

Strommärkte im internationalen Vergleich

Vorhaben:

Überprüfung der aktuellen Ausnahmeregelungen für die Industrie im Bereich des EEG im Hinblick auf Treffsicherheit und Konsistenz mit anderen Ausnahmeregelungen im Energiebereich unter Berücksichtigung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit und Strompreissituation

Strommärkte im internationalen Vergleich

Von:

Ecofys: Katharina Grave, Felix von Blücher

Fraunhofer ISI: Dr. Barbara Breitschopf, Dr. Martin Pudlik

Datum: Juni 2015

Projekt-Nummer: DESDE123791 / 03MAP244

Auftraggeber: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

Zusammenfassung

Die vorliegende Studie untersucht Großhandelsstrompreise und auf sie wirkende Einflussgrößen in sieben Staaten. Innerhalb Europas wird der deutsche Strommarkt mit den Strommärkten in Frankreich, den Niederlanden und dem Vereinigten Königreich verglichen. In Nordamerika werden die Märkte der beiden Industrieregionen Pennsylvania und Texas zum Vergleich herangezogen. China und Südkorea geben Beispiele für asiatische Industrienationen, deren Unternehmen mit den deutschen Unternehmen in Konkurrenz stehen.

Für alle untersuchten Staaten werden der Kraftwerkspark und der Erzeugungsmix als maßgebliche Größen für die Entwicklung der Strompreise beschrieben, da der Großhandelspreis für Strom von den variablen Kosten der Kraftwerke im Markt abhängt. Diese variablen Kosten umfassen insbesondere Brennstoffkosten. Abweichende Preisdifferenzen zwischen den Brennstoffen Gas und Steinkohle in Europa und in Nordamerika führen zu gegenläufigen Entwicklungen der Strompreise: In Nordamerika hat Texas mit einem gasdominierten Kraftwerkspark die geringeren Großhandelspreise für Strom, während die europäischen Staaten Niederlande und UK mit gasdominierten Kraftwerksparks im Vergleich die höheren Preise aufweisen. Südkorea und China erzeugen ihren Strom zu großen Teilen in Kohlekraftwerken, allerdings wird in diesen Ländern der Preis staatlich festgelegt. Variable Kosten sind in diesen Ländern nur ein Aspekt für die Festlegung der Preise.

Die jährliche Nachfrage wird für jede untersuchte Region in die Sektoren Haushalte, Industrie und, wenn möglich, in weitere Unterkategorien zerlegt. Hier zeigt sich die Bedeutung des Industriesektors für die Industriestaaten: Während in Deutschland 44 % der Nachfrage im Industriesektor entsteht, weist das Vereinigte Königreich mit 26 % den niedrigsten Wert aus. In China liegt der Anteil der Industriestromnachfragen an der Gesamtstromnachfrage bei etwa 75 %.

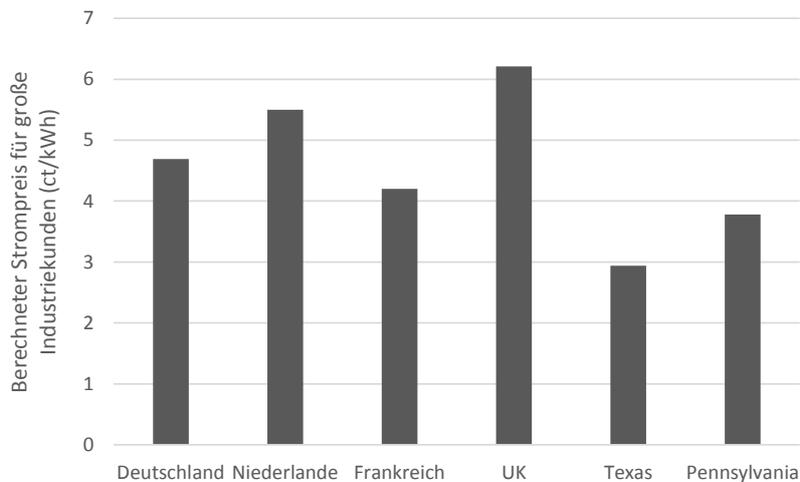
Unter der Überschrift „Marktorganisation“ wird der politische Rahmen für die Strompreisbildung in den einzelnen Staaten beschrieben. Dazu gehören unter anderem die Anzahl und die Marktanteile verschiedener Unternehmen und Maßnahmen gegen die Ausübung von Marktmacht. In Europa nimmt hierbei Frankreich eine Sonderrolle ein, da der Monopolist Électricité de France etwa 86 % der nationalen Stromerzeugung bereitstellt.

Ein weiterer wichtiger Punkt im Bereich Marktorganisation ist die Organisation des Handels. Es wird beschrieben, welchen Anteil der vergleichsweise transparente Börsenhandel am Großhandel hat und welcher Anteil des Handels „over the counter“ (OTC) in bilateralen Verträgen oder über Großhändler abgewickelt wird. Deutschland liegt hier im Mittelfeld der untersuchten westlichen Länder. In den asiatischen Staaten werden die Strompreise staatlich definiert, hier wird der politische Preisfindungsprozess beschrieben.

Für alle liberalisierten Staaten werden die Ergebnisse der Großhandelsmärkte anhand von Börsenpreisen dargestellt. Als Eingangsgröße für weitere Analysen des Vorhabens „Überprüfung der aktuellen Ausnahmeregelungen für die Industrie im Bereich des EEG im Hinblick auf Treffsicherheit und Konsistenz mit anderen Ausnahmeregelungen im Energiebereich unter Berücksichtigung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit und Strompreissituation“ werden mit Hilfe einer angenommenen Einkaufsstrategie Strompreise für große energieintensive Industriekunden berechnet. Grundlage ist eine Mischung aus Preisen für mittelfristige Verträge (Futures) und Spotpreisen (Day-

Ahead). Frankreich bildet eine Ausnahme. In Frankreich liegen die Börsenpreise teils über dem ARENH-Preis (Accès régulé à l'électricité nucléaire historique), einem festgelegten Bezugspreis für Stromlieferanten, die keinen Zugang zu Atomstrom haben. Dieser Preis wurde im Zuge der Liberalisierung festgelegt und kann an Industriekunden weitergegeben werden, deshalb ersetzt er in der untenstehenden Grafik den Börsenpreis für Frankreich.

Die hier präsentierten Ergebnisse sind lediglich ein Indikator, um Strompreise in den einzelnen Ländern vergleichen zu können. In der Realität können die Strombezugskosten einzelner Unternehmen deutlich von diesen berechneten Strompreisen abweichen. Grund dafür sind unterschiedliche Abnahmestrukturen und kurzfristige wie auch langfristige bilaterale Verträge zwischen Stromkunden und -lieferanten, in die keine Einsicht besteht.



Innerhalb der gewählten Vergleichsgrundlage lag der deutsche Strompreis für große energieintensive Industrien mit 4,7 ct/kWh für 2012 im Mittelfeld der Strompreise in den untersuchten Regionen. In Europa können insbesondere französische Industrieunternehmen staatlich festgelegt niedrigere Strombezugpreise von 4,2 ct/kWh und niedriger erzielen. Besonders niedrig mit weniger als 3 ct/kWh lag der berechnete Strompreis in Texas.

Der Bericht schließt ab mit der Berechnung der Energiegesamtkosten für Haushalte in den europäischen Ländern Deutschland, Niederlande, Frankreich und Großbritannien. Hier zeigt sich, dass sich der durchschnittliche Energieverbrauch pro Haushalt in den untersuchten Ländern deutlich unterscheidet. Während die gasfördernden Länder wie Niederlande und Vereinigtes Königreich stark auf diese Ressource zurückgreifen, besteht knapp 46 % des Energieverbrauches der französischen Haushalte aus Strom. Deutsche Haushalte setzen relativ zu den anderen betrachteten Staaten einen diversifizierten Energieträgermix ein, wobei Gas mit 58 % den Verbrauch dominiert. Darüber hinaus zeigt sich, dass die deutschen Haushalte, absolut gesehen, den geringsten Stromverbrauch (kWh) aufweisen, jedoch absolut am meisten für ihren Stromverbrauch ausgeben (Euro).

Inhaltsverzeichnis

| | |
|--|------------|
| Zusammenfassung | 3 |
| Inhaltsverzeichnis | 5 |
| 1 Einleitung | 1 |
| 2 Strommärkte in der Europäischen Union | 3 |
| 2.1 Deutschland | 7 |
| 2.2 Frankreich | 17 |
| 2.3 Niederlande | 23 |
| 2.4 Vereinigtes Königreich | 28 |
| 2.5 Italien | 37 |
| 2.6 Dänemark | 40 |
| 3 Strommärkte in Nordamerika | 43 |
| 3.1 Texas | 43 |
| 3.2 Pennsylvania | 49 |
| 3.3 Kanada | 54 |
| 4 Strommärkte in Asien | 61 |
| 4.1 China | 61 |
| 4.2 Südkorea | 72 |
| 4.3 Japan | 77 |
| 5 Großhandelspreise für Industriekunden | 80 |
| 6 Energiekostengesamtrechnung | 85 |
| 6.1 Methodisches Vorgehen | 85 |
| 6.2 Energieverbrauch | 86 |
| 6.2.1 Europa | 87 |
| 6.2.2 Deutschland | 91 |
| 6.2.3 Frankreich | 94 |
| 6.2.4 Vereinigtes Königreich | 95 |
| 6.2.5 Niederlande | 97 |
| 6.3 Energiebilanzen | 98 |
| 6.3.1 Verbrauchsbilanzen im Ländervergleich | 98 |
| 6.3.2 Kostenbilanzen im Ländervergleich | 99 |
| 6.4 Energieeffizienzmaßnahmen | 101 |
| 7 Literaturverzeichnis | 102 |
| 8 Anhang | 106 |

1 Einleitung

Der Strompreis für Endkunden wie Industrie und Haushalte setzt sich aus mehreren Komponenten zusammen: Er basiert zunächst auf den Großmarktpreisen für Stromerzeugung. Diese umfassen die Kapitalkosten für Kraftwerke, Brennstoffkosten, CO₂-Kosten und Betriebs- und Wartungskosten. Hinzu kommen Systembetriebskosten, Kosten für Übertragung und Verteilung, Vertriebskosten, sowie Steuern, Subventionen und Umlagen für Umwelt und Erneuerbare Energien. Abbildung 1 zeigt die möglichen Bestandteile des Strompreises.

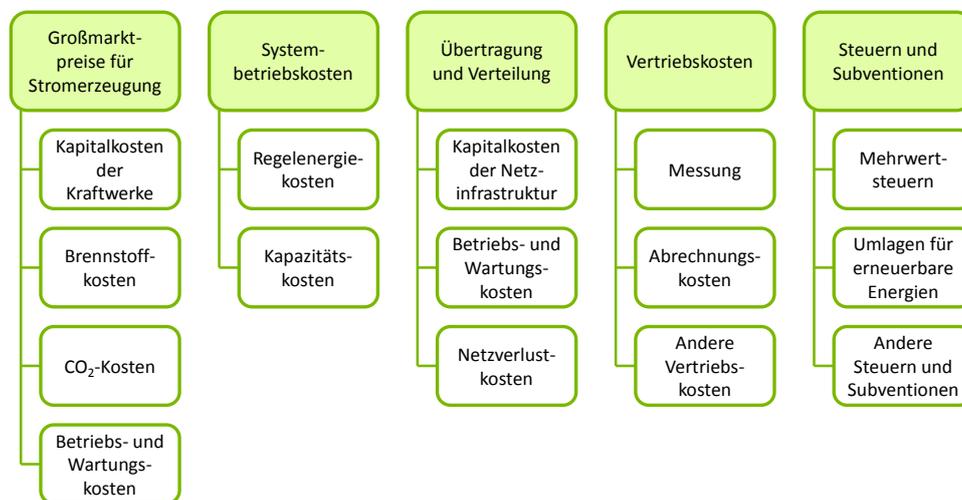


Abbildung 1: Strompreiskomponenten (in Anlehnung an IEA 2012)

Die Strompreise, die Endverbraucher für ihre Stromversorgung zahlen, sind in ihrer absoluten Höhe regional sehr unterschiedlich und haben sich in den vergangenen Jahren in verschiedene Richtungen entwickelt.

Dieser Beitrag zeigt die grundlegenden Einflussgrößen der Preisbildung im Großhandelsmarkt bzw. an der Börse sowie der Systemdienstleistungen in den untersuchten Regionen. Zu diesen Einflussgrößen gehören die geografischen Bedingungen, Marktstrukturen und die Marktorganisation. Anschließend wird ein methodischer Ansatz zur Abschätzung von Strombezugspreisen für Großverbraucher vorgestellt und angewendet. Zur Darstellung der Belastung der Endverbraucher, d.h. Haushalte, wird eine Belastungsrechnung der Haushalte in Deutschland, Großbritannien, Frankreich und den Niederlanden durchgeführt.

Die Ergebnisse dieser Abschätzung werden innerhalb des Vorhabens „Überprüfung der aktuellen Ausnahmeregelungen für die Industrie im Bereich des EEG im Hinblick auf Treffsicherheit und Konsistenz mit anderen Ausnahmeregelungen im Energiebereich unter Berücksichtigung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit und Strompreissituation“ dafür verwendet, Strompreise für

unterschiedliche Industriegruppen in verschiedenen Ländern zu berechnen (Bericht zu „Strompreise und Stromkosten ausgewählter Industrien“). Auf Basis dieser Berechnungen werden die Stromkosten und ihre Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen abgeschätzt (Bericht zum „Einfluss der Strompreise auf die Wettbewerbsfähigkeit stromintensiver Unternehmen“). Staatlich regulierte Strompreiskomponenten wie Steuern oder Umlagen werden hier nicht weiter differenziert betrachtet. Sie sind Untersuchungsgegenstand der Analyse zu „Politisch induzierte Strompreiskomponenten und Ausnahmeregelungen für die Industrie“ im Rahmen dieses Vorhabens.

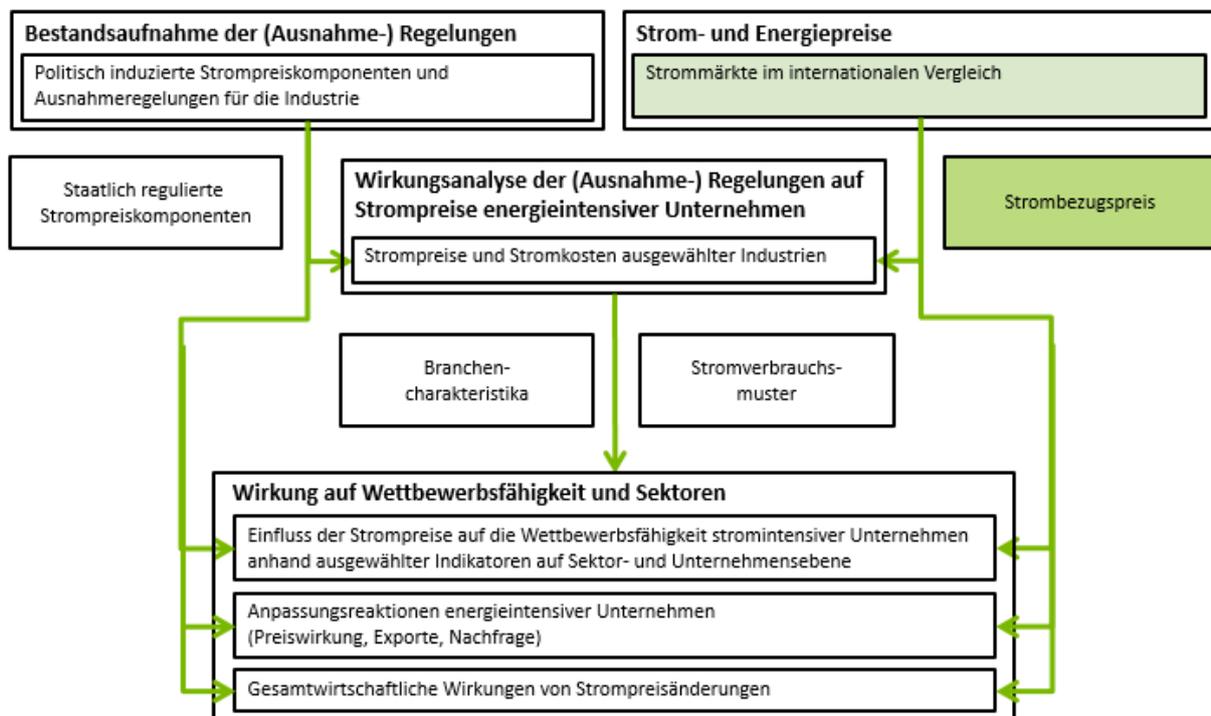


Abbildung 2: Projektübersicht

2 Strommärkte in der Europäischen Union

Die Untersuchungsregionen Deutschland, Frankreich, UK und die Niederlande sind Teil der Europäischen Union. Sie unterliegen supranationalen Richtlinien und Vorgaben und nehmen am europäischen Emissionshandelssystem teil. Durch die regionale Nähe und den überregionalen Handel zwischen den Staaten ergeben sich Gemeinsamkeiten in der Strompreisbildung.

Liberalisierung

Strommärkte wurden in Europa lange als natürliches Monopol angesehen, das keinen Wettbewerb zulässt. Die Stromversorgung war national organisiert, die Regierungen entschieden über die Zusammensetzung des Kraftwerksparks und die Versorgungsstruktur. In den 90er Jahren setzte ein Umdenken ein: liberalisierter Wettbewerb zwischen privaten Akteuren sollte die gesamtwirtschaftlichen Kosten der Strombereitstellung senken.

Der formale Liberalisierungsprozess in der EU begann 1996 mit der EU Richtlinie 96/92/EC. Sie garantierte privaten Stromerzeugern den Zugang zum Stromnetz und ermöglichte freien Handel zwischen Anbietern und Nachfragern von Strom und zwar bilateral oder an der Börse. Zunächst wurde dadurch die Wahl des Stromversorgers nur großen Stromverbrauchern möglich. Schrittweise wurde der Markt geöffnet: Ab 2004 war nach Vorgabe der EU-Kommission die freie Wahl des Stromversorgers allen Nicht-Haushaltskunden möglich, ab 2007 sollten alle Endkunden ihren Stromversorger frei wählen können.

Die Liberalisierung verlief in einigen Ländern schneller als in anderen, doch insgesamt veränderte sich die Organisation der Strombereitstellung in den vier untersuchten Ländern deutlich. Neue Stromanbieter drängten auf die Märkte und machten ehemaligen Monopolisten Anteile streitig. Dies galt insbesondere für den Bereich der Großkunden. Kleinkunden wie Haushalte nahmen die Wahlmöglichkeiten weniger wahr, bis 2010 hatten nur etwa 6% der europäischen Haushaltskunden ihren Anbieter gewechselt.¹

Mit der Liberalisierung entstanden an verschiedenen Standorten Handelsplätze für Stromlieferungen, beispielsweise in Frankfurt, Leipzig, Amsterdam, Paris und London. Über die Zeit fusionierten einige dieser Börsen, auf nationaler und internationaler Ebene. So wird der Spotmarkt-Stromhandel in Deutschland, Österreich, der Schweiz und Frankreich von der EPEX abgewickelt, einem gemeinsamen Unternehmen der EEX in Leipzig und der Powernext in Paris. Strom in den skandinavischen Ländern Dänemark, Schweden, Norwegen, Finnland, sowie Estland und Lettland wird auf dem Nordpool-Spotmarkt gehandelt. Die APX bietet Day-Ahead und Intraday-Handlungsmöglichkeiten für Akteure in UK, den Niederlande und Belgien.

¹ http://ec.europa.eu/consumers/consumer_research/market_studies/docs/retail_electricity_full_study_en.pdf

Zwar nimmt die Bedeutung der Spotmärkte und der Strombörsen zu, ein Großteil des Handels wird aber über langfristige, bilaterale Stromverträge abgewickelt. Im ersten Quartal des Jahres 2013 umfasste der Vortages (Day-Ahead)-Handel über die Börse in Europa durchschnittlich etwa 52% der Gesamtnachfrage. Abbildung 3 zeigt die Entwicklung der gehandelten Volumina an verschiedenen europäischen Strombörsen. Die Unterschiede zwischen den einzelnen Regionen sind sehr groß. 85% der Nachfrage im Bereich des Nordpool-Marktes werden über den Spotmarkt gehandelt, in der CWE-Region sind es lediglich 26% der Gesamtnachfrage.²

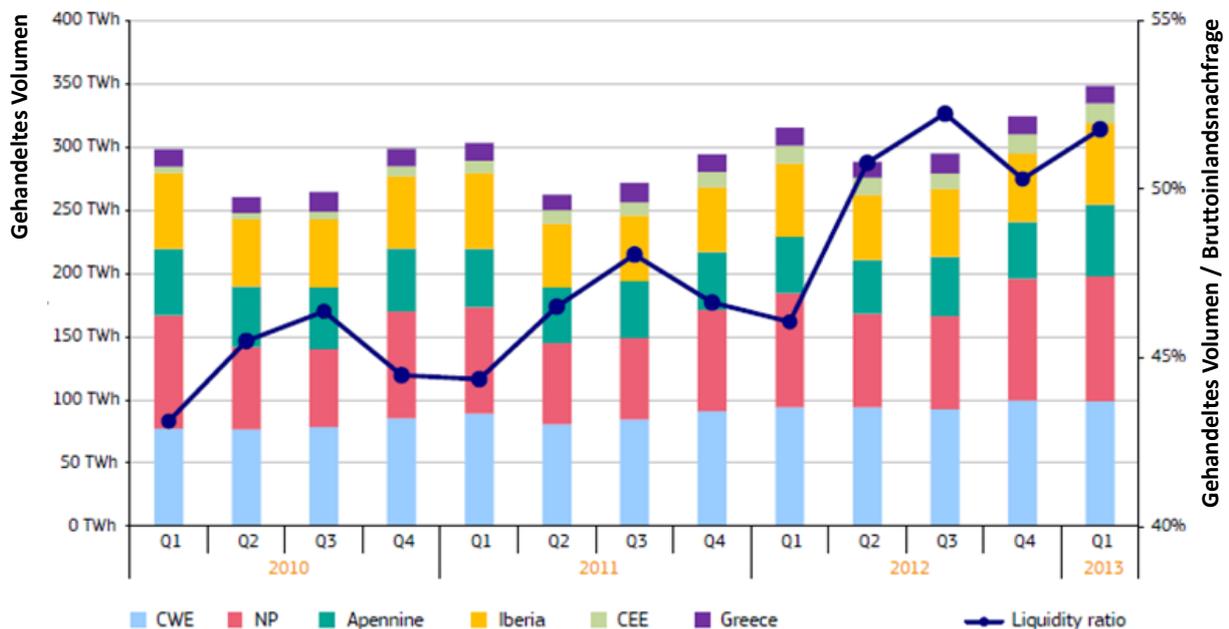


Abbildung 3: Gehandeltes Volumen an den europäischen Strombörsen (Quelle: DG Energy, 2013)

Entwicklung eines gemeinsamen Marktes

In einem nächsten Schritt hat sich die Europäische Union zum Ziel gesetzt, einen gemeinsamen europäischen Strommarkt zu etablieren. Dazu sollen die bestehenden Spotmärkte miteinander gekoppelt werden, das heißt, die Marktpreise werden für alle teilnehmenden Länder gemeinsam berechnet und Preisunterschiede nur aufgrund von physischen Netzengpässen zugelassen.

Die Marktkopplung hat für die Stromsysteme verschiedene Vorteile. Die Versorgungssicherheit steigt mit der Zahl der verfügbaren Kraftwerke. Je größer das Marktgebiet ohne Netzrestriktionen ist, desto weniger Einfluss haben die einzelnen Kraftwerke und Kraftwerksbetreiber auf die Preisbildung an der Strombörse. Monopolisten oder oligarchische Erzeugungsstrukturen verlieren an Einfluss. Es entstehen Wohlfahrtsgewinne, weil bestehende Kraftwerke effizient genutzt werden.

² DG Energy (2013): Quarterly Report on European Electricity Markets, Volume 6, Issue 2, Second quarter 2013 (http://ec.europa.eu/energy/observatory/electricity/doc/20130814_q2_quarterly_report_on_european_electricity_markets.pdf)

Durch eine solche Kopplung erfolgt die Preisbildung überregional, das heißt, es wird gehandelt, bis sich in allen Marktregionen ein Gleichgewichtspreis einstellt oder die bestehenden Netzkapazitäten ausgelastet sind. Je größer die physischen Übertragungskapazitäten zwischen den Staaten sind und je besser diese im Handel ausgenutzt werden, desto stärker nähern sich die Preise in den Ländern aneinander an.

Preiskopplung ist bereits seit November 2010 Realität in „Central Western Europe“ (CWE), eine Region, die die Strommärkte von Frankreich, den Niederlanden, Belgien, Luxemburg und Deutschland umfasst. Da sich Österreich ein Marktgebiet mit Deutschland teilt, ist es ebenfalls mit der Kopplung assoziiert. Die Marktergebnisse der Day-Ahead-Märkte werden miteinander verrechnet, so dass ein gemeinsamer Marktpreis entsteht, sofern genügend Übertragungskapazität besteht. Abbildung 4 zeigt die Preisdifferenzen zwischen dem höchsten und dem niedrigsten stündlichen Strompreis in den gekoppelten Ländern.

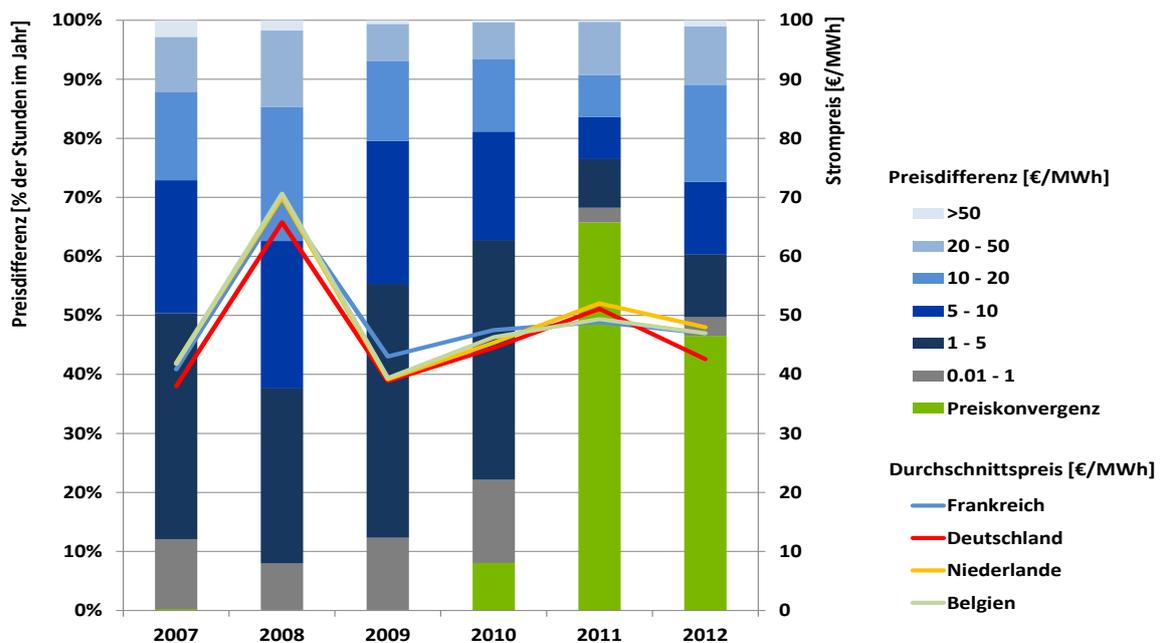


Abbildung 4: Preiskonvergenz nach Einführung des Market Coupling

Mit der Einführung der Marktkopplung im November 2010 wurde grenzüberschreitender Handel deutlich erleichtert. Statt die Stromlieferkosten und die Transportkosten einzeln zu versteigern, werden die Transportkapazitäten gleich bei der Preisermittlung berücksichtigt. Die Zahl der Stunden mit gleichen Preisen in allen fünf Ländern stieg rasant auf fast zwei Drittel der Stunden im Jahr 2011. Durch die unterschiedlichen Strommarktentwicklungen, hauptsächlich im Bereich der erneuerbaren Energien, sank diese Quote 2012 auf weniger als die Hälfte der Stunden des Jahres. In einzelnen Stunden des Jahres liegen die Preise aufgrund der Netzrestriktionen weiterhin deutlich auseinander. 2012 lag die maximale Preisdifferenz bei über 1.800€/MWh.

