

Der Einfluss der Nachbarländer auf den Schweizer Strommarkt¹

Joris Dehler*, Florian Zimmermann*, Dogan Keles, Wolf Fichtner

Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Hertzstraße 16,
D-76187 Karlsruhe, Tel. +49 (0) 721 608-44579, Fax +49 (0) 721 608-44682,
dehler@kit.edu, iip.kit.edu

Kurzfassung: In diesem Beitrag werden die Wechselwirkungen zwischen dem schweizerischen Strommarkt und denen der Nachbarländer mit Hilfe von Korrelations- und Regressionsanalysen untersucht. Der Fokus wird dabei auf den Einfluss von fundamentalen Faktoren, die aus den Nachbarländern resultieren, auf den schweizerischen Strompreis gelegt.

Die Analysen zeigen, dass der schweizerische Strompreis im Sommer stärker mit dem deutschen Strompreis korreliert und die Auswirkungen der deutschen erneuerbaren Energien im Sommer eher signifikant sind. Die Studie zeigt jedoch auch, dass der Einfluss der Gaspreise und der Stromlast einen deutlich stärkeren Einfluss auf die Preise haben. Insbesondere eine hohe Last in der Schweiz und in den Nachbarländer Frankreich und Italien treiben die schweizerischen Preise im Winter in die Höhe, während in den letzten vier Jahren die Strompreise im Durchschnitt aufgrund der gefallenen Brennstoff- und CO₂-Preise stark gefallen sind.

Keywords: Strommärkte, Marktkopplung, Schweiz, Regression

1 Einleitung

Die Schweiz, geographisch mitten in Europa gelegen, verfügt über 41 Netzübergänge zur Kopplung der Stromnetze mit Deutschland, Österreich, Frankreich und Italien (Swissgrid 2016b). Die Übertragungskapazitäten werden unterschiedlich vermarktet. Die übertragenen Leistungen gehen in die Schweizer Handelsergebnisse durch den impliziten oder expliziten Handel von Strom ein. Weiter gilt die Schweiz durch die zentrale Lage als Transitland für Strom.

In diesem Artikel wird die These vertreten, dass die Strommärkte der Nachbarländer durch die enge Vernetzung erheblichen Einfluss auf den Strommarkt in der Schweiz haben und Wechselwirkungen zwischen den Strompreisen am Day-Ahead Spotmarkt der Länder hervorrufen. Einflussfaktoren in den Anrainerstaaten gewinnen hiernach an Bedeutung für das Verständnis des Verlaufes und der Charakteristika des Schweizer Strompreises.

In dieser Analyse werden verschiedene Einflussfaktoren in den Nachbarländern der Schweiz auf die jeweiligen Day-Ahead Marktpreise identifiziert. Durch die Analyse des kommerziellen Austausches mit der Schweiz über die voranschreitende europäische Strommarktkopplung und den Vergleich der Preisverläufe wird die Eingangsthese des Einflusses von bestimmenden Faktoren der Nachbarstrompreise plausibel. Zunächst werden die

¹ Die Autoren danken dem Schweizer Bundesamt für Energie (BFE) für die Förderung im Rahmen des Forschungsprogrammes Energie-Wirtschaft-Gesellschaft (EWG)

Strompreise und deren inhärente Trends verglichen und auf fundamentale Determinanten untersucht. Auf Grundlage dieser Erkenntnisse wird eine multikriterielle Regressionsanalyse durchgeführt, um die Schweizer Day-Ahead Marktpreise an der EPEX abzubilden und die Treiber auf diese Art und Weise zu quantifizieren.

2 Die Schweiz im Spannungsfeld der europäischen Marktkopplung

Die verschiedenen Strompreise in Frankreich, Italien, Deutschland und der Schweiz werden von verschiedenen Faktoren beeinflusst. Dabei spielen sowohl Umweltfaktoren, als auch die Preise von anderen Energieträgern eine wichtige Rolle. So sind zum Beispiel für den deutschen Strommarkt die vergleichsweise hohen installierten Kapazitäten mit teilweise hoher Produktion von volatilen erneuerbaren Energien wie Wind und Sonne bedeutend und machten 2014 27,4 Prozent der Stromproduktion aus (AG Energiebilanzen 2016). Weiterhin ist die deutsche Stromproduktion von Braunkohle (24%), Steinkohle (18,2%), Kernenergie (14,1%) und Gas (8,8) abhängig (ebd.). Frankreich dagegen deckt einen Großteil seines Strombedarfes aus Kernenergie und Wasserkraft (2014: Nuklear 77%, Wasser 12,6% (RTE 2015)). Dabei ist die Nachfrage in Frankreich aufgrund der hohen Zahl von Elektroheizungen so temperaturabhängig wie in keinem anderen Land (ebd.). Italiens verhältnismäßig hohe Produktion von Strom aus Gas (2014: 54,5% der thermischen Stromerzeugung) erklärt ein hohes Preisniveau, auf dem sich Importe aus den Nachbarländern besonders rentieren und preisdämpfend wirken (Terna 2015). Die Importe trugen 2014 zu 14,1% der Nachfragedeckung bei. Zusätzlich steigt der Anteil von erneuerbaren Energien an der Darbietung von Elektrizität, insbesondere aus solarer Energie (ebd.).

Die Merkmale der Marktgebiete spiegeln sich in den jeweiligen Preiskurven wider (z.B. Sensfuß et al. 2008). Bei starker Einspeisung von Wind-oder Solarenergie in Deutschland und gleichzeitig niedriger Last können dabei die Preise signifikant fallen. Emissionszertifikatspreise sind mit langfristig fallenden Trends in Verbindung zu bringen (Kallabis et al. 2015). Aufgrund der Zusammensetzung des deutschen Kraftwerksparks sind Brennstoffpreise ein gewichtiger Faktor in der Entstehung von Strompreisen.

