

Markt- und Wettbewerbsanalyse für den Bericht des BFE zu den Mass- nahmen des StromVG und der Strom VV nach Art 27 Abs. 3 StromVV

**Zofingen, 31.07.2013
mit Aktualisierung vom 19.11.2013**

Bearbeitung:

Jörg Georg
Herbert Holik
Daniel Ramsauer
Dominik Rohrer
Dr. Horst Wolter

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1. Hintergrund der Studie	1
2 Strukturelle Eigenschaften des Strommarktes	2
2.1 Struktur der Elektrizitätswirtschaft und Veränderungen seit 2008	2
2.1.1 Entwicklung der Eigentümerstruktur und Formen der Kooperation	2
3 Wettbewerbsorientierung des Schweizer Strommarktes	8
3.1 Grosshandel	8
3.1.1 Struktur der relevanten Handelsplätze	8
3.1.2 Entwicklung der Spotmarktpreise	10
3.1.3 Anmerkungen zu einem Schweizer Terminmarkt	15
3.1.4 Aussagen zur Marktkonzentration inkl. geeigneter Marktabgrenzung ..	17
3.2 Lieferantenwechsel.....	19
3.2.1 Wechselraten nach Anzahl Endverbraucher und Energiemengen	19
3.2.2 Wichtige Akteure auf dem Markt und Klassifikation der Angebote	25
4 Aspekte der internationalen Wettbewerbsfähigkeit	28
4.1 Internationaler Preisvergleich getrennt nach Grossverbrauchern und Haushalt/Gewerbe	28
5 Zusammenfassende Bewertung	44

1. Hintergrund der Studie

Nach dem Artikel 27 Abs. 3 StromVV hat das Bundesamt für Energie (BFE) dem Bundesrat regelmässig, erstmals spätestens vier Jahre nach Inkrafttreten der Verordnung, einen Bericht zu erstatten über die

- Zweckmässigkeit,
- Wirksamkeit und
- Wirtschaftlichkeit

der Massnahmen des StromVG und der Verordnung (StromVV).

Der Bericht des BFE wird mit Unterstützung der ECom erstellt. Wesentliche Arbeiten an dem zu erstellenden Bericht erfolgen durch das BFE in Abstimmung mit der ECom aufgrund der bereits den Ämtern vorliegenden Daten. Allerdings lagen zu Teilbereichen des geplanten Berichts nicht genügend Informationen vor. Die Erhebung und Zusammenstellung dieser Informationen wurden extern vergeben und im Rahmen dieser Studie von BET Dynamo Suisse AG erarbeitet.

Hinsichtlich der StromVG ist der Zweck des Gesetzes nach Art 1 StromVG wie folgt zu sehen: Das Gesetz soll die Voraussetzungen für eine sichere Elektrizitätsversorgung sowie für einen wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkt schaffen. Das Strom VG soll ausserdem die Rahmenbedingungen für eine zuverlässige und nachhaltige Versorgung mit Elektrizität in allen Landesteilen und die Erhaltung und Stärkung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Elektrizitätswirtschaft festlegen. Es ist folglich in dem zu erstellenden Bericht nach Art 27 Abs. 3 StromVV zu untersuchen, inwieweit diese Zwecke erreicht worden sind, wobei nach dem Gesetz bis dato nur eine Teilmarktliberalisierung umgesetzt worden ist. Hierbei regelt die StromVV die erste Phase der Strommarktöffnung, in welcher die festen Endverbraucher keinen Anspruch auf Netzzugang nach Artikel 13 Absatz 1 StromVG haben. Ferner ist zu untersuchen, ob diese Zwecke in einer wirtschaftlichen Weise angesteuert worden sind.

2 Strukturelle Eigenschaften des Strommarktes

2.1 Struktur der Elektrizitätswirtschaft und Veränderungen seit 2008

2.1.1 Entwicklung der Eigentümerstruktur und Formen der Kooperation

Entwicklung der Eigentümerstruktur

In der Schweiz ist die Stromwirtschaft historisch bedingt von einer Vielzahl kleiner kommunaler und lokaler Elektrizitätsverteilunternehmen (EVU) geprägt. Die Anzahl und die Entwicklung der EVU kann anhand der von Swissgrid vergebenen EIC-Codes ermittelt werden, die zum ersten Mal in 2008 in Vorbereitung auf das neue Marktmodell vergeben wurden. Als Vergleich wurden die von der ECom publizierten Tarife herangezogen und darauf aufbauend auf die Anzahl der Energieversorger geschlossen.

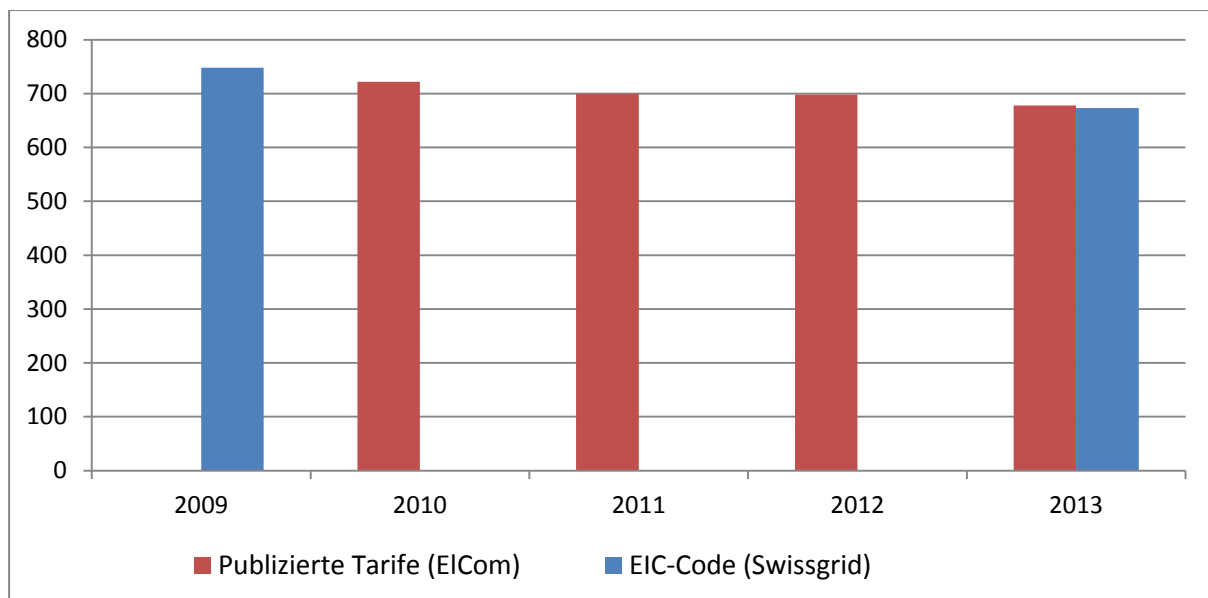


Abbildung 1: Entwicklung der Anzahl der Verteilnetzbetreiber¹

Aus Abbildung 1 ist zu erkennen, dass die Anzahl der Verteilnetzbetreiber von 2009 auf 2013 um etwa 10% gesunken ist. Der Rückgang der EVU um etwa 10% innerhalb von 4 Jahren ist durch Gemeindefusionen oder Fusionen und Übernahmen von Energieversorgern zu erklären. Allein die politische Reorganisation des Kantons Glarus hat die Anzahl der Energieversorger um 25 reduziert.

¹ Swissgrid publiziert im Internet die Entwicklung der Anzahl EVU pro Monat seit dem 1.1.2009 unter http://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/reliability/energydata/delivered_energy_dso.html. Swissgrid hat diese Daten für 2009 und 2013 für diese Studie Stand 19.6.2013 zur Verfügung gestellt. Dem gegenübergestellt wurden die Anzahl jener EVU, die jährlich einen Tarif bei der ECom publizieren. Der Unterschied für das Jahr 2013 ist voraussichtlich dem unterschiedlichen Stichtag der Betrachtung geschuldet.

Die Anzahl der Verteilnetzbetreiber je Kanton und Einwohner ist in der Schweiz stark unterschiedlich. Die nachfolgende Abbildung 2 zeigt, dass es einige Kantone, wie etwa AG, GR oder TG gibt, die deutlich mehr Verteilnetzbetreiber haben als der Durchschnitt der Schweiz.²

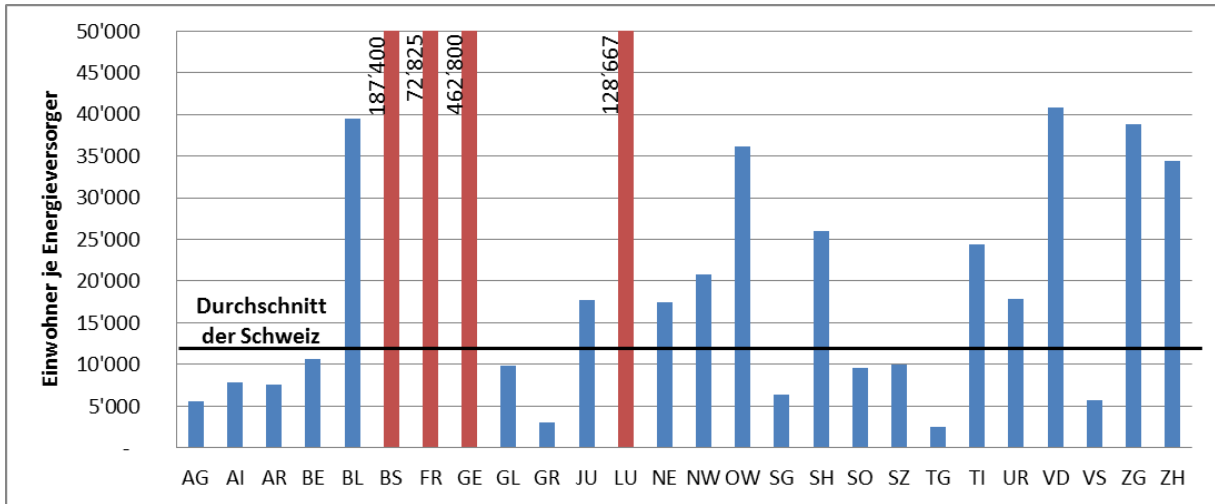


Abbildung 2: Aktive Energieversorger je Kanton und Einwohner³

Aufgrund der in Abbildung 2 aufgezeigten Unterschiede in der Grösse und damit auch Struktur der Schweizer Energieversorger ist davon auszugehen, dass eine Änderung der Rahmenbedingung in verschiedenen Landesteilen verschiedene Auswirkungen haben wird. Der Grad an Kooperationen zwischen Nachbarwerken dürfte insbesondere in Kantonen mit einer grossen Anzahl von Kleinstwerken erheblich steigen.

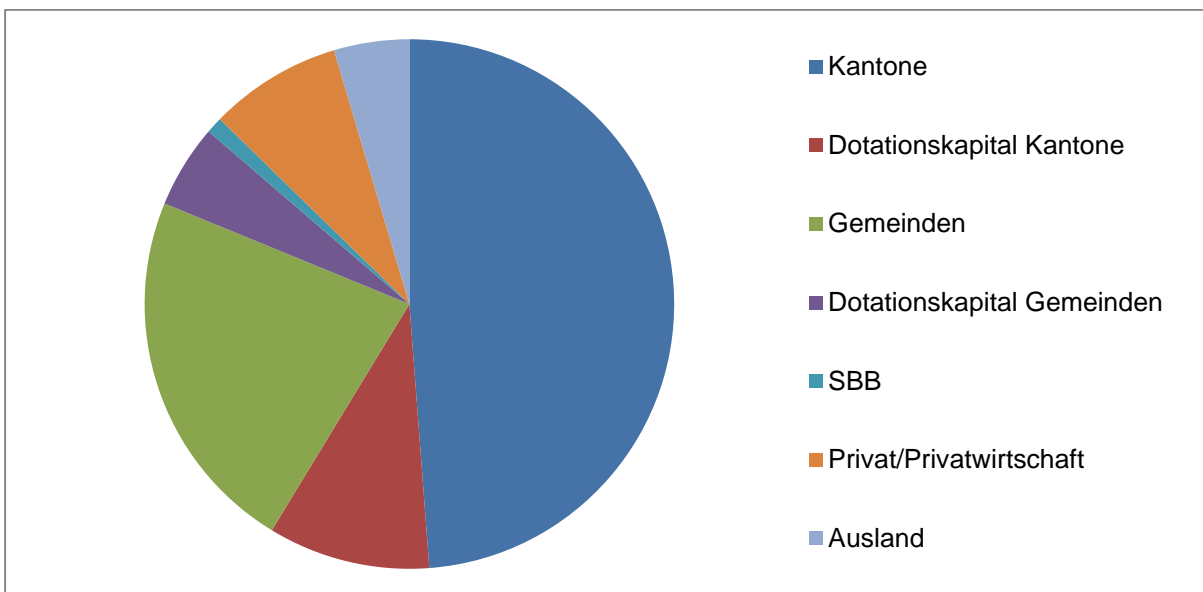


Abbildung 3: Aufteilung des Grundkapitals nach Besitzverhältnissen 2010⁴

² Die roten Balken wurden der Übersichtlichkeit halber in einem anderen Massstab dargestellt und mit den tatsächlichen Werten beschriftet. Dies sind die grösseren Städte, wie Genf oder Basel, welche zugleich Kantone sind und nur ein EVU haben sowie Kantone mit wenigen EVUs.

³ Quelle: EIC-Code der Swissgrid, Stand 19.6.2013

Zur Struktur der Elektrizitätswirtschaft und insbesondere zu den Besitzverhältnissen der Stromwirtschaft gibt es keine flächendeckende Erhebung. Im Rahmen der Elektrizitätsstatistik publiziert das BFE jeweils eine Abschätzung der Besitzverhältnisse. Die Angaben der Elektrizitätsstatistik 2012 basieren auf den Werten von 225 Unternehmen. Aus dieser Erhebung (Abbildung 3) geht hervor, dass ca. 87% des Grundkapitals von der öffentlichen Hand, insbesondere den Kantonen und Gemeinden gehalten wird, 8% im Besitz privater Investoren sind und die restlichen ca. 5% sich im Besitz von ausländischen Unternehmen befinden.⁵ Ausserdem ist zu beachten, dass zahlreiche EVU auf kommunaler Ebene ohne Dotationskapital ausgestattet und unmittelbar in die Gemeindefinanzen eingebunden sind. Daraus folgt, dass die Einflussnahme der öffentlichen Hand stärker ist, als es aus der reinen kapitalmässigen Beteiligung hervorgeht.

Die Verwendung der Marktkapitalisierung anstatt des Grundkapitals wäre für einen Strukturvergleich des Strommarktes Schweiz bedeutend aussagekräftiger, da die Marktkapitalisierung den derzeitigen Marktwert aller ausgegebenen Aktien zum Börsenkurs eines Unternehmens widerspiegelt. Obwohl viele Schweizer Energieversorger Aktiengesellschaften sind, ist dieser Wert leider für diese Unternehmen nicht zu ermitteln, da nur vereinzelte Unternehmen an der Börse kotiert sind und es daher keinen belastbaren Aktienwert gibt.

Der Anteil ausländischer Investoren am Grundkapital hat sich lt. Elektrizitätsstatistik des BFE von 12% in 1998 auf unter 5% in 2010 reduziert. D.h. fast die gesamte Schweizer Stromwirtschaft befindet sich im Eigentum der Schweiz bzw. ihrer Bevölkerung.

Die öffentliche Eigentümerschaft hat einen direkten Einfluss auf die Strategie der EVU. Insbesondere Gemeindewerke werden oft nach den Prinzipien des „Service Public“ geführt, in denen lokale Arbeitsplätze und attraktive Energie- und Netzpreise eine wichtige Rolle spielen. Es kann beobachtet werden, dass in diesen Gemeinden heute schon auf die Erhebung des vollständigen WACC verzichtet wird und die Netznutzungsentgelte nicht in voller Höhe erhoben werden. Auch im Energiebereich geben sich diese Gemeinden in der Regel mit einer Kostendeckung zufrieden. Umgekehrt gibt es öffentliche Eigentümer, welche die Abgaben aus dem EVU an den Gemeindehaushalt maximieren.

Entwicklung der Kooperationen

Aufgrund der Erfahrungen von Energieversorgern im benachbarten Ausland im Zuge der dortigen Marktöffnung hat die bevorstehende Marktöffnung in der Schweiz schon seit Ende der 90er Jahre im Vorfeld des geplanten Elektrizitätsmarktgesetzes (EMG)⁶ zu verschiedenen Arten von Kooperations- und Fusionsüberlegungen geführt. Zum Teil unter Einfluss der kantonalen Politik wurden ambitionöse Projekte zur Konsolidierung der Stromwirtschaft initiiert, die aber unter dem fehlenden Druck kaum zu bleibenden Resultaten geführt haben. Eine

⁴ Quelle: Elektrizitätsstatistik 2012

⁵ In der Elektrizitätsstatistik 2012 sind die finanzwirtschaftlichen Daten zum Jahr 2011 nicht enthalten, da sie zum Zeitpunkt der Drucklegung nicht verfügbar waren. Daher beziehen sich die dargestellten Auswertungen auf die Elektrizitätsstatistik 2011 und damit auf das Jahr 2010.

⁶ Das EMG ist am 22. September 2002 in einer Volksabstimmung von 53% der Stimmbürgerinnen und Stimmbürger abgelehnt worden.

namhafte Ausnahme ist Youtility, mit welcher BKW seinen Wiederverkäufern eine Partnerschaft für die gemeinsame Entwicklung von Tarifen und Dienstleistungen und die Vermarktung einer gemeinsamen Marke angeboten hat.

Eine zweite Phase der Kooperationen wurde lanciert, als die Marktpreise die Gestehungskosten als Basis des Transferpreises zwischen den Stromproduzenten und den EVU abgelöst haben. Kantonswerke in der Westschweiz haben 2000 ein gemeinsames Kompetenzzentrum für die Bewirtschaftung ihrer Stromportfolios gegründet (Avenir Trading), Regionalwerke in der Nordwestschweiz ab 2002 (Efforte AG). Ab 2005 haben sich in verschiedenen Regionen mittlere Werke in Interessensgemeinschaften zusammengeschlossen, um bessere Konditionen für ihre Beschaffung zu sichern. Anfangs lose organisiert, werden diese zunehmend als Beschaffungs- und teilweise Vertriebsgesellschaft in eigenständige juristische Personen umgewandelt.

Ab 2006 zeichnete sich in der Schweiz eine konkrete Marktöffnung ab, wobei der Zeitstrahl und die Ausformulierung des Regelwerkes noch nicht klar waren. Der drohende Wettbewerb führte zu neuen Arten der Kooperation, wie z.B. der Fusion zwischen EEF und ENSA zur heutigen Groupe E oder die Gründung von Romande Energie Commerce als gemeinsame Vertriebsgesellschaft zwischen einem Kantonswerk und einigen Wiederverteilern.

Das Inkrafttreten des StromVG hat ab 2008 alle EVU vor neue betriebliche Herausforderungen gestellt. Insbesondere bei kleineren Werken haben die Tarifierung in einem regulierten Umfeld und das damit verbundene Berichtswesen zu einem administrativen Mehraufwand geführt, dem viele Unternehmen durch Auslagerung an spezialisierte Dienstleister (Ingenieurs- und Beratungsbüros) begegnet sind. Die bereits bestehenden Partnerschaften zwischen grossen und kleinen Akteuren haben diese Zusatzaufgaben ebenfalls übernommen (Youtility, Energieplattform, Enera, ...).

Seit 2009 wird die Kooperationsdynamik vom Wettbewerb um Endkunden getrieben. Die stattgefundenen Kundenverluste und der zusätzliche Aufwand zur Kundenbindung motivieren kleinere und mittlere Werke zu Kooperationen im Energievertrieb (z.B. Groupelec im Wallis oder SACEN im Kanton Jura / Berner Jura). Horizontale Kooperationen ergeben sich häufig auf regionaler Ebene zwischen kleinen Werken, die für ihre Vertriebsaktivitäten eine kritische Grösse von 10'000 bis 20'000 Zählpunkten erreichen wollen. Dabei kommt es zu Neugründungen von öffentlich gehaltenen Aktiengesellschaften, die als reine Betriebsgesellschaften agieren. Die Gemeinden behalten den vertraglichen Kontakt mit ihren Kunden, lagern aber das operative Geschäft an die gemeinsame Gesellschaft aus. Auch Kooperationen grosser Partner können die Wettbewerbsstrategie der Mitglieder stärken (z.B. Swissspower als Kooperation von Schweizer Stadtwerken). Die Schwierigkeit dabei ist die Abstimmung zwischen der individuellen und der gemeinsamen Strategie in einem geeigneten Geschäftsmodell.

Parallel dazu versuchen insbesondere Kantonswerke ihren Wiederverkäufern Vertriebspartnerschaften anzubieten, um ihren Absatz zu sichern, indem sie die Vertriebskraft der Wiederverkäufer stärken wollen (BKW, SAK, Romande Energie). Diese Annäherungen haben anfangs oft zu einer Abwehrhaltung bei den kleineren Werken geführt, werden aber mit dem zunehmenden Wettbewerbsdruck und einer partnerschaftlicheren Vorgehensweise seitens

der Kantonswerke mehr und mehr akzeptiert (z.B. Partnerschaft zwischen Groupe E und SEVT).

Erst seit 2011 hat der Wettbewerb einen signifikanten Einfluss auf die Vertriebsmargen und somit auf die Kooperationsdynamik. Projekterfahrungen von BET Dynamo Suisse (BDS) zeigen, dass insbesondere im Bereich der marktberechtigten Grossabnehmer die Brutto-Vertriebsmargen unter die spezifischen Kosten der Vertriebsabteilungen sinken. Neue, effizientere Prozesse für die Vertriebsabwicklung und die Kundenbetreuung müssen aufgebaut werden. Insbesondere mittlere und grosse Werke denken über neue Geschäftsmodelle mit einer stärkeren Vernetzung nach. Als Beispiel ist hier die Plattform CCEnergie von BKW und GroupE zu erwähnen, die dieses Segment als neue Kooperationspartner umwirbt.