Derzeit wird in der CWE-Marktregion eine lastflussbasierte Kopplung getestet. Dabei werden neben den Preisen auch die physischen Netzrestriktionen kontinuierlich und überregional berechnet. Es besteht die Erwartung, dass durch diese Berechnungsmethodik die Netze besser ausgenutzt werden und sich somit ohne zusätzliche physische Verbindungen zwischen den Ländern die Handelsmöglichkeiten erweitern. Dadurch sollten sich die Strompreise häufiger gleichen.

Das von der europäischen Regulierungsbehörde ACER vorgegebene „Target model“ sieht vor, dass Informationen über Angebot und Nachfrage bis kurz vor der Vertragserfüllung am gleichen Tag europaweit ausgetauscht werden können. Festgelegte Deadline für die Fertigstellung dieses europäischen Binnenmarktes ist 2014.³ Allerdings hat sich bereits das Pilotprojekt der Nordwesteuropäischen Marktkopplung (NWE) um mehrere Monate verzögert.

Emissionshandel

Überregionale Politikinstrumente auf europäischer Ebene wirken sich auf alle Strompreise in Europa aus. Hierzu gehört das europäische Emissionshandelssystem. Es beruht auf der Richtlinie 2003/87/EG. Durch Emissionszertifikate (EUA) sollen externe Kosten von CO₂ und anderen Emissionen internalisiert werden. Für die größten Emittenten im Stromsektor und in den energieintensiven Industrien steht eine begrenzte Anzahl von Zertifikaten zur Verfügung, die zwischen den einzelnen Akteuren gehandelt werden können. Der Handel mit den Zertifikaten begann 2005. Die Kosten für die Zertifikate werden den Betriebskosten der betroffenen Kraftwerke zugerechnet. Während die betroffenen Unternehmen in der ersten Handelsperiode von 2005 bis 2008 und in der zweiten Handelsperiode von 2008 bis 2012 Zertifikate zugeteilt bekamen, müssen Stromerzeuger ihre Zertifikate seit 2013 ersteigern.

Der Emissionshandel erhöht die Betriebskosten für thermische Kraftwerke. Kraftwerke mit hohen Emissionen, wie beispielsweise Braunkohlekraftwerke, müssen mehr Zertifikate pro Einheit Strom bereitstellen als Kraftwerke mit niedrigen Emissionen wie Gaskraftwerke oder Kernkraftwerke. Setzen CO₂-emittierende Kraftwerke den Preis in einer Stunde, erhöht der Zertifikatspreis das Handelsergebnis dieser Stunde. Der Börsenpreis ist höher als in Strommärkten ohne Emissionszertifikate. Abhängig von der Zusammensetzung und der Ausnutzung des Kraftwerksparks erhöht der Emissionshandel somit die durchschnittlichen Strompreise in den europäischen Ländern.

Der durchschnittliche Preis für EUAs lag 2011 bei knapp 14 Euro. Im April 2012 zeigten neue Daten, dass die Emissionen deutlich geringer ausgefallen waren als erwartet. Ein wichtiger Faktor war die wirtschaftliche Krise der vorhergehenden Jahre und die damit einhergehende niedrige Stromnachfrage aus der europäischen Industrie, großzügige Zuteilungen der Zertifikate für die zweite Handelsperiode und zusätzliche Zertifikate, die über emissionsenkende Maßnahmen in außereuropäischen Staaten (Clean Development Mechanism, CDM) und Bereichen außerhalb des Emissionshandels (Joint Implementation, JI) erworben werden konnten. Die Preise für Zertifikate

³ ACER (2011): Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity, FG-2011-E-002

fielen auf 6,2 €/t CO₂e (DG Energy, 2012)⁴. Für das gesamte Jahr 2012 erreichte der Preis einen durchschnittlichen Wert von etwa 7,50 Euro. Anfang 2013 fiel der Preis weiter auf unter 5 Euro.



Abbildung 5: Entwicklung der Preise für CO₂-Emissionszertifikate (Quelle: EEX)

Der Emissionshandel hatte in den einzelnen Staaten unterschiedliche Auswirkungen auf den Kraftwerkspark. Im Allgemeinen erhöhte er die Attraktivität von Gaskraftwerken. In Deutschland machte eine nationale Übergangsregelung über freie Zertifikate den Bau von effizienten Kohlekraftwerken attraktiv.⁵ Insgesamt hat der Emissionshandel die Unsicherheit über zukünftige Preise zusätzlich verstärkt.⁶

2.1 Deutschland

Durch seine Größe und seine zentrale Lage in Europa hat Deutschland großen Einfluss auf den europäischen Strommarkt. Etwa 18% des Stroms innerhalb der europäischen Union wird in Deutschland erzeugt.⁷ Es bestehen enge Austauschbeziehungen zu den Nachbarmärkten der umliegenden Staaten, insbesondere zu Österreich, der Schweiz, Frankreich, den Niederlanden und Tschechien.

Die innerdeutsche Stromerzeugung beruht zu einem großen Teil auf Kohle. Braunkohle wird im westdeutschen Rheinland und in der ostdeutschen Lausitz in großen Tagebaugebieten gewonnen und vor Ort verbrannt. Steinkohle wird voraussichtlich noch bis 2018 im Land subventioniert abgebaut, eine Versorgung mit günstiger Importkohle ist gesichert. 2012 wurde bereits 75% des Kohlebedarfs durch Importkohle gedeckt (Eurostat, 2013). Auch Erdgas wird nur in geringen Mengen national gefördert. 2011 wurden 86% des Bedarfs über Importe gedeckt, hauptsächlich über Pipelines aus Russland, Norwegen und den Niederlanden.

Kraftwerkspark

Der deutsche Kraftwerkspark umfasst eine große Bandbreite von verschiedenen Technologien. Bis Ende 2012 erhöhte sich die absolute installierte Kapazität in Deutschland auf 178 GW. Davon entfallen 76 GW auf erneuerbare und 103 GW auf nicht erneuerbare Energieträger.⁸

⁴ DG Energy (2012):

⁵ Pyöry (2013): Outlook for new coal-fired power stations in Germany, the Netherlands and Spain, A report to DECC

⁶ DECC: White Paper

⁷ Eurostat (2013): Total net production, table 105a

⁸ BNetzA (2013): Monitoringbericht 2013

Den größten Anteil an der installierten Kapazität haben Braunkohlekraftwerke mit 21 GW und Steinkohlekraftwerke mit 25 GW. Nach der Stilllegung von acht Kernkraftwerken im Jahr 2011 beträgt die Nettoleistung der Kernkraftwerke zurzeit 12 GW, wobei nach Regierungsbeschluss die letzten Kernkraftwerke 2022 vom Netz gehen sollen. In den vergangenen Jahren wurden insbesondere Erdgas-Kraftwerke zugebaut. Insgesamt beträgt die Kapazität der Anlagen etwa 27 GW (Stand 31. Dezember 2012).

Die größten Veränderungen sind bei den erneuerbaren Energien zu verzeichnen. Seit der Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) hat sich die Leistung der Anlagen vervielfacht. Ende des Jahres 2012 lag die Leistung aller Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern bei 75,6 GW. Windkraftwerke kamen auf 30 GW und Photovoltaik-Anlagen auf 33 GW. Innerhalb des Jahres 2012 stieg die Leistung installierter Anlagen, die nach EEG vergütungsfähig sind, um 9,4 GW an. Weiterhin hat sich die Zahl der Biomassekraftwerke auf insgesamt 5,5 GW erhöht. Die Wasserkraft ist in Deutschland weitestgehend ausgebaut. 2012 waren Anlagen mit einer Gesamtleistung von ungefähr 4 GW in Betrieb, hinzu kamen Pumpspeicherkraftwerke in Höhe von 9 GW. Abbildung 6 zeigt den deutschen Kraftwerkspark als Blockdiagramm. Die Flächen der erneuerbaren Energien sind transparent gestaltet, da die nutzbare Kapazität wetterabhängig ist.

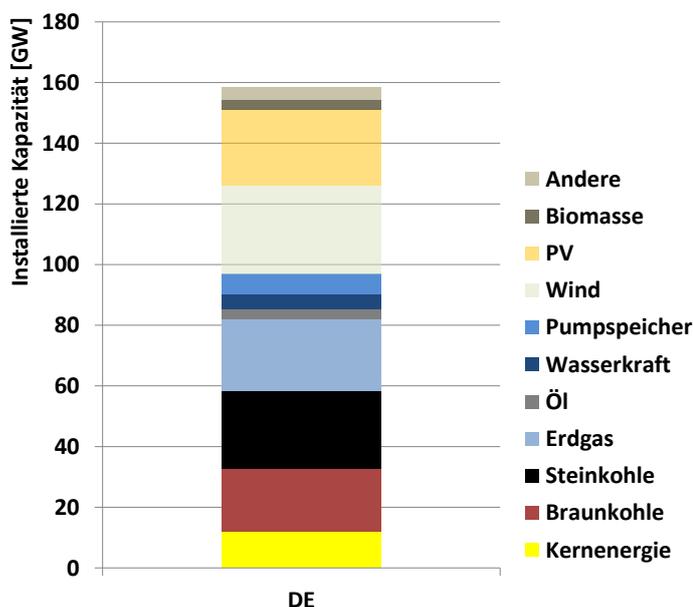


Abbildung 6: Installierte Kapazitäten in Deutschland (Quelle: Eurostat)

Durch den Ausbau erneuerbarer Energien und durch die geringen Emissionspreise ist die Wirtschaftlichkeit von Gaskraftwerken in Deutschland derzeit stark gefährdet. Die Betreiber haben vereinzelt angekündigt, Kraftwerke zu schließen. Für 2013 und 2014 ist eine moderate Steigerung der Steinkohlekapazitäten zu erwarten, da sich aus dem Emissionshandelssystem ein Anreiz für effiziente Anlagen ergab, die nach mehrjähriger Bauzeit nun in Betrieb genommen werden. Aufgrund der unsicheren Entwicklung der erneuerbaren Energien und damit der Einnahmenseite für

konventionelle Kraftwerke, sind derzeit nur vereinzelte neue Kraftwerke in Planung. Es gibt Überlegungen, einen zusätzlichen Kapazitätsmarkt für Kraftwerke einzuführen, um die Einnahmenseite der Betreiber zu erweitern. Auch eine Neugestaltung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) steht in der politischen Diskussion.

Stromerzeugung

Die deutsche Stromerzeugung beruht, entsprechend dem Kraftwerkspark, ebenfalls auf unterschiedlichen Energieträgern. 2012 wurden insgesamt 44% der Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle gewonnen, etwa 277 TWh. Durch das im Jahr 2011 beschlossene Atom-Moratorium und die Stilllegung von acht Kraftwerken sank der Anteil des Stroms aus Kernenergie von 22% in 2010 auf 16% in 2012. Erdgaskraftwerke produzierten 12% des deutschen Stroms in 2012.⁹

Durch die Wetterabhängigkeit der erneuerbaren Energien fällt ihr Anteil an der Erzeugung deutlich kleiner aus als der Anteil am Kraftwerkspark. In 2012 betrug die installierte Kapazität für die Nutzung erneuerbarer Energien etwa 42% während rund 24% des in Deutschland erzeugten Stroms aus Wind, Sonne, Biomasse und Wasser gewonnen wurde. Andere Energieträger wie Öl, Abgase und Müll spielen in der deutschen Stromversorgung eine eher geringe Rolle. Abbildung 7 zeigt die Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland zwischen 2005 und 2012.

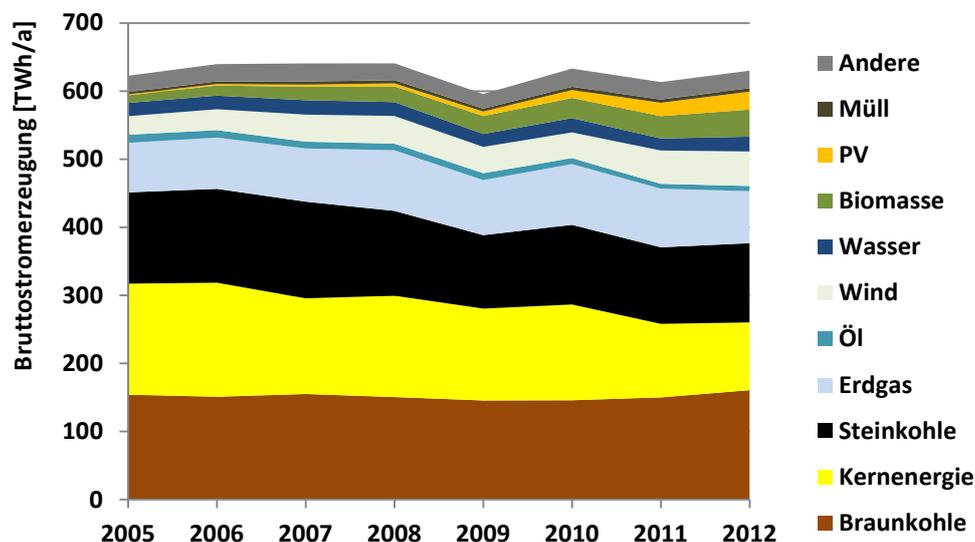


Abbildung 7: Stromerzeugung in Deutschland 2005 bis 2012 (Quelle: AGEB)

Stromnachfrage

Als bevölkerungsreichster Staat der Europäischen Union entfällt fast ein Fünftel der Gesamtnachfrage innerhalb der Staatengemeinschaft auf Deutschland. Die deutsche Stromnachfrage ist innerhalb des Jahrzehnts von 2000 bis 2010 um etwa 10% gestiegen. Ausgehend von 483 TWh im Jahr 2000 erreichte der Wert 2010 etwa 529 TWh. Wie Abbildung 8 zeigt, ist diese Entwicklung nicht linear

⁹ AGEB (2013): Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2013 nach Energieträgern

verlaufen. Die Wirtschaftskrise im Jahr 2009 und der damit einhergehende Einbruch der Absatzmärkte auch für energieintensive Produkte führte zu einer starken Reduktion des industriellen und des Gesamtstromverbrauchs. 2013 betrug die Gesamtnachfrage 518 TWh. Etwa 26% davon entfielen auf Haushalte. Gewerbe-, Handels und Dienstleistungsbetriebe erreichten 28%. 43% entstand in der Industrie und etwa 2% wurde dem Transportsektor zugeschrieben.¹⁰ In den wirtschaftlich guten Jahren 2007 und 2008 lag der Anteil der Industrie bei 45%, in 2009 wurde der niedrigste Wert von 41% erreicht. Das politische Ziel ist, die Stromnachfrage in den kommenden Jahren insgesamt deutlich zu senken.

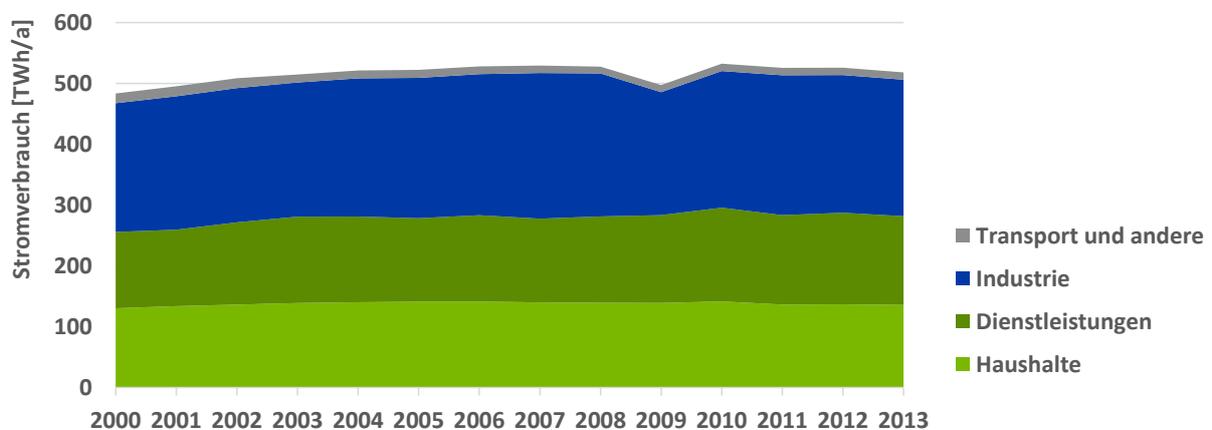


Abbildung 8: Entwicklung der Stromnachfrage in Deutschland (Quelle: Eurostat)

Die Verbrauchsgruppen unterscheiden sich in der genutzten Spannungsebene ihres Anschlusses, in ihrer Anschlussleistung, ihrem Verbrauch, ihrer Stromintensität und der Art der Verwendung. Die unterschiedliche Nutzung der Infrastruktur und die zeitlichen Differenzen in der Stromnachfrage sind ein Grund für die unterschiedlichen Strompreise der Verbrauchsgruppen.

Stromaustausch

Durch seine zentrale Lage ist Deutschland sehr gut in das europäische Stromnetz eingebunden. Verbindungen bestehen zu neun Staaten. Luxemburg wird teilweise von dem deutschen Netzbetreiber Amprion versorgt und ist somit Teil des deutschen Stromsystems. Auch zwischen Deutschland und Österreich bestehen kaum Netzengpässe, die beiden Länder teilen sich ein Marktgebiet. Mit dem gemeinsamen Nachbar Schweiz verbinden Deutschland Leitungen mit einer technischen Übertragungskapazität von mehr als 3.500 MW (ENTSO-E 2013). Die NTC-Werte nach Frankreich wurden für 2011 mit 3.200 MW angegeben, für die Niederlande liegt der Wert bei 3.850 MW. Tschechien ist mit 2.300 MW angebunden, Polen mit 1.200 MW. In Richtung Skandinavien bestehen Leitungen mit einem NTC-Wert von mehr als 1.500 MW nach Dänemark und etwa 600 MW nach Schweden. Für Im- und Export lag die Übertragungskapazität 2011 insgesamt bei 21.336 MW (Monitoringbericht 2012).

¹⁰ Eurostat (2015), Tabelle 105a

Die tatsächlich verfügbare Leistung der Kuppelkapazitäten ist teilweise deutlich niedriger (Abbildung 9). Ein Grund dafür sind die Schwankungen der Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, reduzieren die Übertragungsnetzbetreiber die verfügbare Leitungskapazität, um ungeplante Schwankungen kurzfristig ausgleichen zu können.

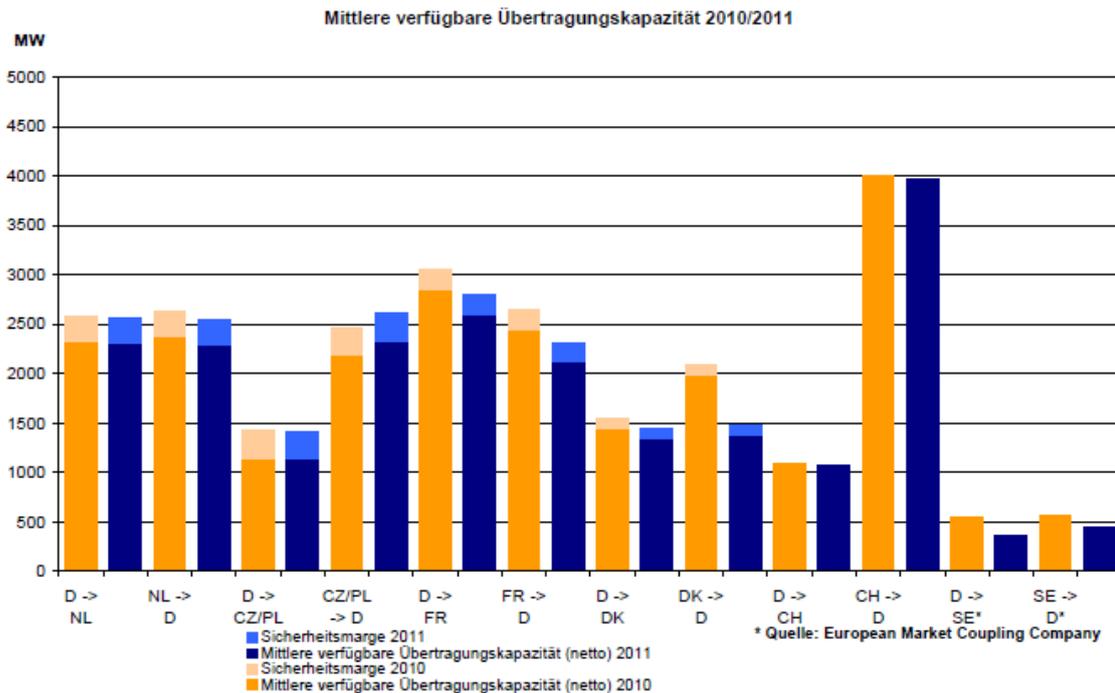


Abbildung 9: Mittlere verfügbare Übertragungskapazitäten 2010/2011 (Quelle: Monitoringbericht 2012)

Trotz der Schließung von acht Kernkraftwerken in 2011 und damit einer Leistungsreduktion um mehr als 7 GW im konventionellen Bereich, erzeugen die deutschen Kraftwerke mehr Strom als im Land verbraucht wird. Die Nachfrage nach Strom variiert nach Tageszeit, über Wochentage und nach Saison. Während konventionelle Kraftwerke diese Schwankungen ausgleichen, reagieren erneuerbare Energien wie Sonne und Wind nicht auf die Nachfrage. Gleichzeitig lohnt es sich für einige Kraftwerke nicht, kurzfristig abzuschalten und somit die zusätzlichen Schwankungen von Erzeugung aus intermittierenden Kraftwerken auszugleichen. Das Ergebnis ist eine Überschussproduktion, insbesondere in windreichen und sonnigen Zeiten, aber auch bei niedriger Nachfrage. Die Strompreise reagieren und sinken, so dass die Nachbarländer in solchen Stunden Strom bis an die Grenzen der Übertragungskapazitäten aus Deutschland importieren. Wie Abbildung 10 zeigt, erreicht die Differenz aus Exporten und Importen 2012 einen neuen Höchststand.

Abbildung 10 zeigt jährliche Nettohandelsströme zwischen Deutschland und den einzelnen Ländern. Die Transportrichtung der Stromlieferungen hängt stark von der Tageszeit und der Wetterlage ab. Die größten Importmengen kommen jedes Jahr aus Frankreich, das in seinen Kernkraftwerken günstigen Grundlaststrom generiert. 2011 hat Deutschland über 20 TWh aus dem Land importiert, und 0,14

TWh dorthin exportiert. Die Ströme schwanken sehr stark, 2012 lag der Nettoimport fast 8 TWh niedriger. Aus Tschechien, Schweden und Dänemark importiert Deutschland ebenfalls regelmäßig mehr Strom als es dorthin exportiert. Intensiver Handel besteht mit den Nachbarstaaten Österreich und Schweiz. Jedes Jahr werden über 35 TWh zwischen Deutschland und den beiden Ländern geliefert. Ein wesentlicher Grund sind die Pumpspeicher, die vor allem in der Alpenregion dazu genutzt werden, um Nachfrageschwankungen auszugleichen. Während Deutschland tagsüber Strom aus der Schweiz und Österreich importiert, fließt der Strom nachts in die entgegengesetzte Richtung.

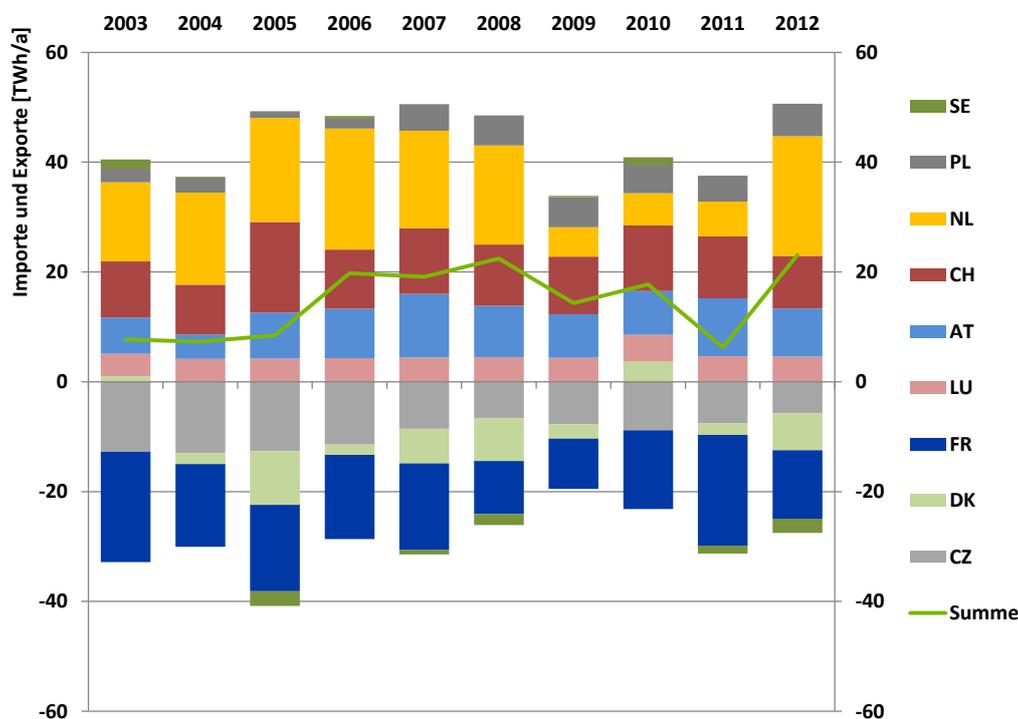


Abbildung 10: Deutsche Netto-Exporte und Netto-Importe (Quelle: ENTSO-E)

Die Niederlande nehmen über das Jahr gesehen besonders große Mengen Strom aus Deutschland ab. 2012 importierte das Land 22,5 TWh Strom aus Deutschland. Grund dafür sind die niederländischen Gaskraftwerke, die häufiger den Strompreis in dem Land setzen als Gaskraftwerke in Deutschland. Mit steigenden Gaspreisen sind somit auch die Strompreise gestiegen, und Importe aus Deutschland sind attraktiv. Polen und Luxemburg nehmen ebenfalls regelmäßig mehr Strom ab, als sie nach Deutschland exportieren.

Marktorganisation

Der Strommarkt in Deutschland wird auf der Großhandelsebene von vier großen Erzeugern dominiert, die rund 73 % (rund 76,5 GW) der installierten Kapazitäten (nicht EEG-vergütete Anlagen mit ca. 105 GW Ende 2011) besitzen und rund 81 % (rund 338 TWh in 2011) des in die Netze eingespeisten

Stroms erzeugen (Monitoringbericht 2012). Die nach dem EEG vergüteten Erzeugungsmengen (ca. 61 GW und 91 TWh in 2011) zählen nicht zum wettbewerbsorientierten Strommarkt und werden daher nicht zum marktgeführten Erzeugungsmarkt hinzugerechnet. Insgesamt wurde durch die Abschaltung der acht Kernkraftwerke und durch die Förderung von Kleinanlagen im Bereich erneuerbarer Energien und Kraft-Wärme-Kopplung die Besitzstruktur im deutschen Strommarkt diversifiziert.

Die deutsche Strombörse EEX entstand 2002 durch die Fusion zweier Börsen. Seit 2008 besteht eine gemeinsame Gesellschaft mit der französischen Powernext, die EPEX-Spot. Über diesen Handelsplatz wird seit 2009 der Spotmarkt für Strom in Deutschland, Frankreich, Österreich und der Schweiz organisiert. Über den Terminmarkt, der nach wie vor an der EEX gehandelt wird, können Geschäfte bis zu sechs Jahre in die Zukunft abgesichert werden. Das gehandelte Volumen in 2010 beläuft sich auf ungefähr das 17-fache des tatsächlichen Strombedarfs in Deutschland. Hierbei beträgt das außerbörslich gehandelte Volumen rund 14 mal mehr als das börslich gehandelte Volumen (Monitoringbericht 2011). Dies bedeutet, dass ein Großteil des Handels über Broker oder bilaterale Verträge abgewickelt wird.

Die Haushalte können im Schnitt unter 169 Anbietern je Netzgebiet ihren Lieferanten auswählen, allerdings haben bisher knapp 40 % aller Haushaltskunden diese Möglichkeit noch nicht genutzt (Monitoringbericht 2012). Trotz dieser relativ hohen Anzahl an Anbietern beschränkt sich ein Großteil der Lieferanten auf die Versorgung einzelner Regionen, d.h. die Wirkung der Marktliberalisierung auf den Wettbewerb im Haushaltskundenbereich bleibt verhalten. So liefern die vier größten EVU rund 45 % des Strombedarfs der Haushalte (Monitoringbericht 2012).