Tabelle 1: Stromaustausch der Schweiz mit ihren Nachbarn in TWh (Swissgrid 2016a, ENTSO-E 2015)

Alle Zahlen in TWh	2011	2012	2013	2014	2015
DE→CH	14,00	12,72	11,69	11,48	13,63
CH→DE	2,76	3,13	3,72	4,59	2,92
IT→CH	0,43	0,63	1,09	0,82	0,81
CH→IT	25,61	25,30	23,35	24,41	23,70
FR→CH	12,30	9,57	9,32	10,00	8,68
CH→FR	1,83	3,29	3,39	2,89	3,94
Import	34,34	30,99	29,40	28,12	33,53
Export	30,31	31,84	30,71	32,46	33,83
Transit	27,59	25,70	24,88	25,03	27,75

Durch den grenzüberschreitenden Stromhandel und unvermeidliche grenzüberschreitende physikalische Flüsse können sich solche Effekte auch auf den Strompreis der gekoppelten Marktgebiete übertragen. Preisunterschiede zwischen Marktgebieten mit grenzüberschreitendem Stromhandel kommen durch die begrenzte Kapazität von Grenzkuppelstellen zustande, reizen aber gleichzeitig die kommerzielle Nutzung der Kapazitäten an. Der internationale Handel verringert dabei die Preisunterschiede zwischen den Marktgebieten. Tabelle 1 zeigt den Stromaustausch über die Grenzen der Schweiz hinweg in den Jahren von 2011 bis 2015. Die absoluten Zahlen zeigen dabei einen leicht abnehmenden Trend von der Schweiz nach Italien.

Um Stromhandel zu betreiben werden die zur Verfügung stehenden Kapazitäten (Net Transfer Capacities; NTC) an Märkten veräußert. Für das sogenannte *Market Coupling* gibt es zwei Verfahren, um Strom in anderen Marktgebieten anzubieten und Übertragungskapazitäten an Kuppelstellen zu allokalieren. In der Schweiz kommen beide Verfahren zum Einsatz, je nach zeitlicher Fristigkeit des Kontrakts und abhängig von der Grenze.

Zum einen werden durch implizite Auktionen die Gebote direkt an der jeweiligen Strombörse (EPEX Spot) platziert. Anschließend minimiert ein Algorithmus unter Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden Grenzkuppelkapazitäten die Preisdifferenz der beteiligten Marktgebiete bis er zu einem wohlfahrtsmaximalen Ergebnis kommt. Der entstehende Marktpreis reflektiert damit beides, die Kosten der Energie in jeder Zone und die Kosten des Engpasses dazwischen (Nord Pool Spot 2016). Der Händler verkauft den Strom nicht bewusst in das jeweilige Nachbarland - die Entscheidung, dass Strom über die Grenze fließt, wird vielmehr automatisiert getroffen. (APX et al. 2013)

Zum anderen werden Übertragungskapazitäten explizit auf Auktionen gehandelt. Dabei werden die Transferkapazität der Kuppelstelle und der Strom getrennt und unabhängig auf unterschiedlichen Marktplätzen gehandelt. (Nord Pool Spot 2016)

Je nach Land und zeitlicher Fristigkeit wird explizit oder implizit auktioniert. So ist der Intraday-Handel zwischen Deutschland bzw. Frankreich und der Schweiz implizit, längere Fristigkeiten werden explizit gehandelt. Die Übertragungskapazitäten zu allen anderen Nachbarstaaten werden explizit auktioniert (Swissgrid 2016c).

3 Analyse der Strompreise

Die Kopplung der Strommärkte und die Größenordnung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten der Schweiz führen zu einer weitgehenden Konvergenz der Strompreise. Abbildung 1 zeigt den gleitenden Mittelwert der jeweils letzten 168 Preise (entspricht einer Woche) in der Schweiz und deren Nachbarländern.

Während sich im Sommer die Preise in Frankreich, Deutschland und der Schweiz stark annähern, tendieren die französischen und Schweizer Preise im Winter gegen den italienischen. Der deutsche Preis bleibt dabei auf einem niedrigeren Niveau, nur bei extremen Schwankungen nähern sich der französische und der Schweizer Preis der deutschen Kurve an (Abbildung 2).

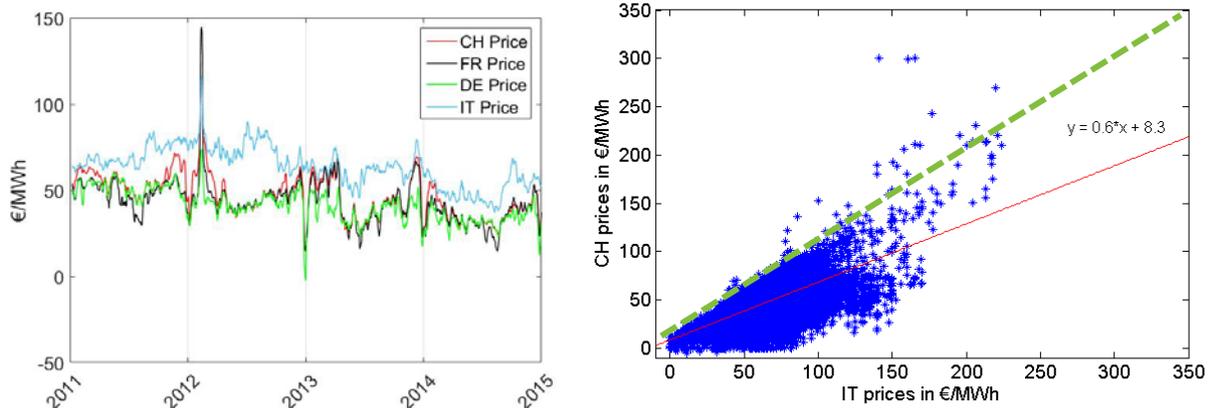


Abbildung 1: Gleitendes 7-Tage-Mittel der Strompreise der Schweiz und ihrer Anrainer (EEX, GME); Streudiagramm des norditalienischen und Schweizer Strompreises mit Trend in rot (rechts).