Im Netzbereich gibt es traditionell Betriebskooperationen, durch welche kleinere Werke fehlende Kompetenzen und Ressourcen bei Dienstleistern einkaufen. In Pacht- und Betriebsmodellen werden kleine Netze von grösseren Werken betrieben, wobei das Eigentum an den Netzen bei den jeweiligen Gemeinden verbleibt. Es ist anzunehmen, dass solche Kooperationen im Falle eines erhöhten Kostendrucks stark zunehmen werden.

Zu Beginn der Marktöffnung in Deutschland konnte beobachtet werden, dass viele Stadtwerke einem strategischen Partner eine Minderheitsbeteiligung anboten, um das notwendige Know-How zu erlangen. Dieser Trend scheint sich jetzt mit der „Rekommunalisierung“ zu drehen, da sich die Unternehmensziele zwischen den grossen und kleinen Werken als unterschiedlich erweisen. Ausserdem ist in Zeiten niedriger Zinsen sowohl die Finanzierung mittels Krediten vorteilhaft, als auch die gesicherte Verzinsung des eingesetzten Kapitals ein lohnender Investitionsanreiz. Zusätzlich scheint es in Zeiten der Energiewende auch „politisch attraktiv“ als Kommune Eigentümer der Stromnetze zu sein. Eine solche Entwicklung kann in der Schweiz nicht beobachtet werden. Aktuell werden nur sehr wenige EVU von grossen Akteuren gehalten und nur sehr wenige Gemeinden haben sich aus der Stromwirtschaft durch einen definitiven Verkauf ihres EVUs verabschiedet. Heute liegt der Trend eher so, dass die Gemeinden Besitzer der Netze und evtl. der Kunden bleiben, den kommerziellen und technischen Betrieb aber an eigene Dienstleistungsplattformen oder Dritte vergeben.

Ausblick zur Entwicklung der Kooperationen

Die bestehenden Kooperationen werden sich unter dem zunehmenden Wettbewerb erweitern und vertiefen und in neue Teile der Wertschöpfungskette weiterentwickeln. Haupttreiber für eine weitere betriebliche Konzentration des Marktes ist in erster Linie die Komplexität der kommenden Aufgaben (Abwicklung einer grossen Anzahl Lieferantenwechselprozesse bei einer vollständigen Marktöffnung). Der Kostendruck auf die Abwicklung der Betriebsprozesse dürfte erst bei einer starken Anreizregulierung der operativen Netzkosten und bei intensivem Wettbewerb eintreten. Solange aber die Regulierung noch auf dem Prinzip „Cost+“ basiert, ist der Kostendruck nur beschränkt ein Auslöser von Marktkonzentrationen.

Der vom Wettbewerb provozierte Margendruck im Vertrieb dürfte dazu führen, dass in gewissen preissensiblen Endkundensegmenten nur eine geringe Anzahl von Lieferanten Energielieferungen aktiv anbieten wird. Klassische EVU sind entweder durch Kooperationen an diesen Lieferanten beteiligt (Beispiel Swisspower) oder beschränken sich auf eine Strategie

des Kundenhaltens. Somit offeriert der schweizerische Strommarkt nur ein beschränktes Marktpotential für Akquisitionsstrategien. Zusätzlich besteht in der Schweiz aktuell eine faktische Markteintrittsbarriere aufgrund der Kosten der Lastgangmessung für Marktkunden in Höhe von CHF 600.- pro Jahr. D.h. wenn ein marktberechtigter Kunde aus der Grundversorgung in den Markt wechselt, benötigt er einen Lastgangzähler, welcher in der Regel dem Kunden vom VNB für CHF 600.- in Rechnung gestellt wird. Dadurch rechnet sich ein Wechsel in den freien Markt für einen Verbraucher mit 100 MWh Jahresverbrauch erst ab einem Preisunterschied je MWh von mehr als CHF 6.-. Hingegen bei einem Jahresverbrauch von 600 MWh ist schon ein Preisunterschied grösser CHF 1.- ausreichend, um einen Wechsel in den Markt vorzunehmen.

Der Verdrängungskampf im deutschen Strommarkt zeigt auf, dass bei einer Grosszahl von Vertriebsorganisation mit Wachstumsstrategie die Vertriebsmargen im Wettbewerb nicht ausreichen, um die Kosten finanzieren zu können.

Im Segment der Retailkunden dürften auch bei einer vollständigen Marktöffnung langfristig genug Vertriebsmargen auch für kleine EVU übrig bleiben, um treue Kunden auch weiterhin zu bedienen. Dies umso mehr, als dass die Vertriebskosten bei kleinen Werken dank einem einfachen Angebot und pragmatischen Prozessen und Systemen oft tiefer liegen als bei grossen, professionellen Anbietern. Dieser Sachverhalt erlaubt eine profitable Verteidigung der Kleinkunden im Heimmarkt, nicht aber eine Wachstumsstrategie.

Eine wesentliche Herausforderung für die Eigentümer dürfte langfristig der voraussichtliche Investitionsbedarf in die Renovation der Verteilnetze sein (Smart Grids). Ob und wie sich diese Entwicklung auf die Struktur des schweizerischen Strommarktes auswirken wird, kann heute nicht abgeschätzt werden. Solange die heutigen, meist öffentlichen Eigentümer die notwendigen Investitionen selbst finanzieren können, dürfte auch keine verstärkte Präsenz ausländischer Akteure im Kapital der Schweizer Elektrizitätswirtschaft zu beobachten sein.

3 Wettbewerbsorientierung des Schweizer Strommarktes

3.1 Grosshandel

Die Angaben im Kapitel 3.1 stammen aus öffentlich zugänglichen Marktdaten der Strombörsen, aus Daten der Swissgrid (teilweise veröffentlicht) sowie aus einer internetbasierten Umfrage, welche zwischen dem 28. Mai und dem 20. Juni bei 72 Akteuren⁷ im Schweizer Strommarkt durchgeführt worden ist. Die Ergebnisse der Umfrage decken sich grösstenteils mit den Erfahrungen, welche BET Dynamo Suisse bei Beschaffungsprojekten seit 2009 im Schweizer Strommarkt sammeln durfte.

3.1.1 Struktur der relevanten Handelsplätze

Im Stromhandel ist das „Marktgebiet Schweiz“ seit dem 1. Januar 2009 durch die Regelzone Schweiz definiert, welche von der Übertragungsnetzbetreiberin Swissgrid betrieben wird. Innerhalb der Regelzone findet der Handel über Bilanzgruppen statt. Bilanzgruppen sind gemäss dem Grundsatzdokument zur Regelung der zentralen Aspekte der Organisation des Strommarktes Schweiz⁸: „Mess- und Abrechnungseinheiten, in welchen eine beliebige Anzahl von Marktakteuren mit ihren Messstellen zusammengefasst sind.“ Zu Beginn der Marktöffnung in der Schweiz per 1. Januar 2009 waren bei Swissgrid 86 Bilanzgruppen registriert. Bis zum 30. Juni 2013 sind 57 weitere Bilanzgruppen dazugekommen, sodass ihre Anzahl 143 beträgt. Rund die Hälfte davon (71) sind von Unternehmen mit Sitz in der Schweiz registriert, 24 Bilanzgruppen werden aus Italien und 15 aus Deutschland betrieben. Die restlichen 33 Bilanzgruppen verteilen sich auf 11 weitere europäische Länder sowie den USA. Die Mehrheit der Bilanzgruppen, insbesondere jene die von Unternehmen mit Sitz im Ausland gehalten werden, dient dem reinen Energiehandel ohne die physische Energielieferung an Endkunden. Nur 12 Bilanzgruppen beliefern 2013 Endkunden in der Schweiz.

Für das Marktgebiet Schweiz existiert seit Ende 2006 ein Spotmarkt (vgl. Kapitel 3.1.2), jedoch kein organisierter Terminmarkt, auf welchem Energiepreise für das Marktgebiet Schweiz für die kommenden Jahre ablesbar sind. Der Terminmarkt Strom an der European Energy Exchange (EEX) in Leipzig, welcher für die Länder Deutschland und Österreich Gültigkeit hat, dient auch für die Akteure im Schweizer Markt als wichtigste Orientierung. Aufgrund der Situation im Übertragungsnetz zwischen Deutschland und der Schweiz bildet sich in Stunden mit hoher Auslastung der grenzüberschreitenden Leitungen kein einheitlicher Preis in den beiden Marktgebieten. Die Knappheitssituation an der Schweizer Nordgrenze spiegelt sich auch in den Resultaten der expliziten Auktionen der Transferkapazitäten, welche von der Capacity Allocation Service Company (CASC) auf der Basis von Jahres-, Mo-

⁷ 44 der direkt angeschriebenen Kontaktpersonen haben den Fragebogen fristgerecht und komplett ausgefüllt. Darunter befindet sich ein breites Spektrum an Akteuren im Schweizer Strommarkt. Unternehmen mit Sitz ausserhalb der Schweiz sind deutlich untervertreten.

⁸ Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz Marktmodell für die elektrische Energie – Schweiz; MMEE – CH, Ausgabe 2011

nats- und Tagesprodukten durchgeführt werden⁹. Insbesondere in den Wintermonaten wird mehr Kapazität nachgefragt als vorhanden ist, was sich in einem Zuschlag für die Schweiz gegenüber dem Marktpreis Deutschland auswirkt. Es ist feststellbar, dass grössere Schweizer Energieversorgungsunternehmen gegenüber den von ihnen belieferten Stadt- und Gemeindewerken zunehmend auch Produkte anbieten, welche sich direkt am Tageskurs der EEX orientieren, korrigiert um entsprechende Aufschläge für den Zuschlag an der Nordgrenze und allenfalls dem Wechselkurs, da sämtliche Börsenpreise in Euro notiert sind.

Da kein organisierter Terminmarkt Schweiz existiert, werden solche Handelsgeschäfte bilateral abgeschlossen. Einerseits können über internationale Broker-Plattformen Termingeschäfte im OTC-Stromhandel für die Schweiz abgewickelt werden¹⁰. Die dort realisierten Preise sind allerdings nur im Moment und nur für die registrierten Nutzer sichtbar. Andererseits greifen viele EVU bei der Strombeschaffung auf das Mittel der Ausschreibung zurück. Gemäss der Umfrage schliessen drei Viertel der Akteure Termingeschäfte mit anderen Handelspartnern ab, wobei seit 2009 jährlich eine kontinuierliche Zunahme zu beobachten ist. In diesem OTC-Stromhandel¹¹ werden auch die an den Börsen üblichen Standardprodukte gehandelt (29 Nennungen), daneben aber auch Fahrpläne (18 Nennungen). Produkte mit einer höheren Komplexität, wie bspw. location swaps¹², kommen deutlich seltener zum Einsatz (8 Nennungen). Die grösseren Player, die schon länger im Markt aktiv sind und regelmässig Handelsgeschäfte abschliessen, nutzen das relativ umfangreiche Vertragswerk der European Federation of Energy Traders (EFET), welches zum Ziel hat, den Energiehandel nach international standardisierten Regeln abzuwickeln. Dem gegenüber finden sich zahlreiche Versorgungsunternehmen, welche den Terminhandel lediglich dazu nutzen, die abgesetzte Energie zu Marktkonditionen zu beschaffen. Diese Werke betreiben keinen spekulativen Handel, treten in der Regel als Käufer auf und kommen deshalb mit einer Transaktion pro Monat oder weniger aus (Abbildung 4). Diese Marktteilnehmer haben untereinander vereinfachte Rahmenverträge abgeschlossen, in denen die für dieses Geschäft relevanten Regelungen der EFET-Verträge übernommen wurden.

⁹ Bis Ende Februar 2011 war das deutsche Energieversorgungsunternehmen EnBW Energie Baden-Württemberg AG zuständig für die Auktion zwischen Deutschland und der Schweiz.

¹⁰ Von 18 Umfrageteilnehmern die angaben, eine Brokerplattform zu nutzen, wurden die Anbieter GFI (16 Nennungen) und Spectron (8) am häufigsten genannt.

¹¹ Base- und Peakload für die kommenden Jahre, Quartale und Monate.

¹² Kauf eines Produktes in einem liquiden Markt (z.B. Deutschland), um dieses wieder zu verkaufen und dasselbe Produkt in einem anderen Markt (z.B. Schweiz) zu kaufen, sobald es dort ebenfalls liquide gehandelt wird.

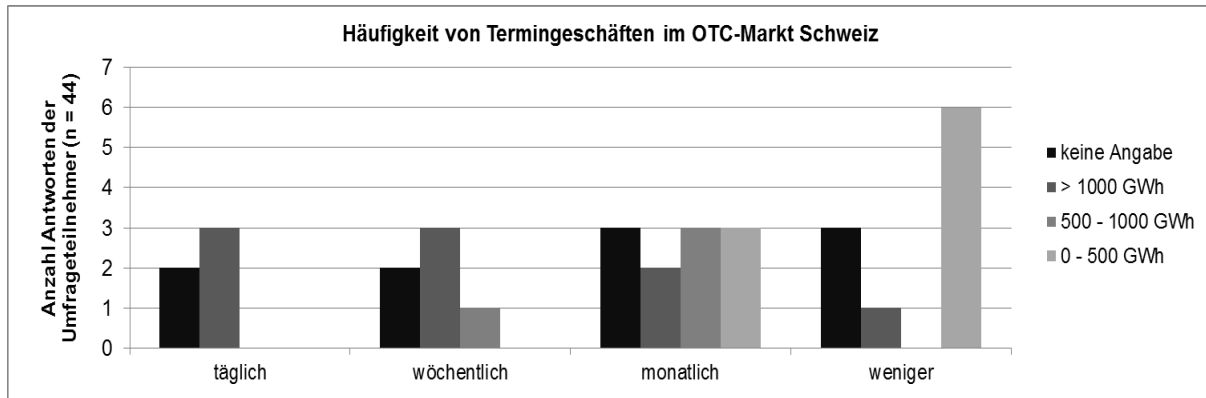


Abbildung 4: Frequenz von Termingeschäften in Abhängigkeit des Absatzvolumens der Energieversorger

Praktisch alle Energieversorger mit einem jährlichen Absatzvolumen von weniger als 500 GWh gaben an, ihre Handelsgeschäfte im Schweizer OTC-Terminmarkt exklusiv oder mehrheitlich in Schweizer Franken abzuschliessen.

3.1.2 Entwicklung der Spotmarktpreise

In einem offenen Strommarkt findet auf dem Spotmarkt der kurzfristige Grosshandel für den nächsten Tag (Day-Ahead) bzw. innerhalb des Tages (Intraday) statt. Dieser Handel orientiert sich im Gegensatz zum Terminhandel sehr stark an den kurzfristigen vorherrschenden bzw. erwarteten Begebenheiten¹³. Seit dem 12. Dezember 2006 existiert für die Schweiz ein Day-Ahead Spotmarkt mit stündlich unterschiedlichen Preisen (SwissIX). Ursprünglich betrieben durch die EEX in Leipzig, wird der SwissIX seit der Zusammenführung der Spotmärkte von Deutschland/Österreich und Frankreich per 1. September 2009 auch auf die gemeinsame europäische Strombörse EPEX SPOT SE übertragen.

Die Preisgebote im Schweizer Spotmarkt sind limitiert auf 0 bis 3'000 EUR/MWh (im Day-Ahead Segment). Im Spotmarkt für Deutschland und Österreich hingegen sind seit April 2008 auch negative Gebote bis zu -3'000 EUR/MWh zulässig. Aufgrund des Ausbaus der erneuerbaren Energiequellen Solarenergie und Windkraft treten im deutschen Spotmarkt immer wieder Stunden mit negativen Preisen auf, wenn die Einspeisung ins Netz den Verbrauch übersteigt. Dies kommt in erster Linie daher, da sich die Einspeisung der stochastisch anfallenden erneuerbaren Energieträger nicht steuern lässt und die thermischen Kraftwerke längere Reaktionszeiten benötigen, um ihre Produktion anzupassen. In Deutschland existiert bereits seit 2006 auch ein Intraday-Handel, welcher es erlaubt, innerhalb des Tages noch auf kurzfristige Änderungen reagieren zu können. Um Produktionsschwankungen in der Stromerzeugung aus Windkraft genauer ausgleichen zu können, wurden Mitte Dezember 2011 die handelbaren Produkte auf 15-Minuten-Kontrakte ausgeweitet. Die angestrebte Integration der kurzfristigen Strommärkte zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern schreitet voran, seit dem 26. Juni 2013 findet auch für die Schweiz ein mit Frankreich und

¹³ Darunter fallen einerseits die konkrete Stromnachfrage, die von der Konjunktur, der Witterung, von Wochenenden und Ferien etc. abhängt und andererseits das verfügbare Angebot, das von der Kraftwerksverfügbarkeit (Revisionen, Stillstände, etc.) und der Erzeugung aus Sonne, Wind- und Wasserkraft abhängt.

Deutschland integrierter Intraday-Handel statt. Dieser Handel basiert, wie derjenige im deutschen Markt, auf 15-Minuten-Kontrakten, wobei auch negative Preise möglich sind. Während die Grenzkapazitäten normalerweise mittels expliziter Jahres-, Monats- und Stundenauktionen separat vergeben werden, findet die Zuweisung von grenzüberschreitender Kapazität im harmonisierten Intraday-Handel zwischen Deutschland, Frankreich und der Schweiz implizit statt¹⁴. Logischerweise müsste auch der heute auf dem Schweizer Spotmarkt gültige Mindestpreis von 0 EUR/MWh bald aufgehoben werden, um Arbitragegeschäfte zwischen Day-Ahead-, Intraday-, und Regelenergiemarkt zu verhindern.

In einem perfekt funktionierenden grenzüberschreitenden Markt ohne Engpässe im Netz müsste sich für das gesamte Marktgebiet und jede gehandelte Zeiteinheit ein einheitlicher Preis einstellen. Auch wenn der Schweizer Strommarkt eng mit jenen der Nachbarländer verbunden ist und ein umfassender grenzüberschreitender Handel stattfindet, gibt es doch Unterschiede im Spotpreinsniveau der einzelnen Länder. Diese sind darauf zurückzuführen, dass in gewissen Stunden die Transportkapazitäten zwischen den Ländern nicht ausreichend sind, um Preisunterschiede durch zusätzliche grenzüberschreitende Transaktionen zum Verschwinden zu bringen. Vergleicht man die jährlichen Durchschnittspreise, die am Spotmarkt der einzelnen Länder gehandelt wurden (Abbildung 5), so liegen die Schweizer Preise regelmässig über jenen für Deutschland aber unterhalb jener Italiens¹⁵. Ebenso wird deutlich, dass sich die Änderungen von Jahr zu Jahr jeweils in allen drei Ländern korrelieren. Die höchsten durchschnittlichen Spotpreise wurden in allen drei Märkten im Jahr 2008 beobachtet.

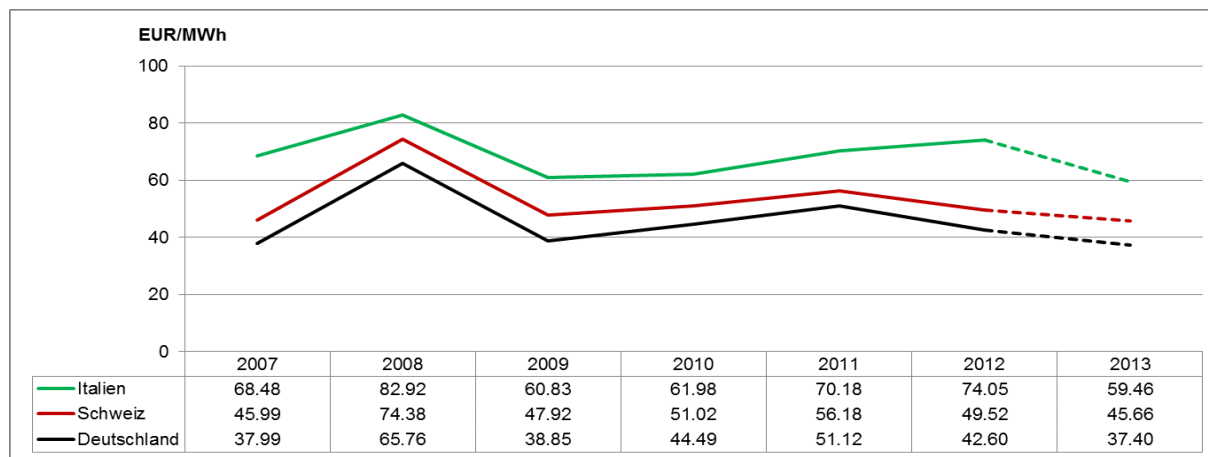


Abbildung 5: Jahresdurchschnittspreise Spotmarkt¹⁶

¹⁴ Man spricht bei der gleichzeitigen Ermittlung des Börsenpreises und der korrespondierenden Grenzkapazitäten mittels eines koordinierten Preisfindungsmechanismus zwischen mehreren Strombörsen von *Marktkopplung* (engl. *Market Coupling*).

¹⁵ Der Strommarkt in Italien wird unterteilt in unterschiedliche Zonen, zwischen denen physische Übertragungseingpässe bestehen und die deshalb unterschiedliche Preise aufweisen können. Wenn im Text von den Strommarktpreisen Italiens die Rede ist, ist damit immer die geografische Zone Nord gemeint, welche an die Schweiz angrenzt.

¹⁶ Daten von 2013: 01.01.2013 bis 30.06.2013

Innerhalb eines Jahres sind weitere Muster erkennbar. Im Sommerhalbjahr bestehen kaum Engpässe zwischen dem Deutschen und dem Schweizer Höchstspannungsnetz¹⁷, weshalb in dieser Zeit die Preise der beiden Länder sehr nahe beieinander liegen. Im Winterhalbjahr hingegen wird zwischen Deutschland und der Schweiz mehr Transportleistung nachgefragt als vorhanden ist. Es entsteht ein Engpass zwischen den beiden Regelzonen, der dazu führt, dass sich in den beiden Ländern unterschiedliche Preisniveaus einstellen. Die Spotmarktpreise Schweiz orientieren sich dann viel häufiger am höheren Preisniveau Italiens.