Preisentwicklung

Der Strombeschaffungspreis im Großhandel bildet sich durch Nachfrage und Angebot am Strommarkt. Die Kombination aus günstigen Preisen für Kohle, niedrigen Preisen für Emissionszertifikate und stark wachsender Erzeugung aus erneuerbaren Energien hat das Strompreisniveau in Deutschland in den vergangenen Jahren gesenkt.¹¹

An der deutschen Strombörse sind seit September 2008 negative Strompreise zulässig. Niedrige und negative Werte stellen sich zumeist in wenigen Stunden bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien in Kombination mit niedriger Stromnachfrage ein. Am 25. Dezember 2012 ist zum ersten Mal auch der durchschnittliche Tagespreis in den negativen Bereich gerutscht. Am Morgen des 25. Dezembers um zwei Uhr lag der stündliche Preis bei -222€/MWh,¹² der durchschnittliche Tagespreis bei -57€/MWh. Abbildung 11 zeigt die stündlichen Strompreise am Spotmarkt für 2012.

¹¹ European Commission: Quarterly Report on European Electricity Markets, Volume 5, issues 4&4, 2012

¹² European Commission: Quarterly Report on European Electricity Markets, Volume 5, issues 4&4, 2012

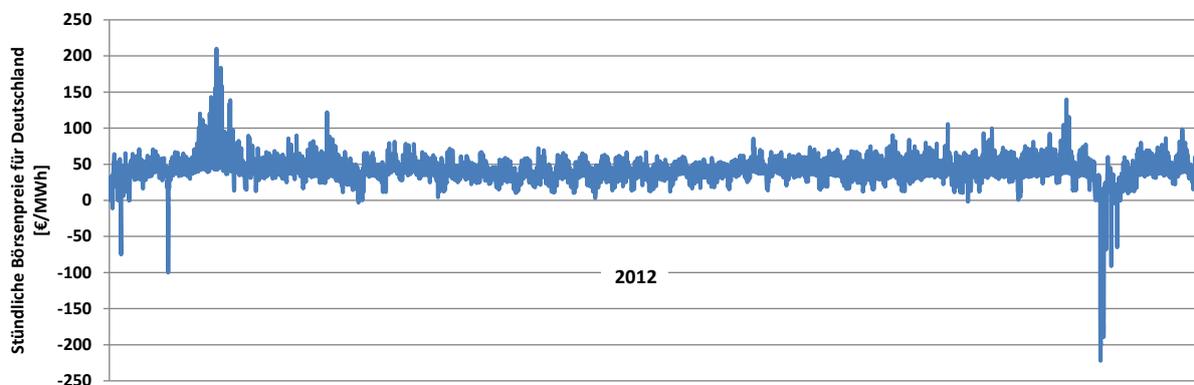


Abbildung 11: Stündliche Börsenpreise für das deutsch-österreichische Marktgebiet (Quelle: EPEX)

Die durchschnittlichen Preise an der Strombörse bewegten sich in den vergangenen Jahren zwischen 30 und 60 €/MWh. Abbildung 12 zeigt die mit der gehandelten Menge gewichteten Tagespreise von 2005 bis 2012. Zusätzlich eingezeichnet sind die Future-Preise, die für Lieferungen in der Zukunft gezahlt werden. Bis Ende 2012 waren diese jeweils höher als die Preise für die Lieferungen am nächsten Tag (Day-Ahead-Spotmarktpreise). Insbesondere zu Beginn der Wirtschaftskrise 2008/2009 wurden für die Zukunft höhere Preise erwartet (höhere Future-Preise) als die gegenwärtigen Marktergebnisse ergaben. Seit Ende 2012 nähern sich die Future-Preise auf dem deutschen Markt den sinkenden Spotmarktpreisen an.

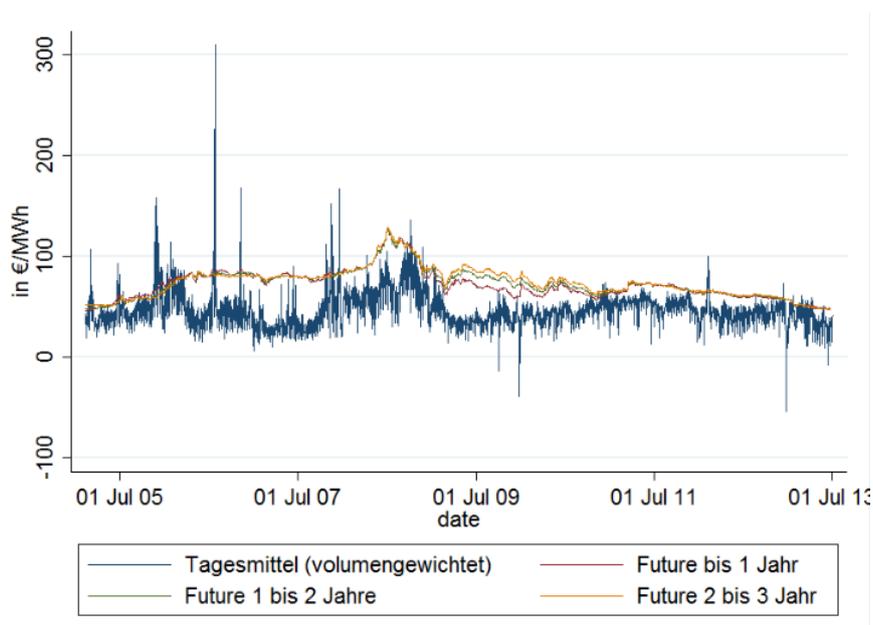


Abbildung 12: Gewichtete monatliche Strompreise für das deutsch-österreichische Marktgebiet (Quelle: EPEX)

Die Großhandelspreise für Strom variieren nach Tages- und Jahreszeit, sind aber im Durchschnitt in den vergangenen Jahren gesunken. Abbildung 13 zeigt die Entwicklung der monatlichen Durchschnittspreise in Deutschland seit 2007.

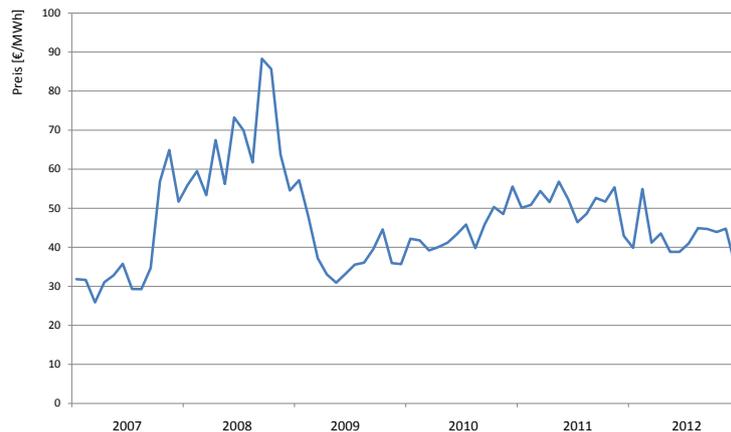


Abbildung 13: Entwicklung der monatlichen Durchschnittspreise (Quelle: Platts)

Netzsituation

Der Transport des Stroms in Übertragungsnetzen wird von vier Netzbetreibern gewährleistet, während auf der Verteilnetzebene insgesamt 806 Netzbetreiber ihre Dienstleistungen anbieten (Monitoringbericht 2013). Als natürliche Monopolisten über die Stromleitungen werden die Netzbetreiber von der Bundesnetzagentur überwacht. Die Einnahmen aus Netzentgelten für die Nutzung der Leitungen werden von der Agentur überprüft. Auch die Planung des Netzausbaus muss von der Behörde genehmigt werden.

Durch den starken Ausbau erneuerbarer Energien und den vergleichsweise langsamen Ausbau der Netze kommt es zu Netzengpässen, insbesondere auf untergelagerten Netzebenen. Diese führen zu Redispatch von Kraftwerken, also zu einem vom Marktergebnis abweichenden Betrieb von Kraftwerken. Zusätzlich kann die Einspeisung aus EE-Anlagen aufgrund von Netzengpässen reduziert werden.

Durch die Abschaltung von Kernkraftwerken und den Zubau erneuerbarer Energien, insbesondere Windenergieanlagen in Norddeutschland, hat sich die Verteilung der Erzeugungsleistung innerhalb des Landes stark verändert. Um diesen Entwicklungen gerecht zu werden, und um die Versorgung überregional zu sichern, sind Gleichstromtrassen in der Diskussion, die Strom über lange Strecken aus dem Norden in den Süden transportieren können (dena Netzstudie II, 2010). Derzeit werden im Süden Deutschlands und in Österreich Reservekraftwerke mit einer Gesamtleistung von etwa 1,5 GW vorgehalten, um Erzeugungseingpässe zu vermeiden. Zusätzlich werden zur Spannungshaltung in der Region Phasenschieber finanziert. Die Kosten für diese Reserve werden über die Netzentgelte abgerechnet.

Die Netzentgelte sind nach der Liberalisierung gesunken. Allerdings werden durch die zukünftig nötigen Investitionen in das Netz deutliche Steigerungen der Entgelte erwartet (Monitoringbericht 2012, ENTSO-E Synthesis 2013). Abbildung 14 zeigt die Entwicklung der Netzentgelte für unterschiedliche Kundengruppen.

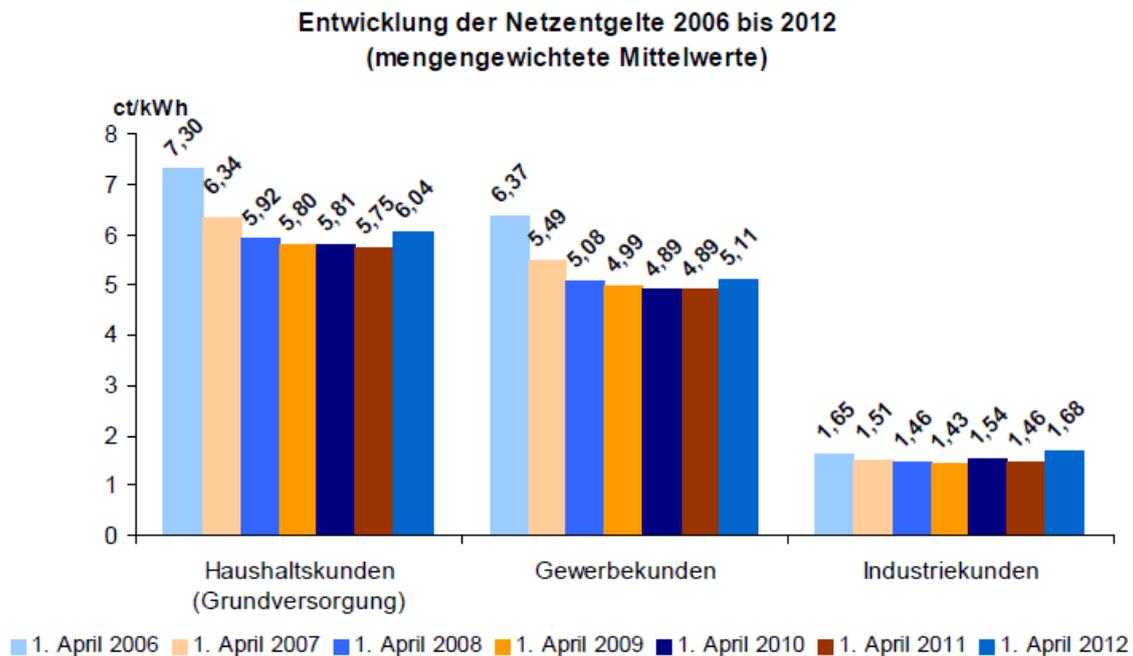


Abbildung 14: Entwicklung der Netzentgelte (Quelle: Monitoringbericht 2012)

Die Versorgungssicherheit im deutschen Netz ist im internationalen Vergleich sehr hoch. Die mittlere Nichtverfügbarkeit (System Average Interruption Duration Index; SAIDI) für Letztverbraucher betrug 2011 für die Nieder- und Mittelspannung 15,31 Minuten (Monitoringbericht 2012).

Fazit

Der Großhandelsstrompreis in Deutschland ist in den vergangenen Jahren gesunken. Wesentliche Gründe dafür sind die sinkenden Preise für Steinkohle, die niedrigen CO₂-Zertifikatspreise und der steigende Anteil erneuerbarer Energien.

Überkapazitäten aus der Zeit vor der Liberalisierung der Strommärkte sind noch nicht vollständig abgebaut, während die Förderung erneuerbarer Energien zusätzliche Erzeugungskapazitäten in den Markt gebracht haben. Die Zahl der Volllaststunden in Spitzenlastkraftwerken, insbesondere in Gaskraftwerken, sinkt. Diese Kraftwerke können deshalb nicht weiter ihre Kosten decken.

Die Veränderungen im Kraftwerkspark, insbesondere der Ausbau erneuerbarer Energien, führen zu höheren Ausbaukosten für Netze. In den vergangenen Jahren sind die Netzentgelte bereits geringfügig gestiegen. Eine weitere Netzentgeltsteigerung wird erwartet.

2.2 Frankreich

Kraftwerkspark

Die Stromerzeugungskapazität in Frankreich basiert zum größten Teil auf der Kernenergie und der Wasserkraft. Kernenergie stellt mit etwa 63 GW den größten Anteil der installierten Leistung dar. Die Kapazität blieb dabei in den letzten Jahren konstant, nicht zuletzt aufgrund der geplanten Laufzeitverlängerung der Kraftwerke von 40 auf 60 Jahre. Ähnliches gilt ebenfalls für die 25 GW installierter Leistung bei der Wasserkraft.

Die Erneuerbaren Energien, abseits der Wasserkraft, spielen mit etwa 10 GW und 7% eine geringere Rolle. Jedoch ist, insbesondere aufgrund der guten Wind-Potentiale im Bereich Onshore, ein Ausbau in den nächsten Jahren zu erwarten. So wird das wirtschaftliche Erzeugungspotential für 2020 auf etwa 576 TWh geschätzt¹³. Dekrete legen die Zielausbaumengen mit 25.000 MW Wind und 5.400 MW Solar bis 2020 fest¹⁴. Abbildung 15 zeigt den Kraftwerkspark für Frankreich in 2011.

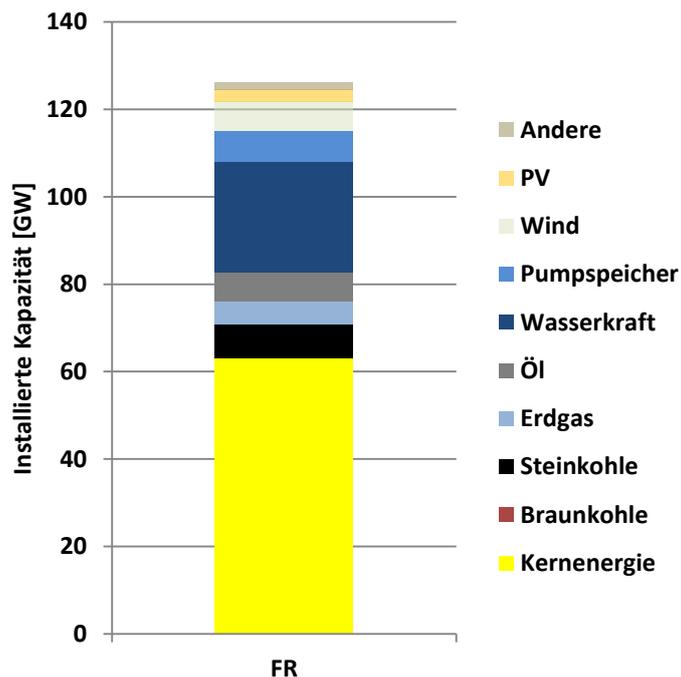


Abbildung 15: Installierte Leistung des Kraftwerkspark in FR (Quelle: Eurostat)

¹³ EEA (2009): Europe`s onshore and offshore wind energy potential. Kopenhagen.

¹⁴ Code de l`environnement Artikel 68 i.V.m. L222-1,2,3

Stromnachfrage

Der Stromverbrauch in Frankreich ist seit dem Jahr 2000 leicht um 9 % von 384 auf 419 TWh angestiegen¹⁵ (Abbildung 16). Ein zwischenzeitlicher Anstieg auf 444 TWh in 2010 kann auf den kalten Winter zurückgeführt werden. Insgesamt nahm der Anteil der Industrie an den Verbräuchen relativ und absolut ab, von 135 TWh (35 %) im Jahr 2000 auf 115 TWh (26 %) im Jahr 2013, wobei eine verstärkte Absenkung ab 2006 einsetzte. Die Haushaltsverbräuche nahmen von 129 TWh auf 167 TWh im Jahr 2013 zu. Am stärksten ist die Nachfrage im Dienstleistungssektor gestiegen, der Anteil stieg von 27 % im Jahr 2000 auf 33 % im Jahr 2013.

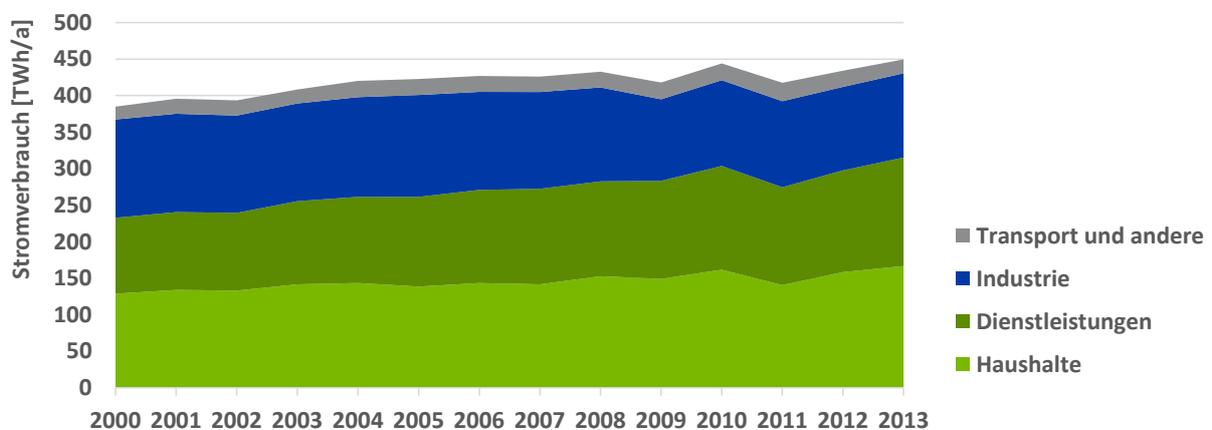


Abbildung 16: Entwicklung des Stromverbrauches in Frankreich (Quelle: Eurostat)

Erzeugung

Insgesamt wurden in Frankreich 2011 etwa 622 TWh Strom erzeugt¹⁶. Davon ist der Hauptteil mit 78 % durch die Kernenergie bereitgestellt worden. Wasserkraft ohne Pumpspeicher trug mit 9 % und Gas mit 5 % zur Erzeugung bei. Der Anteil der regenerativen Energien ohne Wasserkraft betrug etwa 3 %.

Im Rahmen der National Renewable Energy Action Plans (NREAP) hat Frankreich sich das Ziel gesetzt, bis 2020 27 % des Strombedarfes aus Erneuerbaren zu decken. Für Wärme und Kühlung sind sogar 33 % in der aktuellen Fassung der France NREAP festgeschrieben¹⁷.

¹⁵ Ohne Eigenverbrauch bei Stromerzeugung

¹⁶ Inklusive Eigenverbrauch bei der Stromerzeugung

¹⁷ EU Commission (2013): http://ec.europa.eu/energy/renewables/action_plan_en.htm

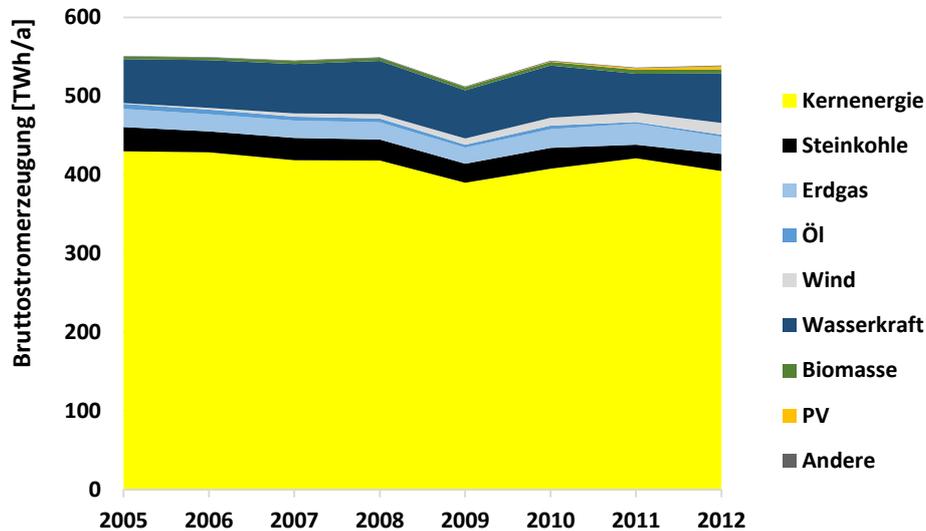


Abbildung 17: Stromerzeugung in Frankreich (Quelle: Eurostat)

Stromaustausch

Auch aufgrund der günstigen Kernenergie ist Frankreich in Summe der größte Stromexporteur in Europa. 2011 exportierte Frankreich dabei etwa 64 TWh bei einem Import von 9 TWh. Zielexportländer waren 2011 Deutschland (20,3 TWh), Italien (14,3 TWh), die Schweiz (12,3 TWh) sowie das Vereinigte Königreich (6,1 TWh).

Im Durchschnitt entwickelt sich der Netto-Stromaustausch dabei im Trend fallend. Vor allem in den Jahren 2009 und 2010 gab es einen Einbruch auf 24 bzw. 28 TWh, während 2003 bis 2005 Durchschnittswerte von etwa 61 TWh realisiert werden konnten. 2011 und 2012 stieg der Export wieder auf 55 bzw. 43 TWh.

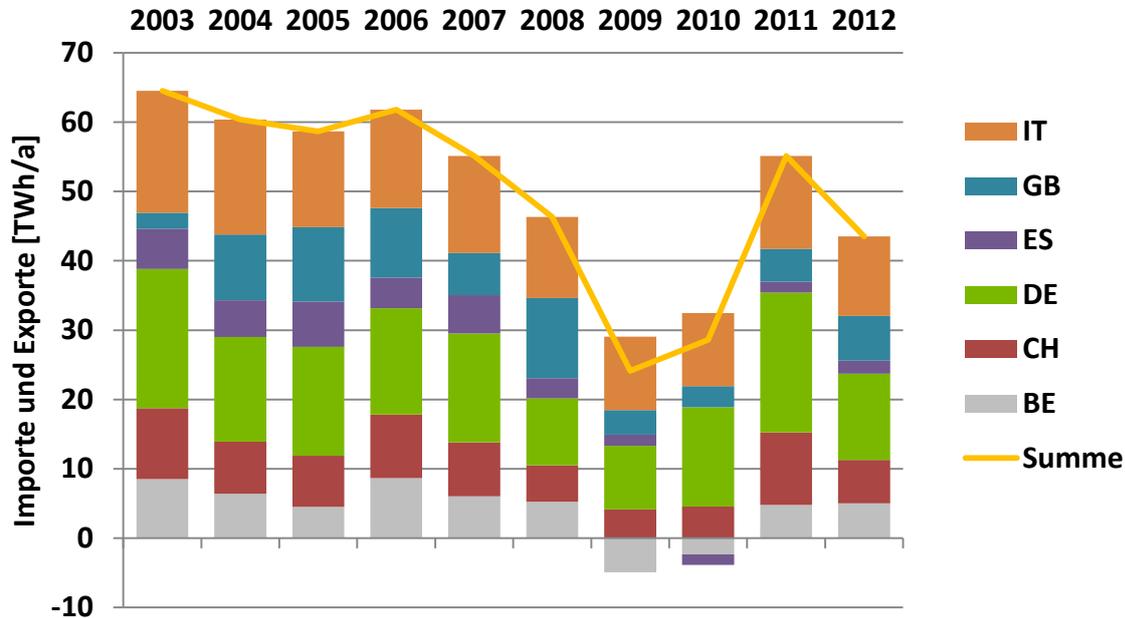


Abbildung 18: Netto-Stromtausch von FR (Quelle: ENTSO-E)

Marktorganisation

Grundsätzlich ist in Frankreich mit dem 1. Juli 2007 die Öffnung des Strommarktes für alle Kunden erfolgt. Zuvor konnten bereits industrielle Großkunden ihren Anbieter teilweise frei wählen. Jedoch zeichnete sich in Frankreich früh ab, dass die Marktliberalisierung nicht friktionsfrei und langsamer verlaufen wird als in Ländern wie Dänemark oder dem Vereinigtem Königreich. So konnten Ende 2006 und Anfang 2007 in Frankreich nur knapp 70 % der Stromkunden ihren Versorger frei wählen. Dieser Anteil betrug im Vereinigten Königreich und Deutschland bereits 100 %¹⁸. Auch die Zahl der Energieerzeugungsunternehmen war in Frankreich bis Ende 2005 mit vier Erzeugern, die 95 % des Stromes erzeugen, sehr gering, anders als im Vereinigten Königreich mit 17, Deutschland mit 450 oder gar Dänemark mit über 1000 Unternehmen¹⁹.

Bei der Erzeugerstruktur zeigt sich, dass in Frankreich der Anteil des größten Erzeugers an der Stromproduktion 2010 noch immer bei etwa 86 % liegt, und damit nur marginal unter dem Wert von 2007 (88 %)²⁰. Zwei weitere wichtige Erzeuger sind Compagnie nationale du Rhône (CNR) sowie Endesa France (ehemals SNET). Sie erzeugen weitere 7 % des Stroms.

In Deutschland und dem Vereinigten Königreich liegt dieser Anteil in 2010 bei 28,4 % bzw. 21 %. Jedoch muss ergänzt werden, dass auch hier keine wesentliche Absenkung seit 2007 erfolgte und nur

¹⁸ Eurostat (2007): Indikatoren für die Liberalisierung des europäischen Strommarktes 2005-2006. Abrufbar unter: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/product_details/publication?p_product_code=KS-SF-07-088 [Stand: 12.03.2013]

¹⁹ Ebd.

²⁰ Eurostat (2012): Market share of the largest generator in the electricity market - annual data [nrg_ind_331a]. Abrufbar unter: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=de&pcode=ten00119&plugin=1> [Stand: 13.03.2013]

1,6 Prozentpunkte in Deutschland betrug, im Vereinigten Königreich sogar um 2,5 Prozentpunkte angestiegen ist.

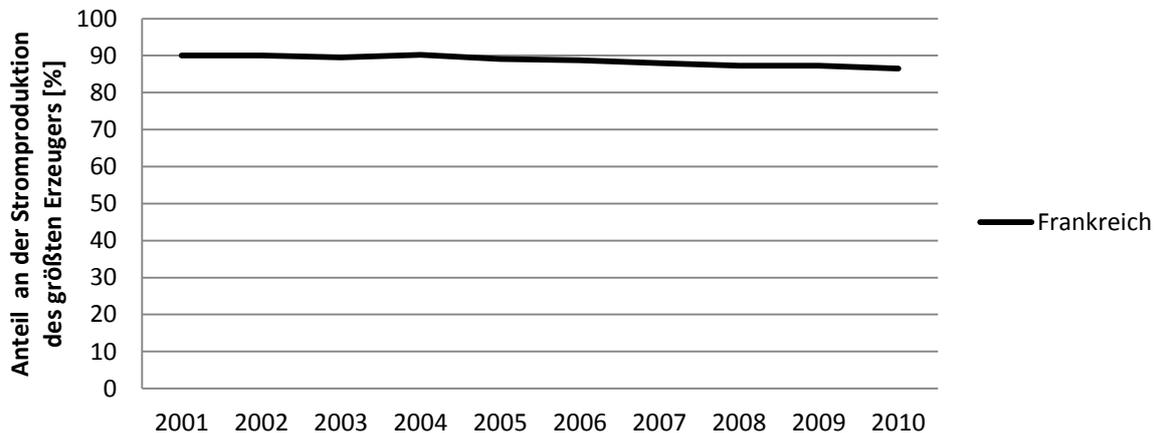


Abbildung 19: Anteil der Stromproduktion des größten Erzeugers in Frankreich (Quelle: Eurostat)

Ende 2011 beziehen immer noch 94 % der Hausanschlüsse Strom zum regulierten Tarif und nur 6 % bzw. 1,8 Mio. Haushalte zu einem alternativen Preis und von einem anderen Stromlieferanten. Gleiche Anteile gelten auch bezogen auf die Strommengen. Bei den Nicht-Haushalten beträgt der Anteil an den Anschlüssen mit alternativen Stromlieferanten 15 %, bezogen auf die Strommengen bei 47 %²¹.