Der extreme Einbruch im Winter 2012 in Abbildung 2 lässt sich in Zusammenhang bringen mit sehr niedrigen Preisen in Deutschland um die Weihnachtszeit, als die traditionell niedrige Nachfrage in diesen Tagen mit einer prognostizierten Windstromspeisung von 19,4 GW in der Spitze zusammenfiel. Die beschränkende Wirkung des italienischen Strompreises für den schweizerischen findet sich auch in Abbildung 1 auf der rechten Seite wieder.

Bis auf wenige Ausreißer wird der Schweizer Preis nach oben durch den italienischen beschränkt (grün gestrichelte Linie).

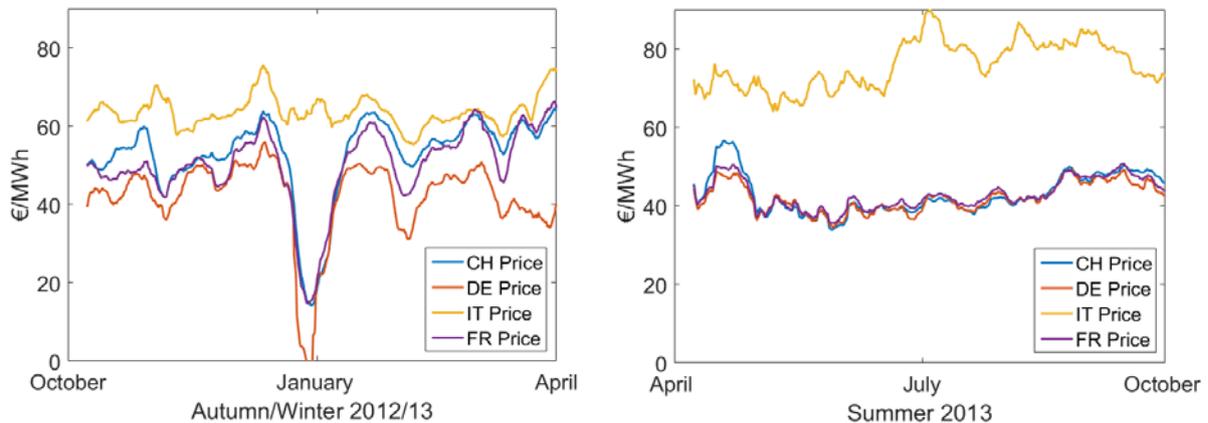


Abbildung 2: Gleitendes 7-Tage-Mittel der Strompreise der Schweiz und ihrer Anrainer (EEX, GME) - Herbst/Winter 2012-2013 und Frühling/Sommer 2013

Allen Preisen sind ein fallender Trend und eine fallende Standardabweichung in den letzten Jahren gemeinsam. Dieser Trend lässt sich auf verschiedene Ursachen zurückführen. In Deutschland ermittelten verschiedene Studien neben dem zunehmenden Ausbau der erneuerbaren Energien (Sensfuß et. al 2008), fallender Nachfrage und sinkender CO₂- und Brennstoffpreise als die treibenden Faktoren hinter dem Preisverfall (Kallabis et al. 2015).

Die unterschiedliche Tendenz und Zusammenhänge in den Jahreszeiten werden später näher untersucht mit den Mitteln der Regressionsanalyse. Einige Ergebnisse sind in Abschnitt 4 zusammengefasst.

Tabelle 2: Entwicklungen der Strompreise in der Schweiz und ihren Nachbarländern in €/MWh (EEX 2015, GME 2015).

€/MWh	CH		DE		IT-Nord		FR	
	Mittel	Sigma	Mittel	Sigma	Mittel	Sigma	Mittel	Sigma
2011	56,18	13,65	51,12	13,6	70,18	15,67	48,89	16,15
2012	49,52	21,19	42,6	18,69	74,05	21,53	46,94	37,29
2013	44,73	18,83	37,78	16,46	61,58	17,38	43,24	20,34
2014	36,79	12,82	32,76	12,78	50,35	14,97	34,63	13,91

Die Untersuchung der Korrelation der Strompreise in den Nachbarländern mit dem Schweizer Preis bestätigt die vorherigen Beobachtungen: Während gerade in den Frühling- und Sommermonaten eine hohe Korrelation zu den Preisen in Frankreich und Deutschland festgestellt werden kann, ist die lineare Beziehung zum italienischen Markt schwächer (0,56) ausgeprägt. Im Winter verändern sich die Zusammenhänge: Die Pearson-Korrelation des Schweizer Preise zu Frankreich und Deutschland nimmt ab, die Korrelation mit dem italienischen Preis im Vergleich zum Sommer wächst an.

Tabelle 3: Korrelationskoeffizienten der Preise in der Schweiz und den Nachbarländern.

Korrelation der Preise	CH (Pearson-Korr.)			CH (Spearman-Korr.)			
	Jahreszeit	GESAMT	FRÜHLING/ SOMMER	HERBST/ WINTER	GESAMT	FRÜHLING/ SOMMER	HERBST/ WINTER
FR		0,72	0,86	0,65	0,88	0,88	0,84
DE		0,78	0,88	0,76	0,80	0,89	0,78
IT-NORD		0,65	0,56	0,68	0,64	0,58	0,71

Überraschend ändern sich die Zahlen jedoch für Frankreich, wenn stattdessen die Spearman-Rangkorrelation betrachtet wird: Während der Koeffizient für Deutschland und Italien auf dem gleichen Niveau bleiben, ist der Spearman-Korrelationskoeffizient zwischen Frankreich und der Schweiz im Herbst und Winter deutlich höher (0,65 bzw. 0,84). Dies deutet auf einen starken monotonen, nichtlinearen Zusammenhang hin, der durch die Rangkorrelation eingefangen werden kann. Es kann auch abgeleitet werden, dass der französische Strompreis gerade im Winter einen starken Einfluss auf den Schweizer Preis nimmt.