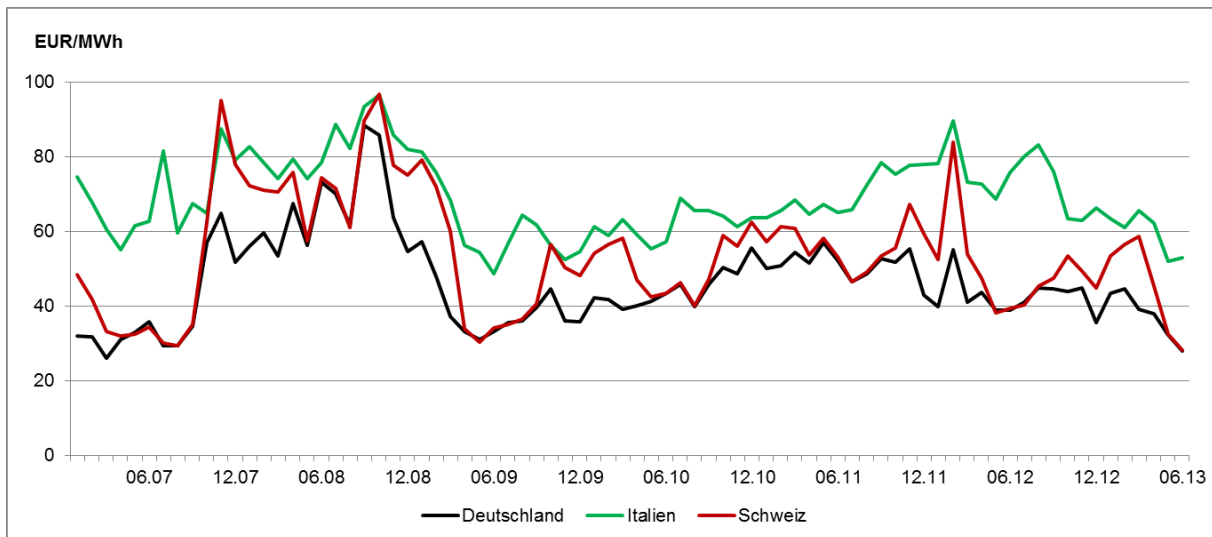


Abbildung 6: Monatsdurchschnittspreise Spotmarkt

Insgesamt kann festgehalten werden, dass der Schweizer Spotmarkt bereits relativ gut mit jenen der Nachbarländer vernetzt ist. Der Anteil an Stunden pro Jahr, in denen der Preisunterschied zwischen den Ländern weniger als 10% betragen hat, findet sich in Tabelle 1.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013 ¹⁸
CH – D	36%	46%	38%	48%	61%	49%	33%
CH – I	16%	46%	33%	41%	35%	17%	42%
CH – D und/oder I	49%	74%	64%	78%	84%	64%	69%

Tabelle 1: Anteil Stunden pro Jahr mit Preisdifferenzen der stündlichen Spotmarktpreise zwischen den Nachbarländern von weniger als 10%

¹⁷ Das äussert sich auch darin, dass in den Sommermonaten die Preise der monatlichen Grenzauktion regelmässig unter 0.5 EUR/MWh liegen, während sie in den Wintermonaten über 10 EUR/MWh betragen können. Die Tagesauktion einzelner Stunden führt teilweise zu Ergebnissen von mehr als 20 EUR/MWh. (Quelle: www.casc.eu)

¹⁸ Daten von 2013: 01.01.2013 bis 30.06.2013

Die Übereinstimmung mit dem Marktgebiet Deutschland liegt insgesamt höher als jene mit Italien, wenn man die kompletten Jahre 2007 bis 2012 betrachtet. Eine Analyse pro Monat führt auch hier zum Ergebnis, dass sich der Schweizer Spotmarktpreis im Sommer (April bis September) eher am Deutschen und im Winter (Oktober bis März) eher am Italienischen orientiert.

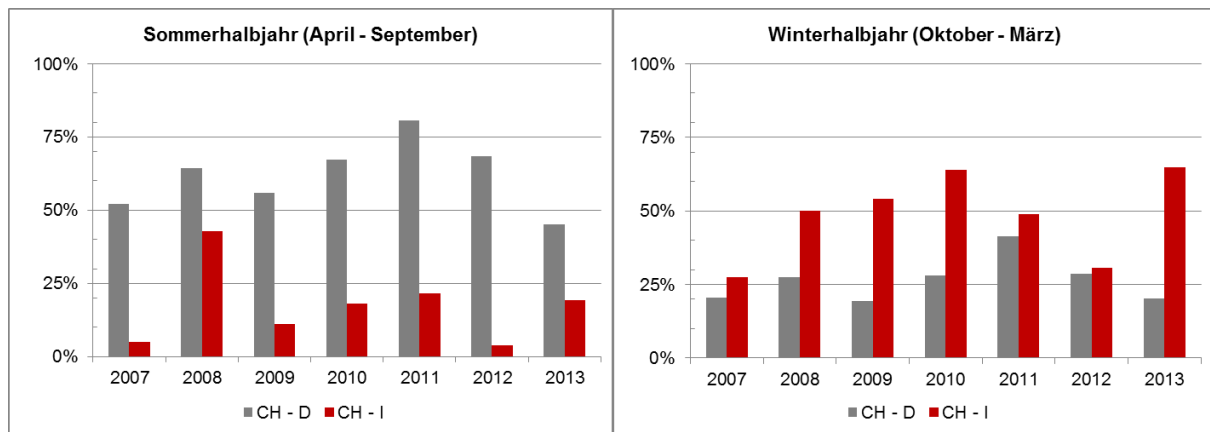


Abbildung 7: Anteil Stunden mit Preisdifferenzen der stündlichen Spotmarktpreise zwischen den Nachbarländern von weniger als 10%

Ab 2007 haben die Stunden mit geringer Preisdifferenz von Jahr zu Jahr zugenommen. Im Vergleich zu Italien erreichten sie 2010 ihren Höchststand und liegen im ersten Halbjahr 2013 nach zwei Jahren des Rückgangs wieder auf diesem Niveau. Gegenüber Deutschland traten die höchsten Übereinstimmungen im Jahr 2011 auf, seither nehmen sie wieder tendenziell ab. Die Ursache dafür dürfte in der steigenden Volatilität der deutschen Spotpreise zu suchen sein, verursacht durch die zunehmende Windeinspeisung. Aufgrund der beschriebenen Kapazitätsengpässe zwischen Deutschland und der Schweiz können sich die Schweizer Preise den teilweise sehr tiefen Stundenpreisen in Deutschland nicht immer angleichen bzw. sind nicht ausreichend Transportkapazitäten vorhanden, um die Energie von Deutschland in die Schweiz zu importieren. Bereits Abbildung 5 machte deutlich, dass die Unterschiede der jährlichen Durchschnittspreise der beiden Spotmärkte in 2011 am geringsten ausfielen. Für 2012 ist der Durchschnittspreis Deutschland stärker gesunken als jener für die Schweiz, wodurch die Differenz wiederum zugenommen hat.

Gemäss EPEX SPOT nehmen per 30. Juni 2013 von insgesamt 207 registrierten und aktiven Händlern am Spotmarkt 65 am Swiss Day-Ahead-Markt und 31 auch am eben erst geschaffenen Schweizer Intraday-Handel teil. Davon haben 19 ihren Sitz in der Schweiz, 16 in Italien, 9 in Deutschland und die übrigen 21 in 10 weiteren Ländern. In der Umfrage gaben 11 Teilnehmer an, einen direkten und 28 einen indirekten Zugang zum Spotmarkt zu haben. Im Falle eines indirekten Zugangs übermittelt das Unternehmen seine Positionen, die es am Spotmarkt handeln möchte, einem Dienstleister, der diese mit den eigenen Positionen saldiert und die Transaktionen anschliessend am Markt ausführt. Diese Dienstleistung bieten 5 von den 11 Unternehmen mit einem eigenen direkten Spotzugang an.

Die Liquidität im SwissIX Day-Ahead-Markt schätzt nur die Hälfte der befragten Unternehmen jederzeit als genügend ein. Von den 11 mit einem direkten Zugang war allerdings eine klare Mehrheit von 7 der Meinung, dass die Liquidität des SwissIX ausreichend sei. Zum Zeitpunkt der Umfrage existierte der organisierte Intraday-Handel auf EPEX noch nicht. 8 Befragte gaben jedoch an, dass sie auf dem Intraday-Markt eines Nachbarlandes aktiv sind und 24 von 44 nutzen den OTC-Markt Schweiz auch für Intraday-Geschäfte. Allerdings schätzten auch hier rund die Hälfte die Liquidität als nicht ausreichend ein (Abbildung 8).

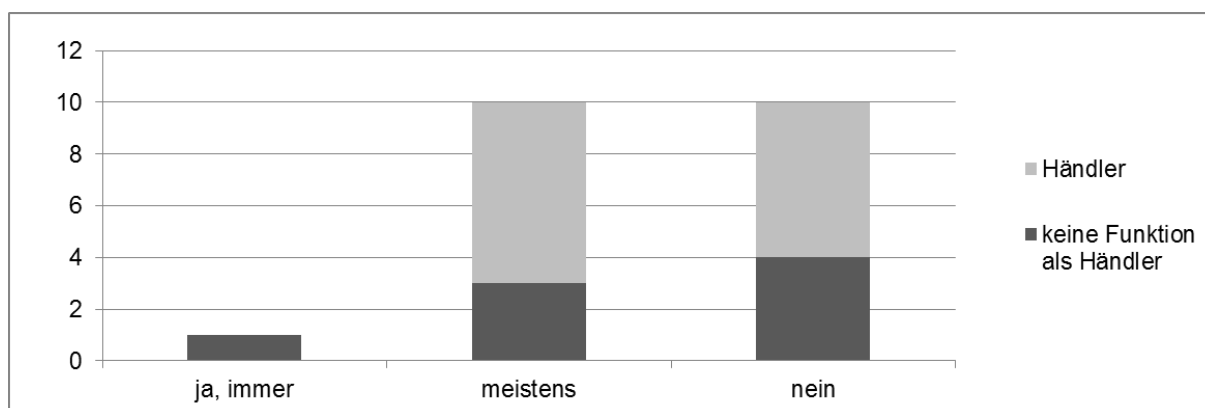


Abbildung 8: Umfrage: Ist die Liquidität im Schweizer OTC Intraday-Markt aus Ihrer Sicht ausreichend?

Wiederum lässt sich feststellen, dass jene Akteure, die für sich selber die Funktion als Händler ausgewählt haben, die Liquidität tendenziell höher einschätzen als jene, die sich selber nicht als Händler bezeichnen. Die Einführung des organisierten Intraday-Handels für die Schweiz ist gemäss einer Medienmitteilung der EPEX SPOT vom 3. Juli 2013 schwungvoll gestartet. Dieser nächste Schritt auf dem Weg zur Integration des Schweizer Marktes in jenen der Nachbarländer wird zweifellos dazu beitragen, dass die als ungenügend bezeichnete Liquidität erhöht werden kann. Für eine quantitative Auswertung fällt die Handelsperiode seit Ende Juni 2013 allerdings noch zu kurz aus. Die gehandelten Volumen am Day-Ahead Markt Schweiz pro Jahr finden sich in Abbildung 9. Seit dem ersten kompletten Handelsjahr 2007 haben sich die am Spotmarkt umgesetzten Energiemengen vervierfacht und betragen bereits knapp 30% des Schweizer Endverbrauches an elektrischer Energie.

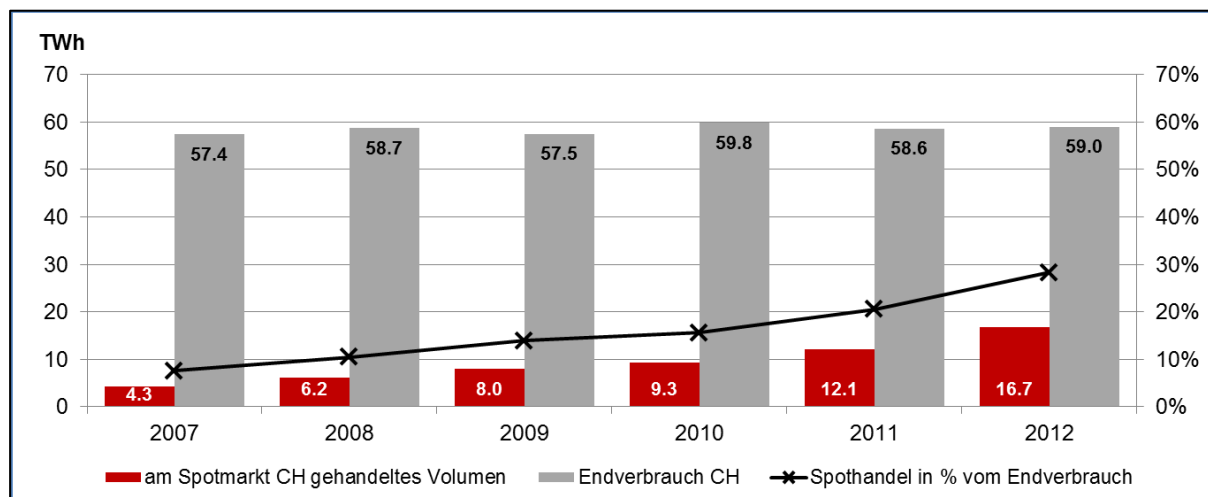


Abbildung 9: Handelsvolumen am Spotmarkt Schweiz im Verhältnis zum Endverbrauch gemäss Elektrizitätsstatistik

Damit liegt der Prozentanteil der am Spotmarkt gehandelten Strommenge im Verhältnis zum Endverbrauch in der Schweiz tiefer als in Deutschland (2012: 41%¹⁹), aber deutlich höher als in Frankreich (2012: 12%²⁰).

3.1.3 Anmerkungen zu einem Schweizer Terminmarkt

Wie schon erwähnt, existiert für die Schweiz kein organisierter und transparenter Terminmarkt, auf dem Standardprodukte für die nächsten Jahre gehandelt werden können. Die Situation ist vielmehr die, dass sich die Marktakteure an den Terminpreisen der EEX orientieren, welche für das Marktgebiet Deutschland und Österreich gelten. Der notwendige Zuschlag auf diesen Referenzpreis muss indirekt ermittelt werden. Einerseits geben die Ergebnisse der expliziten Auktionen der Grenzkapazitäten eine Einschätzung, die jeweils für den Zeithorizont Jahr, Monat und Tag durchgeführt werden. Andererseits lassen sich die Preisunterschiede im Spotmarkt zwischen den Ländern direkt beobachten (vgl. Kap. 3.1.2). Das Problem beider Methoden liegt darin, dass keine Aussagen für einen Zeithorizont von mehr als einem Kalenderjahr möglich sind.

Gemäss EPEX sind 65²¹ Unternehmen an der EPEX SPOT als Händler für den Schweizer Spotmarkt (Auction Day-Ahead) registriert. Die Anzahl der Teilnehmer an den Auktionen der CASC sowie die Namen jener Unternehmen, die einen Zuschlag erhalten haben, werden seit Januar 2012 veröffentlicht. Für die Jahresauktion 2013 (2012) haben 37 (28) Teilnehmer ein Gebot abgegeben und 21 (18) haben einen Zuschlag erhalten. Es gibt somit eine Reihe von Marktakteuren, die zwar einen direkten Zugang zum Schweizer Spotmarkt haben, sich aber nicht an den Auktionen der Grenzkapazitäten beteiligen. Dies deckt sich mit den Resultaten

¹⁹ Quellen: EPEX und Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW)

²⁰ Quellen: EPEX und Réseau de transport d'électricité (RTE)

²¹ Stand 11.07.2013 (www.epexspot.com)

der Umfrage, bei der nur eine Minderheit der Schweizer Händler angegeben hat, location swaps zu handeln (vgl. Kap. 3.1.1).

Da viele Handelsgeschäfte im Terminmarkt bilateral und ohne Broker abgeschlossen werden, verfügen auch die etablierten Broker-Plattformen, über die Schweizer Standardprodukte auf Termin gehandelt werden können, nach Händlernaussagen nur über eine eingeschränkte Liquidität. Zudem sind die Resultate der dort abgeschlossenen Handelsgeschäfte nur für die registrierten Nutzer sichtbar.

Gemäss der Händlerumfrage schätzen eine Mehrheit der Teilnehmer die Liquidität im Schweizer OTC-Terminmarkt so ein, dass sie entweder immer (6 Teilnehmer) oder zumindest in den meisten Fällen (18 Teilnehmer) marktgerechte Angebote für Standardprodukte der nächsten drei Jahre erhalten. 8 Teilnehmer waren der Meinung, dass dies selten der Fall ist. Als liquide Handelsprodukte werden von einem grossen Teil der Umfrageteilnehmer die nächsten zwei bis drei Jahre angegeben (Abbildung 10). Diese Fristigkeit überträgt sich auf die Angebote im Vertriebsmarkt, wo den Endkunden ebenfalls maximal dreijährige Verträge angeboten werden.

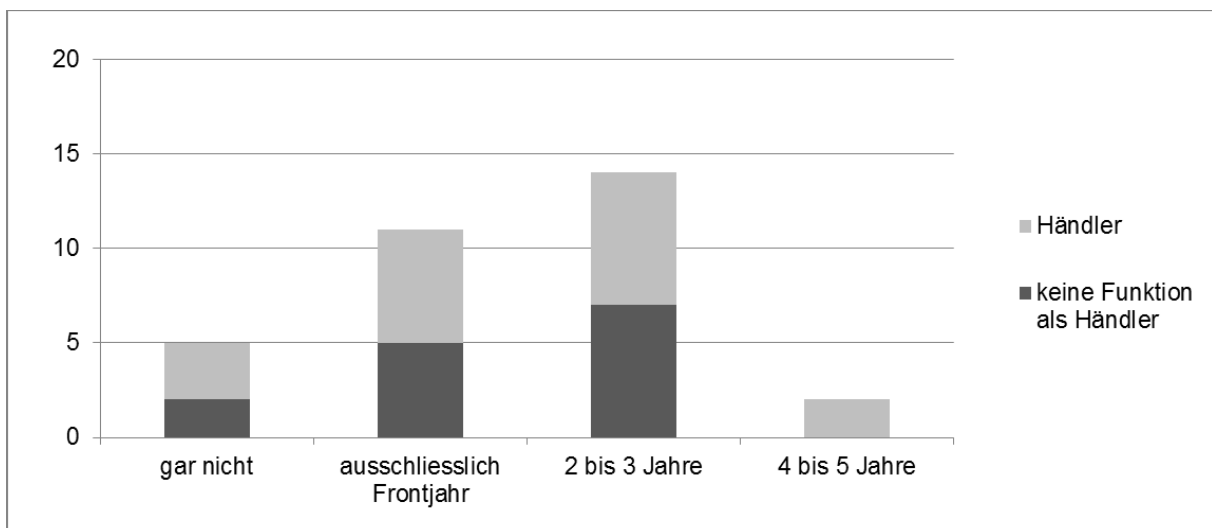


Abbildung 10: Liquide handelbare Jahre im Schweizer OTC-Terminmarkt gemäss Einschätzung der Umfrageteilnehmer

Die Frage, ob die Einführung eines organisierten Schweizer Terminmarktes über eine Strombörse begrüsst wird, bejahen 75% der Umfrageteilnehmer, während sich 12% ausdrücklich dagegen ausgesprochen haben. Die Forderung nach Einführung eines solchen transparenten Marktes wurde bereits Ende 2012 im Rahmen der vom Bundesamt für Energie und der ECom durchgeführten Umfrage zur Einführung eines Market Coupling der Schweiz mit Nachbarländern geäussert²².

²² Quelle: Konsultation zur Frage einer Strombörse im Hinblick auf ein mögliches Market Coupling, Zusammenfassung der wesentlichen Erkenntnisse
www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_642215671.pdf

3.1.4 Aussagen zur Marktkonzentration inkl. geeigneter Marktabgrenzung

Bei der Energieerzeugung und -verteilung handelt es sich um ein Geschäft, das mit langfristigen Investitionen und hohem Kapitalbedarf verbunden ist. Entsprechend haben innerhalb der Schweizer Elektrizitätsbranche gegenseitige Kapitalbeteiligungen und gemeinsame Tochtergesellschaften (Partnerwerke) eine lange Tradition. Im letzten Jahrzehnt haben sich durch Zusammenschlüsse und Übernahmen die drei grossen Player Axpo, Alpiq und BKW herauskristallisiert. Daneben existieren aber weitere Energieversorgungsunternehmen, die zwar teilweise mit den genannten in eigentumsrechtlicher Beziehung stehen, am Grosshandelsmarkt aber klar eigenständig auftreten. So hat z.B. die Anzahl unabhängiger Bilanzgruppen, welche Endkunden in der Schweiz beliefern, auf insgesamt 12 zugenommen²³. Der Marktanteil der drei grössten Bilanzgruppen ist von rund 83% in 2009 auf 74% zurückgegangen (Abbildung 11).

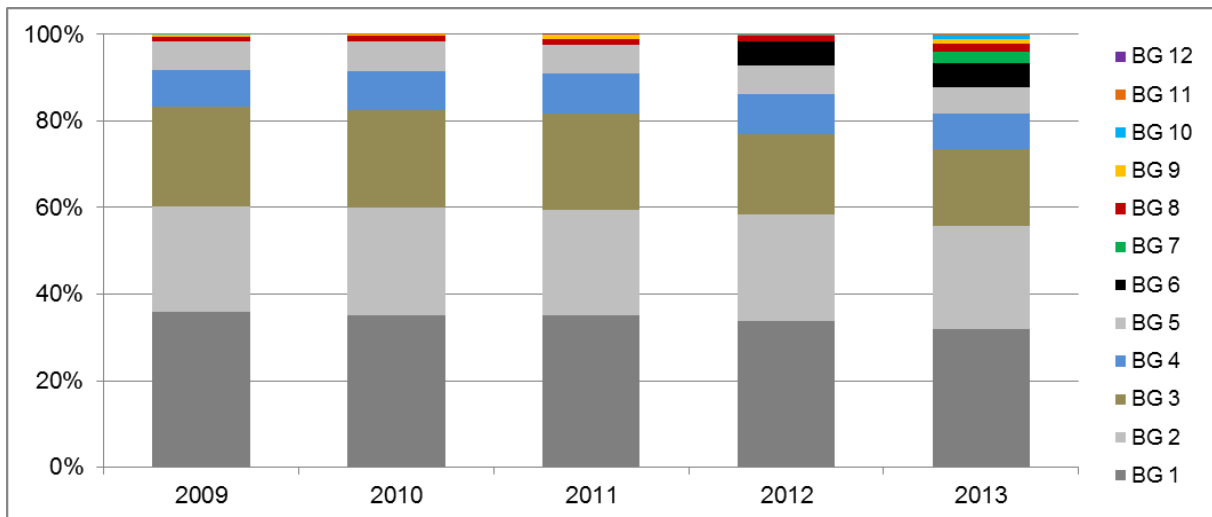


Abbildung 11: Energielieferung an Endkunden pro Bilanzgruppe und Jahr (in %) ²⁴

Ausserdem ist feststellbar, dass sich eine Mehrheit der Energieversorger nicht auf eine einzige Gegenpartei (in der Regel der historische Vorlieferant) verlässt, sondern Angebote bei mindestens zwei Marktpartnern einholt (vgl. Abbildung 12).

