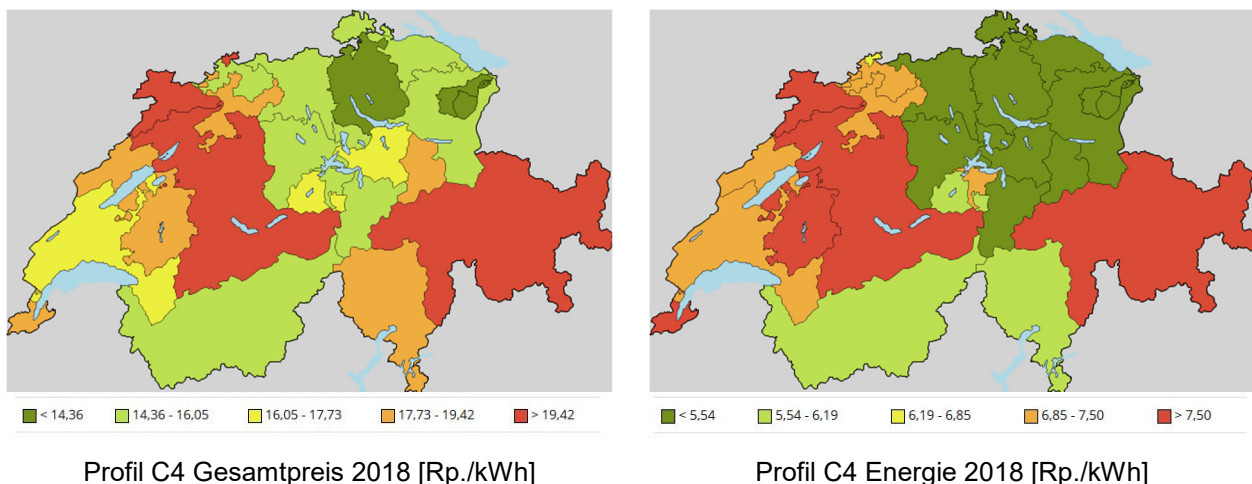


Abbildung 39: regionale Preisunterschiede in der Grundversorgung innerhalb der Schweiz am Profil C4 (4500 kWh/a) (Quelle: EICOM)

Auf der Website der EICOM sind für sämtliche Verbrauchsprofile und alle Tarifelemente farbige Schweizerkarten verfügbar, die einen schnellen Überblick über die Höhe der Grundversorgungstarife erlauben. Die Karten für das Tarifjahr 2018 zeigen beim Energieteil für beide Kundenprofile sehr deutlich den Unterschied zwischen den Kantonen der Nordostschweiz (i.d.R. dunkelgrün), welche hauptsächlich zu Marktkonditionen beschaffen und bspw. dem Kanton Bern mit einem hohen Anteil

B E T

an Eigenproduktion. Wenn in einem Kanton die unterschiedlichen Varianten nebeneinander auftreten, ergibt sich ein weniger einheitliches Bild. Ebenso sind beim Vergleich des Gesamtpreises die erwähnten Muster zwar sichtbar, aber weniger ausgeprägt.