Eine tiefere Einsicht in diesen Effekt liefert die Analyse der Korrelation der Einflussfaktoren auf die Strompreise der verschiedenen Länder. Die Stromlast in Frankreich korreliert stark mit der Schweizer Last (Pearson 0,87) und dem Schweizer Strompreis (Pearson 0,64). Eine besonders hohe Nachfrage in Frankreich geht einher mit den hohen Preisen an der Schweizer Strombörse. In Abbildung 3 ist die Schweizer Last und Strompreise als Streudiagramm zu sehen. In der rechten Abbildung sind die gleichen Werte abgetragen, bereinigt um alle Stunden, in denen die französische Last größer ist als 89 GW. Auffällig ist,

dass unter Hinzunahme dieser Voraussetzung Preise über 150 € wegfallen. Der durchschnittliche Preis in Stunden mit einer Last von über 89 GW in Frankreich sind 120 €

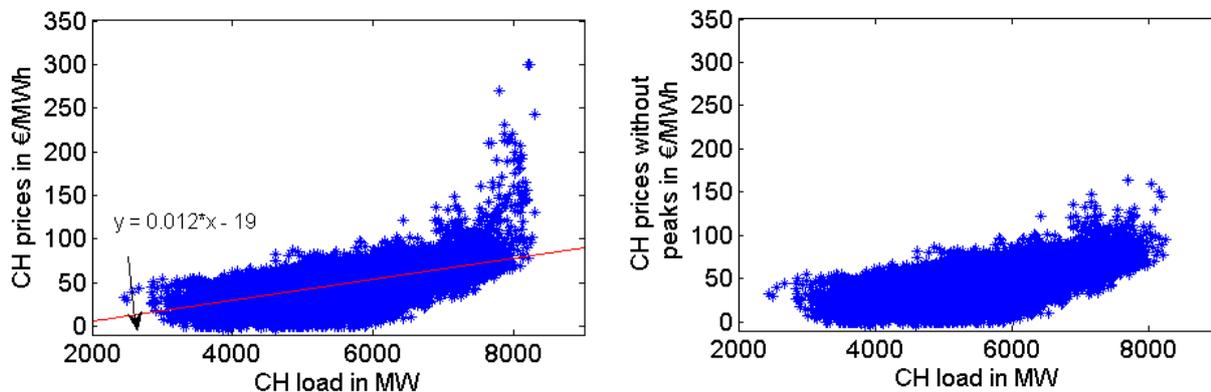


Abbildung 3: Streudiagramm des Schweizer Strompreises und der Schweizer Last 2011 - 2014 und Streudiagramm ohne Preise zur gleichen Stunde mit französischer Last größer als 89000MW.

Die nähere Analyse ergibt, dass sowohl die französischen Lastspitzen als auch die hohen Schweizer Preise um den 29. Februar des Jahres 2012 aufgetreten sind, während die Temperaturen in Frankreich ungewöhnlich niedrig waren (RTE 2013). Es ließ sich also zeigen, dass die französische Nachfrage einen großen Einfluss auf die Preise in der Schweiz haben kann, gerade in Stunden mit sehr hoher Last.

4 Regressionsanalysen

4.1 Datengrundlage

Die Datengrundlage für die folgenden Analysen stammt aus der Periode vom 1. Januar 2011 bis zum 31. Dezember 2014. Die Daten stammen dabei aus verschiedenen, für akademische Zwecke frei zugänglichen Datenbanken.

Die Nachfrage wird in dieser Studie durch die von ENTSO-E online bereit gestellten Zeitreihen integriert. Für die Schweiz wurde aufgrund von Unregelmäßigkeiten auf die Daten von swissgrid (2016a) zurückgegriffen.

Die Day-Ahead Vorhersage von Solar- und Windstromeinspeisung stammen von der EEX (2015). Auch Brennstoffpreise von Kohle und Gas werden von EEX (2015) in täglicher Auflösung bereitgestellt. Die Daten für Wochenenden und Feiertage, an denen die Brennstoffe nicht gehandelt werden, wurden fortgeschrieben.

Preisdaten stammen mit Ausnahme des norditalienischen Preises von EEX (2015), dem Betreiber der Börsen in Frankreich, Deutschland und der Schweiz. Die Marktgebiete von Österreich und Deutschland werden gemeinsam gehandelt, ohne Übertragungsengpässe an der gemeinsamen Grenze. Die deutschen Preise repräsentieren dadurch auch die österreichischen. Die norditalienischen Preise stammen von GME (2015). Im Folgenden bietet Tabelle 2 einen ersten Überblick über die grundlegenden Eigenschaften der vorliegenden Zeitreihen.

Tabelle 4: Deskriptive Statistiken der verwendeten Zeitreihen

	CH Preis	CH Last	IT Last	DE Wind	DE PV	Kohle	Gas
Einheit	€/MWh	GW	GW	GWh	GWh	€/MWh	€/MWh
Min	-13,66	2,45	18,74	0	0	7,53	15,27
Max	300	8,30	54,10	28,28	24,530	14,24	40,25
Mittel	46,8	5,44	36,15	5,56	3,179	9,97	42,55
Median	46,95	5,39	35,67	4,06	0,16	9,66	42,72
Modus	0	5,24	27,24	1,3	0	8,46	22,93
Std.Abweich.	18,4	1,05	7,563	4,7	4,96	1,75	3146
Spanne	313,7	5,85	35,36	28,28	24,53	6,72	24,98
Anzahl	35064	35064	35064	35064	35064	1461	1461

4.2 Modell- und Prädiktorenauswahl

Der Modellaufbau und die Auswahl der Variablen verfolgt das Ziel, die stärksten Einflussfaktoren der Nachbarländer und der Schweiz in einer multiplen linearen Regression zu untersuchen. Implizit erhalten wir rudimentäre Modelle für die verschiedenen Preise, die wiederum Einfluss nehmen auf den schweizerischen Strompreis.