²³ 2009 verfügten die drei grossen Player teilweise über mehr als eine Bilanzgruppe mit Endkunden (Atel und EOS, NOK und EGL). Einige davon wurden im Laufe der Jahre integriert. In Abbildung 11 sind diese späteren Zusammenschlüsse bereits seit Anfang als eine Bilanzgruppe dargestellt.

²⁴ Quelle: Swissgrid

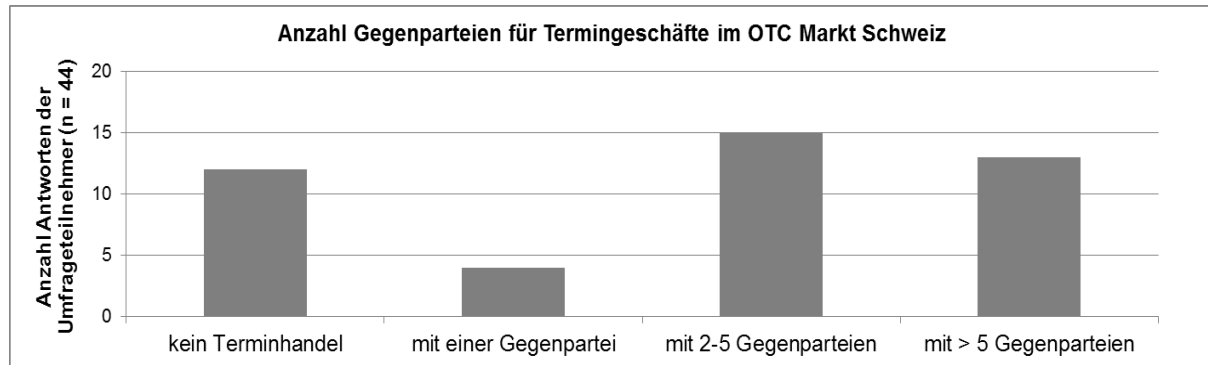


Abbildung 12: Gegenparteien im Terminhandel OTC

Eine Bedingung für einen funktionierenden Markt ist, dass Anbieter und Nachfrager in ausreichender Zahl vorhanden sind und die Preise sich aus den aktuellen Verhältnissen im Markt ergeben. In der Umfrage wurde deshalb abgefragt, wie gross die Spannbreite zwischen den besten drei Angeboten ist, wenn im Schweizer OTC-Terminmarkt Standardprodukte für die nächsten drei Jahre angefragt werden (Tabelle 2).

	weniger als 1% Differenz	1 bis 3% Differenz	3 bis 5 % Differenz	Keine Antwort
Nennungen	6	8	6	4

Tabelle 2: Spannbreite der drei besten Angebote bei Anfrage eines Standardproduktes

Von den 20 Teilnehmern, die solche Produkte anfragen und eine Antwort gegeben haben, schätzen 14, dass die Differenz jeweils weniger als 3% beträgt. Es lässt sich daraus ableiten, dass sich bei Anfragen mindestens drei Anbieter finden lassen, die bereit sind, ein Marktangebot zu stellen und dass die Markteinschätzung dieser Anbieter relativ nahe beieinander liegen.

Die Ergebnisse der Umfrage decken sich mit den Erfahrungen aus konkreten Ausschreibungen von Schweizer EVU. Versorger, welche am Terminmarkt beschaffen wollen, treffen mehrere Anbieter an, die untereinander im Wettbewerb stehen und einen Preis offerieren, welcher sehr nahe beim „theoretischen“ Marktpreis Schweiz (EEX + Nordgrenze) liegt. Der Vergleich der Angebote mit dem „theoretischen“ Marktpreis Schweiz²⁵ lässt zudem die Aussage zu, dass die Händler keine zusätzlichen Margen einpreisen und sich Preisdifferenzen hauptsächlich durch Portfolioeffekte erklären lassen²⁶. Sollte sich dennoch eine marktmachtbedingte Marge zwischen den theoretischen und den angebotenen Preisen bilden, so darf mit einem sehr raschen Eintritt neuer, insbesondere ausländischer Akteure gerechnet werden. Arbitragegeschäfte sind im Stromhandel sehr kurzlebig, da praktisch keine Markteintrittsschwellen existieren.

²⁵ Der „margenfreie“ Marktpreis Schweiz kann aufgrund des Terminpreises Deutschland, des Handelswertes für Importkapazitäten und erfahrungswertbasierten Risikoprämien berechnet werden.

²⁶ Je grösser ein Handelsportfolio ist, desto effizienter kann es i.d.R. organisiert werden und desto tiefer fallen die internen Abwicklungskosten des Handels aus.

Damit die EVU jederzeit auf den Handelsmarktpreis zugreifen können, müssen sie aber ihren Beschaffungsmodus anpassen. Der traditionelle Vollversorgungsvertrag erlaubt keine flexible Beschaffungstaktik. Die Wettbewerbsfähigkeit der Beschaffung ist damit insbesondere für Marktkunden nicht gesichert. Je nach Grösse ihres Portfolios und des Autonomiegrades ihrer Vertriebsstrategie können EVU zwischen einer strukturierten Beschaffung²⁷ oder einer „intelligenten“ Vollversorgung²⁸ auswählen. In beiden Fällen geht es darum, die Flexibilität der Beschaffung derjenigen des Vertriebsportfolios anzupassen und für umworbene Marktkunden sich den Grosshandelspreis zu sichern. Besonders interessant sind Beschaffungsmodelle, die mehrere Lieferanten zulassen. So können zumindest teilweise die Vorlieferanten in Konkurrenz gestellt werden.

EVU, die für eine flexible Beschaffungsstrategie zu klein sind (kleiner als 50 GWh) und die bewusst auf eine eigenständige Vertriebsstrategie verzichten, bleiben oft in der Vollversorgung und gehen mit dem Vorlieferanten eine Kooperation zur Bearbeitung der Marktkunden ein.

3.2 Lieferantenwechsel

3.2.1 Wechselraten nach Anzahl Endverbraucher und Energiemengen²⁹

Zurzeit existiert im Schweizer Strommarkt kein offizieller Marktmonitor vom Regulator, in dem die Situation des Wettbewerbes untersucht wird. Bei verschiedenen Interessensgruppen innerhalb der Branche bestehen interne Erhebungen zu den Lieferantenwechseln, die aber nicht veröffentlicht werden.

BET Dynamo Suisse (BDS) führt seit 2008 eine Umfrage hinsichtlich Lieferantenwechsel bei EVU durch. An dieser Umfrage haben in 2013 34 EVU teilgenommen, davon 17 aus der Westschweiz und 17 aus der Deutschschweiz³⁰. Unter den Umfrageteilnehmern befinden sich keine Überlandwerke und keine Westschweizer Kantonswerke. Diese 34 EVU stellen etwa 12% des schweizerischen Energieverbrauchs sicher und hatten per 2012 4'473 markt-berechtigte Kunden (>100 MWh Jahresverbrauch). Diese marktberechtigten Kunden vereinen auf sich fast die Hälfte des Stromabsatzes der EVU. Je nach EVU machen die marktberechtigten Kunden zwischen 0.2% und 1.3% der Anzahl Kunden aus. Ihr Anteil am Absatzvo-

²⁷ Unter einer strukturieren Beschaffung versteht man, dass unterschiedliche Produkte (i.d.R. Standardprodukte) zu unterschiedlichen Zeitpunkten (mit Vorlauf von bis zu drei Jahren) auf unterschiedlichen Märkten (Termin- und Spotmärkte) bzw. bei unterschiedlichen Handelspartnern beschafft werden, um das Beschaffungsportfolio sukzessive gemäss einer definierten Beschaffungsstrategie aufzubauen.

²⁸ Mit „intelligenter“ Vollversorgung ist gemeint, dass ein Versorger die benötigte Energie von einem einzigen Vorlieferanten bezieht, gegenüber einem klassischen Vollversorgungsvertrag aber mehr Freiheiten genießt, um auf Veränderungen in seinem Energieabsatz reagieren zu können.

²⁹ Für die Analyse des Lieferantenwechsels wurden die Daten der ECom-Umfrage sowie die Daten der BDS-Umfrage herangezogen. Wobei bei der BDS-Umfrage der tatsächliche Wechsel von Lieferanten abgefragt worden ist. Im Gegensatz dazu bezog sich die Fragestellung der ECom auf all jene Kunden, die von der Grundversorgung in den Markt wechselten, egal ob der Kunde beim alten Versorger geblieben ist oder zu einem neuen Lieferanten wechselte.

³⁰ Diese Umfrage erhebt keinen Anspruch die Entwicklungen im Schweizer Strommarkt allumfassend und exakt abzubilden. Jedoch gibt es viele Werke, die seit 5 Jahren teilnehmen, was es zulässt, Entwicklungen zu verfolgen.

lumen liegt jedoch zwischen 3% und 65%. Diese Analyse erhebt keinen Anspruch auf statistische Relevanz und erlaubt nur qualitative Aussagen zur Entwicklung der Wettbewerbssituation. Die quantitativen Resultate scheinen aber mit der von ECom organisierten Erhebung kohärent³¹.

Wenn man die Umfrageergebnisse über den Zeitverlauf von mehreren Jahren betrachtet, dann erkennt man, dass der Wettbewerb um Neukunden in der Westschweiz um etwa drei Jahre früher begonnen hat und seit 2011/12 auch in der Deutschschweiz angekommen ist. Ein gewisser Preisunterschied zwischen den beiden Landesteilen besteht nach wie vor, eine Angleichung der Niveaus ist allerdings klar feststellbar. Dies ist darauf zurückzuführen, dass mit dem Zerfall der Grosshandelspreise für Strom diese in allen Landesteilen zunehmend zur Referenz für die Beschaffungsverträge der EVU werden und die gestehungskostenbasierten Verträge mehr und mehr ablösen. Ohne Neuerungen im Regelwerk dürften die Marktpreise auch bei einem erneuten Preisanstieg als Transferpreise zwischen den verschiedenen Teilen der Wertschöpfungskette gültig bleiben. Dies bedeutet, dass sich die Vertriebspreise in allen Landesregionen auf Basis der Handelsmarktpreise mittelfristig angleichen dürften. Bietet das neue Regelwerk keine Absicherung der Gestehungskosten mehr, werden Produzenten entweder kostenbasierte Vertriebsprodukte unter dem Slogan der Versorgungssicherheit lancieren, oder aber müssen die Produktionskosten durch Effizienzmassnahmen oder Wertberichtigungen dem Marktpreis anpassen.

67% der EVU haben in 2012 Anfragen für Marktverträge 2013 erhalten (gegenüber 50% der EVU in 2011 für 2012). Die Zahl der Kunden, welche ein Marktangebot angefragt haben, hat gegenüber dem Vorjahr (2011 auf 2012) jedoch abgenommen. Dies ist auf eine Verhaltensänderung der Bündelkunden zurückzuführen, die mehr und mehr direkt bei einigen spezialisierten Lieferanten anfragen, ohne die lokalen EVU zu berücksichtigen.

Akquisitionsstrategie und Anfragen von Kunden ausserhalb des eigenen Verteilnetzes

Die EVU mit einer Akquisitionsstrategie setzen mindestens 140 GWh pro Jahr ab. Die Situation hat sich gegenüber dem Vorjahr nicht verändert, wobei die Westschweizer Unternehmen stärker vertreten sind. In 2012 wurden zusammen 55 Angebote für Lieferungen ausserhalb des Stammgebietes für das Jahr 2013 gemacht (2.2 TWh) und 26 Kunden gewonnen (0.7 TWh). Dies bedeutet eine Erhöhung der Kundenanzahl von 0.6% bei einem Energiezuwachs von 22%. Zwei EVU mit einer aktiven Akquisitionsstrategie haben in früheren Jahren verlorene Kunden zurückgewonnen.

45% der EVU haben Anfragen von Kunden ausserhalb ihres Verteilgebietes erhalten. Dies entspricht etwa der Grössenordnung vom Vorjahr. Die Hälfte der angefragten EVU haben 1 oder 2 Anfragen erhalten; die restlichen bedeutend mehr.

Im Allgemeinen werden die in Abbildung 13 dargestellten Angebotsprozesse durch die EVU gut beherrscht. Einzig die Energiebeschaffung, sei es beim Vorlieferanten oder direkt am

³¹ Im Tätigkeitsbericht 2012 der ECom finden sich auf S. 32 die Resultate zu einer Erhebung „Übertritt in den freien Markt“. Es handelt sich dabei um Kunden, die entweder den Stromlieferanten gewechselt oder bei ihrem angestammten Versorger einen Marktvertrag unterzeichnet haben.

Markt, inkl. Gültigkeitsfristen, stellt bei mehreren EVU ein gewisses Problem dar. Dabei wickeln 75% der EVU die Prozesse mit Drittlieferanten im eigenen Verteilnetz manuell ab. Daraus lässt sich ableiten, dass das heutige Regelwerk keine wesentlichen Schwierigkeiten zur Teilnahme am Wettbewerbsmarkt kreiert hat. Auch die von der Branche entwickelten Wechselprozesse und Aspekte der Datenlogistik scheinen generell sehr gut beherrscht.

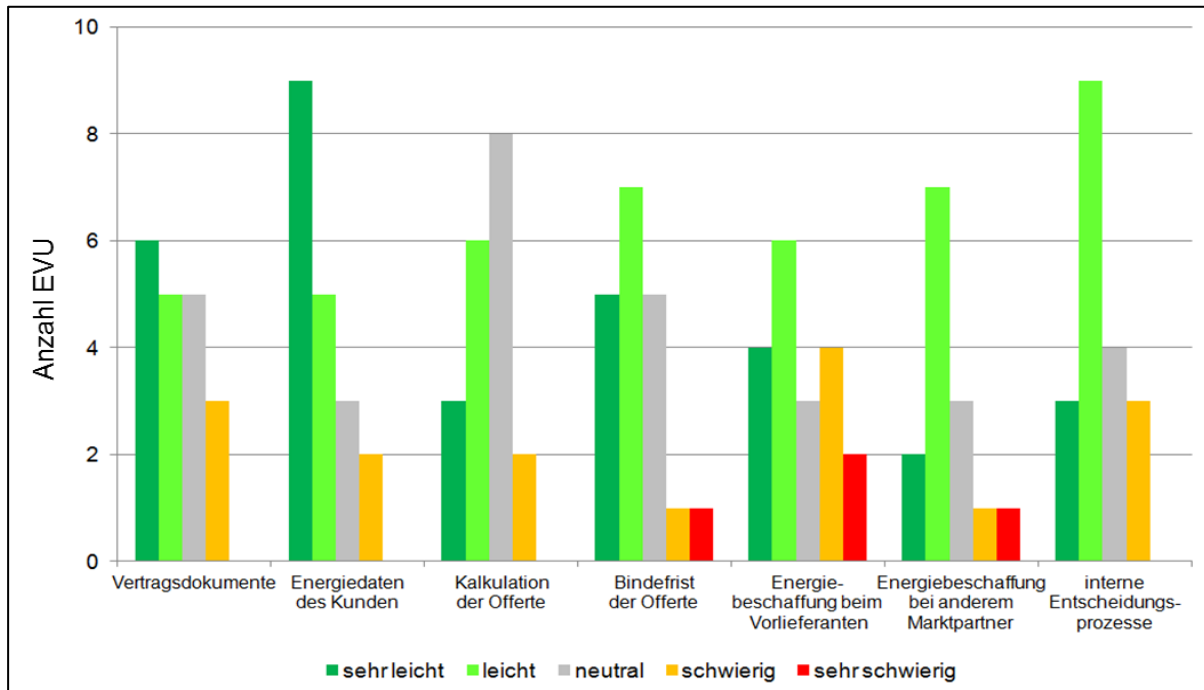


Abbildung 13: Angebotsprozesse bei Marktangeboten (Quelle: BDS Marktstudie)

Eine Analyse der Kundenverluste zeigt, dass 15% der teilnehmenden EVU seit der Marktöffnung mehr als 15% ihres Gesamtabsatzes verloren haben. Dies begründet sich einerseits durch einige Kleinst-EW, die dem steigenden Wettbewerb hilflos ausgeliefert sind und andererseits durch eine bewusst passive Strategie einiger grösserer Energieversorger. Der Grossteil der EVU reagierte auf den steigenden Wettbewerb mit einer aktiven Strategie zur Vermeidung von Verlusten im traditionellen Kundenportfolio.

Aktive Kundengewinnungsstrategien ausserhalb des Heimmarktes sind bei den befragten Werken kaum zu beobachten, da eine dedizierte Vertriebsorganisation oft fehlt. Sporadisch können marktberichtigte Standorte eines Stammkunden dazugewonnen werden. Eine klare Absicht zum Angriff von Nachbar-EVU kann aber nicht beobachtet werden.³²

Grössere Kantonswerke, insbesondere in der Westschweiz, versuchen die verlorenen Vertriebsvolumen durch aktive Akquise zu kompensieren, was teils zu einem sehr harten regionalen Wettbewerb führt.

³² Seit etwa 2012 vor dem Hintergrund stark fallender Grosshandelspreise konnte eine deutliche Zunahme des Wettbewerbs um marktberichtigte Kunden beobachtet werden, da der Wechsel in den Markt für Kunden attraktiver und einige Anbieter ihren Vertrieb neu ausgerichtet haben. So hat etwa die EKZ mit „Energy for Business“ in 2013 eine Schweiz weite Marktplattform für den Online-Vertrieb für marktberichtigte Kunden eingerichtet. In Kap. 3.2.2 sind die historischen Vertriebsaktivitäten der EVU detailliert dargestellt.

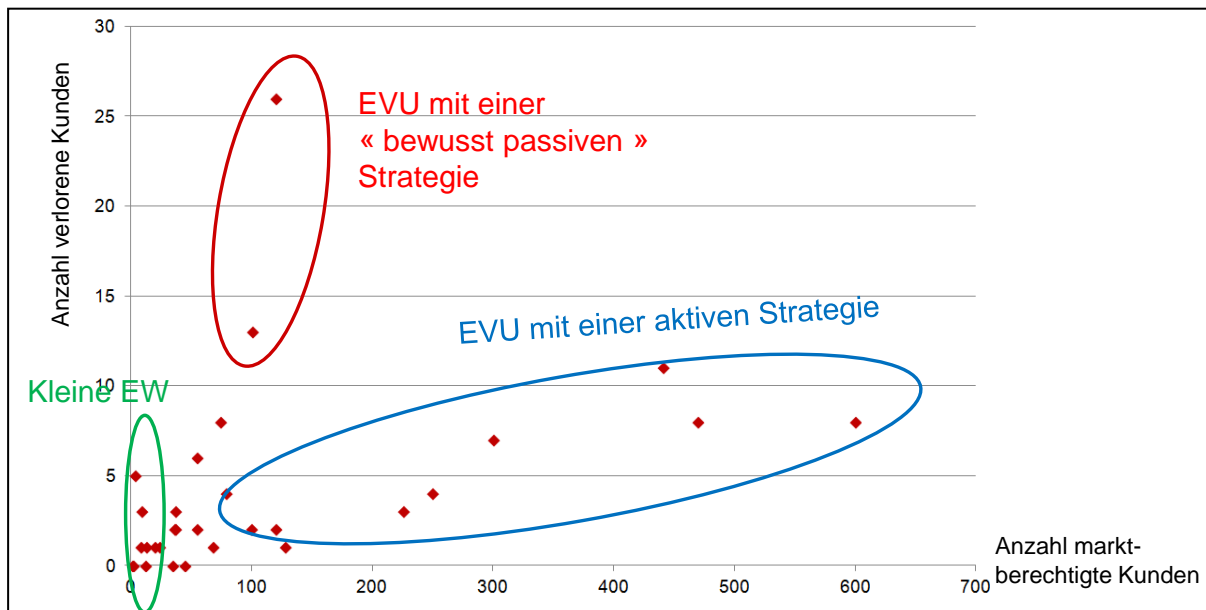


Abbildung 14: Kundenverluste 2009 – 2012 (Quelle: BDS Marktstudie)

Die teilnehmenden EVU haben, wie in Abbildung 14 dargestellt, 87 Kunden verloren und 6 EVU mit einer aktiven Strategie haben 32 Kunden gewonnen. Hierzu zählen auch Kunden, die zu Beginn der Umfrage (2009+2010) an Mitbewerber verloren wurden und in den Folgejahren wieder als Kunde gewonnen werden konnten.