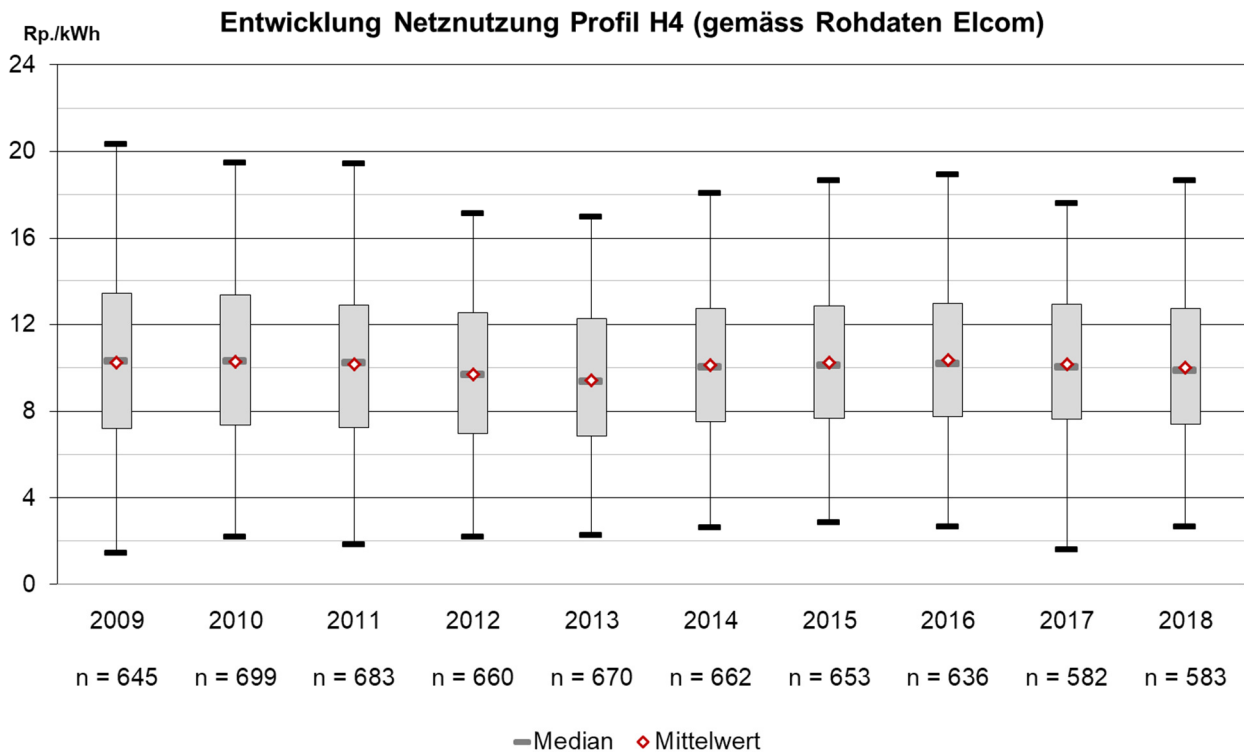


Abbildung 40: publizierte Netznutzungstarife in der Grundversorgung (Quelle: Rohdaten ElCom)

Betrachtet man die Spannweite zwischen den einzelnen Verteilnetzbetreibern im Laufe der Zeit, zeigt sich das Bild der relativ grossen Unterschiede noch deutlicher. Bei der Netznutzung (Abbildung 40) liegen 80% aller veröffentlichten Tarife (graue Säule) zwischen rund 7 und 13 Rp./kWh, was einen Unterschied von erheblichen 6 Rp./kWh ausmacht. Daran hat sich im Laufe der betrachteten 10 Jahre nicht sehr viel geändert. Bei den Werken mit sehr tiefen Werten handelt es sich meist um kleinere Versorger im Berggebiet, welche über Wasserrechtskonzessionen von Sonderkonditionen profitieren. Nicht ganz so stark ausgeprägt sind die Differenzen beim Anteil für die Energie (Abbildung 41) in der Grundversorgung. Hier fällt auf, dass die sehr hohen Maximaltarife aus den ersten Jahren von über 16 Rp./kWh des StromVG zurückgegangen sind. Das Gleiche gilt für den Mittelwert, der in 2013 mit 8.61 Rp./kWh den Höchststand erreicht hat und 2018 noch bei 6.2 Rp./kWh liegt. Die Bandbreite, in welcher sich die Mehrheit der Werke bewegt, ist mit einer Differenz von rund 3.5 Rp./kWh nicht ganz so ausgeprägt wie bei der Netznutzung.