Bei der Auswahl der analysierten Variablen muss einerseits darauf geachtet werden, wie sich die Prädiktoren zur erklärten Variable verhalten. Es sollte ein linearer Zusammenhang sowohl messbar als auch theoretisch begründbar herzustellen sein und es sollten keine kausalen Rückwirkungen von der erklärten auf die erklärenden Variablen existieren. Damit ist die Verwendung des grenzüberschreitenden Handels als erklärende Variablen als problematisch anzusehen. Andererseits ist darauf zu achten, dass die Prädiktoren nicht untereinander kollinear sind. Kollinearität führt zu Instabilität des Modells und die Interpretation der Regressionskoeffizienten wird unmöglich, der Schätzer könnte dann die Gewichtung der kollinearen nicht mehr sinnvoll vornehmen, da diese in linearer Abhängigkeit stehen. Die Analyse der Kollinearität der Prädiktoren ist damit unerlässlich. Die Analyse erfolgt über den Belsley-Bedingtheitsindex (Belsley 1991) und den Varianz-Inflations-Faktor (VIF). Die Ergebnisse führen zu der Entscheidung, trendbereinigte Zeitreihen zu betrachten. Die Trendbereinigung entfernt dabei Multikollinearität effizient.

Zur Auswahl der Variablen erfolgen mehrere Testläufe, bei denen sich verschiedene Faktoren als nicht signifikant erweisen. Unter anderem scheiden so die französische Netzlast und die italienische PV-Einspeisung aus den Betrachtungen aus. Dies ist insofern überraschend, als nach den Voruntersuchungen ein signifikanter Einfluss beider Parameter erwartet wurde.

Die finale Auswahl der Prädiktoren ergibt das folgende Regressionsmodell:

$$\begin{aligned}
 price_{h,t}^{CH} = & \underbrace{b_1 * PV_{h,t}^{DE} + b_2 * wind_{h,t}^{DE} + b_3 * coal_t}_{\text{Deutscher Einfluss}} + \underbrace{b_4 * gas_t + b_5 * load_{h,t}^{IT}}_{\text{Italienischer Einfluss}} + \\
 & + \underbrace{b_6 * load_{h,t}^{CH} + [b_7 * price_{h,t-1}^{CH}]}_{\text{Schweizer Einfluss}} + \epsilon
 \end{aligned}$$

Dabei ist $1 \leq h \leq 24$ die Stunde des Tages und $1 \leq t \leq 1461$ der Tag zwischen dem ersten Januar 2011 und dem 31. Dezember 2014. b_i für $1 \leq i \leq 7$ sind dabei die Regressionskoeffizienten, berechnet anhand der üblichen Kleinste-Quadrate Methode. $PV_{h,t}^{DE}$ geht dabei nur in den Stunden zwischen 9 Uhr und 18 Uhr und im Sommer in die Modelle ein, der Einfluss vorher und nachher ist zu vernachlässigen.

Die Auswahl der Prädiktoren fällt auf verschiedene bestimmende Faktoren in den unterschiedlichen Ländern. Während die Analyse des deutschen Energiesystems ergab, dass fossile Brennstoffe und erneuerbare Energien einen hohen Anteil an der Stromerzeugung haben, wird der italienische Einfluss vor allem durch die Last und Gaspreise abgebildet, entsprechend dem hohen Gasanteil an der Stromversorgung. Als größten schweizerischen Strompreistreiber wird die Last in die Analyse mit aufgenommen.

Aus der Analyse der Residuen ergibt sich das Vorhandensein von Autokorrelation. Um dieser entgegenzuwirken, werden verschiedene Ansätze verfolgt. Zum einen erfolgt eine Trendbereinigung der Daten um den langfristigen linearen Trend. Weiterhin wird ein Autoregressionsterm ($price_{h,t-1}^{CH}$) in die Regression aufgenommen. Durch diese Maßnahmen verringert sich die Autokorrelation erheblich. Weiterhin verwenden wir Newey-West Standardfehler (Newey und West 1987), um die Signifikanz der Prädiktoren nicht zu überschätzen, da der übliche Kleinste-Quadrate Schätzer durch Autokorrelation weniger effizient ist und die Standardfehler verzerrt werden.

4.3 Ausgewählte Ergebnisse

Es ergeben sich 24 Modelle für jede Stunde des Tages für den Strompreis zwischen 2011 und 2014. Die Prädiktoren sind so gewählt, dass zu (fast) allen Stunden $H_0 =$ „der wahre Koeffizient ist gleich Null“ mit mindestens 0,95 abgelehnt werden kann, basierend auf einem t-test mit Newey-West Standardfehler. In Abbildung 4 ist ein beispielhafter in-sample Modelllauf zu sehen und die Fehlerschätzung durch den mittleren absoluten Fehler (MAE). Zu erkennen ist eine hohe Genauigkeit der Regression, gerade im Frühling und Sommer. Im Herbst und Winter sind die Kennzahlen schlechter, was auf mögliche nichtlineare Zusammenhänge im Winter oder auf fehlende erklärende Variablen hindeutet.