Zur weiteren Stärkung des Wettbewerbs auf dem Strommarkt wurde im Dezember 2010 das Gesetz zur Neuorganisation des Strommarkts (Loi NOME) verabschiedet. Es erleichtert seit Juli 2011 anderen Stromlieferanten den Markteinstieg durch den Einkauf von günstigem Atomstrom bei EDF zu einem fixen Preis von 40 Euro/MWh. Dadurch wird es diesen Versorgern ermöglicht, konkurrenzfähige Endkundenpreise anzubieten, was zu einem höheren Wettbewerb im Endkundenmarkt für Strom führen soll. Bisher können die „neuen“ Stromversorger insbesondere im industriellen Bereich nur schwer mit dem regulierten Strompreis der etablierten Energieversorgungsunternehmen mithalten. Dieser soll jedoch spätestens am 31. Dezember 2015 durch Marktpreise abgelöst werden.

Der Börsenhandel wird in Frankreich über die EPEX Spot abgewickelt. Er besteht dabei aus dem Day-Ahead und Intraday Markt. Anders als beim Day-Ahead Markt, kann beim Letzteren ein Gebot bis zu 45 Minuten vor dem Lieferungstermin in das Orderbuch eingetragen werden. Das Handelsvolumen²² beträgt nur etwa 10 % (59,6 TWh) der Gesamtstromnachfrage von 2011. Ein Großteil des Volumens wird über bilaterale Lieferabkommen kontrahiert. Das Handelsvolumen bleibt nach einer Phase des Wachstums bis 2008 relativ konstant bei etwa 52 TWh.

²¹ CDR (2011): L'ouverture des marchés de détail de l'électricité et du gaz - Bilan 2011. Abrufbar unter: <http://www.cre.fr/marches/observatoire-et-indicateurs-des-marches> [Stand: 13.03.2013]

²² In der Preiszone Frankreich

Die Stromversorgung auf dem Einzelhandelsmarkt (Markt zwischen Endkunden und Stromlieferanten) wird durch die Verteilungsnetzbetreiber (distributeurs) sichergestellt, die entweder auf dem Großhandelsmarkt von den großen Erzeugern Strom kaufen oder diesen selbst produzieren, wenn sie über entsprechende Erzeugungsanlagen verfügen. Zu den selbst produzierenden Lieferanten zählen EDF, Endesa France, CNR. Weitere Unternehmen wie GDF Suez, Poweo oder Direct Energie erzeugen teils selbst Strom, dürfen aber eine bestimmte Menge Strom aus Atomenergie von EDF zukaufen, um konkurrenzfähig zu bleiben. Darüber hinaus stellen alle Stromversorgungsunternehmen weitere Dienstleistungen in Bezug auf die Stromversorgung zur Verfügung.

Preisentwicklung

Der Preis entwickelt sich in der Preiszone Frankreich relativ konstant. Seit 2010 hat sich der Durchschnittspreis über das Jahr und die Tagespreise dabei auf einem Niveau zwischen 47 €/MWh 2010 und 45,33 €/MWh gehalten. Besondere Preisspitzen sind vor allem in Heizperioden zu verzeichnen. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass etwa 1/3 der Haushalte in Frankreich noch elektrisch beheizt werden. Bei Neubauten und bei Sanierungen werden sogar vergünstigte Kredite beim Einbau von Gas und Elektroheizungen vergeben^{23,24}. Dabei sind die Konditionen mit bis zu unter 1 % Zins besonders günstig und fördern vor allem in Neubauten den Einbau von Elektroheizungen.

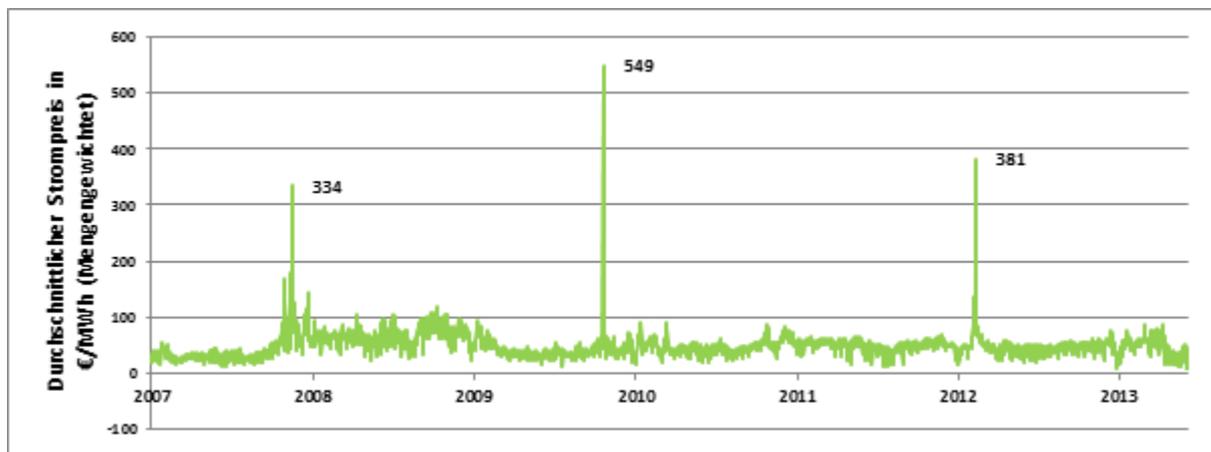


Abbildung 20: Durchschnittliche Strompreise an der EPEX für die Preiszone Frankreich (Quelle: EPEX)

Negative Preise sind sowohl im Intraday, als auch im Day-Ahead-Markt seit 2010 zugelassen.²⁵

Netze

Der einzige Übertragungsnetzbetreiber, Réseau de Transport d'Electricité (RTE), ist mit dem Transport des Stroms, dem Bau, Unterhalt und Wartung des öffentlichen Netzes (réseau public) bis

²³ EDF (2013): <http://fr.edf.com/demarche-en-regions/enbrin-en-bretagne/solutions/particuliers/renovation-logement-85614.html>

²⁴ GDF (2013): http://www.gdfsuez-dolcevit.fr/portailClients/client/c/1/Mes_services/financement

²⁵ http://www.epexspot.com/en/company-info/basics_of_the_power_market/negative_prices

zu den Kontenstellen des Verteilungsnetzes betraut. Einige große Unternehmen sind direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen. Die Verteilungsnetzbetreiber sind für die Netze bis zum Endkunden sowie die Messung und Rechnungsstellung verantwortlich. Sie haben jeweils eine regionale Monopolstellung inne. EDF bzw. das Tochterunternehmen ERDF und lokale Verteilungsakteure sind mit der Verteilung und Lieferung beauftragt, werden aber von lokalen Überwachungseinrichtungen für öffentliche Verteilungsnetze (collectivités locales organisatrices de la distribution publique d'électricité) kontrolliert.

Sowohl die Übertragungs- wie auch die Verteilungsnetzbetreiber unterliegen der Aufsicht der Kommission zur Regulierung der Energie (Commission de régulation de l'énergie - CRE). Sie wacht über das Verhalten der Netzbetreiber hinsichtlich Transparenz und Nichtdiskriminierung. Darüber hinaus hat sie ein Mitspracherecht bei Investitionen in die Netze sowie der Gestaltung der Netznutzungsentgelte.

Fazit

Im europäischen Kontext unterscheidet sich der französische Strommarkt in vielerlei Hinsicht von den anderen Strommärkten. Zunächst besteht eine starke Konzentration des Kraftwerkspark im Bereich Kernenergie. 78 % des Stroms wurde 2011 durch Kernkraftwerke bereitgestellt. Daraus resultiert die starke Stellung des Kernkraftwerkbetreibers EDF. Der Monopolist ist ein privatrechtliches Unternehmen, an dem mehrheitlich der französische Staat beteiligt ist. Strompreise werden zum großen Teil im Rahmen bilateraler Vereinbarungen festgelegt. Die Energie/Stromversorgung wird von einer staatlichen Energieorganisation (CRE) – ähnlich der Bundesnetzagentur – überwacht. Im Bereich Großhandel ist insbesondere das Gesetz „NOME“ hervorzuheben. Es regelt die Abgabe von Strom aus Kernkraftwerken zu staatlich festgelegten Preisen. Der Börsenhandel hat in Frankreich eine geringe Bedeutung.

2.3 Niederlande

Kraftwerkspark

Die Niederlande haben mit einer installierten Leistung von insgesamt 22,7 GW einen deutlich kleineren Kraftwerkspark als Deutschland, Großbritannien und Frankreich. Die Stromversorgung beruht hauptsächlich auf Erdgas, das mehr als 60% der Kraftwerke (14,2 GW) befeuert. Der zweite bedeutende Energieträger ist Kohle, mit 3,9 GW installierter Leistung (17 % der Kapazität). Das einzige Kernkraftwerk, Borssele, hat eine installierte Leistung von 480 MW (2 % der Kapazität). Wind ist die mit Abstand bedeutendste Erneuerbare-Energien-Technologie mit 2,3 GW installierter Leistung (10 %) im Jahr 2011, gefolgt von Biomasse (170 MW) und PV (150 MW).

Der starke Fokus auf Gaskraftwerke in der Stromerzeugung erklärt sich mit den natürlichen Gasvorkommen in den Niederlanden. Die meisten Gasfelder befinden sich in der Nordsee. In der Umgebung der Stadt Groningen befindet sich das größte Erdgasfeld Westeuropas. In Zukunft wird die Bedeutung des heimischen Erdgases abnehmen. Im Januar 2014 beschloss die niederländische Regierung, die Produktion des Groninger Erdgasfeldes von derzeit 45 bis 50 Milliarden m³ ab 2016

auf 40 Milliarden m³ zu reduzieren. Nach 2020 soll die Produktion relativ schnell absinken und 2035 nur noch ca. 10 Mrd. m³ betragen. Zudem werden die heimischen Ressourcen aufgrund ihrer minderen Qualität (L-Gas) zunehmend weniger zur Stromerzeugung eingesetzt.

Die Niederlande hat einen vergleichsweise günstigen Zugang zu Erdöl und Kohle, da ein Großteil der europäischen Öl- und Kohletransporte durch die Niederlande transportiert werden. Insbesondere bei der Kohleversorgung spielt der Hafen von Rotterdam eine wichtige Rolle. In seiner unmittelbaren Nähe entstanden vor kurzem zwei große Kraftwerksblöcke zur Nutzung der günstigen Importkohle.

Die Zahl der Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien steigt auch in den Niederlanden schnell an. Vor allem Wind und Biomasse spielen in dem Land eine wachsende Rolle.

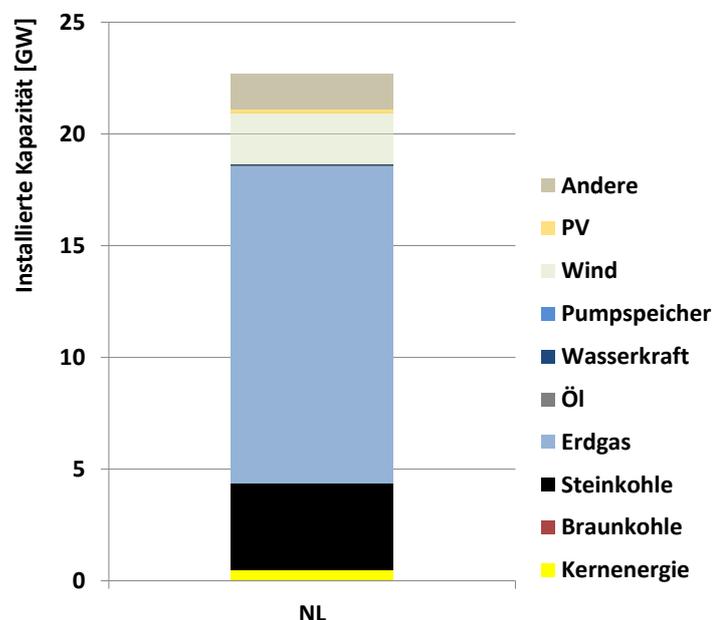


Abbildung 21: Installierte Kapazitäten in den Niederlanden 2011 (Quelle: Eurostat)

Stromnachfrage

Die Stromnachfrage ist in den Niederlanden in den vergangenen Jahren kaum gestiegen. Seit 2004 schwankt sie zwischen 104 und 109 TWh im Jahr. Nach einem leichten Anstieg bis 2008 hat auch in den Niederlanden die Wirtschaftskrise die Stromnachfrage in der Industrie reduziert. Abbildung 22 zeigt die aufgeschlüsselte Stromnachfrage zwischen 2000 und 2013.

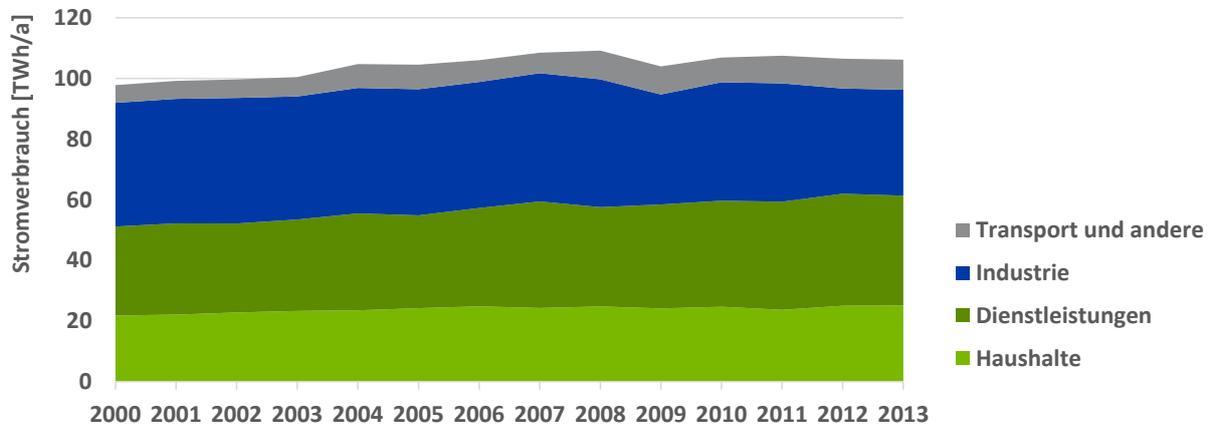


Abbildung 22: Entwicklung der Stromnachfrage in den Niederlanden (Quelle: Eurostat)

Stromerzeugung

Die Nachfrage wird hauptsächlich durch Erdgaskraftwerke gedeckt. 61 % der Stromerzeugung in den Niederlanden stammte 2011 aus Erdgaskraftwerken. Das entspricht einer Erzeugung von 69 TWh. Die zweitgrößte Stromquelle sind Steinkohlekraftwerke, die 2011 für 19 % des Stroms (21 TWh) sorgten. Das Kernkraftwerk Borssele hat einen Anteil von 4 % an der Stromerzeugung (5 TWh), in Windkraftträdern wurden 5 % (6 TWh) der insgesamt 113 TWh erzeugt. Die sinkende Stromerzeugung nach dem Jahr 2010 ist auf steigende Importe aus den Nachbarländern zurückzuführen.

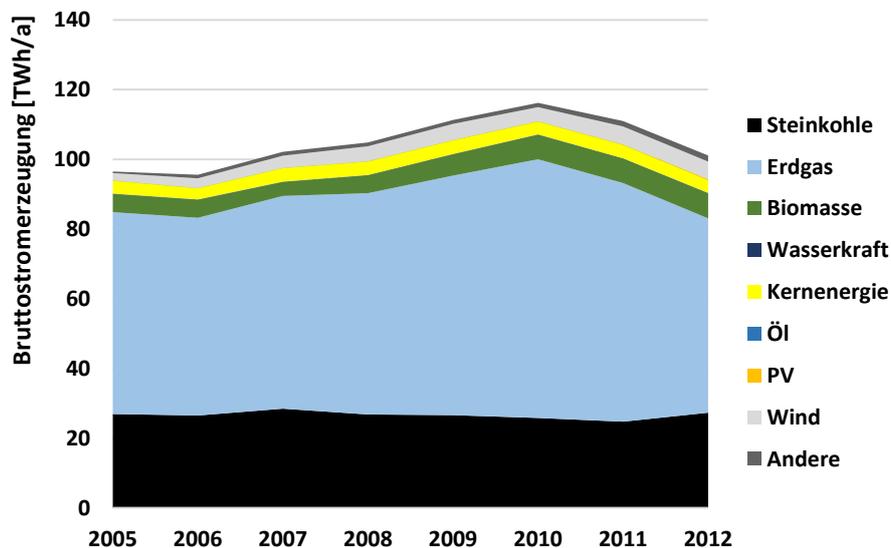


Abbildung 23: Erzeugungsstruktur in den Niederlanden 2011 (Quelle: Eurostat)

Stromtausch

Die Niederlande sind über Hochspannungsleitungen mit Deutschland und Belgien verbunden. Die Übertragungskapazitäten liegen bei 2.400 MW zwischen Belgien und den Niederlanden, in Richtung Deutschland können 3.000 MW übertragen werden, in die entgegengesetzte Richtung 3.850 MW. Seit 2008 verbindet das Unterseekabel NorNed die Niederlande mit Norwegen. Die Kapazität dieser Gleichstromverbindung liegt bei 700 MW. 2011 kam das BritNed-Kabel als Verbindung zu Großbritannien hinzu, es hat eine Übertragungskapazität von 1.000 MW.

Insgesamt importieren die Niederlande deutlich mehr Strom als sie exportieren. Deutschland hat in einigen Jahren bis zu einem Fünftel des in den Niederlanden verbrauchten Stroms erzeugt und in das Land exportiert. 2012 wurden 22,5 TWh Strom aus Deutschland importiert. Stromimporte aus Deutschland wurden in den vergangenen Jahren attraktiver, da in den Niederlanden hauptsächlich Gaskraftwerke den Strompreis setzen. Mit dem Gaspreis ist auch der Strompreis in den letzten Jahren in den Niederlanden gestiegen, während er in Deutschland aufgrund von niedrigen Kohle- und CO₂-Preisen sowie verstärkter Einspeisung erneuerbarer Energien seit 2011 deutlich sinkt.

Seit Bestehen des Interkonnektors wird auch aus Norwegen mehr Strom importiert als dorthin exportiert. Belgien und UK hingegen haben in den vergangenen Jahren meist mehr Strom aus den Niederlanden importiert als dorthin exportiert.

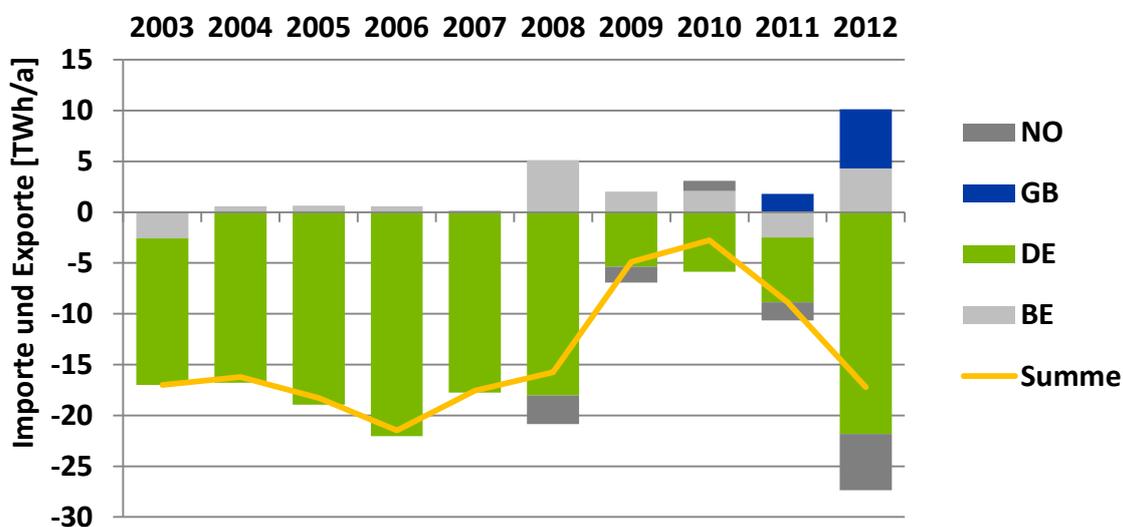


Abbildung 24: Niederländische Netto-Stromimporte und Netto-Stromexporte (Quelle: ENTSO-E)

Marktorganisation

Durch eine Liberalisierung des Strommarktes nach 1998 wurden die Monopolstrukturen in der Stromerzeugung, -lieferung und dem grenzüberschreitenden Stromhandel aufgebrochen. In den Folgejahren wurden die vier existierenden niederländischen Stromversorger (EZH, EPON, UNA und EPZ), welche auch das Stromnetz betrieben, vornehmlich von ausländischen Unternehmen aufgekauft. Der Großteil des niederländischen Strommarktes entfällt heute auf drei Unternehmen:

Essent, GDF Suez Energie Nederland und Nuon. Essent NV ist der größte niederländische Energieversorger. Das Unternehmen gehört zwar zur RWE-Gruppe, ist aber in den Niederlanden nach wie vor selbständig tätig. GDF Suez Energie Nederland ist die Muttergesellschaft von Electrabel und Teil des multinationalen Energieversorgers GDF Suez mit Hauptsitz in Frankreich. Nuon wurde 2009 vom schwedischen Vattenfall-Konzern gekauft. Weitere niederländische Stromversorger sind Eneco, Delta und Greenchoice. Darüber hinaus gibt es ca. 40 kleinere Anbieter, die regional tätig sind.

Die Verbraucherseite des Strommarktes wurde schrittweise liberalisiert. Seit 1998 sind Verbraucher mit einer Anschlusskapazität von mehr als 2 MW frei in der Wahl ihres Versorgers. 2002 wurde die freie Anbieterwahl auf Kunden mit einem jährlichen Verbrauch von mehr als 1 GWh ausgeweitet. Seit 2004 können auch Haushalte ihren Strom- und Gasversorger frei wählen.

Gehandelt wird Strom hauptsächlich OTC und über die Strombörse APX-ENDEX. Die APX entstand 1999 als „Amsterdam Power Exchange“ und war die erste Strombörse auf dem europäischen Kontinent. Im Jahr 2012 fanden 80 % des gesamten Stromhandels im OTC-Markt statt. Über die Strombörse APX-ENDEX wurden 20 % des Stromhandels und der gesamte Day-Ahead-Handel abgewickelt.²⁶ An der Börse werden auch intra-day Produkte und Futures gehandelt. Der APX Spotmarkt hatte 2012 ein Volumen von 50,1 TWh, der Futures-Markt 34,2 TWh. In den vergangenen Jahren ist das Handelsvolumen am Spotmarkt deutlich gestiegen. Im Jahr 2007 betrug es ca. 20 TWh, 2011 40 TWh. Der Anstieg in 2012 ist vor allem auf die fortschreitende Integration der Strommärkte der zentralwesteuropäischen Länder (CWE-Region) zurück zu führen.²⁷

Preisentwicklung

Preissetzend sind häufig Gaskraftwerke. Mit dem steigenden Gaspreis steigen deshalb die Strompreise und die Importe aus anderen Staaten wie Deutschland werden attraktiver. Abbildung 25 zeigt die Entwicklung des Großhandelspreis an der APX. Die durchschnittlichen Preise an der Strombörse bewegten sich 2010 bis 2012 zwischen 40 und 60 €/MWh und somit auf höherem Niveau als die Strompreise an der deutschen Strombörse. Im ersten Halbjahr 2013 schwankten die Preise an der APX zwischen ca. 46 und 64 €/MWh, während an der deutschen Strombörse eine deutliche Absenkung der Preise auf teilweise deutlich unter 30 €/MWh verzeichnet wurde.²⁸

²⁶ Authority for Consumers and Markets (2013)

²⁷ Authority for Consumers and Markets (2013)

²⁸ DG Energy: Quarterly Report on European Electricity Markets (2013)



Abbildung 25: Strompreise in den Niederlanden (Quelle: APX)

Netze

Im Zuge der Liberalisierung des Strommarktes 1998 wurde die erste EU Richtlinie zum EU-Energiebinnenmarkt (96/92/EC) umgesetzt und gesetzlich festgelegt, dass Stromerzeugung, -übertragung und -lieferung nicht mehr von ein und derselben Firma ausgeführt werden darf. In Folge haben die vormaligen Energieversorger Tennet als unabhängigen Betreiber des Übertragungsnetzes und der Interkonnektoren gegründet. Seit 2001 befindet sich Tennet in vollständigem Besitz des niederländischen Staates. Durch den Kauf eines Teils des deutschen Übertragungsnetzes von E.ON wurde das Unternehmen 2010 zum ersten grenzüberschreitenden Übertragungsnetzbetreiber. Das niederländische Verteilnetz wird von acht Unternehmen betrieben, welche zu großen Teilen im Besitz von Gemeinden und Regionen sind. Im Vergleich zu anderen europäischen Regionen sind die Netzkosten in den Niederlanden pro MWh vergleichsweise gering.²⁹

Fazit

Aufgrund des bestehenden Kraftwerksparks ist der niederländische Strommarkt stark vom Gaspreis beeinflusst. Durch die Entwicklungen auf den internationalen Gas- und Kohlemärkten sind die Preisdifferenzen zu den Nachbarländern Frankreich und Deutschland im Großhandel deutlich gestiegen. Die Niederlande importieren einen großen Teil ihres Stroms aus Deutschland.

2.4 Vereinigtes Königreich

Die Stromerzeugung in Großbritannien ist geprägt von der Rohstoffversorgungsstruktur. Innerhalb der Europäischen Union ist Großbritannien der größte Produzent von Öl und der zweitgrößte Produzent (nach den Niederlanden) von Erdgas. Trotzdem reicht die nationale Produktion nicht aus, den Energiebedarf des Landes zu decken. Seit 2004 importiert GB Erdgas, 2011 lag die Importquote

²⁹ ENTSO-E (2013)

für Gas bereits bei 44 %. Das Gas wird einerseits über Pipelines aus Norwegen und den Niederlanden angeliefert oder wird über die vier LNG (Liquified Natural Gas) Terminals importiert. Bei der Kohle gehört GB zu den zehn größten Produzenten in Europa, aber auch hier wurde 2011 62,5 % des Bedarfs importiert.

Kraftwerkspark

Die Stromerzeugungskapazität im Vereinigten Königreich umfasst größtenteils Steinkohle- und Erdgaskraftwerke, 2011 wurden etwa 28 % der bestehenden Kraftwerke mit Steinkohle befeuert, 32 % mit Gas. Steinkohlekraftwerke haben eine installierte Kapazität von 28 GW, Gaskraftwerke 32 GW. Zusammen erreichten die Anlagen eine Kapazität von knapp 61 GW. In den vergangenen Jahren hat insbesondere Erdgas an Bedeutung gewonnen, während die Zahl der Kohlekraftwerke langsam abnahm („Dash for gas“).³⁰ Mit knapp 11 % der Kapazität (11 GW) sind Kernkraftwerke die dritte bedeutsame Größe in der britischen Stromversorgung. Erneuerbare Energien stellen etwa 12 % des britischen Kraftwerksparks. 2011 waren etwa 6 GW Windkraftanlagen in Betrieb, davon 4,6 GW Onshore und 1,8 GW Offshore. Wasserkraftanlagen kommen auf eine Kapazität von 4 GW. Abbildung 26 zeigt den Kraftwerkspark in 2011.