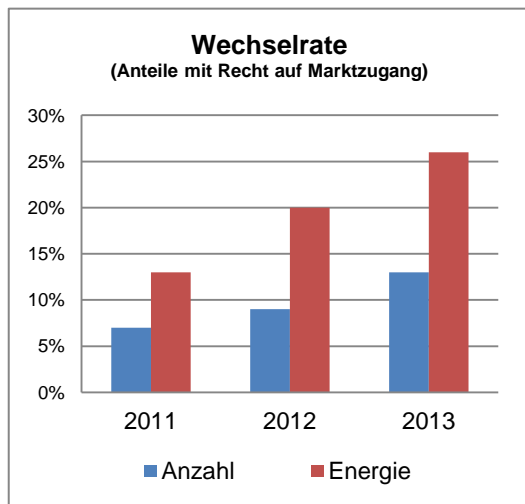


Abbildung 15: Wechselrate (Quelle: EICom)

Das Ergebnis einer Erhebung der EICom bei den 80 grössten EVU der Schweiz hinsichtlich des Wechsels der marktberechtigten Kunden in den freien Markt wird in Abbildung 15 dargestellt. Die einbezogenen grossen EVU repräsentieren 3.6 Mio. Endverbraucher mit einem Stromkonsum von 41 TWh. Damit werden knapp 80% des Gesamtmarktes (rund 53 TWh ohne öffentlichen Verkehr) abgedeckt. Hierbei wurde untersucht wie viele markt-berechtigte Kunden aus der Grundversorgung in den freien Markt gewechselt haben und welcher Energiemenge dies entspricht.

In den ersten beiden Jahren der Marktöffnung, bis einschliesslich 2011 wurde, wie aus Abbildung 15 ersichtlich ist, das Wahlrecht zum Wechsel in den Markt noch wenig genutzt. Lediglich 7% der marktberechtigten Endverbraucher haben davon Gebrauch gemacht. Der höhere Prozentsatz bei der Wechselrate Energie zeigt, dass insbesondere Grossverbraucher in den Markt gewechselt sind. Gerade in den letzten beiden Jahren hat sich die Wechseldynamik drastisch erhöht. So verdoppelten sich die entsprechenden Anteile in 2013 gegenüber 2011 auf 13 bzw. 26 Prozent. Aufgrund der aktuell zunehmenden Akquise-Aktivitäten der Akteure (siehe Kap.3.2.2) und dem aktuellen tiefen Marktpreisniveau ist mit einer weiteren Zunahme der Wechselraten zu rechnen.

Die Studie von BDS hinsichtlich der Kundenwechsel für den Zeitraum der Marktöffnung zeigt in Tabelle 3 eine über die Jahre kumulierte Wechselrate von etwa 10% hinsichtlich der Anzahl der marktberechtigten Kunden und etwa 10-20% hinsichtlich der Energiemenge. Auf die gesamte Schweiz hochgerechnet, ergibt sich ein Wechsel von etwa 4'000 Kunden mit einer Energiemenge von 5-8 TWh, die seit der Marktöffnung von der Grundversorgung in den freien Markt gewechselt haben.

	Jährliche Wechselrate		kumuliert
	2013	2012	2009 - 13
% Anz. Markt- rechtigte Kunden	3.4 %	1.2 %	10 % ca. 4'000
% wählbare Volumen	7%	3 %	10 - 20 % 5 – 8 TWh

Tabelle 3: Wechselrate (Quelle: Erhebung BDS)

Die beiden Marktstudien von BDS und ECom zeigen im Prinzip ein ähnliches Bild. Es muss aber berücksichtigt werden, dass die BDS-Studie nur jene marktberichtigte Kunden ermittelte, die den EVU wechselten. In der Umfrage der ECom hingegen wurde kein Unterschied gemacht, ob der Kunde beim bestehenden Energieversorger geblieben ist und nur von der Grundversorgung in den freien Markt wechselte oder ob der Kunde mit seinem Wechsel in den freien Markt auch den Energielieferanten gewechselt hat. Dadurch wurden in der ECom-Studie auch höhere Wechselraten und Energievolumina ermittelt.

Wie bereits mehrfach erwähnt, ist der wesentliche Grund für die steigende Wechselbereitschaft bei der Preissituation zu suchen.

Abbildung 16 zeigt den direkten Vergleich zwischen den von ECom publizierten Grundversorgungstarifen für ein C4 Profil³³ und dem „theoretisch“ kalkulierten Marktpreis³⁴ für dasselbe Abnahmeprofil, jeweils für das folgende Jahr. In den ersten Jahren der Marktöffnung war der Markt für die Endkunden keine attraktive Alternative zur Grundversorgung. Erst seit 2011 sind diese Konditionen wettbewerbsfähiger als die Grundversorgungstarife einiger EVU. Ab 2012 sind dann die Tarife einer grossen Mehrzahl von EVU höher als der Markt. Die weiter fallenden Marktpreise widerspiegeln sich in einer Senkung der Energietarife einer grossen Zahl von EVU für das Jahr 2014 gegenüber 2013. Der Median aller publizierter Tarife sinkt um mehr als einen Rappen pro Kilowattstunde, nachdem er in den vier ersten Jahren nach der Marktöffnung jährlich anstieg. Dennoch liegen nach wie vor die Energietarife von 90% aller EVU höher als der aktuelle Marktpreis.

³³ Die dunkelgraue Linie markiert den Median aller publizierten Tarife, innerhalb des hellgrauen Balkens befinden sich 80% der Energietarife, 10% liegen darüber, 10% darunter.

³⁴ Der Marktpreis berechnet sich aus einer Kombination der an der EEX gehandelten Standardprodukten, Zuschlägen für die Nordgrenze und die Profilanpassung, multipliziert mit einem tagesaktuellen Wechselkurs. In rot ist jeweils die Periode zwischen Publikation der Tarife (Ende August) und Ausübung des Rechts auf freien Netzzugang (Ende Oktober) markiert.

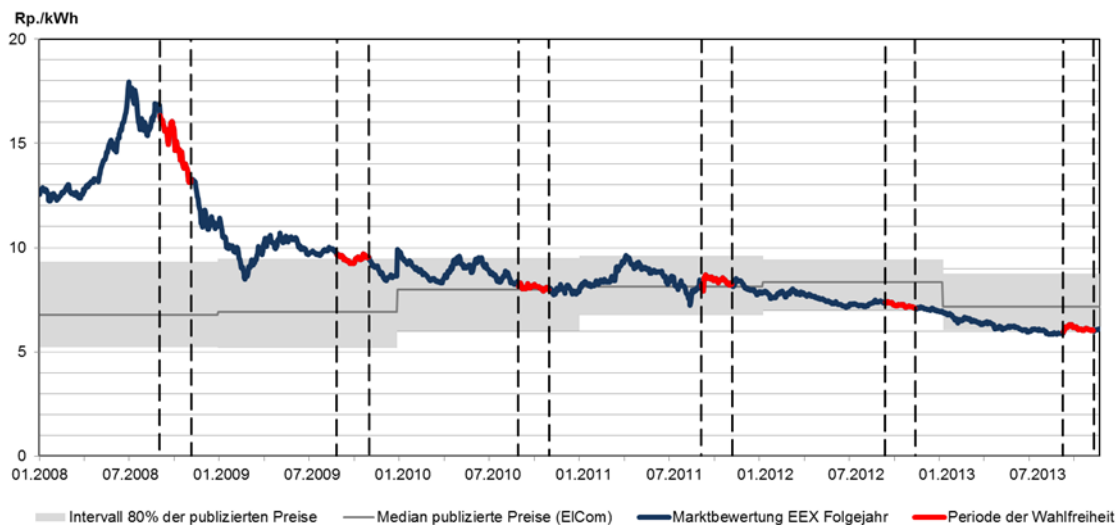


Abbildung 16: Vergleich Marktpreis vs. Grundversorgungstarife für Profil C4³⁵

Umgekehrt ist auch zu vermerken, dass es sich auch für einen Anbieter nicht lohnt, Kunden unter dem Marktpreis zu bedienen, um mit der Grundversorgung wettbewerbsfähig zu sein. Ein zusätzlich akquirierter Kunde bedeutet zusätzliche Beschaffung zu Marktkonditionen. Anbieter mit einem Erzeugungsüberschuss müssen zwar die zusätzliche Energie nicht am Markt beschaffen, können aber umso weniger Energie am Markt verkaufen. Es ergeben sich also Opportunitätskosten.

Ergebnis

- Die Zahl der Lieferantenwechsel hat zugenommen, was beim aktuellen Marktpreisniveau nicht überrascht. Gemäss der Umfrage beträgt die Lieferantenwechselrate seit Anfang Marktöffnung 10% bei der Anzahl der marktberechtigten Kunden und maximal 20% beim Energievolumen. Mittlerweile stehen mehrere Anbieter mit einer klaren Akquisitionsstrategie bereit. Bei gleich bleibendem Marktpreisniveau werden die Lieferantenwechsel weiterhin stark zunehmen.
- Bei kleineren marktberechtigten Kunden nahe 100 MWh stellt die Notwendigkeit für einen Lastgangzähler und die dadurch höheren Messkosten eine Barriere für den Wechsel in den freien Markt dar.
- Im Laufe der Jahre 2009 bis 2012 hat sich der Wettbewerb von der Westschweiz ausgehend auf das ganze Land ausgebreitet. Für viele Deutschschweizer EVU kam diese Entwicklung etwas überraschend, da vorher der Marktpreis über den Grundversorgungspreisen lag.
- In der Westschweiz ist eine Weiterentwicklung der Vertriebsstrategien feststellbar; d.h. auf eine passive Kundenbindung folgten eine aktive Kundenbindung und danach die aktive Akquisition von Neukunden.

³⁵ Quelle: EICom und Berechnungen BDS auf Basis EEX, SNB und Markteinschätzung

- EVU mit einer aktiven Strategie und einer Mindestgrösse können in der Regel ohne grosse Kundenverluste im Wettbewerb bestehen.
- Der Wettbewerb um die kleine Anzahl wechselbereiter Kunden ist sehr stark und die Margen im Geschäft mit Kunden >1 GWh und mit nationalen Bündelkunden sind dank der Verhandlungsmacht der Grosskunden gering. Kalkuliert wird mit dem theoretischen Marktpreis für die Schweiz (Mark-to-Market). Angebote unter dem Grosshandelspreis sind jedoch sehr selten. Es kann also nicht beobachtet werden, dass insbesondere Stromerzeuger mit Preisen unter dem Markt Marktanteile kaufen.
- Kunden <1 GWh sind bis heute hauptsächlich der lokalen Konkurrenz ausgesetzt (EVU in der Nachbarschaft). Gesamtschweizerische Vertriebskanäle für dieses Segment sind jedoch in Vorbereitung bzw. seit Mitte 2013 aktiv.

3.2.2 Wichtige Akteure auf dem Markt und Klassifikation der Angebote

Historische Entwicklung der Vertriebsaktivitäten

In der ersten Phase der Marktöffnung (2009-2010) war ein entstehender Wettbewerb um marktberechtigte Kunden insbesondere in der Westschweiz zu beobachten. Das lag insbesondere an der Preissituation, in der zu bestimmten Zeiten in bestimmten Tarifgebieten Marktpreise tiefer waren als die Grundversorgungstarife. Nur wenige Anbieter sind in dieser Phase ausserhalb ihrer Netzgebiete mit einer dezidierten Akquisestrategie aktiv gewesen. Anfragen von wechselwilligen Unternehmen, z.B. in Form von Ausschreibungen blieben von der Mehrzahl der EVU meist unbeantwortet und nur wenige EVU haben ihren eigenen Kunden aktiv Marktangebote unterbreitet. Lediglich eine geringe Anzahl von meist kleineren Unternehmen (<1 GWh) wurde punktuell zu Testzwecken gewonnen, um Lieferantenwechselprozesse zu testen. Bis Ende 2009 hatten daher nur ca. 100 Unternehmensstandorte ihren Lieferanten gewechselt.

In einer zweiten Marktphase (2011-2013) und vor dem Hintergrund stark fallender Grosshandelspreise konnte eine deutliche Zunahme des Wettbewerbs um marktberechtigte Kunden beobachtet werden. Zum einen wurde der Wechsel in den Markt für Kunden attraktiver und zum anderen haben Anbieter ihren Vertrieb neu ausgerichtet und waren in der Lage aktiv Marktangebote zu offerieren. Neben den EVU aus der Westschweiz wurden auch zunehmend EVU aus der Deutschschweiz ausserhalb ihres Netzgebietes aktiv. Anfragen von Kunden³⁶ wurden zunehmend von den EVU beantwortet und insbesondere grössere Kunden (>3 GWh) und Kettenkunden erhielten ein Marktangebot, das teilweise auch den Bezug des ökologischen Mehrwertes in Form eines Grünstromangebotes umfasste. Auch der Wettbewerb um kleinere Unternehmen (<1 GWh) wurde intensiver. Insbesondere erhalten heute kleinere Unternehmen Marktangebote von EVU aus der Nachbarschaft oder der Region. Es ist davon auszugehen, dass dieses Segment zunehmend über kostengünstigere Online-Portale angesprochen und somit auch überregional und Schweiz weit bedient wird.

³⁶ Von den 34 an der BDS-Umfrage teilnehmenden EVU erhielten ca. 45% in 2012 Anfragen von Unternehmen ausserhalb ihres Netzgebietes.

Verhalten von Akteuren heute

Während in der ersten Marktphase nur vereinzelt Marktangebote lanciert wurden, beobachtet man in den letzten Jahren eine zunehmende Professionalisierung der EVU in Bezug auf einen segmentspezifischen Einsatz von Vertriebskanälen gemäss ihrer jeweiligen strategischen Ausrichtung. Diese gestalten sich im derzeitigen Marktumfeld jedoch noch völlig uneinheitlich und stellen sich folgendermassen dar:

- **„National aktiv“** im Bereich der Kundenakquise sind lediglich etwa 5 Energieversorger, die neben dem Ausbau des bestehenden Gross- und Bündelkundengeschäfts über ein persönliches (mehrsprachiges) Key Account Management auch zunehmend Einzelstandorte von kleinen und mittleren Unternehmen mittels Online-Plattformen akquirieren. Ausserdem werden zunehmend Partnerschaften mit Industrie-/Gewerbeverbänden eingegangen, um einen besseren Zugang zu den Zielkunden zu bekommen. Die Überlandwerke halten sich bisher mit der Schweiz weiten Akquise von marktberechtigten Kunden zurück. Bei Alpiq und Axpo ist dies darauf zurückzuführen, dass ihre Aktionäre aktuell dabei sind, entweder für sich selber die eigene Vertriebsausrichtung im geöffneten Strommarkt zu finden oder bereits selbst als eine Art „Vertriebsarm“ im Aktionärskreis fungieren. Auffällig ist zudem die Zurückhaltung ausländischer Akteure, die sich im Gegensatz zu den Nachbarländern Deutschland und Österreich bisher nicht im Endkundenvertrieb (z.B. über Beteiligungen an Stadt- und Gemeindewerken oder den Aufbau eigener Vertriebsgesellschaften) engagieren. Dies liegt insbesondere an dem aktuell begrenzten Marktpotenzial (nur etwa 40'000 marktberichtete Standorte) und der öffentlich-rechtlich dominierten Eigentümerstruktur der schweizerischen Stromversorgung.
- Als **„national passiv“** kann man diejenigen EVU bezeichnen, die aufgrund ihrer Schweiz weiten Bekanntheit Anfragen erhalten und zum Teil an Ausschreibungen teilnehmen. Zu ihnen gehören insbesondere die grossen Produzenten sowie die Überlandwerke, welche die notwendigen Beschaffungskompetenzen und Ressourcen inklusive der notwendigen Mehrsprachigkeit besitzen, um Schweiz weite Anfragen und Ausschreibungen abzuwickeln.
- Etwa 10 EVU sind als **„regional aktive“** Unternehmen einzustufen. Grössere EVU fokussieren sich flächendeckend, insbesondere auf Zielgebiete (z.B. Westschweiz), in welchen das jeweilige EVU bereits eine hohe Bekanntheit besitzt. Kleinere EVU erweitern sukzessive ihr Vertriebsgebiet, indem sie sich auf Unternehmen in der Region fokussieren, zu welchen bereits über das regionale Gas- oder Dienstleistungsgeschäft eine Geschäftsbeziehung besteht. Es ist davon auszugehen, dass sich die Anzahl der regional aktiven Vertriebe insbesondere bei den mittleren und grösseren EVU (ab 20'000 Zählpunkte) stark erhöhen wird.
- Über 50 EVU sind **„regional passiv“** ausgerichtet, d.h. sie haben Marktangebote in der Schublade und können diese auch Kunden ausserhalb des eigenen Netzgebietes auf Anfrage anbieten. Diese EVU fokussieren sich in erster Linie auf die Bindung bestehender Kunden, sind aber jederzeit in der Lage, Kundenverluste durch aktive Marktangebote in der Region zu limitieren.

Entwicklung der Angebote

Die Entwicklung und Vermarktung von Produkten erfolgt in enger Anlehnung an den Bedürfnissen, den vorhandenen Kompetenzen und der Wettbewerbssituation in den unterschiedlichen Segmenten. So werden für kleine und mittlere Unternehmen (KMU) weitgehend standardisierte Vollversorgungsprodukte mit möglichst einfacher Abwicklung und einer Laufzeit von 2-3 Jahren angeboten. Z.B werden über Online Plattformen den KMU Marktpreise offeriert, die sich unterhalb der Grundversorgungstarife befinden. Der kommunikative Ausgangspunkt solcher Angebote besteht oft in einem anschaulichen Preisvergleich mit dem aktuellen Grundversorgungstarif des Kunden und den erreichbaren Einsparungen je Lieferjahr.

Grossunternehmen werden dagegen persönlich über ein Key Account Management angesprochen und betreut. Sie erhalten je nach Kompetenz und Ressourcen Vollstromprodukte, standardisierte und individuelle Tranchenlösungen oder komplexere Produkte wie Portfolio Management Angebote. Die Konkurrenzangebote in diesen Segmenten bewegen sich nahe am oder sogar unterhalb des Marktpreises, so dass die Margenspielräume oft begrenzt sind. Wie bereits in anderen liberalisierten Märkten zu beobachten, werden sich mittelfristig im Grosskundensegment daher nur wenige, zum Teil spezialisierte Anbieter auf dem Markt durchsetzen können. Gleiches gilt für das Segment der Kettenkunden, die bereits heute fast ausschliesslich durch spezialisierte Unternehmen betreut werden.

Grünstromprodukte werden als Zertifikate bei den Marktverträgen optional angeboten. Dabei kann der Kunde zwischen verschiedenen Preisklassen mit Qualitätsunterschieden bezüglich der Herkunft (regional, national, international) und der Erzeugungstechnologie auswählen. Es ist zu beobachten, dass eine steigende Anzahl von Unternehmen (Swisscom, McDonald, Baxter, Banque Cantonale du Jura usw.) ökologische Stromprodukte und CO₂-Kompensation in ihr Marketing einbauen.

Zusatzdienstleistungen im Bereich der Energieeffizienz werden insbesondere von regionalen Akteuren angeboten, da diese eine Vorort-Intervention bedingen. Dank seinem nationalen Netz an Installationstechnik kann Alpiq diese Dienstleistungen grossflächig anbieten. Es ist aber zu bemerken, dass Stromlieferung und Dienstleistung zwar aus derselben Hand, aber nicht in einem einzigen Vertrag angeboten werden. Es ist also typisches Cross-Selling, das den Zugang zum Kunden, nicht aber die Margen verbessert.

4 Aspekte der internationalen Wettbewerbsfähigkeit

4.1 Internationaler Preisvergleich getrennt nach Grossverbrauchern und Haushalt/Gewerbe³⁷

Vorbemerkungen

Im internationalen Preisvergleich haben wir den direkten Vergleich mit Deutschland privilegiert, da der Schweizer Handelsmarkt an den Referenzmarkt Deutschland angelegt ist (siehe Kap. 3.1.2). Auch dürfte das künftige Regelwerk für den Schweizer Strommarkt dem Deutschen Strommarkt am nächsten kommen. Gleichwohl konnten aufgrund einer limitierten Verfügbarkeit von tatsächlich ausgehandelten Preisen im Schweizer Strommarkt lediglich die von den Schweizer Netzbetreibern publizierten Grundversorgungstarife für einen Vergleich mit anderen Ländern herangezogen werden. Auch internationale Ländervergleiche sind daher mit Vorsicht zu geniessen, da diese zum Teil Märkte mit Regulierung des Energiepreises (z.B. Italien, Frankreich)³⁸ und Märkte ohne Regulierung des Energiepreises (z.B. Norwegen, Niederlande) miteinander vergleichen. Einschränkungen der Vergleichbarkeit der Schweizer Strompreise mit internationalen Strompreisen ergeben sich

- durch den unterschiedlichen, historischen Erzeugungsmix der Länder. Durch mangelnde Kuppelkapazitäten zwischen den Ländern bestehen weiterhin verschiedene Preiszonen, die einen Grossteil der Unterschiede in den Energiepreisen erklären können.
- durch die ausschliessliche Verwendung regulierter Tarife für die Schweiz und deren Vergleich mit Marktpreisen in anderen Ländern sowie durch die unterschiedlichen Marktöffnungsgrade (Teilmarktöffnung Schweiz).
- durch unterschiedliche methodische Ansätze bei der Ermittlung der Durchschnittswerte – so werden die internationalen Strompreise nach EUROSTAT mengengewichtet, d.h. die Aussage lautet: „wie viel bezahlt ein durchschnittlicher Endverbraucher“ im Gegensatz zur Methodik Schweiz „was bietet der durchschnittliche Verteilnetzbetreiber an“.
- durch die exemplarische Berechnung der Netznutzungsentgelte über öffentlich zugängliche Daten auf der Basis von exemplarischen Abnahmefällen und deren Zuordnung zu den EUROSTAT Segmenten. Aufgrund eines fehlenden Profils für die Grup-

³⁷ Um einen Überblick über die Strompreise in den verschiedenen Segmenten zu bekommen, wurden folgende Quellen genutzt:

- *ECom Rohdaten 2009-2012*: Zur Ermittlung der Durchschnittswerte je Segment wurde der Median der veröffentlichten Tarife herangezogen.
- *EUROSTAT Statistik Elektrizitätspreise 2008-2012*: Für die Jahre 2008 bis 2012 wurden für Deutschland und andere EU-Länder jeweils die Preise des 2. Halbjahres für die Segmente private Haushalte Dc (2500-5000 kWh), kleine Unternehmen Ib (0.02-0.5 GWh), mittlere Unternehmen Ic (0.5-2 GWh) herangezogen.
- *Monitoring Berichte der Bundesnetzagentur 2009-2012*: Zur Berechnung der Netznutzungsentgelte für Deutschland wurden für die Jahre 2009 bis 2012 die exemplarischen Abnahmefälle für private Haushalte und kleinere Geschäftskunden 0.05 GWh, 50 kW, 1000 Benutzungsstunden herangezogen.
- *Eidg. Steuerverwaltung (ESTV)*: Durchschnittliche Wechselkurse der Jahre 2009 bis 2012

³⁸ In Italien und Frankreich werden für einen Grossteil der Privat- und KMU-Kunden die Energiepreise auf Basis von Gestehungskosten reguliert. Das Preisniveau (Energie-Teil des Strompreises) in Italien ist daher sehr stark von Preisen der eingesetzten fossilen Brennstoffe (insbesondere Erdgas) abhängig. In Frankreich basieren die Gestehungskosten zum Grossteil auf Kernenergie.

pe Ic (0.5-2 GWh) wird daher auf einen Preiskomponentenvergleich in diesem Segment verzichtet.