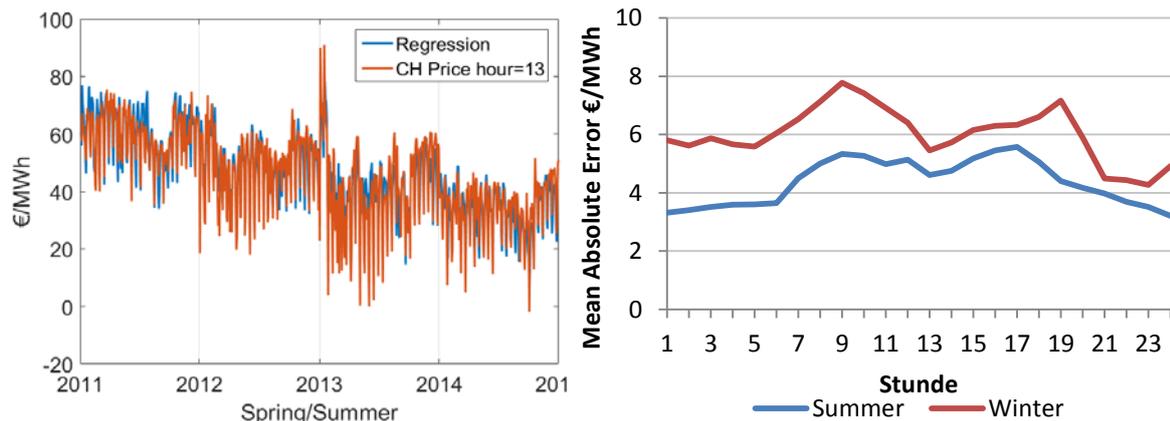


Abbildung 4: Beispielhafter in-sample Modelllauf für die Monate April bis Oktober 2011-2014; Mittlerer Absoluter Fehler der 24 Modelle über einen Tag.

Die entwickelten Modelle dienen dazu, die Einflüsse verschiedener Prädiktoren in ihrem Verlauf über den Tag hinweg zu analysieren. Der im Folgenden dargestellte Modelllauf beschreibt den Einfluss der verschiedenen Variablen jeweils im Frühling/Sommer und im Herbst/Winter. Wie bereits dargelegt, sind die Ähnlichkeiten zu den Strompreisen benachbarter Länder in den verschiedenen Jahreszeiten unterschiedlich ausgeprägt. Der Vergleich der Koeffizienten in den unterschiedlichen Zeiträumen ermöglicht also, Rückschlüsse auf die Faktoren, die Unterschiede zwischen Sommer und Winter erklären, zu ziehen.

Unterschiede zwischen den Jahreszeiten werden deutlich, wenn wir die saisonalen Mittelwerte der Regressionskoeffizienten betrachten. Während eine Veränderung des Gaspreises um einen Euro pro MWh im Sommer eine durchschnittliche Veränderung des schweizerischen Strompreises um 0,25 €/MWh nach sich zieht, ist die Veränderung im Winter deutlich höher: der Strompreis im Regressionsmodell ändert sich um durchschnittlich 0,81 €/MWh. Ähnlich erweist sich die italienische Last im Winter als einflussreicher, mit einer mittleren Änderung des Strompreises von 1,04 €/MWh pro zusätzlicher angelegter GW, während der Einfluss im Sommer im Mittel 0,5 €/MWh beträgt.

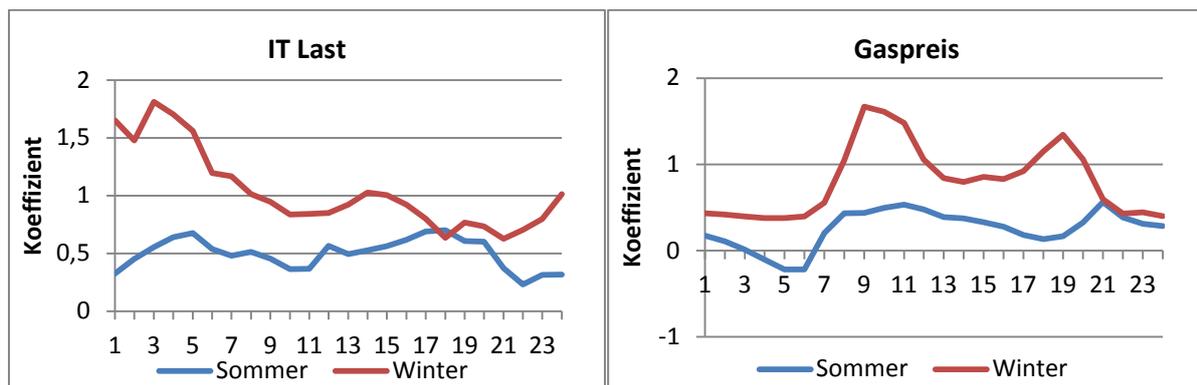


Abbildung 5: Regressionskoeffizienten für die italienische Last und den Gaspreis nach Tageszeit

Beide Trends decken sich mit der Beobachtung aus Abschnitt 3, dass die Preise sich im Winter den italienischen Preisen annähern. Gaspreise und die Last des italienischen Stromsystems sind im Modell als die Stellvertreter des italienischen Strompreises zu verstehen. Eine Einschränkung ist dabei allerdings zu machen. Da nicht nur in Italien

Gaskraftwerke betrieben werden, lässt sich der Zusammenhang nicht nur auf den italienischen Einfluss zurückführen.

Die Auswirkung der Gaspreise zeigt eine weitere interessante Charakteristik: In den Morgen- und Abendstunden, in denen meist die größte Nachfrage nach Strom herrscht, ist ihr Einfluss besonders stark. Dies deckt sich mit der Theorie der Merit-Order-Preisbildung, nach der Kraftwerke mit höheren Grenzkosten vor allem zu den Zeiten eingesetzt werden, in denen ein hoher Preis bzw. eine hohe Nachfrage besteht.

Während das Modell im Sommer einen mittleren Regressionskoeffizienten von 9,53 €/MWh pro zusätzlich nachgefragter GW für die Schweizer Last liefert, sehen wir im Winter einen geringeren Effekt: die Regression liefert einen Wert von 3,57 €/MWh.