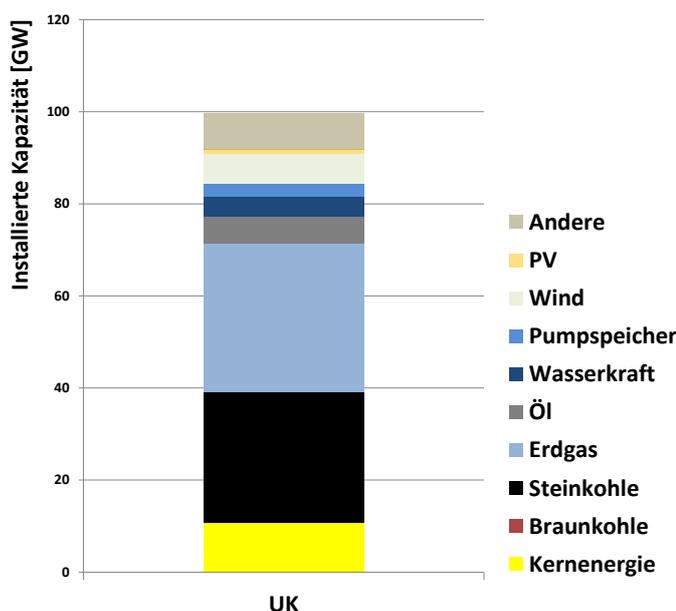


Abbildung 26: Installierte Leistung des Kraftwerkspark in UK 2011 (Quelle: Eurostat)

Die Regierung erwartet, dass in den kommenden zehn Jahren 19 GW der installierten Kapazität stillgelegt werden. Dies betrifft insbesondere Kohlekraftwerke, die aufgrund von Umweltschutzanforderungen vom Netz gehen müssen. Bis Ende 2015 wird ein Drittel der britischen Kohlekraftwerke (ca. 8 GW) stillgelegt, da sie die Grenzwerten aus der EU-Richtlinie für Schadstoffemissionen aus Großfeueranlagen (2001/80/EC) nicht erfüllen.³¹

³⁰ The Carbon Plan, S. 4

³¹ <http://www.energy-uk.org.uk/energy-industry/coal-generation.html>

Bis 2030 werden voraussichtlich 40 bis 70 GW neuer Kraftwerkskapazität benötigt.³² Bis 2020 wird ein Investitionsvolumen von 75 Milliarden Pfund für neue Kraftwerke veranschlagt.³³ Um die Versorgungssicherheit im Stromsektor zu gewährleisten, wird ein Kapazitätsmarkt im Zuge der 2011 angekündigten Elektrizitätsmarktreform, welche ab 2014 schrittweise in Kraft tritt, eingeführt. Der Kapazitätsmarkt wird am 9. Dezember 2014 mit einer ersten Auktion in Kraft treten. 2018/2019 sollen die ersten über diesen Kapazitätsmarkt geförderten Anlagen ihren Betrieb aufnehmen. In den Auktionen sollen nicht nur angebotsseitige sondern als auch nachfrageseitige Kapazitäten bieten. Bezuschlagte Kapazitäten erhalten einen Vertrag der regelmäßige Kapazitätzahlungen über einen Zeitraum von 15 Jahren garantiert. Im Gegenzug muss Kapazität im Falle einer drohenden Unterversorgung bzw. zur Deckung von Spitzenlasten bereitstehen. Im Falle einer Nichtlieferung fallen Strafzahlungen an. In einer aktuellen Konsultation (September 2014) schlägt das Energie- und Klimaministerium (DECC) weitere Änderungen an der Gesetzesvorlage vor. Unter anderem sollen die Zulassungskriterien weiter eingeschränkt werden, sodass nur „neue“ Kapazitäten am Kapazitätsmarkt teilnehmen können. Dies soll verhindern, dass alte Kohlekraftwerke vom Kapazitätsmarkt profitieren.

Der zweite Hauptbestandteil der Strommarktreform ist die Einführung des Feed-in-Tariff Contracts for Difference-System (CfD). Mit diesem System soll die Dekarbonisierung des britischen Kraftwerksparks vorangetrieben werden, indem Strom aus erneuerbaren Energien, Atomkraft und CCS eine fixe Vergütung über einen Zeitraum von mindestens 15 Jahren erhalten. Das Contracts for Difference-System startet voraussichtlich im Herbst 2014, mit einer ersten Zuteilung der contracts in April 2015. Mit diesem System plant GB eine explizite Förderung für den Neubau von Kernkraftwerken. Als erstes sollen in Hinkley Point zwei neue Reaktoren von einem Konsortium aus EDF, Areva und den beiden chinesischen Staatsunternehmen General Nuclear Power (CGN) und China National Nuclear Group (CNNC) errichtet werden. Die geplante Kapazität umfasst mehr als 3 GW (EDF, 2013).³⁴ Die Regierung plant, das Projekt mit Kreditbürgschaften und einer festen Einspeisevergütung zu fördern. Die Vergütung soll dabei 92,5 £/MWh zuzüglich Inflationsausgleich betragen, über 35 Jahre lang.

Stromerzeugung

Die Entwicklung der Stromerzeugung der vergangenen Jahre wird in Abbildung 27 dargestellt. Darin lässt sich erkennen, dass insbesondere Erdgas-, Kern- und Kohlekraftwerke genutzt werden. Erdgas hat bis 2011 an Bedeutung hinzugewonnen und zunehmend Steinkohle in der Stromerzeugung ersetzt. Im Jahr 2012 hat sich diese Entwicklung wieder umgekehrt.

Um die Stromnachfrage zu decken, wurden 2012 mit insgesamt 143 TWh 39 % der Stromerzeugung aus Steinkohle gewonnen. Erdgas hatte einen Anteil von 27,5 % (100 TWh), Kernkraft 19 % (70 TWh), Windkraft 5,4 % (20 TWh), Wasserkraft 1,5 % (5 TWh), Öl 0,8 % (3 TWh) und PV 0,3 % (1,2 TWh). Der Anteil von Biomasse an der Stromerzeugung betrug 2012 4,2 % (15 TWh). Da Biomasse

³² The Carbon Plan, S. 10

³³ DECC: Planning our electric future: Technical update

³⁴ <http://www.edfenergy.com/about-us/energy-generation/new-nuclear/hinkley-point-c/book/book/files/assets/basic-html/page6.html>

in Großbritannien in Steinkohlekraftwerken beigefeuert wird, wird dieser Energieträger in der Darstellung der installierten Kapazitäten nicht gesondert aufgeführt.

Die Stilllegung zahlreicher Kohlekraftwerke und der geplante Bau von Kernkraftwerken wird sich entsprechend auf die Zusammensetzung der Stromerzeugung in den kommenden Jahren auswirken.

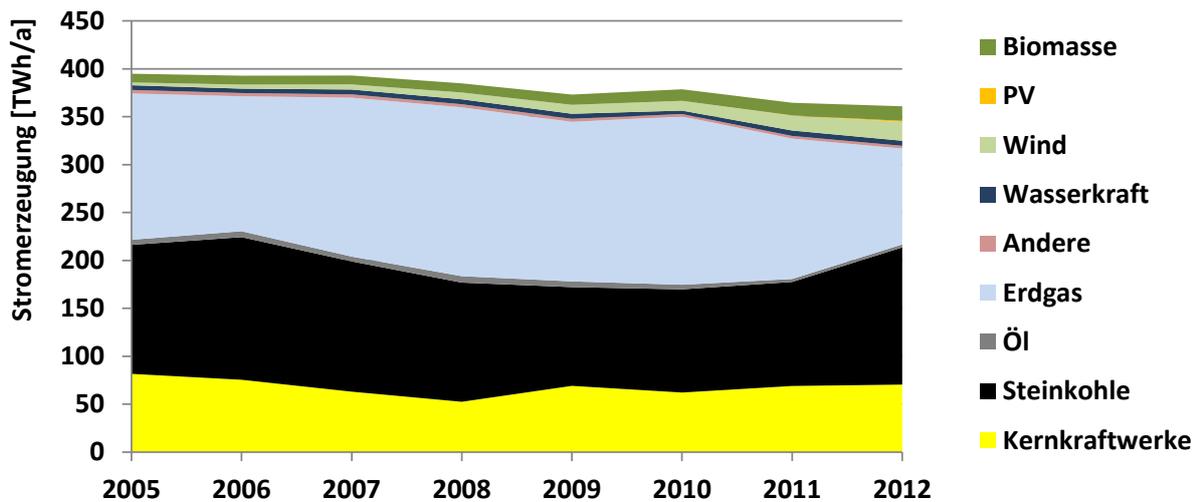


Abbildung 27: Stromerzeugung in Großbritannien 2005 bis 2012 (Quelle: Eurostat)

Stromnachfrage

Die Stromnachfrage auf den britischen Inseln nimmt seit 2005 ab (Abbildung 28). Sie bewegt sich zwischen 320 und 350 TWh im Jahr. Der leichte Anstieg in 2010 ist auf einen kalten Winter zurückzuführen. 2012 kamen 30 % der Stromnachfrage von Haushalten. In diesem Sektor wurde das niedrigste Level seit dem Jahr 2000 erreicht, als Grund dafür wird die gesteigerte Energieeffizienz genannt.

Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, der „Commercial“ Sektor, standen 2012 für 21 % der Stromnachfrage. 26 % wird in Industrieunternehmen verbraucht. Die Chemie-, Nahrungsmittel- und Papierindustrie sind die drei Industriesektoren mit dem größten Stromverbrauch. Addiert machen sie 40 % der Industriestromnachfrage aus. Die übrigen Anteile fallen auf 8 % Verluste, 8 % Brennstoffindustrie, 5 % Verwaltung und jeweils ein Prozent für Landwirtschaft und Transport.³⁵ Abbildung 28 zeigt die aufgeschlüsselte Nachfrageentwicklung nach Angaben von Eurostat. Hier zeigt sich die seit 2005 langsam sinkende Gesamtnachfrage.

³⁵ Department of Energy & Climate Change: Digest of UK energy statistics (2013)

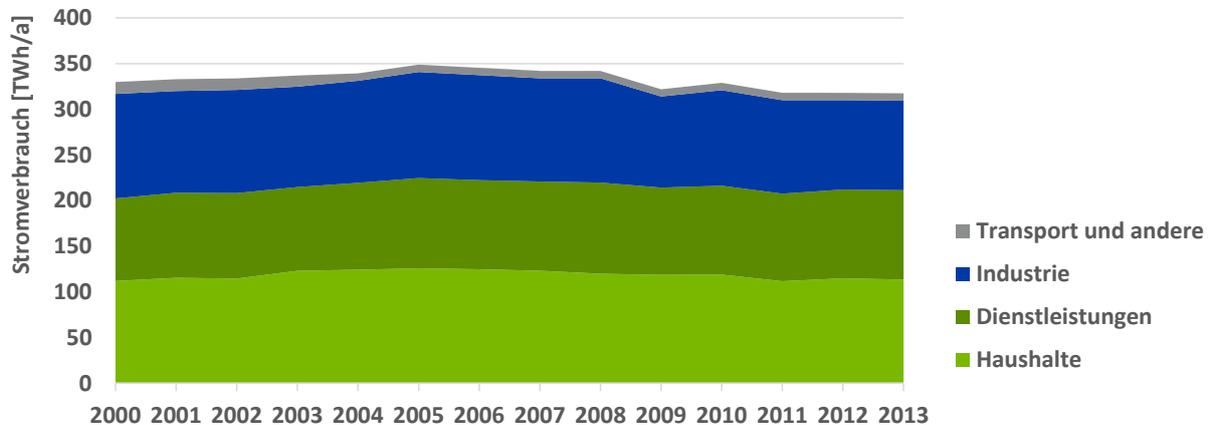


Abbildung 28: Entwicklung der Stromnachfrage im Vereinigten Königreich (Quelle: Eurostat)

Für die Zukunft erwartet die Regierung eine steigende Stromnachfrage. Aufgrund zunehmender Elektrifizierung der Wärme- und Transportsektoren sowie einiger Industrieprozesse wird bis 2050 ein Anstieg der Stromnachfrage von 30 % bis 60 % prognostiziert.³⁶

Bisher werden in UK nur vereinzelt Smart Meter ausgegeben, die die Grundlage für variable Tarife bilden. Bis 2019 soll der Roll-out von Smart Metern entsprechend der EU-Vorgabe abgeschlossen sein. Beginnen soll der „mass roll out“ Ende 2014.³⁷ Flexible Nachfrage ist ausdrücklich Teil des geplanten Kapazitätsmarktes.³⁸

Stromtausch

Durch seine Insellage hat das Vereinigte Königreich wenige Verbindungen zum kontinentalen Strommarkt. Ursprünglich war der Interkonnektor zu Frankreich mit etwa 2.000 MW Übertragungskapazität die einzige Leitung zum Kontinent. 2011 kam eine Leitung in die Niederlande mit 1.000 MW Übertragungskapazität hinzu. Wie Abbildung 29 zeigt, importiert UK über das Jahr gesehen aus diesen beiden Staaten. Während 2012 wurde ein Höchstwert von mehr als 12 TWh erreicht. Seit 2010 ist zudem der nordirische Teil von UK mit der Republik Irland verbunden.

³⁶ The Carbon Plan, S. 9

³⁷ <https://www.gov.uk/government/policies/helping-households-to-cut-their-energy-bills/supporting-pages/smart-meters>

³⁸ https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/65637/7104-emr-annex-c-capacity-market-design-and-implementation.pdf

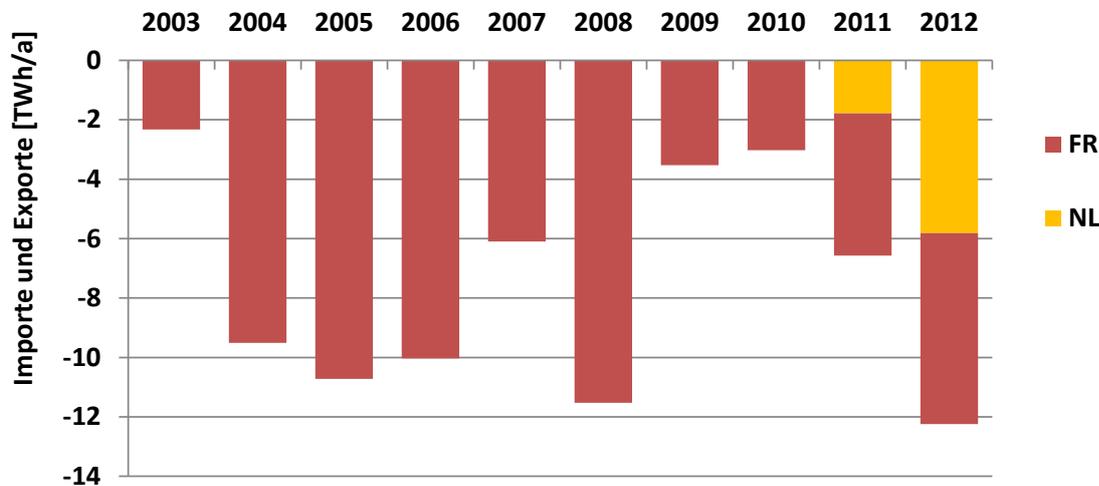


Abbildung 29: Netto-Stromtausch von UK mit dem europäischen Kontinent (Quelle: ENTSO-E)

Marktorganisation

Großbritannien war eines der ersten Länder, das den Strommarkt liberalisiert hat. 1990 wurde die Erzeugungsindustrie privatisiert. Ab diesem Jahr konnten Kunden mit einer Spitzenlast von mehr als einem Megawatt ihren Versorger wählen. Ab 1994 wurde die Schwelle auf 100 kW gesenkt. Zwischen September 1998 und Mai 1999 wurde der restliche Strommarkt für Wettbewerb geöffnet. Bis Dezember 2011 haben 15,9 Millionen Kunden (61 %) ihren Versorger gewechselt.

Die Stromerzeugungskapazitäten und das Stromnetz, beide bis Ende der 80er in staatlicher Hand, wurden 1990 auf vier Unternehmen verteilt. Die fossilen Kraftwerke wurden aufgeteilt zwischen „National Power“ und „PowerGen“. Die Kernkraftwerke wurden an „Nuclear Electric“ und das Stromnetz sowie zwei Pumpspeicher auf „The National Grid Company“ übertragen. In den Folgejahren wurden Anteile dieser vier Unternehmen verkauft und es entwickelte sich eine neue privatwirtschaftliche Eigentümerstruktur. Seit der Übernahme von British Energy durch EDF in 2008 hat sich der Begriff „Big 6“ etabliert. Zu diesen gehören Centrica, E.ON, EDF Energy, RWE npower, Scottish Power (Iberdrola) und SSE (Scottish and Southern Energy), alle mit einem Marktanteil zwischen 11 und 25 Prozent. Addiert hatten sie 2013 einen Marktanteil von mehr als 95 %. Mit 25 % Marktanteil ist Centrica der größte Stromerzeuger.³⁹ 70 % der Stromerzeugungskapazität ist im Besitz der „Big 6“.⁴⁰

Ursprünglich waren die Teilmärkte England, Schottland, Wales und Nordirland formal voneinander getrennt, erst seit 2005 gibt es einen gemeinsamen Markt in England, Schottland und Wales (EIA, 2011).

³⁹ Ofgem (2014)

⁴⁰ Ofgem (2014)

Preisentwicklung

Der Handel an der ersten unabhängigen britischen Strombörse, die UKPX (jetzt APX Power UK), begann 2000. 2001 begann der Spotmarkthandel mit Strom. Die Börsenstrompreise in UK sind im Normalfall höher als in den kontinentaleuropäischen Ländern, weil zumeist erdgasbefeuerte GuD-Anlagen den Preis setzen.⁴¹ Insbesondere Gaskraftwerke zeichnen sich durch vergleichsweise geringe Investitionskosten aus, während die variablen Kosten, hauptsächlich die Kosten für den Brennstoff Gas, hoch sind.⁴²



Abbildung 30: Durchschnittliche Strompreise an der APX für UK (Quelle: APX/Platts)

Die Preise an der britischen Börse haben sich in den vergangenen Jahren stark verändert. 2008 lagen die Durchschnittspreise für Strom in einigen Monaten bei fast 95 €/MWh. In einzelnen Stunden wurde auf dem halbstündlichen Spotmarkt zu Preisen über 700 €/MWh gehandelt. Allgemein orientieren sich die Preise stark an den Gaspreisen. Dieses Verhältnis hat sich in 2012 etwas aufgeweicht, da die Stromerzeugung aus Gas zugunsten von Strom aus Kohlekraftwerken abgenommen hat. Steigende Preise im Oktober 2012 sind unter anderem auf den Ausfall der Verbindung zu Frankreich zurückzuführen.⁴³ 2013 wurden insgesamt 22,58 TWh an der APX Power UK gehandelt, davon 8,57 TWh im Day-Ahead-Markt. Der durchschnittliche Preis am Day-Ahead-Markt betrug 2013 49,68 €/MWh und somit 59,6 €/MWh.⁴⁴

Das Großhandelsvolumen auf dem britischen Strommarkt hat sich seit 2009 ungefähr auf 1.000 TWh und damit der dreifachen Menge der gesamten Stromerzeugung eingependelt.⁴⁵ Im britischen OTC-Markt wurde Grundlaststrom im Jahr 2013 zu 40 % am Spotmarkt und zu 60 % mit Lieferverträgen mit 2 oder mehr Monaten im Voraus gehandelt. Ca. 3,5 % des Grundlaststroms wurde mehr als 24 Monate im Voraus gehandelt. 60 % des Stroms zu Spitzenlastzeit wurde am Spotmarkt gehandelt. In den off-peak-Zeiten wurde 90 % des Stroms am Spotmarkt gehandelt. Insgesamt ist der Anteil des

⁴¹ http://www.hm-treasury.gov.uk/d/consult_carbon_price_support_condoc.pdf, S. 35

⁴² DECC: White Paper

⁴³ European Commission: Quarterly Report on European Electricity Markets, Volume 5, issues 4&4, 2012

⁴⁴ APX Power UK: <http://www.apxgroup.com/wp-content/uploads/Power-UK-2013.pdf>

⁴⁵ Ofgem (2014)

Stroms, der mehr als 12 Monate im Voraus gehandelt wird, sehr gering und seit 2010 weiter gesunken.⁴⁶

Die Regierung geht davon aus, dass die Kosten für Emissionen und für Umweltschutzpolitiken in Zukunft zu höheren Stromrechnungen führen.⁴⁷

Die britische Regierung hat sich verpflichtet, die Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80% im Vergleich zu 1990 zu senken. Bis 2020 sollen 34 % der Emissionen gegenüber dem Basisjahr 1990 eingespart werden.⁴⁸ Damit die langfristigen Klimaziele erreicht werden, soll der Stromsektor bis 2050 weitgehend emissionsfrei sein.⁴⁹ Die Grundlage der zukünftigen Stromversorgung sollen erneuerbare Energien, insbesondere Wind on- und offshore, neue Kernkraftwerke und Gas- und Kohlekraftwerke mit CCS bilden. Aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung von Wärme, Transport und Industrieprozessen wird erwartet, dass die Stromnachfrage zwischen 30 % und 60 % steigt. Um die Spitzenlastnachfrage zu decken, müsste sich die installierte Kapazität möglicherweise sogar verdoppeln.⁵⁰ Der zukünftige Kapazitätsmarkt soll entsprechende Anreize setzen. Das britische Energie- und Klimaministerium (DECC) schätzt den addierten Effekt Kapazitätsmarktes und der Contracts for Difference auf 1 p/kWh in 2020 und 2,5 p/kWh in 2030.⁵¹ Laut Impact Assessment sind zwei Drittel davon auf die Contracts for Difference zurückzuführen.

Die britische Regierung hat zusätzlich zum Emissionshandel im April 2013 einen Mindestpreis für CO₂-Emissionen festgelegt. Dieser „Carbon Price Floor“ soll das Risiko für Investitionen in Technologien mit niedrigen Emissionen verringern. Als Ziel wurde formuliert, dass der Preis für Emissionen in 2020 bei mindestens 30 £/tCO₂ liegt.⁵² Allerdings wurde festgelegt, dass der sog. „Carbon price support“, welcher der Differenz zwischen den EUA-Preisen und dem Carbon Price Floor entspricht, bis auf maximal 18 £ begrenzt ist. Somit ist entgegen der geplanten Steigerung des Carbon Floor Price (30 £/tCO₂ in 2020) auch dieser indirekt gedeckelt, bzw. dessen Höhe abhängig von der Preisentwicklung im EU-ETS.

Erneuerbare Energien werden im britischen System über Quoten gefördert. Erzeuger bekommen seit 2002 über die „Renewables Obligation“ (RO) Anreize für Investitionen in Anlagen zur Nutzung von erneuerbaren Energiequellen.⁵³ In Zukunft sollen zusätzlich kleine Anlagen die Möglichkeit einer festen Einspeisevergütung erhalten, die RO sollen nach aktuellen Plänen 2017 auslaufen und durch das System der Feed-in-tariff Contract for Difference ersetzt werden. Eine Offshore Wind Cost Reduction Task Force soll die Kosten der Offshore-Technologie auf unter 100 £/MWh in 2020 drücken.

Die beschriebenen Politiken lassen den wholesale-price ansteigen und führen zusätzliche Abgaben ein. Nach Berechnung des DECC haben sie die Stromkosten für Haushalte im Jahr 2013 um 17 %

⁴⁶ Ofgem (2014)

⁴⁷ DECC: White Paper

⁴⁸ The Carbon Plan, S. 3

⁴⁹ The Carbon Plan, S. 9

⁵⁰ The Carbon Plan, S. 9

⁵¹ DECC (2013): Estimated impacts of energy and climate change policies on energy prices and bills

⁵² House of Commons (2013): Carbon Price Floor

⁵³ <https://www.gov.uk/government/policies/increasing-the-use-of-low-carbon-technologies/supporting-pages/the-renewables-obligation-ro>

erhöht. Für 2020 wird der Effekt mit einer Erhöhung der Stromkosten um 33 %, verglichen mit einem no-policy-Szenario, beziffert.⁵⁴ Zum Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit will die britische Regierung die zusätzlichen Belastungen, die der energieintensiven Industrie aufgrund des Carbon Price Floor, der Contracts for Difference, der Renewables Obligations entstehen mit Kompensationszahlungen von bis zu 80 % ausgleichen. Hierfür ist bis 2019/2020 ein budget von 1 Milliarde £ vorgesehen. Dadurch wird der prognostizierte Kostenanstieg für die energieintensiven Industrien deutlich moderater ausfallen.⁵⁵

Netze

Das Übertragungsnetz in England, Wales und Schottland wurde 1990 zusammen mit den Stromerzeugungskapazitäten privatisiert. Seitdem wird das Übertragungsnetz in England und Wales von National Grid Electricity Transmission plc betrieben. Seit 2005 wird auch das Übertragungsnetz in Schottland von National Grid Electricity Transmission plc betrieben, es befindet sich allerdings nach wie vor im Besitz von Scottish Power und SSE. Auch die Interkonnektoren zu Frankreich und den Niederlande sind zum Teil von National Grid betrieben. Das nordirische Netz wird von Northern Ireland Electricity betrieben. Das Verteilnetz wird von sieben Unternehmen, welche sich regional aufteilen, betrieben. Reguliert werden die Verteilnetzbetreiber durch die Ofgem („Office of the gas and electricity markets“).

In Großbritannien werden Anschlussgebühren an die Übertragungsnetze auch für Stromerzeuger erhoben („G-Komponente“). Diese sind regional unterschiedlich und lagen 2013 zwischen 25,59 €/kW in Westschottland und -7,20 €/kW in London. Der Durchschnitt lag bei etwa 4,56 €/kW.⁵⁶ Die Anschlussgebühren für Nachfrage sind entsprechend umgekehrt regional unterschiedlich. Sie lagen 2013 zwischen 6,59 €/kW in Nordschottland und 30,05 €/kW in Zentrallondon. Der gewichtete Durchschnitt lag bei 23,5 €/kW.⁵⁷

Fazit

Der britische Strommarkt ist durch starke Brüche in der Erzeugungsstruktur gekennzeichnet. Aufgrund politischer Rahmenbedingungen besteht der Kraftwerkspark zu großen Teilen aus Gaskraftwerken. Dieser Trend wird sich Ende 2015 verstärken, wenn 8 GW Kohlekraftwerke aufgrund von Emissionsvorgaben abgeschaltet werden müssen.

Da der Preis im Stromgroßhandel meist von Gaskraftwerken gesetzt wird, liegt er derzeit deutlich höher als in den kontinentaleuropäischen Ländern. Aufgrund der begrenzten Interkonnektor-Kapazitäten ist ein Ausgleich der Preise aufgrund von Handel nicht möglich. Auch innerhalb des Landes ist die Netzstruktur vergleichsweise schwach, was zu deutlich unterschiedlichen regionalen Netzentgelten führt.

⁵⁴ DECC (2013): Estimated impacts of energy and climate change policies on energy prices and bills

⁵⁵ DECC (2013): Estimated impacts of energy and climate change policies on energy prices and bills

⁵⁶ ENTSO-E Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2013, S. 14

⁵⁷ ENTSO-E Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2013, S. 15

Die derzeit eingeführten Politiken zur Dekarbonisierung des Kraftwerksparks und zum Erhalt der Versorgungssicherheit werden die Stromkosten in Zukunft ansteigen lassen. Kompensationszahlungen sollen diesen Anstieg für die energieintensiven Industrien ausgleichen.

2.5 Italien

Der Strommix in Italien bestand 2012 zu 43 % aus Erdgas, 18 % Steinkohle, 15 % Wasserkraft. Zu diesen drei Hauptenergieträgern in der Stromproduktion kamen 6 % Erdöl, 6 % PV, 4 % Wind, 3 % Biomasse und 2 % Geothermie hinzu.⁵⁸ Wie in anderen Ländern wurde auch in Italien gegenüber dem Vorjahr ein Anstieg der Stromproduktion aus Kohle und gleichzeitig eine Absenkung der Stromproduktion aus Gas verzeichnet.⁵⁹ Seit 2011 sind die Anteile von Wind und PV leicht gestiegen. Im Jahr 2012 wurden insgesamt 296,7 GWh Strom produziert. Dem gegenüber stand ein Stromverbrauch von 325,3 GWh⁶⁰. Der Nachfrageüberschuss wird regelmäßig durch Stromimporte, v.a. aus Frankreich, gedeckt, welche in den vergangenen Jahren ca. 10 % des Stromangebots ausmachten. Im Jahr 2012 betragen die Stromimporte 13 %.

Kraftwerkspark

Der italienische Kraftwerkspark basiert auf einer Vielzahl von Technologien. Im Jahr 2013 betrug die installierte Erzeugungskapazität insgesamt 124 GW. Der Anteil fossiler Kraftwerke machte 70,7 GW der installierten Kapazität aus und knapp 48 GW entfielen auf erneuerbare Energien, davon 18 GW auf Wasserkraftwerke, 18,4 GW auf PV, 8,5 GW auf Wind, 2,3 GW auf Biomasse und Biogas und 0,7 GW auf Geothermie. Abfall-Kraftwerke (Stadtabfälle und Holz) hatten eine Kapazität von 1,4 GW. Die Pumpspeicherkapazität betrug 4 GW. Bei den fossilen Kraftwerken hatten KWK-Anlagen mit etwa 40 GW den größten Anteil der installierten Leistung. Die restliche fossile Erzeugungskapazität stellten Kohlekraftwerke (25,4 GW), Gas- (2,3 GW) und Ölkraftwerke (2,9 GW) dar. Gegenüber 2012 erhöhte sich die Kapazität lediglich um 0,6 GW. Dabei sank die Kapazität fossiler Kraftwerke um ca. 2 GW, während sich die Kapazität der Erneuerbaren um 2,4 GW erhöhte. PV hatte mit 2 GW den größten Zubau. Die Kapazität von Wind erhöhte sich in 2013 von 8,1 auf 8,5 GW. Laut Nationaler Energiestrategie sollen die Erneuerbaren bis zum Jahr 2020 einen Anteil von 35-38 % des Stromverbrauchs erreichen. Daher ist in den nächsten Jahren mit einem kontinuierlichen Ausbau der Erneuerbaren zu rechnen.