- durch Wechselkurseffekte
- durch die unterschiedliche Segmentierung der Endverbraucher zwischen der Schweiz, Deutschland und den unterschiedlichen EU-Ländern

		private Haushalte	kleine Geschäftskunden	mittlere Geschäftskunden
EuroStat	Gruppen	Gruppe Dc	Gruppe Ib	Gruppe Ic
	GWh kWh	2'500-5'000	0.02-0.5	0.5-2
ECom	Tarifgruppen	H4	C1-C4	C6
	GWh kWh	4'500	0.03-0,5	1.5

Tabelle 4: Systemzuordnung

Anmerkung: Mit der Umstellung der Methodik ab 2007 werden von den Mitgliedstaaten Preise für die o.g. Jahressbänder gemeldet. Aus den veröffentlichten Preisblättern der Mitgliedstaaten (Quelle: electricity price systems, EUROSTAT, 2011) geht nicht hervor, ob die gemeldeten Brutto-Preise für Industriekunden Netzentgelte der Nieder- oder Mittelspannung beinhalten. Es ist aber davon auszugehen, dass von den Ländern für die Gruppe Ib weitgehend Tarife der Niederspannung gemeldet worden sind³⁹. Im Monitoringbericht der Bundesnetzagentur sind bei der Entwicklung der Netzentgelte im Bandprofil Ib Abnahmefälle der Niederspannung (0.4 kV) angegeben. Somit werden als Vergleichsgruppe Schweiz die Profile C1-C4 herangezogen.⁴⁰

Ergebnisse

Segment private Haushalte

Die Grundversorgungstarife für die privaten Haushalte in der Schweiz liegen unterhalb der Tarife in Deutschland, Italien und unterhalb des EU Durchschnitts (Basis 17 Länder). Berücksichtigt man zudem die Jahresmittelwerte der Wechselkurse CHF/EUR⁴¹ (rote durchgezogene Linie in Abbildung 17), so ergibt sich für die Schweiz insbesondere in Jahren mit hohen Wechselkursen (2009 und 2010) ein deutlicher Abstand zu den übrigen Ländern und zum EU Durchschnitt.

Im Vergleich zu den Europäischen Nachbarstaaten und im Vergleich zum EU Durchschnitt (+ ca 10%) stiegen die Grundversorgungstarife in der Schweiz bei Berücksichtigung eines

³⁹ Prognos Studie EFG-Projekt-Nr. 30.25, Benchmark Strom-VEÖ, 2004

⁴⁰ Um den Einfluss extremer Werte auf den Durchschnittswert gering zu halten, wurden für jede Gruppe einzeln auf Basis von ECom Rohdaten zunächst die Medianwerte berechnet. Der Durchschnittswert der Gruppe C1-C4 ergibt sich als dann als arithmetisches Mittel der einzelnen Medianwerte.

⁴¹ Wechselkurse gemäss EStV

konstanten Wechselkurses⁴² von 2009 bis 2012 im Schnitt weniger an (+ ca. 4%). Gründe dafür sind insbesondere:

- steigende Energiepreise in der Schweiz bei gleichbleibenden und leicht sinkenden Netzentgelten und stabilen Abgaben und Leistungen an das öffentliche Gemeinwesen.
- zum Teil stark steigende Steuern und Abgaben in einigen Ländern (z.B. Italien, Deutschland). Dagegen gibt es Länder wie Schweden oder Norwegen, in denen sich die Steuern und Abgabenlast (in Norwegen beträgt die durchschnittliche Abgabenlast im Segment in 2012 lediglich 1.54 ct/kWh) nahezu konstant auf einem niedrigen Niveau befinden.

Das fast konstant niedrige Preisniveau in Frankreich lässt sich insbesondere durch die dort vorherrschende politisch motivierte Regulierung der Tarife für Endkunden begründen.

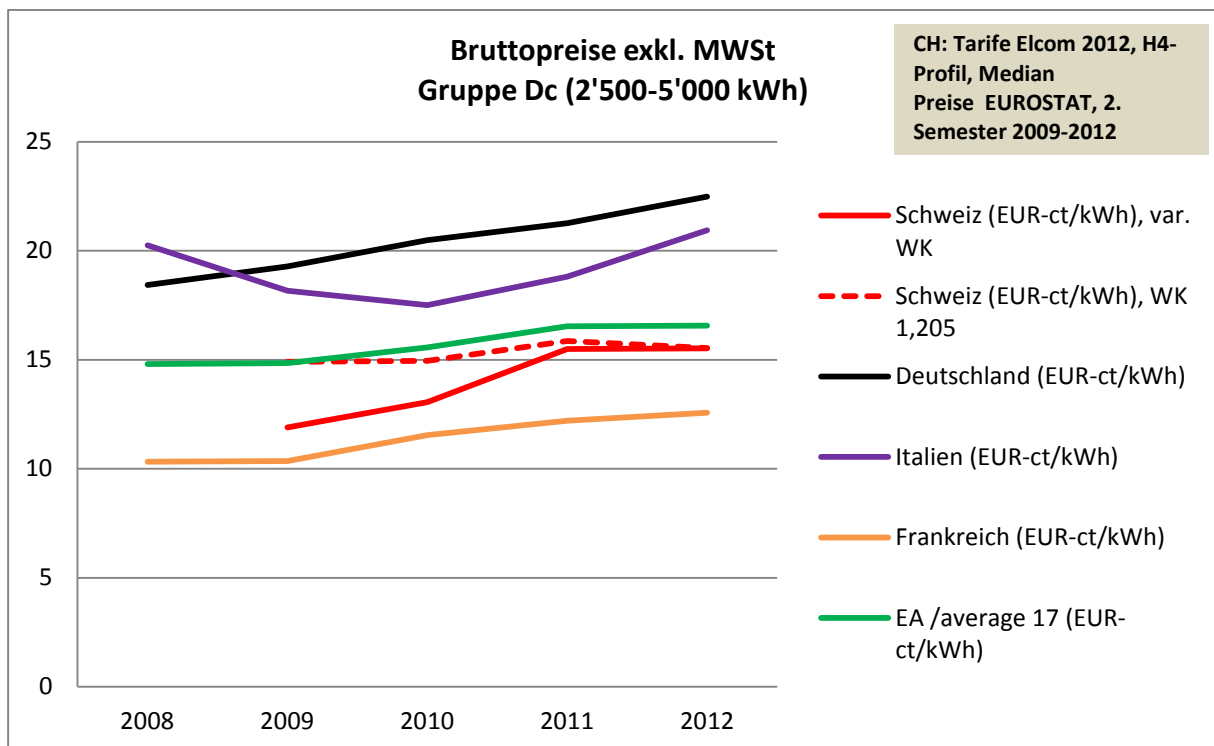


Abbildung 17: Preisvergleich International (Segment: private Haushalte)

⁴² Aufgrund des starken preisbeeinflussenden Effektes der Wechselkurse und der starken Wechselkursschwankungen in den Jahren 2009 bis 2012 wurde zur Darstellung der Preisentwicklung zusätzlich ein konstanter Wechselkurs von 1.205 (Jahresmittel in 2012) angenommen. Berücksichtigt man die unterschiedlichen Jahresmittelwerte der Wechselkurse (durchgezogene rote Linie), so ergibt sich dagegen im Zeitraum 2009 bis 2012 eine Preissteigerung in der Schweiz von über 23%. Diese ist jedoch zu einem Grossteil auf Wechselkurseffekte zurückzuführen.

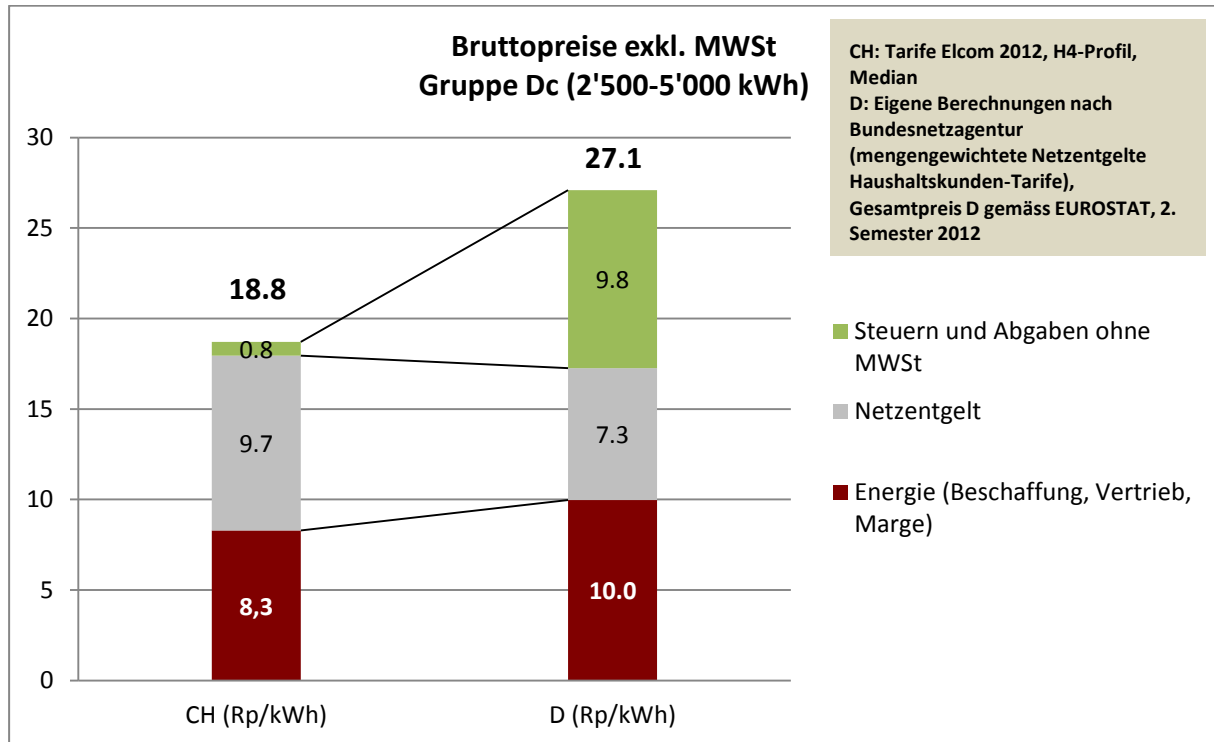


Abbildung 18: Preisvergleich Schweiz-Deutschland 2012 (Segment: private Haushalte)⁴³

Bei der Betrachtung der einzelnen Preiskomponenten im Vergleich mit Deutschland fällt auf, dass

- insbesondere die niedrige Abgabenbelastung in der Schweiz gegenüber Deutschland den aktuellen Preisvorteil bedingt.
- die Netzentgelte in der Schweiz höher liegen, was einerseits auf die Topographie der Schweizer Stromnetze aber insbesondere auch auf die in Deutschland seit 2005 greifende Netzregulierung (Start Bundesnetzagentur) und die seit 2009 greifende Anreizregulierung (siehe auch Anmerkungen zur Abbildung 21) zurückzuführen ist.
- auch Energiepreise in der Schweiz gegenüber Deutschland niedriger liegen.

Zur Betrachtung der Preiszusammensetzung im internationalen Vergleich mit mehreren anderen europäischen Ländern sei einleitend angemerkt, dass hierbei Daten der EUROSTAT⁴⁴ aus dem Jahre 2012 herangezogen worden sind. Diese sollen lediglich einen Überblick über die unterschiedliche Gewichtung einzelner Preiskomponenten in den Ländern geben, die auch heute noch ungeachtet der Entwicklungen (Erhöhung der Steuern und Abgaben, zum Teil regulierungsbedingt sinkende Netzentgelte) im Grundsatz Bestand haben.

⁴³ Für die Wechselkurse für das Jahr 2012 wird gemäss Angaben der EStV ein durchschnittlicher Wechselkurs von 1.205 angenommen

⁴⁴ Dokument Electricity Price Systems und EUROSTAT Elektrizitätspreiskomponenten, 2013 mit Daten 2012.

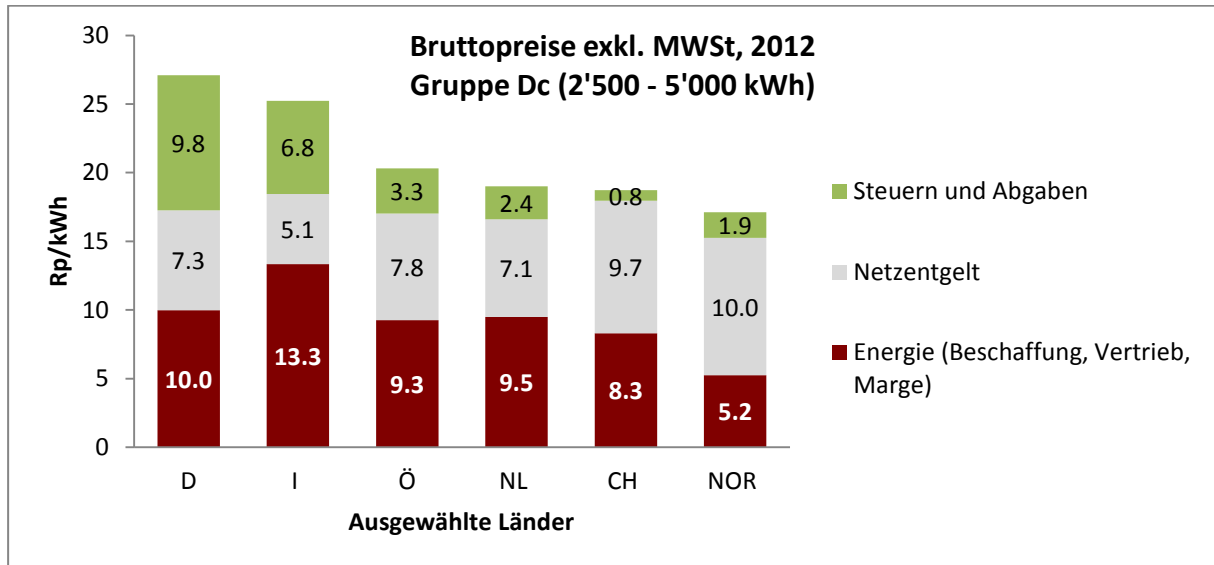


Abbildung 19: Preiszusammensetzung in unterschiedlichen Ländern ⁴⁵

In Abbildung 19 ist zu erkennen, dass in Norwegen und in der Schweiz im Segment der privaten Haushalte im Jahr 2012 eine ähnliche Preisstruktur mit geringen Steuern und Abgaben, moderaten Energiepreisen sowie hohen, topographiebedingten Netzentgelten vorherrschen. Auffällig sind die niedrigen Energiepreise in Norwegen, die insbesondere mit geringen Gestehungskosten der dort produzierenden Wasserkraftwerke zu begründen sind. Zudem ist der Strommarkt in Norwegen bereits seit 1997 für private Haushalte geöffnet, was zu volatilen aber in der Tendenz sinkenden Energiepreisen geführt hat.

In Italien und in den Niederlanden findet man gemäss der EUROSTAT Angaben ebenfalls eine ähnliche Preisstruktur mit relativ hohen Energiepreisen, niedrigen Netzentgelten und einer moderaten Steuer- und Abgabenbelastung.⁴⁶ Ursächlich für die in diesen Ländern niedrigen Netzentgelte können z.B. Grösseneffekte aus Fusionen und Zusammenschlüsse von Netzbetreibern sein. Die relativ hohen Energiepreise in Italien sind zum Teil auf die dort hohen Gestehungskosten des Erzeugungsparks (hoher Anteil Gaskraftwerke) zurückzuführen, die im Rahmen der regulierten Tarife an diejenigen Endkunden weitergegeben wurden, die sich nicht für den Eintritt in den Markt entschieden haben (nur ca. 11%⁴⁷ der privaten Haushalte in Italien haben sich bis 2010 für einen Wechsel in den Markt entschieden). In den Niederlanden dagegen ist der Strommarkt seit 2004 vollständig geöffnet, was ursächlich für die im Vergleich zu Italien etwas niedrigeren Energiekosten sein könnte. Zudem sind die Energiepreise in den Niederlanden von 2009 bis 2012 im Gegensatz zu den meisten anderen Ländern (mit Ausnahme Norwegen) um ca. 14% gesunken, was auch auf günstige Stromim-

⁴⁵ Für 2012 wurde gemäss EStV ein durchschnittlicher Wechselkurs von 1.205 angenommen.

⁴⁶ Anteil der Energiepreise am Gesamtpreis liegen bei beiden Ländern >50%, für die Niederlande muss angemerkt werden, dass nicht alle Energieabgaben der EUROSTAT gemeldet wurden (laut EUROSTAT Dokument Price Systems 2012 wurden nur die für das ganze Land „repräsentativen“ Abgaben gemeldet).

⁴⁷ Italienische Regulierungsbehörde AEEG, 2010

porte aus Deutschland aufgrund eines saisonalen Überangebotes an erneuerbare Produktion zurückzuführen ist.⁴⁸

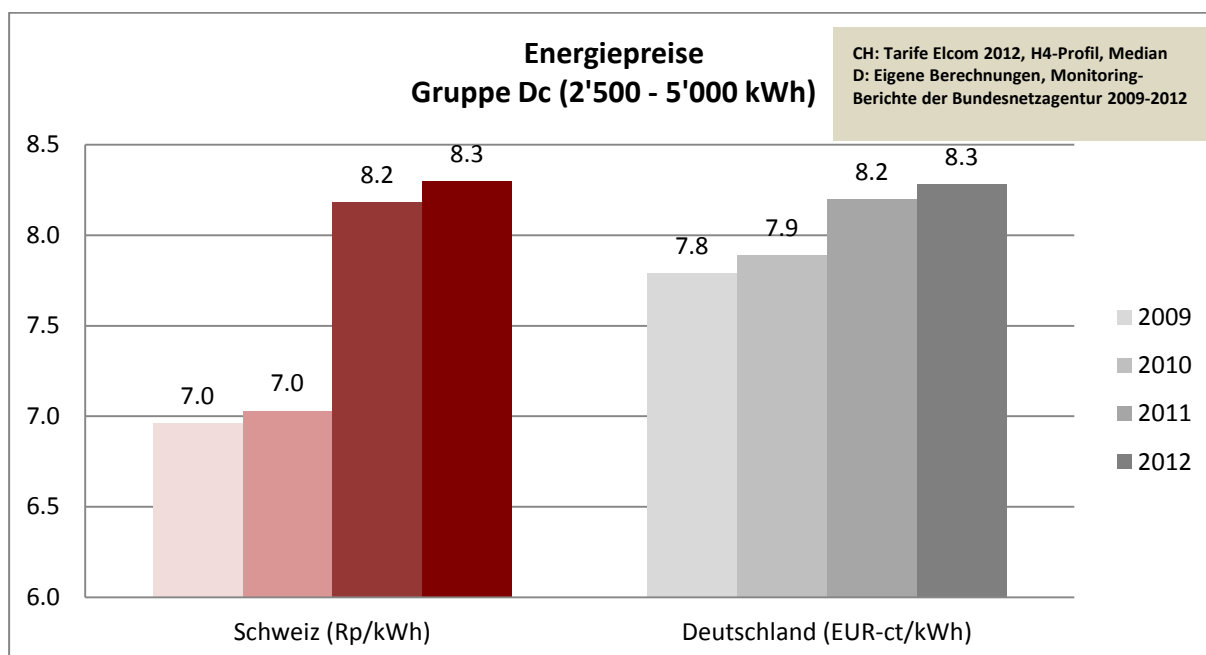


Abbildung 20: Entwicklung der Preiskomponente Energie

Der Anstieg der reinen Energiepreise (Abbildung 20) im „gefangenen“ Segment der privaten Haushalte in der Schweiz ist darauf zurückzuführen, dass die auf Gestehungskosten basierten Beschaffungsverträge per 2011 stark gestiegen sind, insbesondere im Gebiet der Axpo.⁴⁹ Der Anstieg wurde mit gestiegenen Produktionskosten und teurerem Stromimport aus dem EU-Raum begründet. In anderen Landesgebieten sind die Beschaffungsverträge mehrheitlich auf Marktpreise umgestellt worden.

Ein wesentlicher Grund für die relativ tiefen Preise für Haushalte in der Schweiz ist die Einfachheit der Vertriebsstrukturen und -strategien. Da dieses Segment noch nicht marktberechtigt ist, sind kostspielige Akquise- und Kundenabwicklungsprozesse nicht notwendig. Projekterfahrung der BDS zeigt, dass insbesondere kleine EVU mit ihren Vertriebskosten bei ca. CHF 60.- pro Kunde und pro Jahr liegen und oft auf eine zusätzliche Marge verzichten.