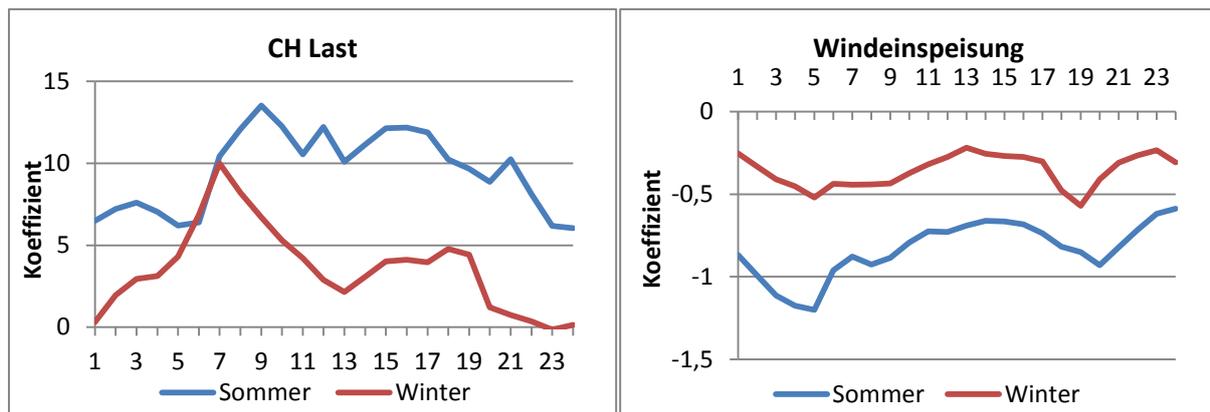


Abbildung 6: Regressionskoeffizienten für die Schweizer Stromlast, deutsche Windeinspeisung nach Tageszeit

Auch bei der Einspeisung von Wind erhalten wir im Durchschnitt einen deutlich höheren Einfluss im Sommer, wenn auch die Charakteristik der Kurve fast gleich bleibt. Auch dies deckt sich mit vorherigen Beobachtungen, denn es wurde gezeigt, dass der schweizerische Strompreis dem deutschen Strompreis im Sommer deutlich enger folgt. Folgerichtig hat die Windeinspeisung in Deutschland im Sommer einen deutlich größeren Effekt auch in der Schweiz.

Der negative Einfluss sowohl der Wind- als auch der Solareinspeisung erklärt sich aus der Art und Weise, wie der Strom aus erneuerbaren Energien vermarktet wird. Aufgrund der vernachlässigbar geringen Grenzkosten und der Förderung der erneuerbaren Energien kommen sie oftmals zu jedem Preis in den Markt und lassen damit den Preis sinken.

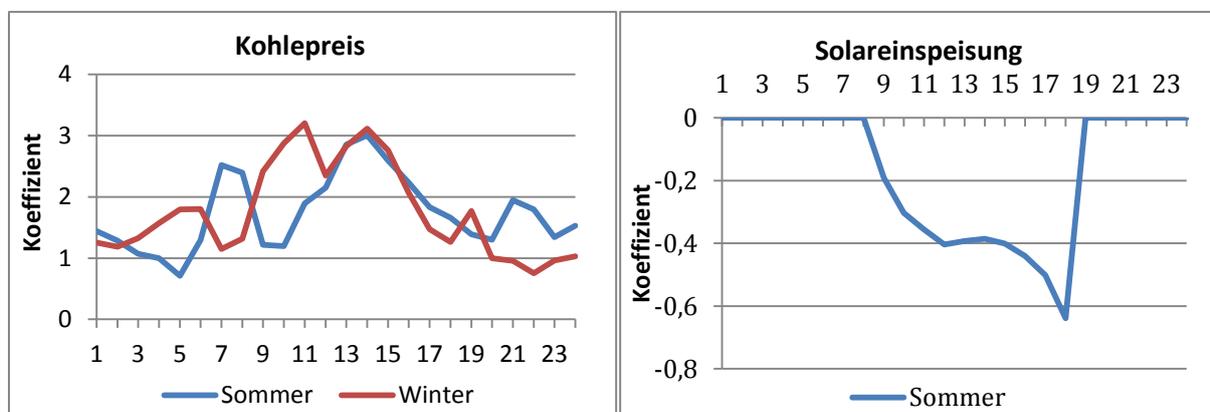


Abbildung 7: Regressionskoeffizienten für den Kohlepreis und die deutsche Solareinspeisung nach Tageszeit

Die deutsche Solareinspeisung hat nur im Sommer einen signifikanten Einfluss, für den Winter wurde sie deshalb aus dem Modell entfernt. Zwar zeigen die Koeffizienten das erwartete Verhalten, dennoch ist bei der Interpretation Vorsicht geboten. Da die Solareinspeisung in allen Ländern dem gleichen Muster folgt, ist es vorstellbar, dass die Koeffizienten nicht nur den Einfluss der deutschen Einspeisung angeben, sondern sich vielmehr aus dem Gesamteinfluss der PV-Einspeisung bedienen. Methodische Weiterentwicklungen in Richtung z. B. der partiellen Regression sind notwendig, wenn die Einflüsse länderscharf abgegrenzt werden sollen.

4.4 Kritik Methodik und mögliche Weiterentwicklungen

Bei der Analyse der Ergebnisse fallen einige Schwächen der linearen Regression auf, die zum Teil verhindern, dass sich die Größe von Einflüssen auf ein bestimmtes Land zurückführen lässt. Intuitiv sind die Solareinspeisung oder die Last verschiedener Länder in vielen Fällen stark kollinear, weshalb eine gleichzeitige Betrachtung in einem Modell problematisch ist. Dafür werden Effekte, die möglicherweise der Solareinspeisung in einem anderen Land zuzuschreiben sind, der benutzten Einspeisezeitreihe zugeschrieben. Abhilfe kann zum Beispiel die partielle Regression liefern. In jedem Fall ist eine weitere vorsichtige Analyse des Verhältnisses der verschiedenen Faktoren zueinander notwendig. Ein weiteres Problem ist die Messung der Stärke des Einflusses der Solareinspeisung der verschiedenen Länder. Die Einspeisung in Deutschland sollte dabei einen abgeschwächten Einfluss haben im Vergleich zur direkten Einspeisung in der Schweiz. Eine Möglichkeit wäre dann die Gewichtung der verschiedenen Faktoren, zum Beispiel mit den maximal möglichen Übertragungskapazitäten.