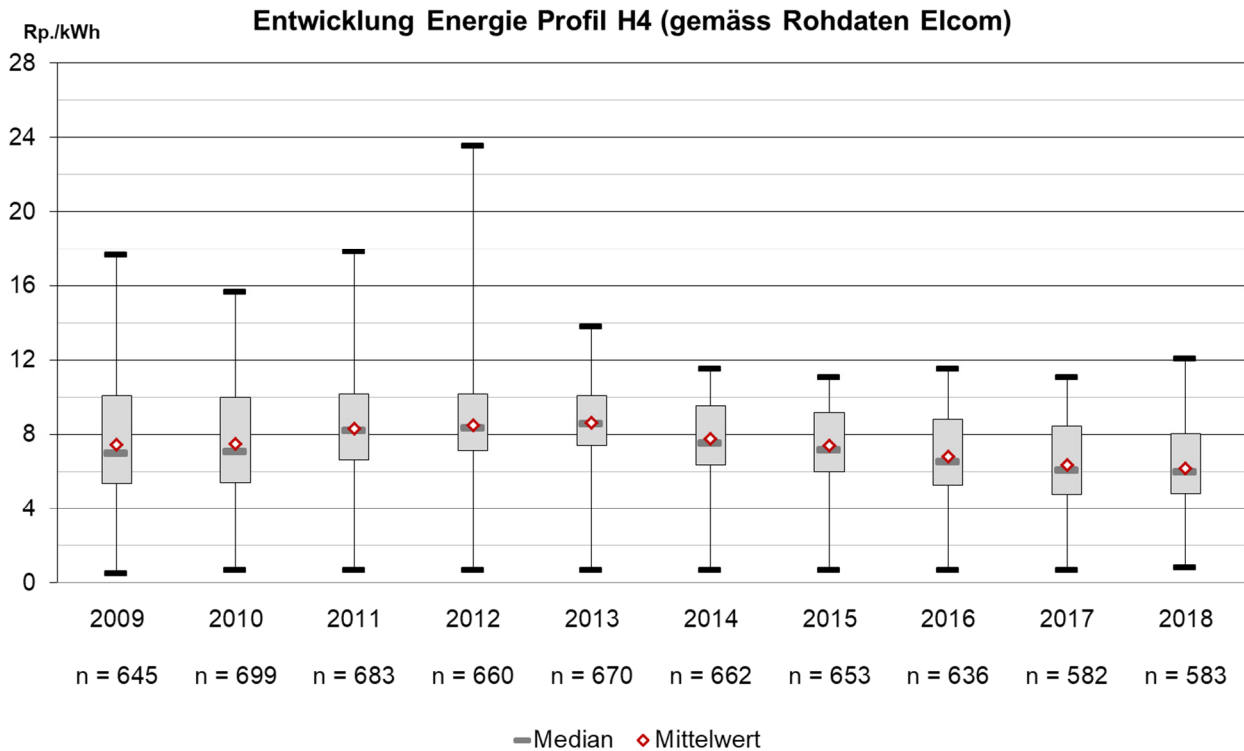


Abbildung 41: publizierte Energietarife in der Grundversorgung (Quelle: Rohdaten ElCom)

Beim betrachteten Profil H4 handelt es sich um Kunden in der Grundversorgung, welche keinen Anspruch auf Netzzugang haben. Bei Endkunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100 MWh besteht dieser Anspruch. Wie die jährlich publizierten Daten der ElCom zeigen, befindet sich heute auch die überwiegende Mehrheit dieser Kunden im Markt.