Verschiedene Marktstudien aus Deutschland zeigen, dass die Vertriebskosten und somit auch Margen seit der vollständigen Marktöffnung gestiegen sind. Gegenüber seinem ursprünglichen Portfolio an Haushaltskunden hat ein durchschnittliches EVU bis jetzt ca. 18% an Kunden verloren. Von den verbleibenden Kunden sind ungefähr die Hälfte immer noch in der Grundversorgung mit einer komfortablen Vertriebsmarge von über EUR 100.- pro Kunde und Jahr. Die andere Hälfte hat auf wettbewerbsfähigere Marktangebote umgestellt, bei denen die Vertriebsmarge nur bei ca. EUR 50.- liegen dürfte. Bei diesen Kunden bleibt teils

⁴⁸ Laut BDEW betrug der Strom-Exportüberschuss 2012 in die Niederlande ca. 17.5 TWh

⁴⁹ Die Axpo als Vorlieferantin von fünf Kantonswerken und damit indirekt einer grossen Zahl von Gemeindewerken in der Nordostschweiz hat per 1. Januar 2011 den Energiepreis um 1.2 Rp/kWh erhöht.

kaum noch eine Netto-Vertriebsmarge übrig, so diese vermehrt umworben werden (müssen). Einige Discountanbieter riskierten mit einmalig sehr hohen Bonuszahlungen von zum Teil über 150 Euro für einen Kundenwechsel⁵⁰ im ersten Lieferjahr sogar eine hohe negative Netto-Vertriebsmarge, die durch eine längerfristige Vertragsbindung und diverse Anpassungen (höhere Abschlagszahlungen, Vorkasse, Preiserhöhung im 2. Lieferjahr, kostenpflichtiger Service) in den Folgejahren kompensiert werden mussten. Bei frühzeitigen Kündigungen von Kunden jedoch teilweise zur Insolvenz des Anbieters führte⁵¹. Weitere Gründe für Insolvenzen liegen z.B. in der Beschaffungsstrategie, einer geringen Eigenkapitalausstattung und in z.T. hohen Kosten für Gerichts- und Mahnverfahren.

Bei der Betrachtung der Entwicklung der Netztarife in der Schweiz (Abbildung 21) fällt auf, dass die Netzentgelte in den Jahren 2009 bis 2011 zunächst nahezu konstant und im Jahr 2012 gegenüber 2011 gefallen sind. Dies ist insbesondere auf die Senkung des Tarifs für Systemdienstleistungen (0.77 Rp/kWh im Jahr 2011 gegenüber 0.46 Rp/kWh 2012)⁵² zurückzuführen. Im Jahr 2013 haben sich die Tarife für Systemdienstleistungen nochmals gegenüber 2012 auf 0.31 Rp/kWh verringert.

Die Entwicklung in Deutschland zeigt, dass seit Beginn der Anreizregulierung und der Festlegung von Erlösobergrenzen⁵³ im Jahr 2009 die Netzentgelte bis 2011 konstant geblieben sind. Der gegenüber 2009 und 2010 in 2012 zu verzeichnenden Anstieg der Netzentgelte ist in Deutschland nach Angaben der Bundesnetzagentur auf mehrere Ursachen zurückzuführen. So konnten Verteilnetzbetreiber im Jahr 2011 im Rahmen der Anreizregulierung für ihre Erweiterungsinvestitionen (u.a. Netzverstärkungen zur Aufnahme Regenerativer Energien) einen sogenannten Erweiterungsfaktor beantragen. Dies hatte bei 82 genehmigten Anträgen zur Folge, dass die genehmigten Erlösobergrenzen und damit auch die Netzentgelte insgesamt gestiegen sind. Hinzu kommt der Wegfall preisdämpfender Regelungen wie die Mehrerlösabschöpfung, die nicht mehr als Bestandteil des Abzugskapitals (und somit die Eigenkapitalverzinsung mindernd) in den Netzentgeltkalkulationen berücksichtigt werden.

Es ist damit zu rechnen, dass im Zuge des Umbaus der Stromversorgung in beiden Ländern, u.a. durch Netzanbindung regenerativer Energie und durch den Ausbau des Übertragungsnetzes die Netznutzungsentgelte tendenziell steigen werden. Hinzu kommen gegebenenfalls neue Vergütungssysteme wie die Vergütung von abschaltbaren Lasten oder die Zahlung vermiedener Netzentgelte, die einen zusätzlichen Preisdruck auf die Netzentgelte ausüben können.

⁵⁰ Laut einer Studie von AT Kearney (2012) beträgt die Spanne zwischen 50 und 250 Euro.

⁵¹ Hierbei ist auch festzustellen, dass das Instrument Bonuszahlungen heute von vielen bundesweiten Anbietern erfolgreich genutzt wird, da die entsprechenden Tarife in den gängigen Vergleichsrechnern oben angeführt werden und somit preissensible Kunde locken, die bei entsprechender Kundenbindungsdauer profitabel für das Unternehmen sind.

⁵² Tätigkeitsbericht ECom 2012

⁵³ Mit den Erlösobergrenzen wird regulatorisch festgelegt, welche Einnahmen ein Netzbetreiber im Jahr aus Netzentgelten einnehmen darf.

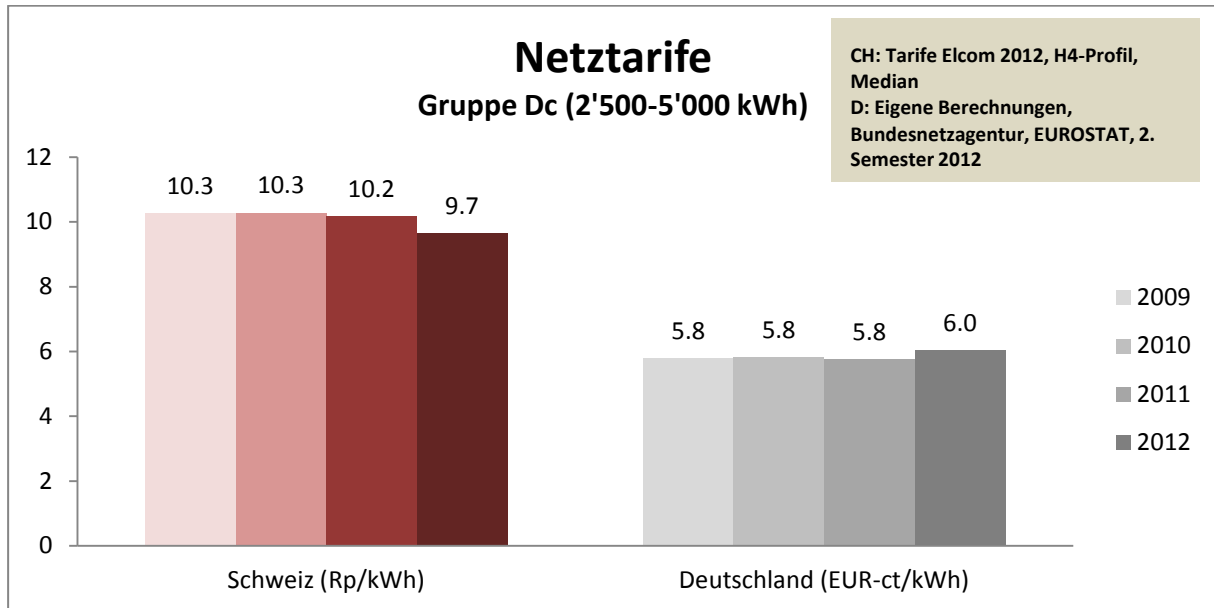


Abbildung 21: Entwicklung der Preiskomponente Netzentgelte

Segment kleine Geschäftskunden

Die Stromtarife für kleine Geschäftskunden in der Schweiz liegen beim vorliegenden Ländervergleich im Mittelfeld, jedoch unterhalb der Preise in Deutschland und leicht unterhalb des EU Durchschnittes (siehe Basis 17 Länder, Abbildung 22). Die unterschiedlichen Preise der Länder ergeben sich aus unterschiedlichen Gründen, u.a.

- durch die Regulierung der Tarife, z.B. werden in Frankreich noch bis Mitte 2014 für dieses Segment regulierte Tarife für Endkunden angeboten.
- durch die Erzeugungssituation, z.B. verfügt Norwegen über einen hohen Anteil Wasserkraft. Die norwegischen Stromanbieter können daher sehr niedrige Energiepreise realisieren, die in diesem Segment im Jahr 2010 bei durchschnittlich 4.82 ct/kWh⁵⁴ lagen. Ähnlich günstige Tarife werden in Schweden angeboten.
- durch unterschiedliche Netzentgelte, so verfügt Grossbritannien über vergleichsweise niedrige Netzentgelte, die u.a. auf Grösseneffekte (nur wenige grosse Netzbetreiber) und eine anreizorientierte Regulierung der Netzentgelte zurückzuführen sind.
- in der unterschiedlichen Steuer- und Abgabenpolitik insbesondere in Ländern wie Italien und Deutschland mit einer hohen Steuer und Abgabenlast von über 28% am Bruttostrompreis in diesem Segment. Dagegen gibt es Länder wie Schweden oder Grossbritannien, in denen die Abgabenlast mit 0.7% bzw. 3.9% sehr gering ausfällt.

⁵⁴ EUROSTAT, Dokument Electricity Price Systems, 2011 mit Daten 2010

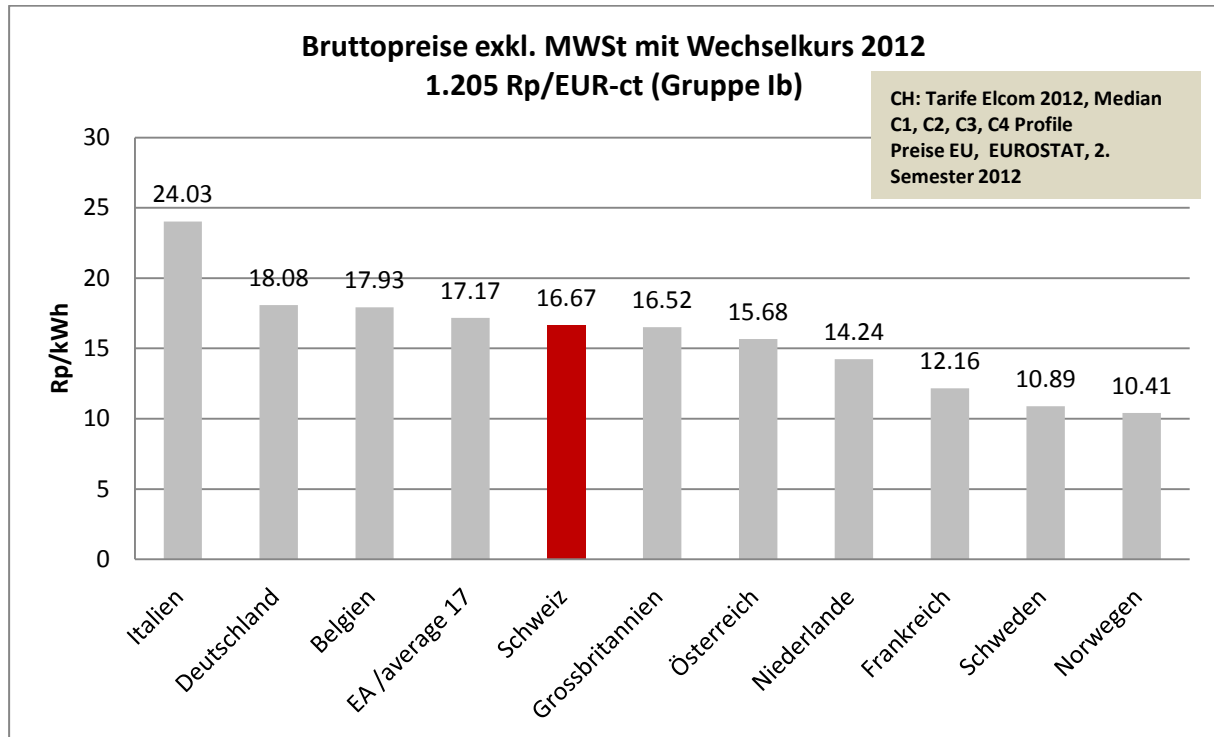


Abbildung 22: Preisvergleich Länder (Segment: kleine Geschäftskunden)

Die integrierten Stromtarife der kleinen Geschäftskunden (Energie, Netz und Abgaben) stiegen in der Schweiz ohne Betrachtung der Wechselkursschwankungen von 2009 bis 2012 im Schnitt weniger stark als im EU Durchschnitt (ca. 12%)⁵⁵. Gründe dafür sind insbesondere:

- nur leicht steigende Energiepreise in der Schweiz bei gleichbleibenden und leicht sinkenden Netzentgelten und stabilen Abgaben und Leistungen an das öffentliche Gemeinwesen.
- stark steigende Steuern und Abgaben z.B. in Italien (über 70% im Jahr 2012 gegenüber 2010)⁵⁶ und Deutschland (über 50% im Jahr 2012 gegenüber 2010). Im EU-Schnitt (EU 17) sind die Steuern und Abgaben im gleichen Zeitraum dagegen um ca. 40% gestiegen.

Hinzu kommen unterschiedliche Entwicklungen der Energie- und Netztarife in den einzelnen Mitgliedsstaaten, auf die hier aufgrund einer fehlenden vergleichbaren Datenlage (u.a. unterschiedliche Netzebenen) nicht näher eingegangen werden kann. In Deutschland hat jedoch ein intensiver Wettbewerb um Gewerbe- und kleinere Geschäftskunden einen Druck auf die Energiepreise (siehe Abbildung 25) ausgelöst und die vormals relativ hohen Margen in diesem Segment gesenkt. Heute werden auch in diesem Segment auf Kundenbedürfnisse fokussierte, standardisierte Vertriebskanäle wie Online-Plattformen eingesetzt, um Vertriebskosten zu senken und die Abschlussquoten zu erhöhen. In der Schweiz hat diese Entwicklung mit der Lancierung von einzelnen Online Angeboten für Kunden grösser 0.1 GWh gera-

⁵⁵ Berücksichtigt man die Wechselkursschwankungen (durchgezogene rote Linie in Abbildung 23), so beträgt der Preisanstieg in der Schweiz von 2009 bis 2012 über 25%.

⁵⁶ Italien hat der EUROSTAT in den Jahren 2008 und 2009 lediglich Bruttopreise und keine Nettopreise angegeben, daher sind auch keine Angaben zu Steuern und Abgaben für die Jahre 2008 und 2009 verfügbar.

de erst begonnen. Zudem kann festgestellt werden, dass es für diese Kundengruppe in der Vergangenheit keine angepassten Vertriebskanäle gab und die Preise daher leicht höher lagen als bei Kunden >1 GWh.

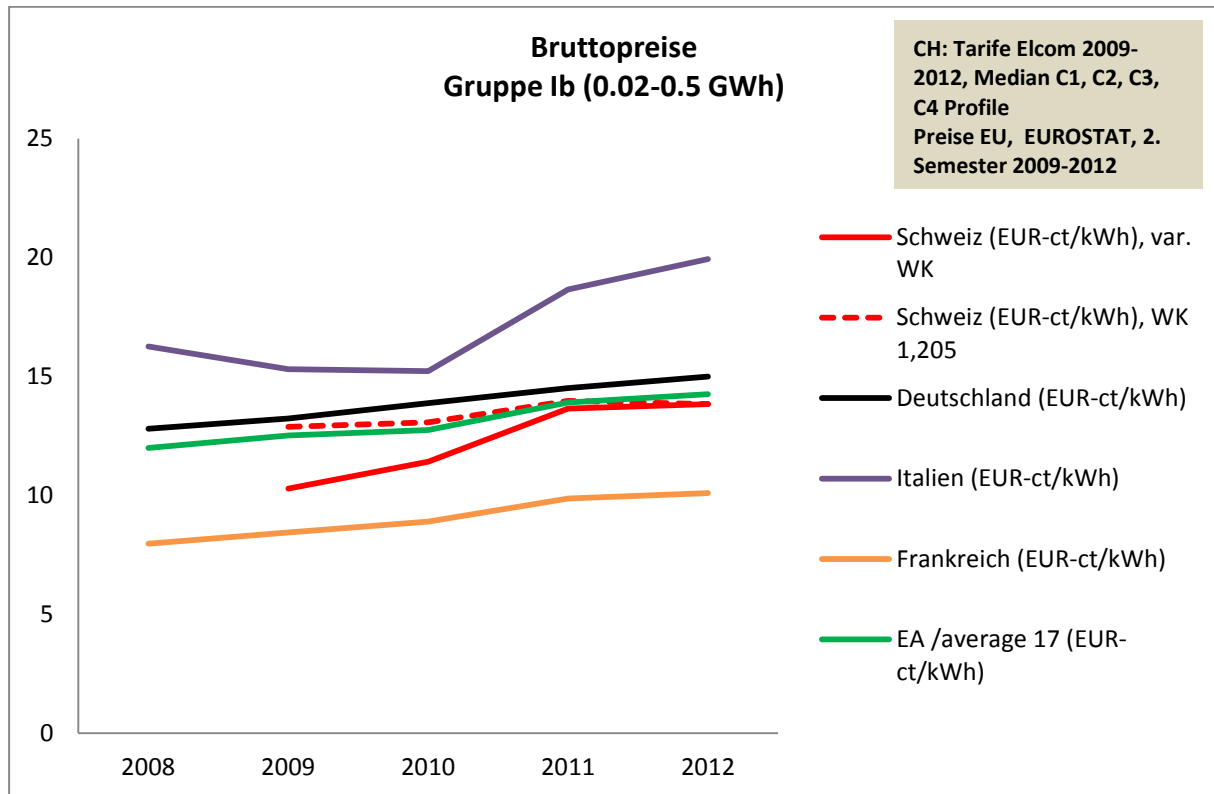


Abbildung 23: Preisvergleich International (Segment: kleine Geschäftskunden)

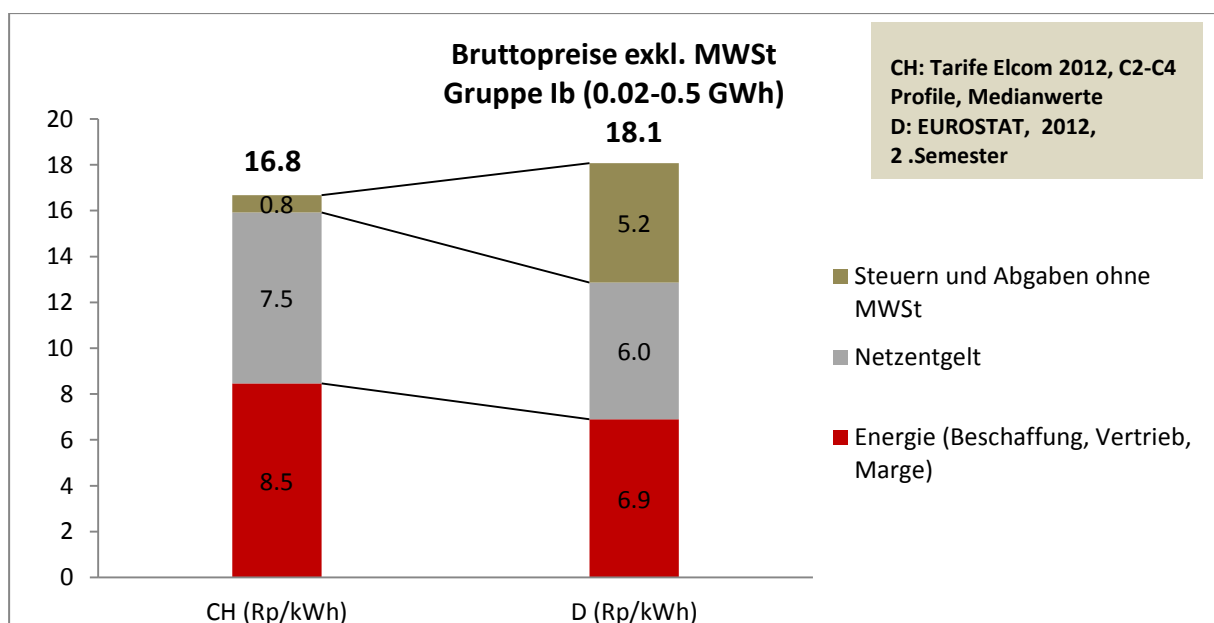


Abbildung 24: Preisvergleich Schweiz – Deutschland 2012 (Segment: kleine Geschäftskunden)

Beim Preisvergleich zwischen der Schweiz und Deutschland für das Segment kleine Geschäftskunden (Abbildung 24) wird deutlich, dass lediglich die im Vergleich zu Deutschland niedrigen Steuern und Abgaben ursächlich sind für die, nach Berücksichtigung des Wechselkurses, tieferen Preise in der Schweiz. Sowohl der Energiepreis als auch das Netzentgelt sind in der Schweiz höher. Es ist zu erwarten, dass mit der zunehmenden Durchsetzung von Marktpreisen sich insbesondere die Energiepreise angleichen werden. Dies gilt insbesondere für Marktangebote, die sich zunehmend im Kundensegment etablieren. Innerhalb der Grundversorgung bleibt abzuwarten, in welchem Ausmass sich die Gestehungskosten z.B. im Zuge des notwendigen Umbaus der Schweizer Stromproduktion verändern werden und ob der Abstand zu den Marktpreisen dann höher oder niedriger sein wird. Heute liegt der Abstand bei vielen EVU bei 30% und mehr.

Die Entwicklungen der Schweizer Energiepreise im Segment der kleinen Geschäftskunden (Abbildung 25) zeigt im Gegensatz zur Entwicklung im vollliberalisierten Markt Deutschland eine steigende Tendenz. Dies ist wie im Bereich der privaten Haushalte mit steigenden Gestehungskosten innerhalb der Grundversorgung zu erklären. Mit zunehmender Überführung marktberechtigter Kunden aus der Grundversorgung in den Markt werden bei sinkenden Marktpreisen auch die durchschnittlichen Energiepreise in diesem Segment tendenziell fallen. Hierbei bleibt aber auch abzuwarten, welcher Anteil der Kunden in der Grundversorgung verbleibt und wie „teuer“ die Grundversorgung zukünftig ist. Die Entwicklung in Deutschland zeigt, dass durch die für das Geschäftskundensegment typische Beschaffung „nahe“ Marktpreisniveau die Energiepreise für dieses Segment in den letzten Jahren gefallen sind.