⁵⁸ EIA: International Energy Statistics:

<http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=2&pid=alltypes&aid=7&cid=r3,&syid=2012&eyid=2012&unit=MK>

⁵⁹ Eurostat: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/statistics/search_database

⁶⁰ Eurostat

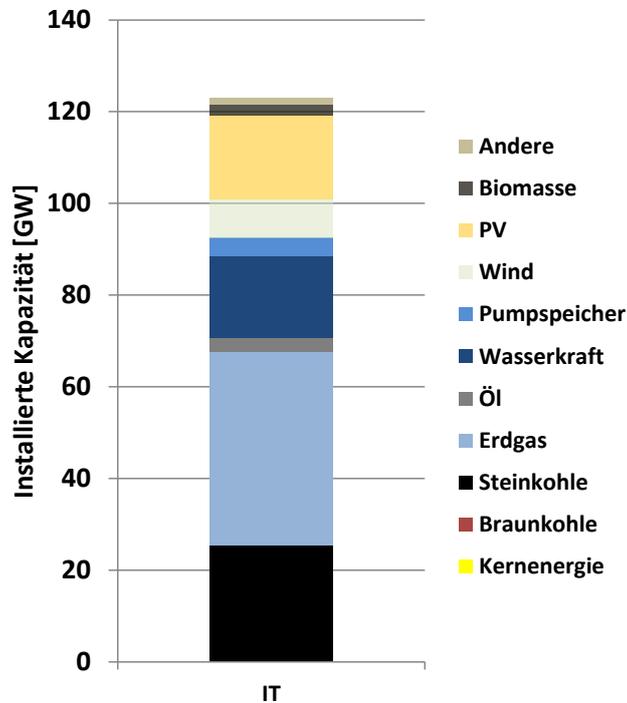


Abbildung 31: Installierte Leistung des Kraftwerkspark in IT 2013 (Quelle: Eurostat)

Die Liberalisierung des italienischen Strommarktes begann in den späten 1990ern mit der Trennung von Stromversorgung und Netzbetrieb. Das Stromnetz wird vorrangig von dem privaten Unternehmen Terna betrieben, welches Höchst- und Hochspannungsnetz und insgesamt mehr als 90 % des gesamten italienischen Stromnetzes unterhält. Zuvor war das Stromnetz im Konzern ENEL integriert. In der Stromerzeugung hatten die drei größten Unternehmen im Jahr 2012 einen addierten Marktanteil von 41 %. ENEL ist der größte Stromerzeuger mit einem Marktanteil von 26 %⁶¹. Der Strommarkt ist seit Juli 2007 für alle Endkunden liberalisiert. Die zwei größten Stromhandelsunternehmen hatten 2012 einen Marktanteil am Stromhandel von 44 %. Die restlichen 56 % wurden von 410 kleineren Unternehmen gehandelt⁶². Der italienische Großhandelspreis für Strom ist mit 6,3 ct/kWh⁶³ (2013) im europäischen Vergleich recht hoch. Die hohen Durchschnittskosten sind v.a. das Ergebnis des hohen Anteils von Erdgas an der Stromerzeugung.

Stromnachfrage

Im Jahr 2013 verbrauchten die Italiener etwa 287 TWh Strom. Davon entfielen etwa 40 % auf die Industrie, 31 % auf den Dienstleistungssektor und 23 % auf die Haushalte. Im direkten Vergleich zum Jahr 2000 ist dieser Verbrauch nur um 14 TWh gestiegen. Im Jahr 2006 bis 2008 wurden

⁶¹ Eurostat: Electricity market indicators

⁶² Eurostat: Electricity market indicators

⁶³ <http://www.mercatoelettrico.org/En/Statistiche/ME/DatiSintesi.aspx>

zwischenzeitlich jedoch auch Verbräuche von etwa 309 TWh gemessen. Der Anteil der Industrie am Gesamtstromverbrauch sank von 52 % im Jahr 2000 beinahe stetig auf 40 % im Jahr 2013.

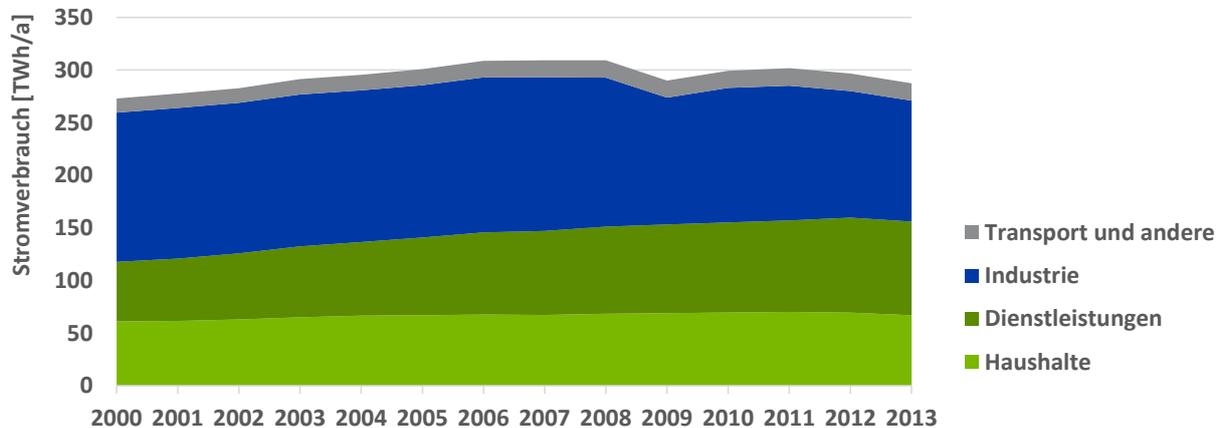


Abbildung 32: Stromnachfrage in Italien (Quelle: Eurostat)

Stromtausch

Nach ENTSO-E Daten ist Italien deutlicher Nettoimporteur für Strom. Das Land bezog 2014 mehr als 80 TWh aus den Nachbarländern Österreich, Schweiz, Frankreich und Slowenien. Lediglich nach Griechenland bestand ein minimaler Handelsüberschuss.

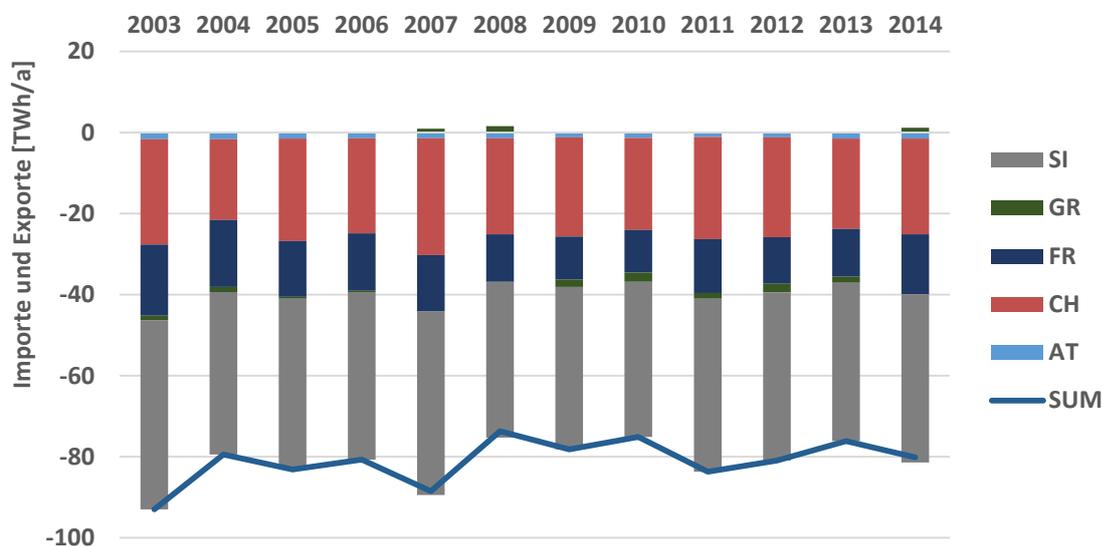


Abbildung 33: Stromexporte und -importe nach Italien (Quelle: ENTSO-E)

Netze

Das Höchst- und Hochspannungsnetz und insgesamt mehr als 90% des gesamten italienischen Stromnetzes wird von Terna betrieben. An dem Unternehmen hält die staatliche „Cassa Depositi e Prestiti“ die Mehrheit. Vor der Liberalisierung war das Stromnetz im Konzern ENEL integriert.

Wegen der unzureichenden Netzkapazitäten innerhalb des Landes wird Italien an der Börse in sechs Zonen geteilt: Norden, Zentraler Norden, Zentraler Süden, Süden, Sizilien und Sardinien.

Fazit

Strom wird in Italien zu vergleichsweise hohen Preisen gehandelt. Grund dafür ist der Gas-basierte Kraftwerkspark. Im Vergleich zur Stromerzeugung in französischen Kernkraftwerken, in Schweizer Wasserkraftwerken oder in Kohlekraftwerken der deutsch-österreichischen und slowenischen Marktzone sind die Kosten der Stromerzeugung in Gaskraftwerken hoch. Italien nutzt deshalb seine Importkapazitäten weitgehend aus. Sie reichen aber nicht, um den Preis auf das Niveau der Nachbarländer zu senken.

2.6 Dänemark

In der Stromerzeugung hat Dänemark einen sehr hohen Anteil von kombinierten Kraft-Wärmekopplungsanlagen: fast 50 % aus großen KWK-Anlagen und etwa 11 % aus dezentralen KWK-Anlagen (eigene Berechnung auf Basis von ens 2014, S. 11). Erneuerbare Energien⁶⁴ hatten einen Anteil von 48,2 % an der nationalen Bruttostromerzeugung 2012 (ens 2014, S. 12). Den größten Anteil (70 %) darin hat die Stromerzeugung aus Wind, die 2012 33,4 % bezogen auf die nationale Bruttostromerzeugung betrug (der Anteil der Windenergie bezogen auf die nationale dänische Stromnachfrage betrug 2012 29,8 % (ens 2014); 2013 ist der Anteil weiter auf 33,2 % gestiegen⁶⁵. In Abbildung 34 ist die Entwicklung des Erzeugungsmixes dargestellt. Die gesamte Bruttostromerzeugung betrug 2012 etwa 30,6 TWh (ens 2014, S. 12).

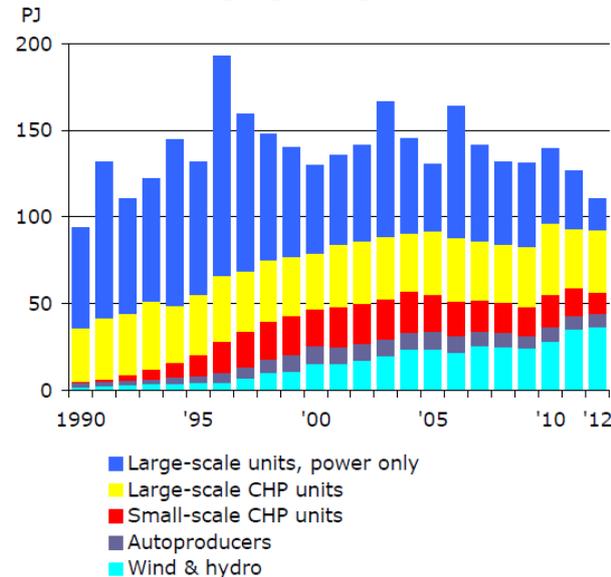


Abbildung 34: Entwicklung des Stromerzeugungsmixes in Dänemark (Quelle: ens 2014, S.11)

⁶⁴ inkl. Biomasse/ Biogas und (erneuerbarem) Abfall. Der Anteil beinhaltet daher auch Strom aus KWK-Anlagen und kann mit der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen nicht addiert werden.

⁶⁵ <http://energinet.dk/EN/EI/Nyheder/Sider/2013-var-et-rekordaar-for-dansk-vindkraft.aspx>

Stromerzeugung

Die Stromerzeugung in Dänemark wird durch Vattenfall und Dong dominiert, die zusammen etwa zwei Drittel der Kapazität abdecken. Sowohl Vattenfall als auch Dong sind staatliche Unternehmen: Dong gehört dem dänischen Staat, Vattenfall dem schwedischen. Der Übertragungsnetzbetreiber energinet.dk ist ebenfalls ein Staatsunternehmen. Der Einzelhandelsmarkt ist seit 2003 liberalisiert und Kunden können ihren Versorger frei wählen. Die Kunden haben die Wahl zwischen verschiedenen Produkten mit fixen Preisen über einen gewissen Zeitraum, mit variablen Preisen in Abhängigkeit vom Spotpreis oder mit zeitlich gestaffelten Preisen (tageweise oder in längeren Perioden). Alternativ kann der Kunde auch ein reguliertes Stromprodukt (supply obligation product oder basic product) wählen. Die Wechselrate bei Privatkunden ist jedoch sehr niedrig. 2013 bezogen etwa 80 % der Kunden Strom im Rahmen der Versorgungspflicht (supply obligation), in der der Strompreis reguliert ist (DERA 2014, S. 44). Seit 2013 werden die Lizenzen für die Grundversorgung versteigert und die ehemaligen Grundversorger müssen zusätzlich ein Basis-Produkt anbieten, dessen Preis ebenfalls durch die Regulierungsbehörde überwacht wird.

Stromnachfrage

Der dänische Stromverbrauch lag 2013 bei 31,5 TWh. Er ist seit 2010 leicht rückläufig. Den größten Anteil am Verbrauch haben Dienstleistungsbetriebe und Haushalte mit jeweils etwa 33 %. Die Industrie kommt auf einen Anteil von 27 %. Abbildung 35 zeigt die Entwicklung der Nachfrage zwischen 2000 und 2013.

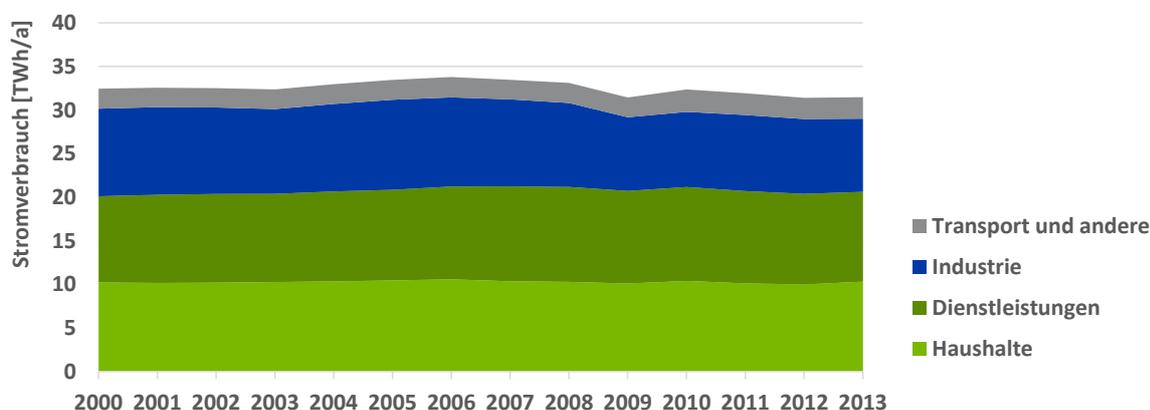


Abbildung 35: Entwicklung der Nachfrage in Dänemark (Quelle: Eurostat)

Stromaustausch

Dänemark West hat Verbindungen zu Deutschland, Schweden und Norwegen. Von Dänemark Ost führen ebenfalls Leitungen nach Deutschland und Schweden. Die Flussrichtung der dänischen Stromexporte und -importe ist nach ENTSO-E-Daten nicht eindeutig. In den vergangenen zehn Jahren hat Dänemark fast jedes Jahr mehr Strom nach Deutschland exportiert, als aus Deutschland importiert. Ausnahmen bilden das Jahr 2010 und das Jahr 2013. In Richtung Norwegen und Schweden schwankt der Austausch stärker: in 2011, 2012 und 2014 hat Dänemark mehr aus den skandinavischen Ländern

exportiert, als importiert. In 2010 und 2013 war es umgekehrt. In 2009 war der Exportsaldo zu Schweden positiv, zu Norwegen aber negativ.

Preisentwicklung

Ein Großteil des Stroms auf dem Großhandelsmarkt in Dänemark wird über die Börse Nordpoolspot gehandelt. Nordpoolspot integriert die Strommärkte von Norwegen, Schweden, Finnland, Dänemark und den baltischen Staaten.

2012 lag der durchschnittliche Börsenpreis laut der dänischen Energieagentur bei 0,23 DKK (etwa 3 ct/kWh)⁶⁶, der Strompreis für Haushalte lag bei 2,22 DKK/kWh (29,75 ct/kWh) (ens 2014, S.47). Für Industriekunden wird von der dänischen Energieagentur ein durchschnittlicher Strompreis von 0,62 DKK/kWh (etwa 8,3 ct/kWh; exkl. Steuern) angegeben (ens 2014, S. 48).

Basierend auf Angaben der Strombörse Nordpoolspot, lag der durchschnittliche Börsenpreis für 2013 bei 38,98 Euro/MWh (DK1) respektive 39,6 Euro/MWh (DK2).

Fazit

Das dänische Stromsystem wird häufig als Vorbild für den Umbau des deutschen Stromsystems gesehen. Der Anteil der Winderzeugung ist deutlich höher als in Deutschland, thermische Stromerzeugung erfolgt größtenteils in Kraft-Wärme-Kopplung. Der Börsenhandel ist sehr liquide. Der Großhandelspreis für Lieferungen am folgenden Tag (Day-ahead) liegt etwa auf dem Niveau der deutschen Börsenpreise.

⁶⁶ basierend auf dem Euro-Referenzkurs für 2012: 7,461 DKK/Euro.

3 Strommärkte in Nordamerika

Der US-amerikanische Strommarkt befindet sich derzeit in einem starken Wandel. Seit der Jahrtausendwende hat die Förderung von unkonventionellen Gasvorkommen, dem Shale Gas oder Schiefergas, die Gaspreise deutlich gesenkt. Durch die günstigen Brennstoffpreise sind auch die Strompreise nach unten gegangen. Neue Gaskraftwerke werden gebaut und setzen den Preis in vielen Stunden. Nachfolgend wird auf die Strommärkte von Texas und Pennsylvania genauer eingegangen. Zusätzlich wird ein kurzer Überblick über den kanadischen Markt gegeben.

3.1 Texas

Texas ist flächenmäßig der zweitgrößte US-Bundesstaat nach Alaska und hat mit 25 Millionen Einwohnern die zweitgrößte Bevölkerungszahl nach Kalifornien. Für die US-amerikanische Ressourcenversorgung spielt Texas eine große Rolle. Der Staat besitzt etwa ein Viertel der Rohöl-Reserven, und 30 % der US-amerikanischen Erdgasvorkommen. An der Golfküste wird zudem Kohle abgebaut. Auch bei erneuerbaren Energiequellen hat der Staat große Potenziale: einige der windreichsten Regionen der USA liegen in Texas, aufgrund der geografischen Lage ist die Sonneneinstrahlung sehr gut und die Agrarindustrie ermöglicht die Produktion von Biomasse. An einigen Flüssen wäre zusätzlich ein Ausbau von Wasserkraft denkbar. Unter allen US-amerikanischen Staaten hat Texas die höchste Stromnachfrage und die höchste Stromerzeugung.

Kraftwerkspark

Erdgaskraftwerke bilden mit fast 70 GW den größten Teil (ca. 64 %) der texanischen Kraftwerksflotte. Allein zwischen 2000 und 2005, nach der Liberalisierung des Strommarktes, wurden mehr als 20 GW GuD-Kraftwerke in Betrieb genommen. Kohlekraftwerke bilden die zweitgrößte Gruppe der Kraftwerke mit etwa 22 GW (20 %). Es wird dabei nicht zwischen Stein- und Braunkohle unterschieden. Zwei Kernkraftwerke sind in Texas im Betrieb: Comanche Peak und South Texas Project. Sie waren lange Zeit die größten in den gesamten USA. Mit mehr als 10 GW Windenergieanlagen und weiteren in Bau ist Texas der Bundesstaat mit der höchsten installierten Kapazität für Stromerzeugung aus Windenergie. Mit 736 MW ist das Horse Hollow Wind Energie Center in Texas einer der größten Windparks der Welt.

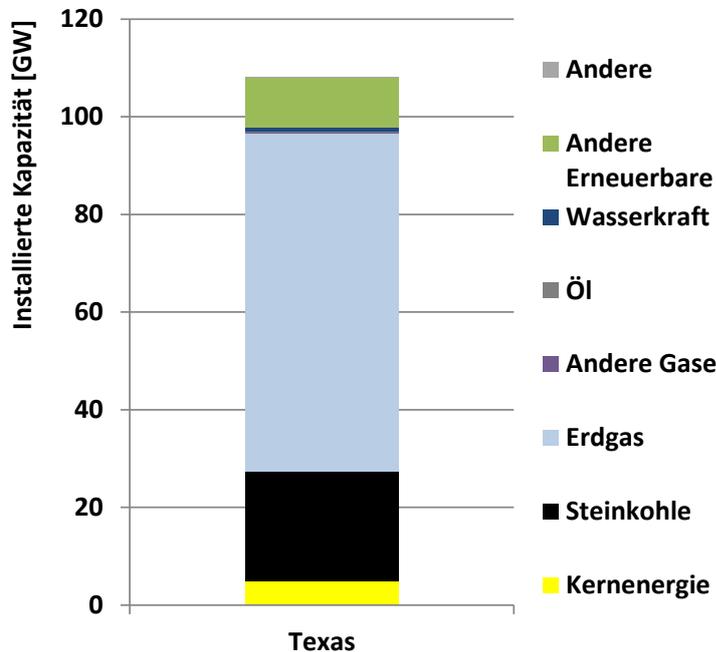


Abbildung 36: Der texanische Kraftwerkspark, aggregiert nach Energiequelle, 2010 (Quelle: EIA)

Im August 2005 wurde in Texas ein Gesetz erlassen, dass bis 2015 zusätzliche 5.880 MW Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien gebaut werden sollen. Dies entspricht 5 % der Nachfrage. 2025 soll die Kapazität der EE-Anlagen 10.000 MW erreichen.

Stromerzeugung

Abbildung 37 zeigt die Aufteilung der Stromerzeugung für die Jahre 1990 bis 2010. Demnach wird etwa 46 % des texanischen Stroms in Erdgas-befeuerten Kraftwerken generiert. Der Brennstoff wird innerhalb des Staates gefördert und ist derzeit auch innerhalb der USA im Vergleich sehr niedrig. Grund dafür ist die unkonventionelle Gasförderung durch Fracking, die zu einem Verfall der Erzeugungspreise im Gassektor geführt hat. Wegen der wachsenden Nachfrage nach Erdgas in der US-amerikanischen Stromerzeugung zapft Texas seine Gasspeicher auch im Sommer an, wenn die Stromnachfrage aufgrund von Klimaanlageanlagen sehr hoch ist.

36 % wird in Steinkohle-Kraftwerken gewonnen. Trotz der elf im Staat betriebenen Kohleminen ist Texas auf die Lieferung von Steinkohle aus Wyoming angewiesen. Im Staat selbst befinden sich fast nur Braunkohle-Vorkommen. Trotz des großen Anteils von Gaskraftwerken verbraucht Texas mehr Kohle als jeder andere US-amerikanische Staat und die Emissionen des Staates sind unter den höchsten im Vergleich zu den anderen Staaten. Auch an der Erzeugung von Strom aus Kernenergie hat Texas einen großen Anteil. Jedes Jahr werden etwa zehn Prozent des Stroms in Kernkraftwerken erzeugt.

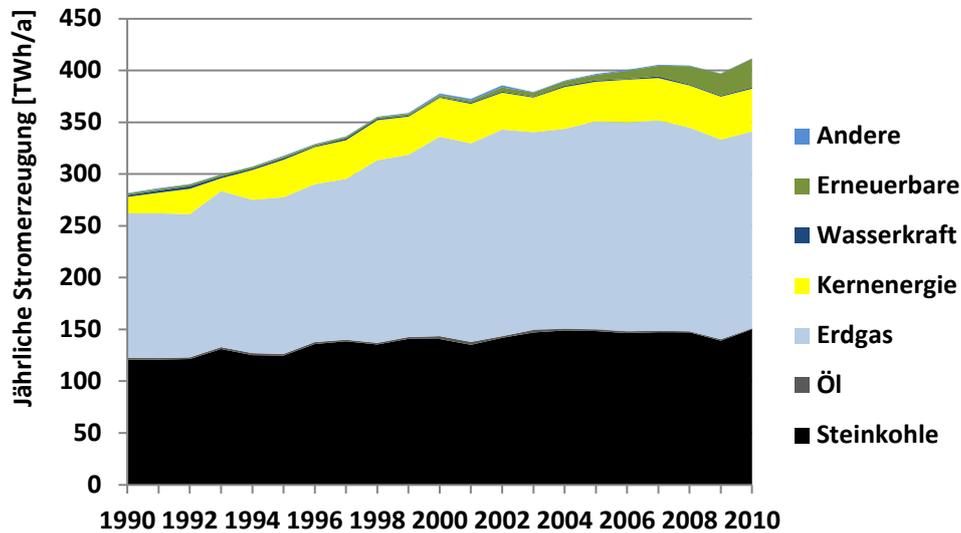


Abbildung 37: Stromerzeugung in Texas 2000 bis 2010 (Quelle: EIA)

Stromnachfrage

Der Stromverbrauch in Texas ist hoch, auch im Vergleich zu anderen amerikanischen Staaten. Grund dafür sind neben den Klimaanlage und Stromheizungen die energieintensive Industrie, die sich in dem Bundesstaat angesiedelt hat, darunter Aluminium, Chemie, Holzindustrie, Glas und Raffinerien.

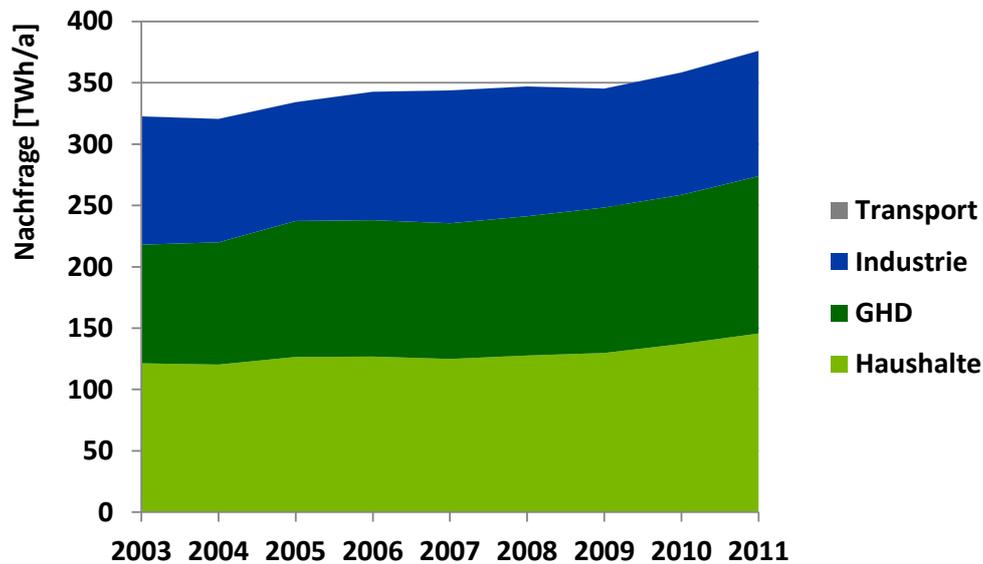


Abbildung 38: Stromnachfrage in Texas, aufgeschlüsselt nach Sektoren (Quelle: EIA)

Aufgrund des Klimas werden die Lastspitzen jedes Jahr im Sommer erreicht. Die bisher höchste gemessene Last in der Region war im August 2011 mit 68.867 MW.⁶⁷

Marktorganisation

Der texanische Strommarkt ist seit 2002 liberalisiert. Als unabhängiger Systembetreiber (ISO) organisiert der Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) den wettbewerblichen Markt für etwa 75 % der Landfläche und etwa 85 % der texanischen Nachfrage. Das Non-Profit-Unternehmen unter der Aufsicht der texanischen Regierung ist für den Einsatz von etwa 550 Erzeugungseinheiten und etwa 65.000 km Stromnetz verantwortlich. Als ERCOT 1996 die Überwachung des freien Netzzugangs für Erzeugungsunternehmen übernahm, war es der erste für Strommärkte zuständige ISO in den USA.

Die größten zwei Erzeugungsunternehmen sind das Privatunternehmen Luminant und NRG Energy Inc, die sich im Besitz der öffentlichen Hand befindet. Zusammen halten sie knapp ein Drittel der installierten Leistung und liefern rund 30 % des erzeugten Stroms. Die größten fünf Unternehmen (Luminant, NRG Energy, NextEra Energy Inc, CPS Energy und Calpine Corp) besitzen etwa die Hälfte des Kraftwerksparks. Im Vergleich mit den anderen untersuchten Staaten ist die Besitzstruktur des Kraftwerkspark in Texas diversifiziert.