Um die Zuverlässigkeit und Vorhersagefähigkeit des Regressionsmodells zu testen, können weiterhin Out-of-sample Tests durchgeführt werden. Nur so kann ermittelt werden, ob die Größe der Einflüsse über die Zeit konstant ist oder sich verändert. Zeitlich variierende Einflüsse können mit anderen Methoden weiter analysiert werden (z.B. Paraschiv 2015).

Um das Schweizer Energiesystem adäquat abzubilden, ist die Integration von Prädiktoren der Schweizer Wasserkraft nötig. Der große Anteil der Wasserkraft an der Stromversorgung in der Schweiz könnte die Abhängigkeit des Schweizer Strompreises von Niederschlagsmengen und der Temperatur verstärken. Die Hereinnahme solcher weiterer Variablen könnte insbesondere die Erklärungsfähigkeit der Regression im Winter erhöhen, jedoch muss dafür auf eine adäquate Datenlage zurück gegriffen werden.

5 Zusammenfassung und Fazit

In diesem Artikel wurde die These analysiert, dass Faktoren, die Auswirkungen auf die Strompreise der Nachbarländer haben, auch Einfluss auf den Verlauf des Schweizer Strompreises nehmen. Dabei spielen die Kopplung der Märkte und die großen grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten eine entscheidende Rolle. Verschiedene Zusammenhänge konnten dabei nachgewiesen werden: Zum einen stellte sich heraus, dass die französische Last in sehr hohen Spitzen stark mit dem Schweizer Strompreis interagiert. Weiterhin wurde verglichen, wie sich die Preise in den unterschiedlichen Jahreszeiten zueinander verhalten. Dabei zeigte sich im Frühling und Sommer ein starker Zusammenhang

zwischen dem deutschen, französischen und Schweizer Strompreis, während der Schweizer Strompreis im Winter vom italienischen Strompreis beschränkt wird. In der Analyse der Regressionskoeffizienten konnte nachgewiesen werden, dass Einflussfaktoren des italienischen Preises im Winter größeren Einfluss gewinnen, während die Prädiktoren des deutschen Preises eher abnehmen.

Weiterhin stellt sich heraus, dass Regressionsmodelle grundsätzlich dazu geeignet sind, auch die komplexen Zusammenhänge des Schweizer Strommarktes und seiner Anrainer zu analysieren. Mit der entsprechenden Weiterentwicklung der Methoden, gerade vor dem Hintergrund der starken Kollinearität verschiedener erklärender Variablen, könnten genauere Ergebnisse erzielt werden und die verschiedenen Einflüsse genauer quantifiziert werden.

6 Literatur und Quellen

AG Energiebilanzen (2016): Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern, http://www.ag-energiebilanzen.de/#20151211_brd_stromerzeugung1990-2015, [Zugriff am 30.1.2016].

APX, Belpex, EPEX Spot, GME, Nord Pool Spot, OMIE und OTE (2013): EUPHEMIA Public Description – PCR Market Coupling Algorithm, <https://www.mercatoelettrico.org/en/MenuBiblioteca/Documenti/20131108EuphemiaNov2013.pdf> [Zugriff am 29.1.2016].

Belsley, David (1991): A Guide to Using the Collinearity Diagnostics, Computer Science in Economics and Management, 4, S. 33-50.

EEX (2015): <https://mis.eex.com/> .

ENTSO-E (2015): Statistical Database, <https://www.entsoe.eu/data/dataportal/Pages/default.aspx>

GME (2015): Gestore Mercati Energetici, <http://www.mercatoelettrico.org/it/Download/DatiStorici.aspx>

Kallabis, Thomas, Christian Pape und Christoph Weber (2015): The plunge in German electricity future prices – Analysis using a parsimonious fundamental model, EWL Working Paper No. [04/15], Chair for Management Science and Energy Economics, University of Duisburg-Essen, Germany.

Newey, Whitney und Kenneth West (1987): A simple, positive semi-definite, heteroskelasticity and autocorrelation consistent covariance matrix, Econometrica, 55, S. 703-708.

Nord Pool Spot (2016): Explicit and implicit capacity auction, https://nordpoolspot.com/globalassets/download-center/pcr/how-does-it-work_explicit-and-implicit-capacity-auction.pdf [Zugriff am 29.1.2016]

Paraschiv, Florentina, David Erni und Ralf Pietsch (2014): The impact of renewable energies on EEX day-ahead electricity prices, Energy Policy, 73, S. 196-210

RTE (2015): 2014 Annual Electricity Report, http://www.rte-france.com/sites/default/files/bilan_electrique_2014_en.pdf [Zugriff am 30.1.2016]

RTE (2013): Bilan électrique 2012, http://www.rte-france.com/sites/default/files/rte_bilan_electrique_2012.pdf [Zugriff am 30.1.2016]

Sensfuß, Frank, Mario Ragwitz und Massimo Genoese (2008): The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany, Energy Policy, 36 (8), S. 3086 – 3094.

Swissgrid (2016a): Aggregierte Energiedaten aus dem Regelblock Schweiz, https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/energy_data_ch.html [Zugegriffen am 29.1.2016].

Swissgrid (2016b): Daten und Fakten zum Schweizer Stromübertragungsnetz. <https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/reliability/griddata.html> [Zugriff am 29.1.2016].

Swissgrid (2016c): Engpassmanagement, https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/congestion_management.html [Zugriff am 29.1.2016].

Terna Rete Italia (2015): Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2014, <http://download.terna.it/terna/0000/0607/85.PDF> [Zugriff am 29.1.2016].