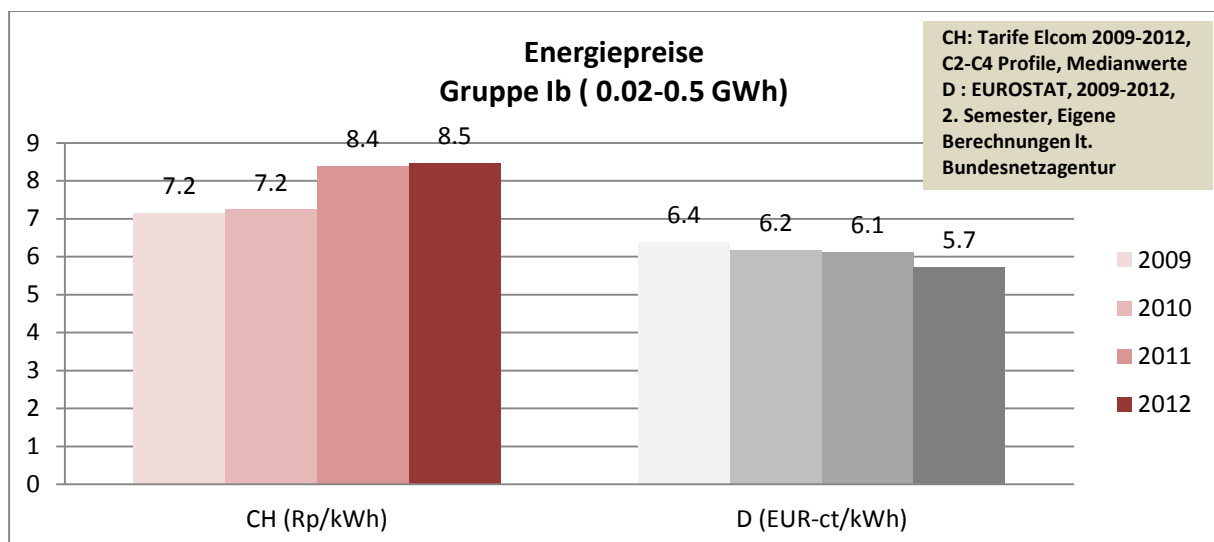


Abbildung 25: Entwicklung der Preiskomponente Energie

Die Netzentgelte im Segment kleine Geschäftskunden sind in der Schweiz in den Jahren 2009 und 2010 zunächst gestiegen. Die Gründe dafür waren u.a. höhere Netzkosten durch Aufwertung der Netzinfrastruktur, gestiegene Kosten für Systemdienstleistungen zu Beginn der Marktöffnung und Marktöffnungskosten der Netzbetreiber (u.a. Anpassung von Strukturen und Abläufen). In den folgenden Jahren führten diverse Verfügungen der ECom zu tendenziell sinkenden Netztarifen.

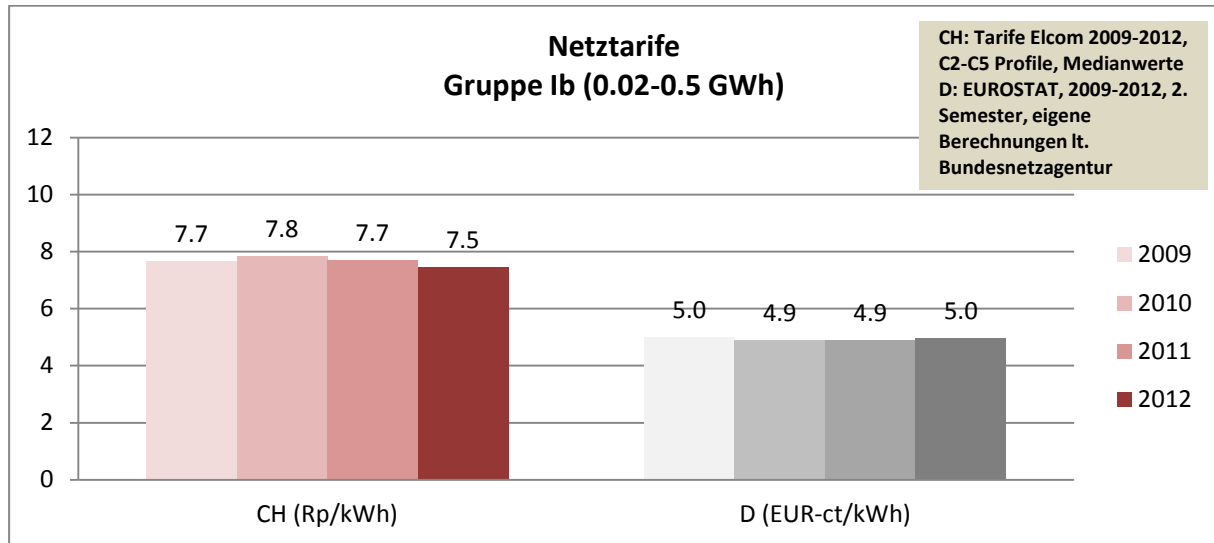


Abbildung 26: Entwicklung der Preiskomponente Netzentgelte

Segment mittlere Geschäftskunden

Auch im mittleren Geschäftskundensegment liegen die Schweizer Tarife im ausgewählten Ländervergleich im Mittelfeld mit recht deutlichem Abstand zu Deutschland und dem EU-Durchschnitt. Insgesamt ist eine grosse Preisspanne zwischen den einzelnen Ländern zu beobachten. Insbesondere die nordischen Länder wie Schweden und Norwegen haben im Vergleich zu anderen Europäischen Ländern sehr geringe Energiepreise aufgrund der günstigen Erzeugungssituation. So betragen die Energiepreise in Norwegen im betrachteten Segment im Jahr 2010 nur 3.75 ct/kWh⁵⁷. In Italien dagegen sahen sich im gleichen Jahr mittlere Geschäftskunden mit Tarifen in Höhe von durchschnittlich 8.43 ct/kWh konfrontiert.

Bei der Betrachtung der Energiepreise und Netzentgelte in der Schweiz ergibt sich ein ähnliches Bild wie im Bereich der kleinen Geschäftskunden. Die Netzentgelte haben sich von 2009 bis 2011 auf einem ähnlichen Niveau gehalten, um dann im Jahr 2013 um ca. 5% zu sinken während die Energiepreise im gleichen Zeitraum um insgesamt 19% gestiegen sind. Grund für diesen starken Anstieg dürfte auch der Druck zur relativen Gleichberechtigung zwischen kleinen und grossen Abnehmern innerhalb der Grundversorgung sein. Während zu Beginn der Marktöffnung Grossabnehmer noch von privilegierten historischen Tarifen profitierten, mussten die Grundversorgungstarife den Auflagen zur Kalkulation gemäss StromVG angepasst werden. Somit waren die oft praktizierten Quersubventionierungen innerhalb der Grundversorgung zwischen grösseren und kleineren Kunden bei zunehmender Regulierungsreife nicht mehr möglich.

⁵⁷ EUROSTAT, Dokument Electricity Price Systems, 2011 mit Daten 2010

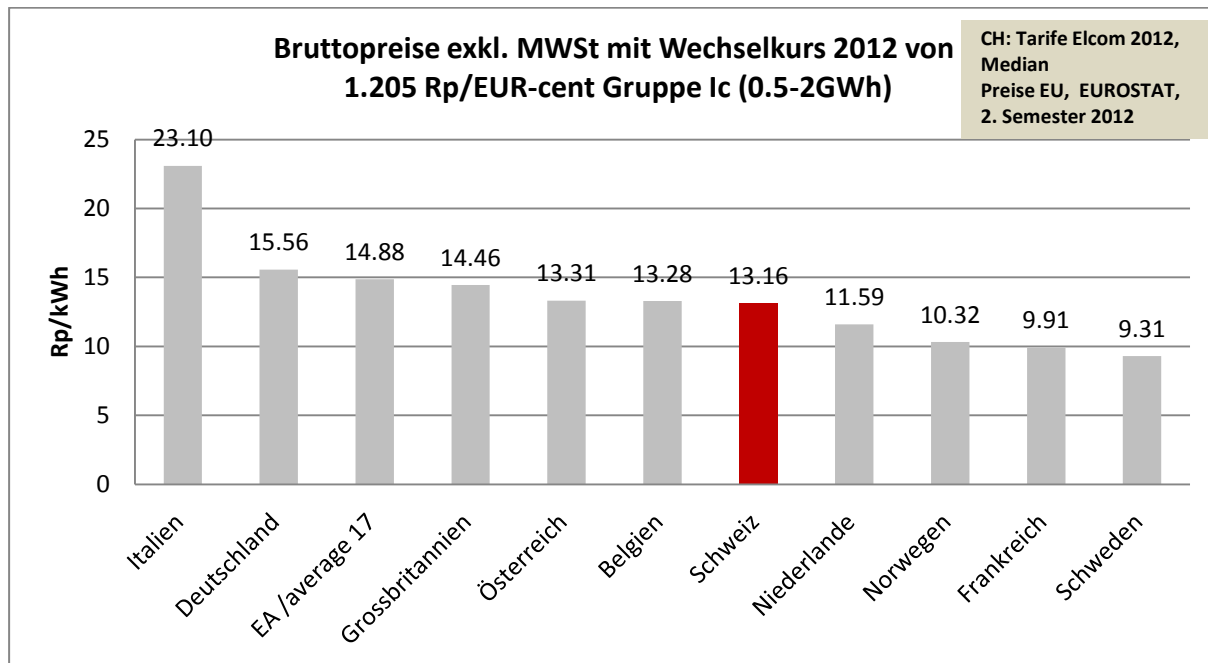


Abbildung 27: Preisvergleich Länder (Segment: mittlere Geschäftskunden)

Im Vergleich zu den EU Mitgliedstaaten sind die Brutto-Preise im Segment der mittleren Geschäftskunden in der Schweiz ohne Berücksichtigung der Wechselkursschwankungen mit ca. 10% weniger stark angestiegen als im Länder- und EU-Vergleich (ca.14%).⁵⁸

Dies ist u.a. auf die in der Schweiz relativ gleichbleibende Belastung mit Steuern und Abgaben zurückzuführen. Aufgrund der fehlenden Netznutzungsentgelt-Berechnung für einen Endverbraucher, der in dieses Segment passt (nächst höherer Fall gemäss Bundesnetzagentur wäre ein 24 GWh Industriekunde) wird von einem Vergleich weiterer Preiskomponenten abgesehen. Auch ist anzumerken, dass die veröffentlichten Grundversorgungstarife in der Schweiz in diesem Segment für das tatsächlich realisierte Preisniveau nur bedingt aussagefähig sind, da viele Unternehmen Verträge zu Marktpreisen abgeschlossen haben und die individuell ausgehandelten Vertragskonditionen nicht veröffentlicht wurden.

⁵⁸ Berücksichtigt man die Wechselkurseffekte, so ergibt sich für die Schweiz ein drastischer Preisanstieg von ca. 28%.

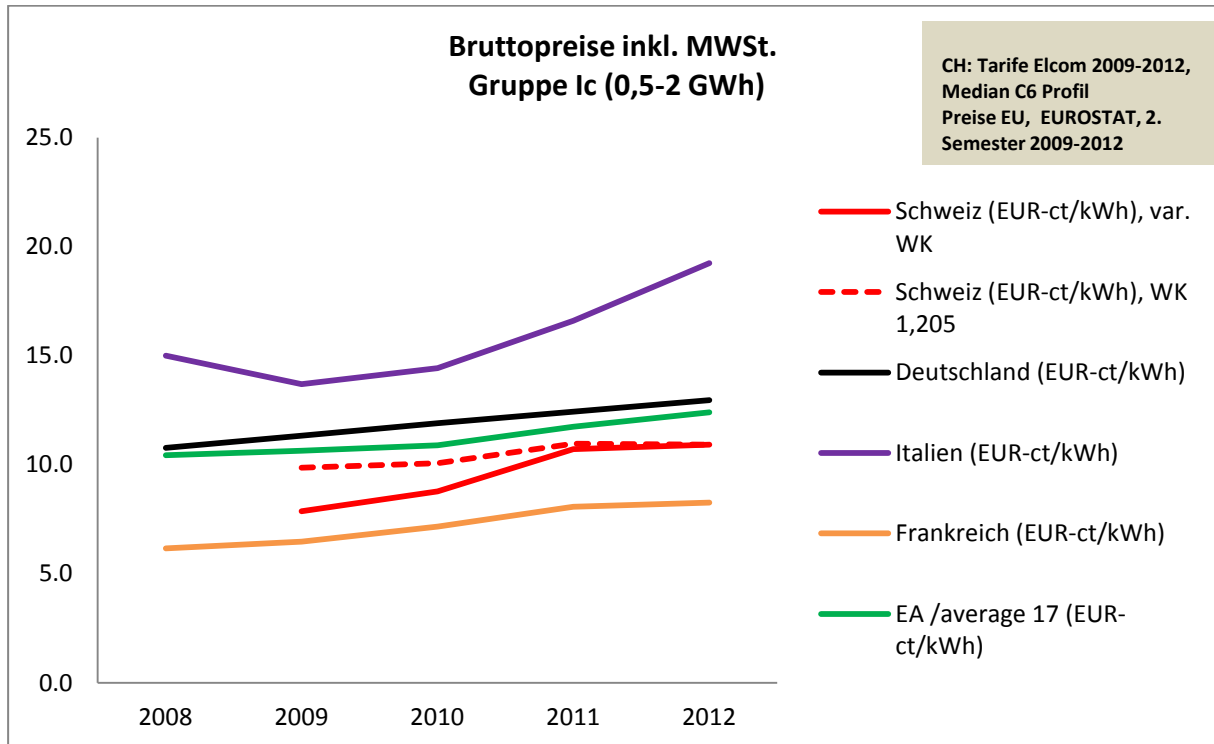


Abbildung 28: Preisvergleich International (Segment: mittlere Geschäftskunden)

Wechselraten⁵⁹

In einigen Ländern waren die Wechselraten zu Beginn der Liberalisierung im Gegensatz zur Schweiz sehr hoch (siehe Tabelle 5). Das ist u.a. auf folgende Ursachen zurückzuführen:

- Grosse Erzeuger haben aufgrund bestehender Überkapazitäten massiv Kunden „unterhalb“ ihrer mittleren Gestehungskosten gewonnen.
- Auf Seiten der Grossindustrie war die Wechselbereitschaft besonders hoch, da die grossen Industrieverbände (z.B. in Deutschland) die Marktöffnung für Ihre Mitglieder massgeblich durchsetzten und diese auch aktiv zu einem Anbieterwechsel aufforderten.
- Der Vertrieb um Industriekunden konnte sich u.a. durch neue Anbieter intensivieren, was zu attraktiven Preisen und Angeboten für Geschäftskunden führte (z.B. Grossbritannien, Niederlande, Österreich).
- In der Schweiz fand der erste Marktöffnungsschritt zu einem Zeitpunkt statt, zu dem die Handelsmarktpreise viel höher waren als die gestehungskostenbasierten Grundversorgungstarife. Ein Wechsel auf den Markt war weder für Anbieter noch für Verbraucher attraktiv.

⁵⁹ Die Wechselraten wurden aufgrund der folgenden Quellen ermittelt:

- 4. EU-Benchmarkingbericht, 2004
- ACER, „Annual Report on results of monitoring the internal electricity and gas markets 2012“
- e-Control, Auswirkung der Liberalisierung Mai / Juni 2005
- Angaben vom VDEW (heute BDEW, 2007)
- ECom Tätigkeitsbericht 2012

Die Wechselraten in der Schweiz sind nicht direkt mit den Wechselraten aus den anderen Ländern vergleichbar, da es in der Schweiz nur eine Teilmarktöffnung gibt, bei der nur ca. 1% der Kunden in den freien Markt wechseln können,⁶⁰

- da diese auch den Wechsel von der Grundversorgung in den Markt beim gleichen Anbieter betrachten.
- da es für Schweizer Unternehmen eine „Wahlmöglichkeit“ zwischen relativ attraktiver Grundversorgung und Markt gibt und die „einmal frei immer frei Regelung“ viele Kunden von einem Wechsel in den Markt in den ersten Jahren (bei gegenüber Marktpreisen vorteilhaften Grundversorgungstarifen) abgehalten hat.

Länder	kumulierte Wechselrate in Bezug auf Anzahl Kunden Grosskunden >1 GWh	Jahre nach Marktöffnung für Kundensegment
Dänemark	>50%	3
Finnland	>50%	8
Norwegen	>50%	11
Schweden	>50%	7
Grossbritannien	>50%	13
Belgien	35%	1
Deutschland	35%	5
Niederlande	30%	4
Österreich	22%	2
Spanien	18%	5
Schweiz (Vertrags- und Anbieterwechsel)	13% ⁶¹	4
Luxemburg	10%	2
Portugal	9%	3

Tabelle 5: Wechselraten im Länder-Vergleich (Grosskunden, i.d.R >1 GWh)

Anmerkung: Auch im Segment der privaten Haushaltskunden gibt es in Europa unterschiedliche Entwicklungen der Wechselraten (Tabelle 6). Während heute in Grossbritannien jährlich ca. 15% der Kunden wechseln, sind es in Österreich nur ca. 1.4%⁶². Betrachtet man zusätzlich den Zeitpunkt der vollständigen Marktöffnung, kann bei einigen Ländern ein Zusammenhang zwischen Dauer der Marktöffnung und der heutigen Wechselraten hergeleitet werden (z.B. Norwegen, Grossbritannien, Schweden und Deutschland). In Deutschland haben gleichwohl immer noch über 40% aller Haushalte einen Grundversorgungsvertrag beim historischen Lieferanten. Dies deutet einerseits auf eine bestimmte Bequemlichkeit der Kunden hin, da man i.d.R. beim Wechsel in einen Sondertarif des Grundversorgers spart, anderer-

⁶⁰ Auch ergeben sich bei den betrachteten Ländern z.T. erhebliche Unterschiede in der Methodik zur Ermittlung der Wechselraten (u.a. Betrachtung unterschiedlicher Grössensegmente)

⁶¹ Bei der Schweiz findet ein Wert von 0.1 GWh Anwendung

⁶² Allerdings ist hier die Erwartung (e-Control, 2013), dass sich mit der Verfügung des Österreichischen Parlaments, nach der Kunden künftig wie in Deutschland den Anbieterwechsel komplett „online“ vollziehen können, die Wechselraten in den nächsten Jahren deutlich erhöhen.

seits ist dies auf spezielle Mechanismen zurückzuführen. Z.B. fallen bei Insolvenz eines Lieferanten die versorgten Kunden automatisch in die Grundversorgung zurück. Gleiches gilt für Umzüge, bei denen nicht innerhalb einer bestimmten Frist ein Sondertarif gewählt wurde.

Länder	Wechselrate in Bezug auf Anzahl Kunden private Haushalte Dc im Jahr 2012
Belgien	9.7%
Dänemark	1.8%
Deutschland	7.8%
Finnland	8.6%
Luxemburg	0.2%
Niederlande	k.A.
Norwegen	11.3%
Österreich	1.4%
Portugal	1.1%
Schweden	8.9%
Spanien	10.1%
Grossbritannien	15.4%

Tabelle 6: Wechselraten im Länder-Vergleich (Segment Dc, Quelle: ACER 2012)

5 Zusammenfassende Bewertung

- StromVG und StromVV bewirkten die Teilmarktöffnung und führten zur Erweiterung des Beschaffungshandels. D.h. immer mehr EVU beschaffen ihre Energie am Handelsmarkt, welcher auch eine meist ausreichende Liquidität für das aktuelle und das Folgejahr besitzt.
- Der Handelsmarkt als Grundlage für den Wettbewerb im Endkundenmarkt funktioniert, auch wenn mehr Transparenz und Liquidität gewünscht wäre. Die Preisbildung auf dem Handelsmarkt ist „nachvollziehbar“ und es gibt keine Anzeichen auf Marktmacht.⁶³ Wettbewerbsfähige Beschaffungspreise sind für „willige“ EVU ohne grosse Barrieren zugänglich. Die EVU sind also befähigt, am Wettbewerb um Endkunden teilzunehmen.
- Der Wettbewerb im Endkundenmarkt ist vom Regelwerk und dem Handelspreisniveau abhängig. Für marktberechtigte Kunden ist er in allen Landesteilen in Schwung geraten und wird nachhaltig „reifen“, sowohl auf Anbieter- als auch auf Nachfrageseite. Das Regelwerk bietet gute Konditionen für den Wettbewerb.
- Die Endkundenpreise unterliegen in den betrachteten Ländern unterschiedlichen Einflussfaktoren (u.a. zunehmende Steuer und Abgabenbelastung, Erzeugungssituation, Strom-austausch mit anderen Ländern, verschiedene Regulierungssysteme) und hängen damit nicht ausschliesslich von der vorherrschenden Wettbewerbsdynamik ab.
- Endverbraucher, die ihr Anrecht auf Marktzugang ausüben, haben Zugang zu wettbewerbsfähigen Energiepreisen.
- Für kleine marktberechtigte Kunden ist die aktuell zulässige Obergrenze für Messkosten von CHF 600.- pro Jahr⁶⁴ relativ hoch. Im Zuge der vollständigen Marktöffnung müsste eine effizientere Regelung hinsichtlich der maximal zulässigen Messkosten gefunden werden.
- Der aktuelle Schweizer Wettbewerbsmarkt ist sehr klein. Sollte dies so bleiben, kann die Wettbewerbsintensität wieder abnehmen. Aktuell gibt es ca. 40'000 marktberechtigte Kunden mit einem Energieabsatz von etwa 30 TWh. Die sich daraus ergebende Vertriebsmarge liegt bei unter 100 Mio. CHF. Bei der derzeitigen Churn Rate haben etwa 5'000 Kunden in den freien Markt gewechselt, entspricht ca. 8 TWh. Die sich daraus theoretisch ergebende Vertriebsmarge liegt knapp unter 15 Mio. CHF.
- Ausländische Akteure sind kaum in der Schweiz aktiv, könnten aber mit wenig Aufwand sowohl in den Handel als auch in den Vertrieb eintreten.
- Die Schweizer Netzentgelte haben sich unter StromVG/StromVV stabilisiert, sind aber im internationalen Vergleich hoch.
- Kleine EVU profitieren von günstigen Kostenstrukturen. Solange sie den fachlichen Anforderungen standhalten werden sie auch dem Wettbewerb standhalten
- Eine finanzielle Vernetzung der Schweizer EVU ist nicht absehbar, die betriebliche Vernetzung sehr wohl.

⁶³ Die Vermarktung der Grenzkapazitäten wurde nicht untersucht.

⁶⁴ Es wurden maximal zulässige Messkosten in Höhe von CHF 600.- pro Jahr von der ECom für marktberechtigte Kunden festgelegt.