⁶⁷ Ercot (2013)

Total ERCOT Generation Assets by Investor Class and Company

| | Total Fleet | | Since 2000 | |
|--------------------------------|---------------|------------|---------------|------------|
| | MW | % | MW | % |
| Privately- Held IPPs | 18,444 | 23% | 6,613 | 17% |
| Luminant | 13,682 | 17% | 2,186 | 6% |
| Tenaska Inc | 2,901 | 4% | 2,901 | 7% |
| Topaz | 1,861 | 2% | 1,526 | 4% |
| Publicly- Held IPPs | 28,003 | 35% | 13,480 | 35% |
| NRG Energy Inc | 10,896 | 14% | 483 | 1% |
| Calpine Corp | 4,985 | 6% | 4,571 | 12% |
| NextEra Energy Inc | 5,204 | 7% | 5,061 | 13% |
| International Power (GDF Suez) | 3,893 | 5% | 2,508 | 6% |
| Exelon Corp | 3,026 | 4% | 857 | 2% |
| Muni/Coop | 12,886 | 16% | 3,441 | 9% |
| CPS Energy | 5,829 | 7% | 1,607 | 4% |
| Lower Colorado River Authority | 3,067 | 4% | 694 | 2% |
| Austin Energy | 2,546 | 3% | 575 | 1% |
| Brazos Electric Power Coop | 1,445 | 2% | 565 | 1% |
| REP | 2,014 | 3% | 1,318 | 3% |
| Direct Energy | 1,227 | 2% | 988 | 3% |
| AEP | 787 | 1% | 330 | 1% |
| Large Customers | 1,774 | 2% | 394 | 1% |
| Dow Chemical | 1,033 | 1% | 100 | 0% |
| Formosa Plastics Corp | 740 | 1% | 294 | 1% |

Sources and Notes:

Capacity reported at summer nameplate rating, from Ventyx (2012).

Percentages for each category will be more than the individual companies because not all companies are included in the above table.

Der wettbewerbliche Großhandelspreis wird seit 2010 über nodal pricing gehandelt, das heißt, Preise werden für jeden einzelnen Netzknoten bestimmt und können sich bei Netzengpässen in den einzelnen Regionen voneinander unterscheiden.⁶⁸ Anders als in allen anderen US-Regionen bestehen keine zusätzlichen Kapazitätsmechanismen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

Die Erzeugungsunternehmen müssen ihre Investitionen durch die erzielten Großhandelspreise refinanzieren. Gelegentliche Preisspitzen bei Knappheiten sind dabei wichtig, um Investitionen in zusätzliche Kraftwerke anzureizen. Nach der Liberalisierung wurde in Texas eine große Zahl von neuen Gaskraftwerken in Betrieb genommen, da der Strompreis lange von weniger effizienten alten Anlagen gesetzt wurde. Durch die große Zahl der neuen Kraftwerke entstanden allerdings Überkapazitäten und die Preise sanken. Dies führte dazu, dass viele der Investoren Geld verloren.⁶⁹

Obwohl die texanische Kraftwerkskapazität bisher ausreichend Reserven vorhält, bestehen Bedenken, dass in Zukunft die Versorgungssicherheit gefährdet sein könnte. Eine schärfere Umweltgesetzgebung führt zu einem stärkeren Druck auf die Erzeuger, alte Kraftwerke stillzulegen. Aufgrund mangelnder

⁶⁸ ERCOT (2013)

⁶⁹ Brattle (2012)

Investitionsprojekte überlegt die Aufsichtsbehörde PUCT (Public Utility Commission of Texas) die Preisgrenze für Angebote auf dem Energy-Only-Markt von 3.000 \$/MWh auf 9.000 \$/MWh anzuheben.⁷⁰

Strompreise

Mit den Gaspreisen sind auch die Strompreise gesunken, von durchschnittlich 49 \$/MWh in der Zeit zwischen 2002 und 2008 auf durchschnittliche 36 \$/MWh (25,8 €/MWh⁷¹) zwischen 2009 und 2011. Auch die Windkraftwerke tragen zu niedrigeren Strompreisen bei. Da fast alle in Texas vertretenen Kraftwerkstechnologien niedrige variable Kosten haben, sind die Strompreise meist niedrig. Nur am Ende der Merit Order finden sich einige teure Kraftwerke, die mit Erdöl befeuert werden.

Die Strompreise in Texas sind sehr volatil. Wie Abbildung 39 zeigt, schwanken die monatlichen Durchschnittswerte zwischen weniger als 20 \$/MWh bis zu 140 \$/MWh. Negative Preise werden zugelassen, und sind insbesondere im westlichen Teil des Lande keine Seltenheit. Wenn die Kraftwerkskapazität fast vollständig ausgeschöpft ist, kommt es zu starken Preisaufschlägen. 2011 erreichten die Preise sechs Mal und in insgesamt 19 Stunden die Grenze von 3.000 \$/MWh.

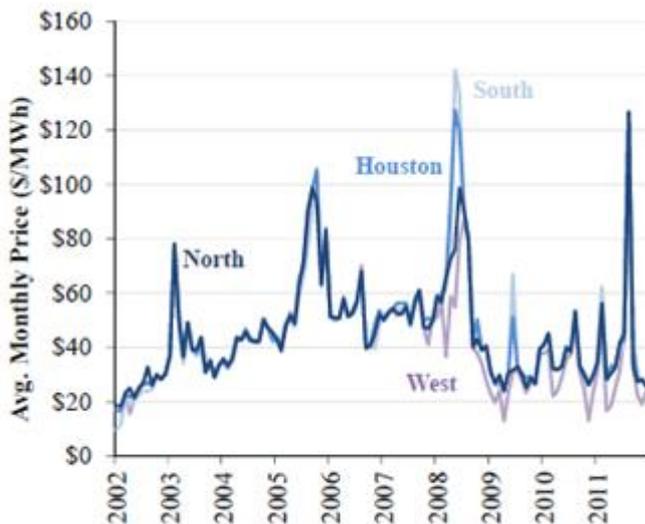


Abbildung 39: Monatliche Durchschnittspreise für unterschiedliche Regionen in Texas (Quelle: ERCOT)

Fazit

Texas profitiert stark von seinen vorhandenen Bodenschätzen. Der Verfall der Erdgaspreise durch Fracking auch in Texas schlägt sich in den Strompreisen nieder. Der Strompreis wird im Großhandel der Region durch Gaskraftwerke gesetzt.

⁷⁰ Brattle (2012)

⁷¹ Nach offiziellem, durchschnittlichem Wechselkurs der Deutschen Bundesbank für das Jahr 2011.

In Texas gibt es keinen einheitlichen Strompreis. Innerhalb der Marktregion ERCOT bestehen regionale Preise, die sich aber nicht deutlich voneinander unterscheiden.

Strompreisspitzen entstehen aufgrund der klimatischen Bedingungen vor allem im Sommer.

3.2 Pennsylvania

Der Bundesstaat Pennsylvania liegt im Nordosten der USA und ist Teil der Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection (PJM), die sich über 13 Bundesstaaten und den District of Columbia erstreckt. In dem Gebiet leben 51 Millionen Menschen, Pennsylvania allein hat 12,7 Mio. Einwohner.

Kraftwerkspark

Die Stromversorgung des Bundesstaates basiert zu einem großen Teil auf Kohle. Mehr als 40 % der installierten Kapazität in 2012 waren Steinkohlekraftwerke, insgesamt 18,5 GW. Hinzu kommen etwa 9,5 GW Gaskraftwerke und 9,5 GW Kernkraftwerke. Erneuerbare Energien hatten einen Anteil von weniger als 5 % an der installierten Leistung.

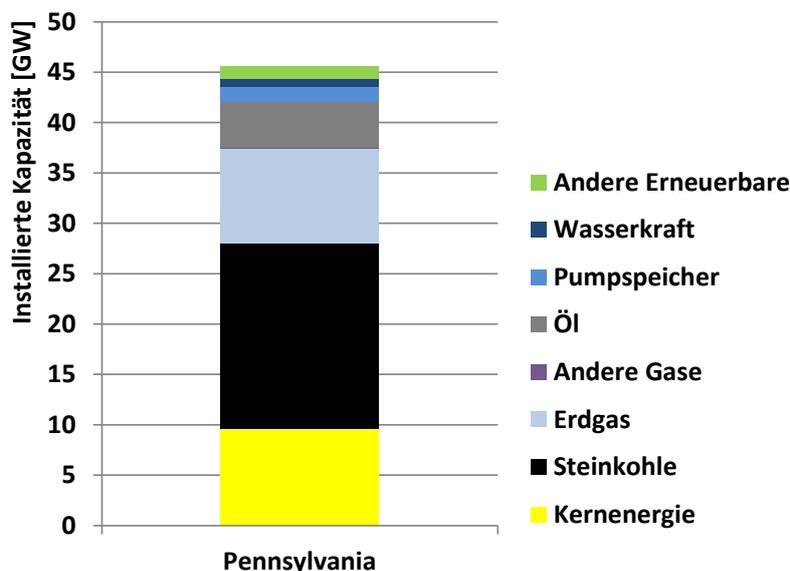


Abbildung 40: Installierte Kapazität von Kraftwerken nach Brennstoff in Pennsylvania 2010 (Quelle: EIA)

Stromerzeugung

Im Jahr 2012 wurden 223,4 TWh Strom in Pennsylvania produziert. Die Erzeugung basiert auf Steinkohle. 39 % des Stroms in Pennsylvania wurde 2012 in Steinkohlekraftwerken erzeugt. Kernkraftwerke trugen 34 % zur Erzeugungsmenge bei. Gaskraftwerke bilden die dritte Säule der Elektrizitätserzeugung und kamen 2012 auf einen Anteil von 24 %. Erneuerbare Energien kommen inklusive Wasserkraft auf einen Erzeugungsanteil von weniger als 3 %.

Abbildung 41 zeigt eindrucksvoll die Entwicklung der Erzeugungsstruktur in Pennsylvania. Während bis Anfang des Jahrtausends Erdgas eine marginale Rolle in der Stromerzeugungsstruktur des Landes spielte, hat sich der Anteil an der Gesamterzeugung 2012 auf 24 % erhöht. Der Brennstoff ersetzt hauptsächlich Steinkohle als Energieträger. Grund dafür ist wie in Texas die sinkenden Gaspreise durch zusätzliche Förderung aus unkonventionellen Quellen (Fracking).

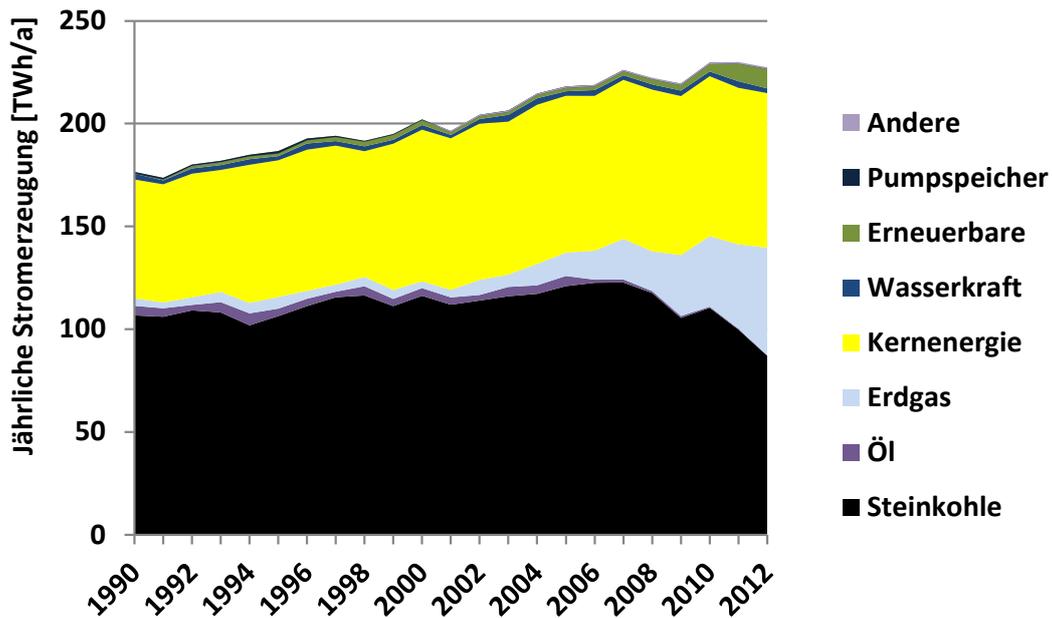


Abbildung 41: Entwicklung der Stromerzeugung in Pennsylvania (Quelle: EIA)

Stromnachfrage

Von den in 2012 in Pennsylvania erzeugten 223 TWh Strom wurden lediglich 158 TWh auch in Pennsylvania verbraucht (EIA 2014). Die restlichen 66 TWh wurden in andere Staaten gehandelt. Die Nachfrage entsteht zu nahezu gleichen Teilen in den Sektoren Industrie, Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen.

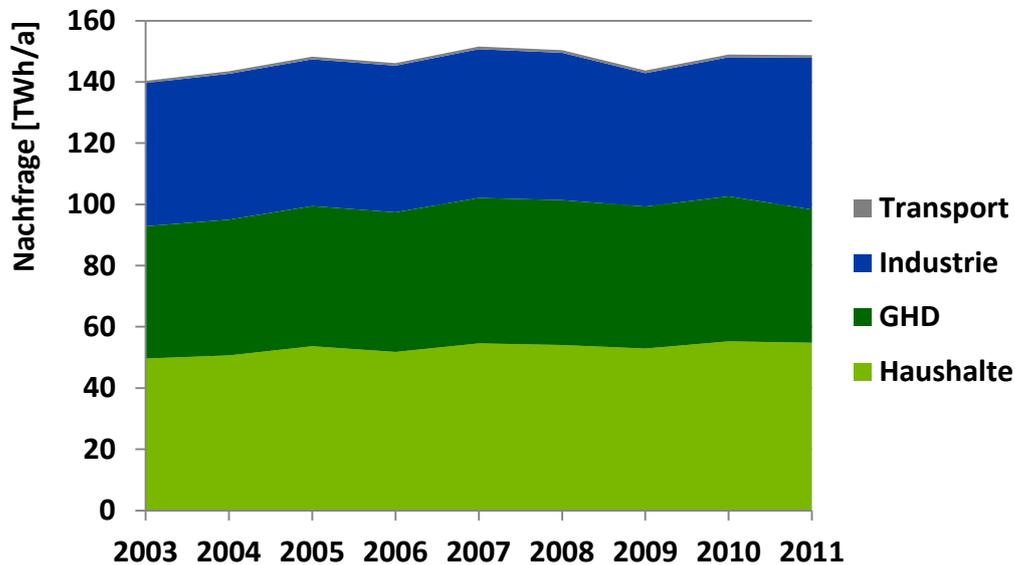


Abbildung 42: Entwicklung der Stromnachfrage in Pennsylvania (Quelle: EIA)

Marktorganisation

Der Einzelhandelsmarkt für Strom in Pennsylvania ist voll liberalisiert. In 2010 liefen die letzten subventionierten Tarife für bestehende Stromversorgungsunternehmen aus, und es besteht seitdem freier Wettbewerb in allen Kundensegmenten. Die Verbraucher können demnach zwischen verschiedenen Stromversorgern wählen. Für große Industriebetriebe standen 2011 33 Versorger zur Auswahl (DeFG 2011⁷²). Außerdem können diese Betriebe auch direkt am Poolmarkt teilnehmen.

Die PJM hat einen zentralen wettbewerblichen Großhandelsmarkt, der von einem unabhängigen Betreiber organisiert wird. In der Region wird Nodal Pricing angewendet, das heißt, jede Region hat einen eigenen Strompreis, der das Gleichgewicht aus verfügbarem Angebot und Nachfrage abbildet. Wenn die niedrigsten Anbieter alle Preiszonen erreichen können, sind die Preise in dem Marktgebiet gleich hoch. Ein Handel mit Financial Transmission Rights (FTRs) erlaubt es den Akteuren, sich gegen hohe Engpasskosten abzusichern. Bei PJM sind insgesamt 800 Käufer, Verkäufer und Händler am Markt aktiv.

Das Nodal Pricing Marktsystem von PJM besteht seit 1998 und wurde seitdem mehrmals angepasst und um Kapazitätsmärkte erweitert. Der Handel verteilt sich heute auf verschiedene Segmente: Einen Day-Ahead Markt, einen Echtzeit-Markt, der alle fünf Minuten neue Preise ermittelt, verschiedene Kapazitäts- und Reservemärkte und langfristige jährliche und monatliche Auktionen für Übertragungsrechte. Die Kapazitätzahlungen im Markt liegen bei 20 bis knapp 250 \$/MW am Tag, abhängig von Jahr und Zone.

⁷² DeFG erstellt jährlich einen Bericht zum Stand der Liberalisierung der US-amerikanischen Strommärkte. Für 2011 kann dieser unter http://www.defgllc.com/Assets/downloads/abaccus_report_2011-11-29_vf.pdf abgerufen werden.

Im Jahr 2007 wurde mit dem "Reliability Pricing Model" (RPM) ein Kapazitätsmarkt im PJM eingeführt, um langfristige Preissignale für Erzeugungskapazitäten zu setzen und so die Versorgungssicherheit zu gewährleisten⁷³. Begründet wurde die Einführung damit, dass trotz steigender Nachfrage nicht ausreichend Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten getätigt wurden und niedrige Marktpreise zur Schließung von benötigten Kapazitäten führten.

Zur Bestimmung der benötigten Erzeugungskapazitäten prognostiziert PJM laufend die langfristige Stromnachfrage. Auf dieser Grundlage werden Kapazitätsszahlungen durch eine Reihe von Auktionen ermittelt. Die erste Auktion für ein bestimmtes Lieferjahr findet drei Jahre im Voraus statt, damit Kapazitäten, die noch im Entstehen sind, mit bereits bestehenden Kapazitäten konkurrieren können. Zusätzlich werden in drei weiteren Auktionen, die 20, 10 und drei Monate vor Beginn des Lieferzeitraums durchgeführt werden, weitere Kapazitätsszahlungen bestimmt⁷⁴. Die Höhe der Kapazitätsszahlungen kann je nach Region innerhalb von PJM aufgrund mangelnder Übertragungsnetzkapazitäten variieren.

Alle im PJM befindlichen Stromerzeuger sind verpflichtet, ihre Kapazitäten bei den Auktionen anzubieten. Auf der Nachfrageseite sind die Versorgungsunternehmen (Load Serving Entities – LSEs⁷⁵), welche den Strom an die Endkunden vertreiben, zur Teilnahme verpflichtet. Sie müssen für die Kapazitätsszahlungen in ihrer Region aufkommen. In den Auktionen können neben den Erzeugungskapazitäten auch nachfrageseitige Kapazitäten bieten. Hierzu gehören demand-response Maßnahmen und Energieeffizienz-Programme. In der im Mai 2014 durchgeführten ersten Jahresauktion für das Lieferjahr 2017/2018 wurden 6.267 MW an neuen Erzeugungskapazitäten bezuschlagt. Das entspricht ca. 3,4 % der insgesamt in PJM installierten Erzeugungskapazität von 183 GW⁷⁶. Neben den neuen Erzeugungskapazitäten kamen in der Auktion für das Lieferjahr 2017/2018 des Weiteren hinzu: 4.526 MW Erzeugungskapazitäten, deren Erzeugung von außerhalb der PJM-Regionen importiert wird, 1.339 MW Energieeffizienz-Kapazitäten und 10.975 MW demand-response Kapazitäten, von denen 1.489 MW während des ganzen Jahres zur Verfügung stehen und 7.163 MW nur in den Sommermonaten⁷⁷. Durch die Auktionen sind seit 2007 zusätzliche Kapazitäten in Höhe von 62 GW entstanden⁷⁸.

Der Preis pro Kapazität wird anhand einer administrativ festgelegten Nachfragekurve und der aggregierten Kapazitätsangebotskurve ermittelt. Für das Lieferjahr 2014/2015 beträgt der durchschnittliche Kapazitätspreis über alle PJM-Regionen hinweg 126,40 \$ pro MW pro Tag. Der Gesamterlös aus dem Kapazitätsmarkt für das Kalenderjahr 2014 beträgt 7,17 Milliarden US-

⁷³ Monitoring Analytics (2014)

⁷⁴ Monitoring Analytics (2014)

⁷⁵ LSE "shall mean any entity (or the duly designated agent of such an entity), including a load aggregator or power marketer, (i) serving end-users within the PJM Region, and (ii) that has been granted the authority or has an obligation pursuant to state or local law, regulation or franchise to sell electric energy to end-users located within the PJM Region." Siehe: <http://www.pjm.com/about-pjm/learning-center/compliance/compliance-load-serving-entities.aspx?faq=%7BD5FC30449-B8F7-4369-984D-CB4C457233B9%7D>

⁷⁶ Monitoring Analytics (2014)

⁷⁷ Monitoring Analytics (2014)

⁷⁸ PJM (2014)

Dollar⁷⁹. Die Energieversorger reichen die Kapazitätskosten über die Stromrechnung an ihre Kunden weiter. Die Strompreiskomponente der Kapazitätskosten basiert auf dem individuellen Anteil eines Endkunden an der Spitzenlast („Peak Load Contribution“, PLC) und variiert daher stark zwischen den Endkunden. Die PLC für das kommende Jahr wird berechnet anhand des individuellen Verbrauchs eines Endkunden in den fünf Ein-Stunden-Intervallen, in denen übers Jahr gesehen die höchste Last registriert wurde. Der Durchschnittsverbrauch eines Endkunden in diesen fünf Spitzenlastintervallen wird multipliziert mit einem regionalen Faktor, einer Prognose der zukünftigen Last und dem Auktionspreis für Kapazitäten.

Endkunden mit einem gleichmäßigen Lastprofil zahlen aufgrund der Berechnungsmethode verhältnismäßig weniger als Endkunden, deren Verbrauch vor allem auf die Spitzenlastzeiten fällt. Bisher haben die Kapazitätskosten nur einen kleinen Teil der gesamten Stromkosten für alle Endkunden ausgemacht, meist weniger als einen US cent/kWh⁸⁰. Da die Kapazitätskosten regional sehr unterschiedlich ausfallen können, variieren auch die regionalen Strompreiskomponenten der Kapazitätskosten. In der ATSI Zone, in der die Städte Cleveland, Toledo und Akron liegen, steigen die Kapazitätskosten beispielsweise aufgrund deaktivierter Kohlekraftwerke stark an. 2014/2015 lagen sie dort bereits zwischen 0,7 und 1,5 US cent/kWh. Für 2015/2016 wird ein Anstieg auf 1,6 bis 3,6 US cent/kWh erwartet⁸¹. Von Juni 2015 bis Mai 2016 werden die Kapazitätskosten die zweitgrößte Stromkostenkomponente für viele Endkunden darstellen.

Strompreise

Die Marktpreise sowohl für Kohle als auch für Gas sind in den vergangenen Jahren gesunken. Der gewichtete Mittelwert aller marginalen Preise in PJM lag 2012 bei 35,23 \$/MWh (27,42 €/MWh⁸²), das ist 23,3 % niedriger als in 2011 und der niedrigste Wert seit 2002.⁸³ Zwischen Januar und September 2012 lag der gewichtete durchschnittliche nodale Gesamtpreis (inklusive der Kosten des Kapazitätsmarkts, für Reservebereitstellung sowie administrativen Kosten bei PJM) für Großhandelskunden bei 48,40 \$/MWh (37,67 €/MWh), was einem Rückgang von 27,3 % gegenüber dem gleichen Zeitraum in 2011 entspricht.

Abbildung 43 zeigt die Entwicklung der Day-Ahead-Preise in der Region um Pennsylvania seit 2007. Die Ausschläge sind weniger stark als in Texas. Die Preisspitzen liegen ebenfalls im Sommer.

⁷⁹ Monitoring Analytics (2014)

⁸⁰ Matt Brakey (2013): Changes in FirstEnergy – Ohio Capacity Costs: How Pricing, Contracting, and Consumption of Electricity Will Be Affected. Available: http://www.brakeyenergy.com/wp-content/Brakey_Energy_FirstEnergy_Capacity_White_Paper.pdf

⁸¹ Matt Brakey (2013): Changes in FirstEnergy – Ohio Capacity Costs: How Pricing, Contracting, and Consumption of Electricity Will Be Affected. Available: http://www.brakeyenergy.com/wp-content/Brakey_Energy_FirstEnergy_Capacity_White_Paper.pdf

⁸² Nach offiziellem, durchschnittlichem Wechselkurs der Deutschen Bundesbank für das Jahr 2012.

⁸³ Monitoring Analytics: State of the market report for PJM, 2012

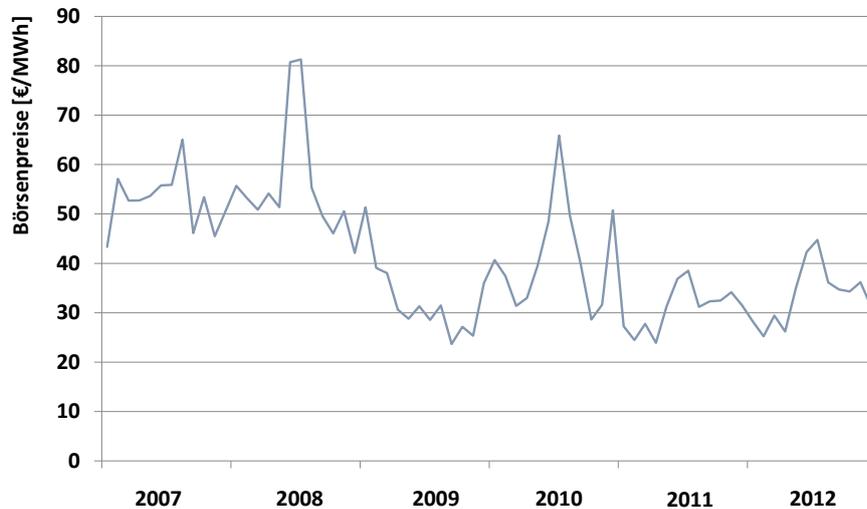


Abbildung 43: Monatliche Durchschnittspreise für die Region PJM West (Quelle: PJM)

PJM stellt Daten über die preissetzenden Kraftwerke in den jeweiligen Zonen bereit. 2012 waren demnach in etwa 42 % der Stunden Steinkohlekraftwerke preissetzend, in 40 % der Stunden Erdgaskraftwerke. Dieses Verhältnis hat sich in den vergangenen Jahren deutlich zugunsten von Erdgaskraftwerken verschoben. 2008 waren Steinkohlekraftwerke noch zu fast 80 % der Stunden preissetzend.

Fazit

Die Strompreise in Pennsylvania variieren regional. Insgesamt verschiebt sich im PJM Markt und damit in Pennsylvania die Bedeutung der Energieträger bei der Erzeugung von Strom von Kohle zu Erdgas. Grund dafür sind die sinkenden Erdgaspreise durch Förderung des Rohstoffes aus unkonventionellen Quellen (Fracking). Da der Kraftwerkspark sich nur langsam anpasst, setzen Kohlekraftwerke weiterhin in vielen Stunden den Preis in der Region.

3.3 Kanada

Das kanadische Stromsystem ist Teil eines integrierten nordamerikanischen Stromnetzes, wobei häufig Stromlieferungen jeweils zwischen den westlichen Staaten Kanadas und der USA sowie den östlichen Staaten erfolgen. Historisch haben sich die Strommärkte in Kanada allerdings überwiegend innerhalb regionaler Grenzen (states) entwickelt. Diese Entwicklung wurde dadurch bedingt, dass der Bundesstaat nur die Kompetenz zur Regelung des zwischenstaatlichen und internationalen Handels sowie des Abbaus fossiler Ressourcen auf bundesstaatlichen Boden innehat, während die Provinzregierungen eigenständig über den Ausbau, Entwicklung und Erhalt des Stromsystems entscheiden können. Somit entwickelte sich innerhalb eines jeden Staates ein eigenständiger Strommarkt mit unterschiedlichen Strukturen bei Erzeugung, Übertragung- und Verteilnetzen und Überwachungsbehörde. Auch die Verfügbarkeit natürlicher Ressourcen, Verbrauchsmengen und

Regulierung beeinflusste die Strukturen und Merkmale der Strommärkte. Generell ist Kanada hinsichtlich seiner Energieträgerressourcen sehr gut ausgestattet. So produziert es aufgrund reichhaltiger natürlicher Wasserkraftressourcen (63 % der Erzeugung, siehe Abbildung 44) mehr günstigen Strom, als es verbrauchen kann und ist somit Nettoexporteur in die USA. Die Windkraft spielt in der Erzeugung mit einem durchschnittlichen Anteil von 1 % bisher keine große Rolle, soll aber entsprechend des Erneuerbaren Ausbauziels (90 % in 2020 inklusive Wasserkraft) an Bedeutung gewinnen.