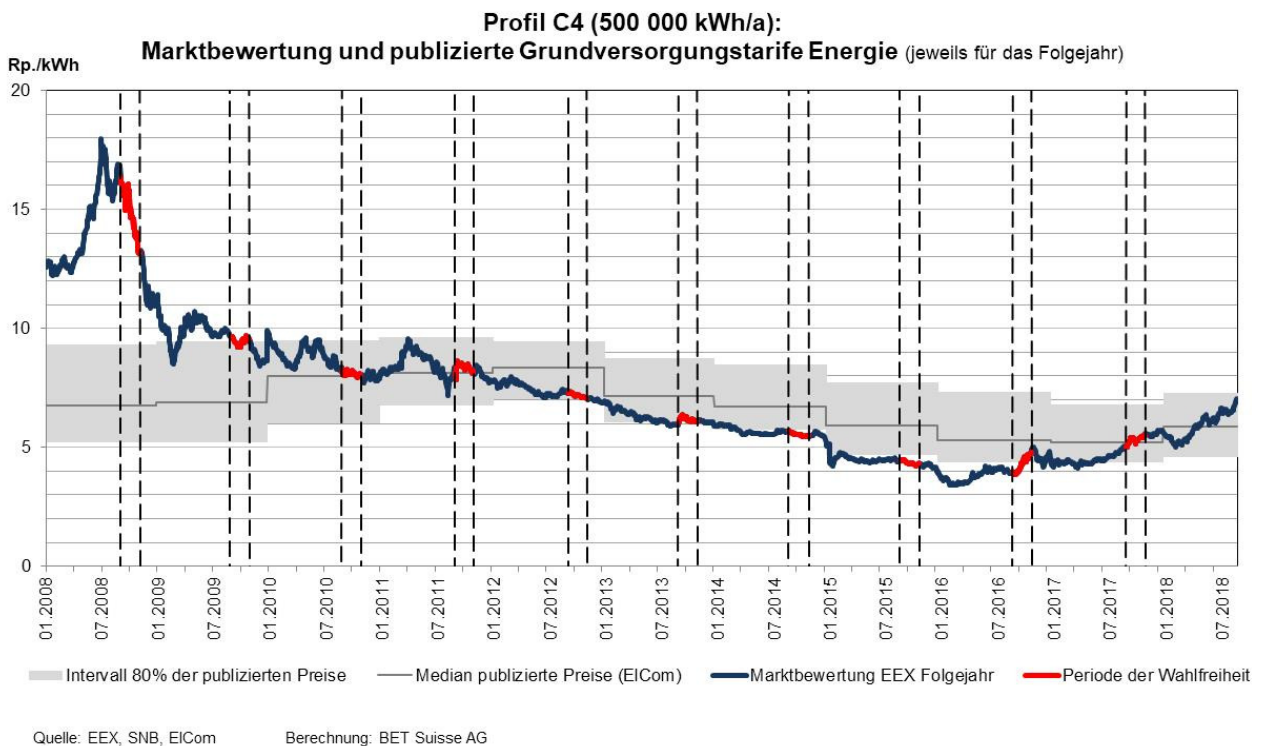


Abbildung 42: publizierte Energietarife (Profil C4) im Vergleich zum Marktpreis (Quelle: ElCom, EEX, Berechnungen B E T)

Abbildung 42 stellt die publizierten Energietarife in der Grundversorgung für das Profil C4 einem kalkulierten Marktpreis gegenüber. Da die Grundversorgungstarife jeweils per Ende August veröffentlicht werden und für die Marktbewertung die Terminpreise herangezogen werden, beziehen sich die entsprechenden Werte jeweils auf das Folgejahr der angezeigten Zeitachse. Innerhalb des grauen Balkens liegen 80% der Tarife, 10% der VNB liegen mit ihren Tarifen darüber und 10% darunter.

Die Grafik ruft in Erinnerung, dass zu Beginn der Marktöffnung die Marktpreise deutlich höher lagen als die regulierten Tarife. Auf die kontinuierlich sinkenden Marktpreise reagierten die Grundversorgungstarife mit einer gewissen Verzögerung. Die Spannweite zwischen den einzelnen Werken hat sich verkleinert. Im Herbst 2017 lag der Median der Grundversorgungstarife auf Marktniveau. In 2019 werden die Energietarife erstmals seit 6 Jahren wieder leicht ansteigen. Die Terminmarktpreise haben seit dem Tiefststand in 2016 ebenfalls angezogen. Das Wachstum war dabei stärker als bei den Grundversorgungstarifen. Damit liegt aktuell ein grosser Teil der VNB mit ihren Energietarifen unter dem Marktniveau. Aufgrund der Wechsel in den freien Markt gilt allerdings die Einschränkung, dass die Grundversorgungstarife 2019 nur noch für einen kleinen Anteil der C4-Kunden überhaupt relevant sind. Dies im Gegensatz zu 2008, als noch praktisch alle in der Grundversorgung waren. Zusätzlich ist die unterschiedliche Ausgangslage für Werke mit oder ohne eigene Produktion weiterhin eine Tatsache, welche sich auch in den Endkundentarifen spiegelt.

3.4 Wechsel im geöffneten Markt

Die ECom erhebt jährlich auch Zahlen zum Wechsel von Kunden aus der Grundversorgung in den freien Markt. Ihre Zahlen zeigen, dass die Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100 MWh zwar nur 0.8% aller Endverbraucher ausmachen, sie aber rund die Hälfte des Energieverbrauchs auf sich vereinen. In den ersten Jahren nach der Einführung des StromVG waren die Grundversorgungstarife gegenüber den hohen Marktpreisen bei den meisten VNB attraktiver, so dass relativ wenig Wechsel in den Markt stattfanden. Mit sinkenden Marktpreisen, neuen Angeboten der Versorger sowie zunehmend eingespielten Prozessen ist die Zahl der Wechsel in den Folgejahren stetig gestiegen. Gemäss den aktuellsten Daten aus dem Tätigkeitsbericht der ECom 2017, welche das Lieferjahr 2018 betreffen, haben 67% der freien Kunden in den Markt gewechselt. Von der Energiemenge der freien Kunde macht dies 80% aus. Im Umkehrschluss heisst dies, dass nur noch 20% der Energiemenge freier Kunden in der Grundversorgung ist, sich diese Menge aber auf ein Drittel der Kunden verteilt. Somit befinden sich hauptsächlich noch kleinere Kunden in der regulierten Grundversorgung. Die Veränderung von 2017 auf 2018 zeigt aber, dass durchaus auch kleinere freie Kunden in den Markt wechseln. 2017 waren nämlich 64% der Kunden mit 79% der Energie im Markt. Für 2018 neu in den Markt gewechselt haben deshalb 3% der Kunden, die aber nur 1% der Energiemenge ausmachen.

Der Wechsel in den Markt darf nicht verwechselt werden mit dem Wechsel des Lieferanten. Praktisch alle EVU ab einer gewissen Grösse bieten nebst ihren Grundversorgungstarifen auch Marktprodukte an. Dabei kann festgestellt werden, dass der angestammte Lieferant bei vielen Kunden eine hohe Glaubwürdigkeit geniesst und dadurch einen gewissen Vorteil hat. Dem gegenüber stehen Endverbraucher mit professionellen Beschaffungsabteilungen, welche oftmals über mehrere Standorte verfügen und für die der Bezug zum lokalen Lieferanten wenig ausgeprägt ist.

Die Zahl der effektiven Lieferantenwechsel wird von der ECom nicht erhoben. Auf europäischer Ebene werden die Wechsel vom Council of European Energy Regulators (CEER) erhoben und im *Retail Markets Monitoring Report* publiziert. Der Report vom 21. November 2017 zeigt für 2016 eine

B E T

breite Streuung zwischen den einzelnen Ländern. Der Rate des Lieferantenwechsels bei den Haushalten betrug in diesem Jahr in der EU im Durchschnitt 6.4% (im Vergleich zu 5.0% im Jahre 2011).

Als Gründe bzw. Hindernisse für einen Lieferantenwechsel werden vier Faktoren genannt:

- Finanzieller Vorteil
- Komplexität des Wechselprozesses
- Vertrauen
- Zufriedenheit/Loyalität

Die genannten Faktoren dürften erfahrungsgemäss auch im Schweizer Markt relevant sein. Es ist davon auszugehen, dass nach der vollständigen Marktöffnung die Wechselraten im Haushaltssegment unter jenen der Nicht-Haushaltskunden liegen werden, da diese auch in der EU einen höheren Wert aufweisen.

QUELLEN

BET Dynamo Suisse (BDS), Markt- und Wettbewerbsanalyse zum Bericht des BFE und der ElCom nach Art 27 Abs. 3 StromVV, Zofingen 2013.

Bundesamt für Energie, Versorgungssicherheit und Wettbewerbsentwicklungen unter dem StromVG und der StromVV, Bern 2013.

Bundesamt für Energie, Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2016, Bern 2017.

Bundesamt für Energie, Rückerstattung Netzzuschlag - Zusammenstellung Kennzahlen 2015 und 2016, Bern 2018.

Council of European Energy Regulators, Retail Markets Monitoring Report, Brussels 2017.

Die Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Grossregionen – eine Synthese in: Die Volkswirtschaft - Das Magazin für Wirtschaftspolitik 1-2/2015.

Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom), Tätigkeitsbericht 2017, Bern 2018.

Rohdaten der ElCom zu den Elektrizitätstarifen und den zuständigen Verteilnetzbetreibern

Regionalporträts 2018: Gemeinden – Kennzahlen des Bundesamts für Statistik

Auswertungen, die von ElCom und von Swissgrid für diesen Bericht erstellt wurden (nicht publiziert)

Medienmitteilungen sind in Fussnoten zitiert