Kanada: Erzeugung 2013 in TWh

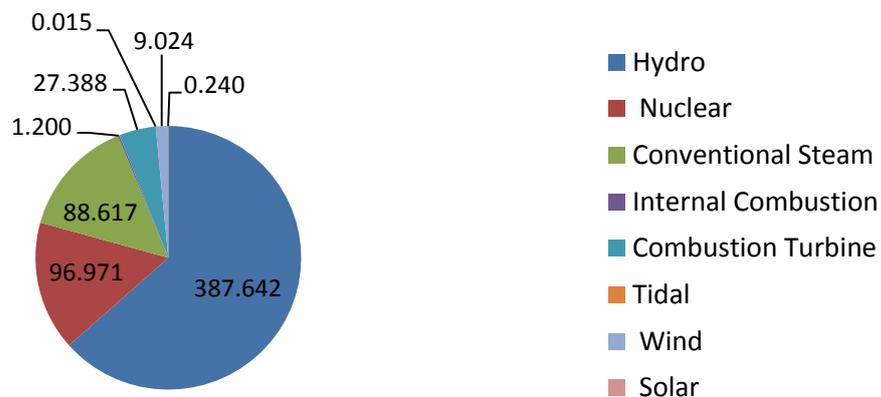


Abbildung 44: Stromerzeugung nach Energieträger, Kanada in 2012

Quelle: Statistik Kanada 2014, eigene Zusammenstellung

Allerdings unterscheiden sich die einzelnen Regionen hinsichtlich ihrer Erzeugungsstruktur, Regulierung und der Politik zur Förderung erneuerbarer Energien deutlich voneinander. Die wichtigsten Daten sind in Tabelle 1 zusammengestellt.

Tabelle 1: Stromverbrauch, Erneuerbare Energienziele, Regulation in Kanada nach Provinzen (2013)

| | Newfoundl and & Labrador | Prince Edward Island | Nova Scotia | New Brunswick | Quebec | Ontario | Manitoba | Saskatchewan | Alberta | British Columbia | Kanada |
|---------------------|--------------------------|----------------------|--------------|---------------|-------------------|-----------------|-------------------|---------------------|---------------|------------------|--------------------------|
| Anteil an Erzeugung | 7 % | 0 % | 2 % | 2 % | 34 % | 24 % | 5 % | 4 % | 11 % | 12 % | 100 % |
| Anteil | | | | | | | | | | | |
| Wasserkraft | 11 % | 0 % | 0 % | 1 % | 51 % | 9 % | 9 % | 1 % | 1 % | 17 % | 100 % |
| Nuklear | 0 % | 0 % | 0 % | 0 % | 4 % | 95 % | 0 % | 0 % | 0 % | 0 % | 100 % |
| Wind | 1 % | 2 % | 5 % | 7 % | 8 % | 33 % | 5 % | 9 % | 32 % | 0 % | 100 % |
| Erneuerbare - Ziel | 80 MW Wind | 500 MW Wind in 2013 | 25 % in 2015 | 33 % in 2016 | 4 GW Wind in 2015 | 10,7 GW in 2018 | 1 GW Wind in 2014 | 300 MW Wind in 2011 | 5,5 % in 2008 | 93 % inkl. Hydro | 90 % in 2020 inkl. Hydro |

Quelle: Statistik Kanada 2014, eigene Zusammenstellung

Den höchsten Stromverbrauch mit rund einem Drittel des kanadischen Stromverbrauchs (207 TWh) weist Quebec aus, gefolgt von Ontario mit rund einem Viertel. Aufgrund der Ressourcen dominiert in Ontario mit rund 62 % die nuklear basierte Stromerzeugung, während in der Nachbarprovinz Quebec rund 99 % mit Wasserkraft erzeugt werden, in Prince Edward Island rund 93 % mit Windkraft (2013). Hinsichtlich des Ausbaus Erneuerbarer Energien (EE) liegen je nach Provinz Zielsetzungen oder Portfolio-Standards für Erneuerbare Energien insgesamt oder für einzelne Erneuerbare oder einen Mix an Erneuerbaren-Technologien vor. Beispielsweise ist Quebecs Ziel in 2015 rund 4 GW an Windkraft installiert zu haben, Ontario hingegen setzt auf 10,7 GW mit Windkraft und PV in 2018.

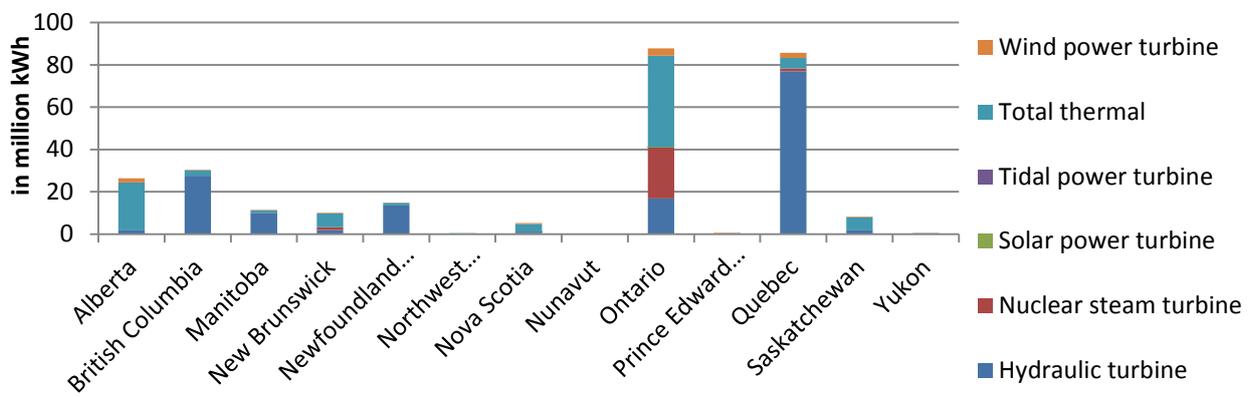


Abbildung 45: Erzeugungskapazitäten nach Energieträger und Provinzen, Kanada in 2013

Quelle: Statistik Kanada 2014, eigene Zusammenstellung; Anmerkung: zu 2012 liegen keine Daten vor.

Die Umsetzung der Erneuerbaren Ausbauziele erfolgt ebenfalls auf sehr unterschiedliche Weise. Während in Quebec Ausschreibungen für bestimmte Mengen erfolgen, werden in Ontario auch Feed-in Tarife gezahlt.

Aufgrund der unterschiedlichen Ressourcen, Politiken und Erzeugungstechnologien unterscheiden sich die Strompreise zwischen den Provinzen deutlich. Die günstigsten Preise zahlen die Haushalte in Quebec mit rund 7,7 CA\$ cent/kWh, während in Ontario rund 13,5 CA\$ cent/kWh (2012) bezahlt werden müssen. In British Columbia und Manitoba zahlen Haushalte zwischen 8,5 und 9,5 CA\$ cent/kWh (2012). Da die Strommarktregulierung in den einzelnen Regionen unterschiedlich stark ausgeprägt ist, variiert auch die Strompreisbildung bzw. -ausgestaltung je nach Region. Während Alberta hinsichtlich der Deregulierung relativ weit fortgeschritten ist und marktbasierende Preise anbietet, erfolgt in Ontario eine Mischung aus reguliertem Preis und Marktpreis, in anderen Staaten gibt es häufig nur einen regulierten Preis.

Für die nachfolgende Betrachtung wird der Strompreis Quebecs herangezogen, da diese Region neben Ontario den höchsten Stromverbrauch und Erzeugung aufweist, hinsichtlich des Strompreises sehr wettbewerbsfähig ist (günstigste Strompreise), dort ein Großteil der „primary metal production“ aber auch der Papierproduktion stattfindet und mit dem Strommarkt PJM in den USA über den Handel verknüpft ist. Ergänzend werden auch Informationen zu Ontario eingebracht, das den höchsten Umsatz in der chemischen Industrie ausweist.

Insgesamt ist festzuhalten, dass Kanada nicht über einen einzigen Strompreismarkt verfügt, sondern über verschiedene regionale Märkte, die von unterschiedlichen Provinzbehörden kontrolliert und unterschiedlich stark reguliert sind. Darüber hinaus haben die verfügbaren Energieressourcen deutlichen Einfluss auf den Strompreis. Der hier für spätere Berechnungen relevante Energiemarkt ist Quebec. Dort werden die Strompreise durch eine Regulierungsbehörde bewilligt und richten sich hierbei nach Verbrauchshöhe und Spannungsebene und Anschlussleistung. Ausnahmeregelungen für energieintensive Unternehmen bestehen nicht, nur Unternehmen, die ggf. aufgrund hoher Stromkosten vor der Betriebsaufgabe stehen, erhalten einen Nachlass auf den variablen Bestandteil des Strompreises, der sich auf die Preisnachlässe der Vorleistungslieferanten bezieht. In Ontario können spezielle Verträge mit Unternehmen unterzeichnet werden, die ihre Produktion erweitern bzw. neue Niederlassungen gründen. Sie müssen jedoch ebenfalls bestimmte Voraussetzungen erfüllen und die Vergünstigungen gelten auch nur für den zusätzlichen Stromverbrauch durch Produktionserweiterung/-aufnahme.

3.3.1 Quebec

Die Stromerzeugung in Quebec und damit auch der Strompreis sind von den vorhandenen riesigen Wasserkraftpotentialen geprägt. Der Strombedarf wird zu beinahe 100 % über Wasserkraft gedeckt, während im benachbarten Ontario die Atomkraft (über 60 % der Erzeugung) den am häufigsten genutzten Energieträger darstellt (siehe Abbildung 46).

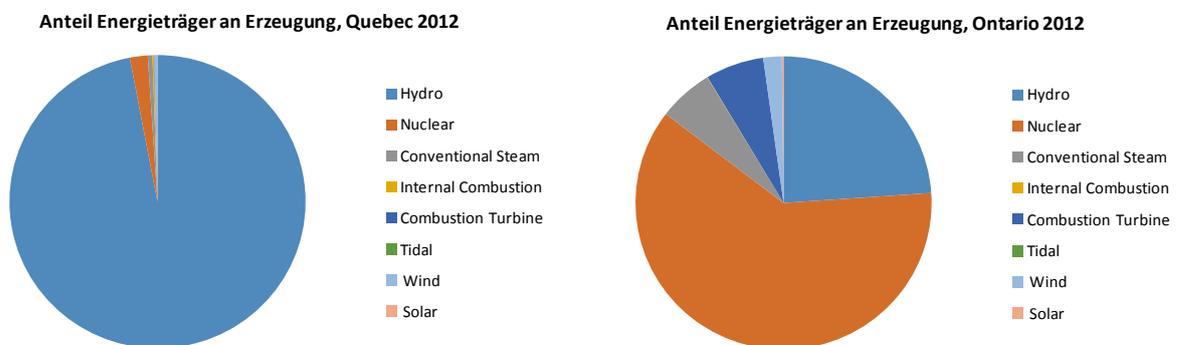


Abbildung 46: Vergleich der Stromerzeugungsstruktur Quebec und Ontario, 2012

Quelle: Statistik Kanada 2014, eigene Zusammenstellung und Berechnung

Größter Stromerzeuger in Quebec ist Hydro Quebec Production (rund 75 % der installierten Kapazitäten in 2012), die zu Hydro Quebec gehört, einer privaten Aktiengesellschaft, die sich mehrheitlich in öffentlicher Hand befindet. Die verbleibenden Erzeugungskapazitäten befinden sich zu rund 6 % in privater Hand, 8 % in Eigenerzeugung (MERN 2014). In der Vergangenheit hat Hydro Quebec Production Ausschreibungen (Preistender für festgelegte Mengen) zu Windkraftanlagen durchgeführt und Lieferverträge mit Privaterzeugern geschlossen, die ihren Strom in das Netz – Hydro Quebec Distribution – einspeisen. Inzwischen ist mit der Provinzregierung das Ausschreibungsverfahren festgelegt und Hydro Quebec Distribution führt diese selbst durch.

Der Übertragungsnetzbetreiber TransEnergy ist eine Tochter Hydro Quebecs und könnte aufgrund der installierten Interkonnektoren bis zu rund 55 TWh Strom in die USA liefern. Der tatsächliche Nettoexport unterliegt jährlichen Schwankungen und wies in 2009 mit 22,9 TWh den bisherigen Höchstwert aus. Die weiten Entfernungen zwischen Erzeugung- und Verbrauchsort verursachen relativ hohe Kosten. So hat TransEnergy in 2011 rund 1,3 Milliarden CA\$ in Netzstabilisierung und Erweiterung investiert, die von der Regulierungsbehörde (Régie Énergie Québec) genehmigt werden mussten. Der Anschluss nach Süden wird durch HVDC Konverter sichergestellt, so dass bei Zusammenbruch der Stromnetze in den benachbarten Regionen Quebec relativ unberührt bleibt. Die regionale Verteilung bzw. Versorgung der Verbraucher erfolgt zum größten Teil über Hydro Quebec Distribution, nur 4 % der Bevölkerung wird über einen „municipal“ Verteilnetzbetreiber versorgt. Die Verteilnetzbetreiber sind verantwortlich für den Einzelhandelsmarkt (retail market). Hydro Quebec Distribution kauft den größten Teil des Stroms von Hydro Quebec Production. Zusätzlich werden langfristige Lieferverträge über eine öffentliche Ausschreibung erworben. Für kurzfristige Lieferungen werden die Strommärkte der benachbarten Regionen und Hydro Quebec Production herangezogen.

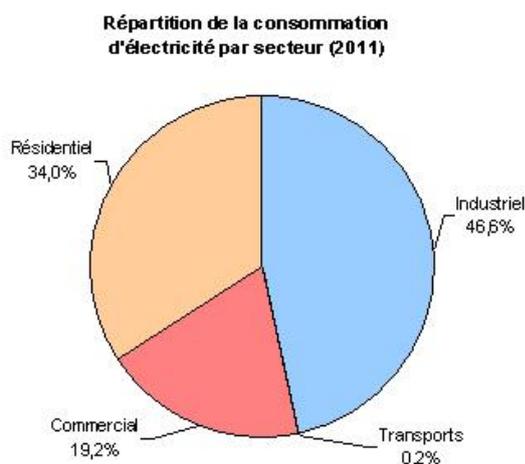


Abbildung 47: Anteil des Stromverbrauchs nach Sektoren, Quebec, in 2011

Quelle: MENR 2014

Die Industrie verbraucht rund 47 % des Stroms, die Haushalte rund 34 % (siehe Abbildung 47). Wenn auch auf niedrigem Niveau, so ist der Strompreis über die Jahre angestiegen, wobei er für die Industrie im Schnitt um rund ein Drittel deutlich günstiger ist als für Haushalte (Abbildung 48).

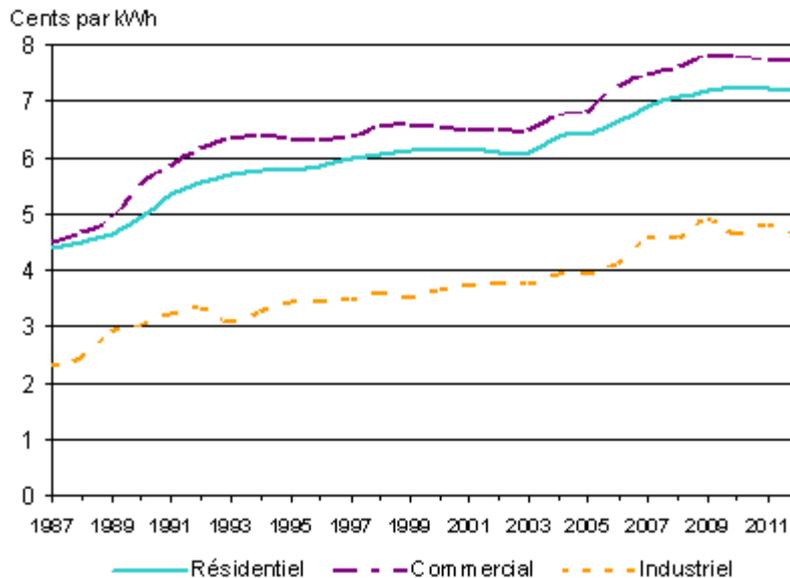


Abbildung 48: Entwicklung der Strompreise, Quebec, bis 2011

Quelle: MENR 2014; Anmerkung: durchschnittlicher Preis (Erlöse des Versorgers dividiert durch Absatz) ohne kommunaler oder föderaler Steuern

3.3.2 Ontario

Der Energiemarkt in **Ontario** wurde in den letzten Jahren zunehmend dereguliert, so dass Großverbraucher inzwischen Marktpreise für ihren Strom bezahlen können. Auch für Haushalte wurde ein Teil der Subventionen zurückgefahren. Zusätzlich hat die Provinzregierung beschlossen, die auf Kohle basierten Erzeugungsanlagen zu schließen und diese durch Erneuerbare und nukleare Energieträger zu ersetzen. Diese Entwicklungen haben und werden den Strompreis weiter in die Höhe treiben. Die Erzeugungsstruktur ist in Abbildung 46 dargestellt. Mit mehr als 60 % dominiert hier der Atomstrom.

In Ontarios Energiesystem nehmen verschiedene Akteure Einfluss. Auf Regulierungsebene ist dies das Ontario Energy Board (OEB), das den Strom- und Gasmarkt überwacht. Er legt den Grundversorgungstarif fest und überwacht die Preissetzung der Stromversorger und Verteilnetzbetreiber. Darüber hinaus existiert die „Ontario Power Authority (OPA)“, die für die Sicherstellung einer wettbewerbsfähigen und zuverlässigen Stromversorgung zuständig ist und somit für entsprechende Investitionen in Anlagen und Netze zu sorgen hat. Ihrem Auftrag, der langfristigen Planung und Entwicklung eines zuverlässigen, nachhaltigen und kosteneffizienten Elektrizitätssystems, kommt sie über verschiedene Programme nach. So fallen auch die Initiativen zu Erneuerbaren, Industrial Electricity Incentive Programm (siehe Annex) oder Smart-Metering in ihren Verantwortungsbereich.

In Ontario wird der Großhandelsmarkt von Ontario Power Generation (OPG) und Bruce Power bestimmt. OPG ist zu 100 % in der Hand der Provinz Ontario und erzeugt 50-60 % des Stroms. Bruce

Power, einer der weltweit größten privaten Betreiber von Kernkraftwerken, produziert rund 20 % von Ontarios Strombedarf. Hydro One ist zuständig für den größten Teil der Übertragungsleitungen, sie ist zu 100 % in Hand der Provinz und betreibt darüber hinaus noch in einigen Gebieten das Verteilnetz. Die Verteilung und (Grund)Versorgung der Endverbraucher ist jedoch durch lokale Verteilnetzbetreiber, die meist zugleich auch als Versorger agieren, sichergestellt. Neben diesen „local utilities“ gibt es auch private Anbieter. Die Überwachung des Strommarktes sowie die Abwicklung von Angebot und Nachfrage (Großhandelsmarkt) wird durch den „Independent Electricity System Operator (IESO)“ vorgenommen. Rund 25 GWh/h werden auf dem Großhandelsmarkt gehandelt. Darüber hinaus ist IESO für die Prognose von Nachfrage und Angebot sowie die Netzstabilität (Reserveenergie) zuständig.

4 Strommärkte in Asien

Für die Untersuchung der Strompreise wurden für Asien die beiden Länder China und Korea ausgewählt. Die beiden untersuchten Regionen in Asien unterscheiden sich in ihren Strommärkten stark von den europäischen Märkten. Es besteht kein liberalisierter Strommarkt oder transparenter Handel, stattdessen werden Preise meist durch staatliche Institutionen festgelegt bzw. Kosten übernommen um die Strompreiserhöhungen in gewissen Grenzen zu halten.

4.1 China

China verzeichnete in den vergangenen Jahrzehnten ein enormes Wachstum der Erzeugungskapazitäten und das mit unvergleichlich hohen Wachstumsraten. Seit Gründung der VR China in 1949 bis 2006 stieg die Erzeugungskapazität von 1,85 GW auf 713,29 GW und die Gesamterzeugung von 4 auf 2.860 TWh. Wachstumsraten stiegen in den letzten Jahren weiter an. In 2010 überstieg die Gesamterzeugung bereits die Grenze von 4.000 TWh. China ist damit der weltweit zweitgrößte Energieerzeuger nach den USA und erzeugt ca. 20 % des weltweiten Strombedarfs in 2010⁸⁴. Mit 1,14 TW installierter Kapazitäten in 2013 überholte China sogar die USA. Die Wachstumsraten der Stromnachfrage liegen bei durchschnittlich 12 % pro Jahr, und sind damit größer als die des BIP⁸⁵. China ist außerdem mit 14 TWh (Deutschland: 15 TWh) der siebtgrößte Netto-Stromexporteur der Welt⁸⁶.

Kraftwerkspark

Trotz eines rasanten Wachstums nicht-fossiler Stromerzeugung basiert der Großteil der chinesischen Versorgung zu ca. drei Vierteln auf der Verbrennung fossiler Energieträger. Der Anteil fossiler Stromerzeugung stieg seit Mitte der 80er Jahre an. Mit Chinas enormen Kohlereserven und der kostengünstigen eigenen Förderung bilden Kohlekraftwerke seit jeher die Basis der Stromerzeugung. Von den 1.073 GW der gesamten installierten Kapazität in 2011 waren 65 % Kohlekraft, 22 % Wasserkraft, 6 % Windenergie, Öl und Gaskraftwerke jeweils 3 % und Kernenergie mit 1 % (Abbildung 49). Chinas Erzeugungskapazitäten stiegen alleine seit 2010 um 9 % und haben sich seit 2005 sogar mehr als verdoppelt (519 GW). Es wird erwartet, dass sich die installierten Kapazitäten bis 2030 mit prognostizierten 2.390 GW wieder mehr als verdoppeln. Auch wenn sich das Wachstum fossiler Kraftwerke in den letzten Jahren verlangsamte, stellten Kohlekraftwerke knapp 50 GW der gesamten 85 GW neuer Erzeugungskapazitäten in 2012⁸⁷.

Die durchschnittliche Effizienz der chinesischen Kohlekraftwerke ist in den letzten Jahren stetig gestiegen. Durch den Einsatz zentral gesteuerter radikaler Strategien wie der Small Plant Closure

⁸⁴ Vgl. IEA 2012, p. 26,49; U.S. Energy Information Administration 2012, p. 1

⁸⁵ In 2009 alone, total installed capacity⁸⁵ increased by 10.2% and electricity generation by 7.0%, China Electricity Council (CEC) 2010

⁸⁶ Vgl. IEA 2012a, S. 27

⁸⁷ <http://www.chinadialogue.net/article/show/single/en/5161-One-third-of-China-s-coal-plants-behind-schedule>, accessed 2013/02/27.

Policy wurden viele der kleineren und ineffizienten Kraftwerke vom Netz genommen und durch neue, effiziente Kohlekraftwerke ersetzt.

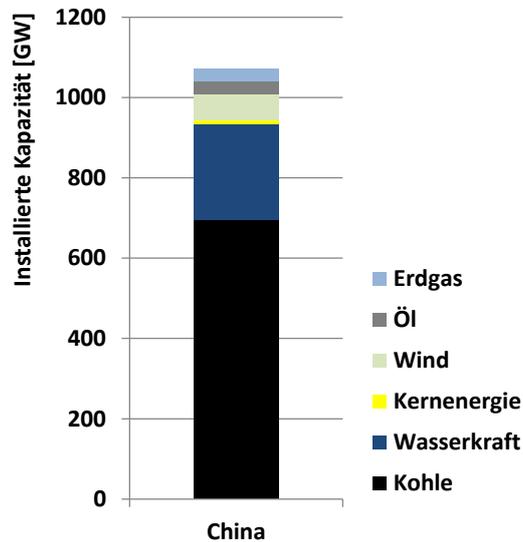


Abbildung 49: Installierte Kapazität von Kraftwerken nach Brennstoff in China 2011 (Quelle: EIA)

Die installierte Leistung belief sich Anfang 2013 auf 1.145 GW.

Stromnachfrage

Von 1980 bis 2009 stieg der jährliche Energieverbrauch von 295 rasant auf 3.660 TWh⁸⁸. Chinas Verbrauch betrug in 2010 knapp 17,5 % des globalen Verbrauchs⁸⁹. Nur etwas mehr als 10 % des Gesamtverbrauchs entsteht in Privathaushalten. Knapp drei Viertel des Verbrauchs stammt aus der Industrie. Diese Nachfragestruktur blieb relativ konstant über die letzten 30 Jahre. Der Industrieverbrauch ist der größte Treiber bei der Entwicklung der Stromerzeugung und Infrastruktur und ist entscheidend beim Verständnis der Dynamiken in Chinas Stromsektor.

⁸⁸ Vgl. China Electricity Council (CEC) 2010

⁸⁹ Vgl. International Energy Agency (IEA) 2012

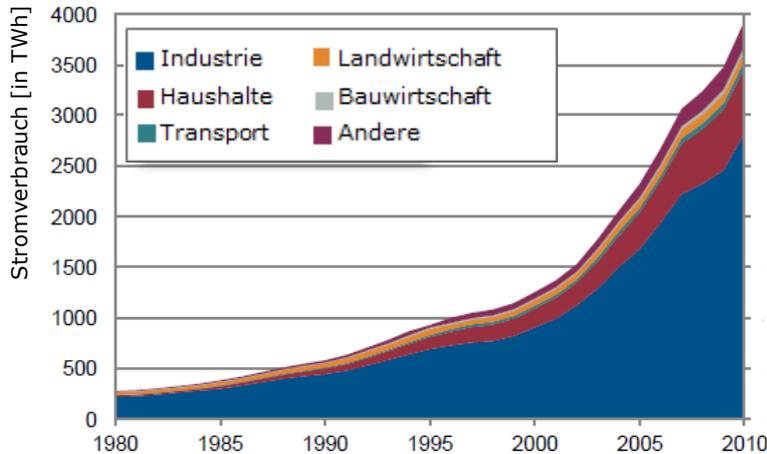


Abbildung 50: Stromnachfrage in China (Quelle: CEC)

Im Gegensatz zur Stromerzeugung ist der Stromverbrauch in China marktgesteuert: die Stromverbraucher zahlen verbrauchsabhängig. Die Marktsignale der Verbrauchsseite haben allerdings keinen direkten Einfluss auf die Erzeugerseite, da diese zentral koordiniert und reguliert wird. Aus diesem Grund kam es bei der Entwicklung von Angebot und Nachfrage in der Vergangenheit regelmäßig und zyklisch zu Stromausfällen oder großen Überkapazitäten. Dieses Ungleichgewicht verstärkte sich seit der letzten Deregulierung und „Entbündelung“ in 2002.

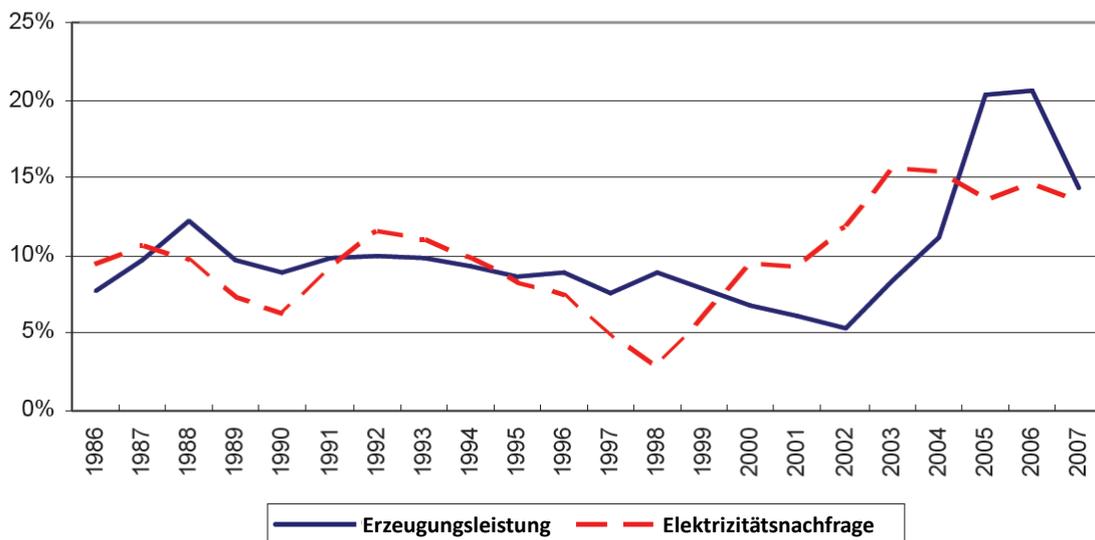


Abbildung 51: Wachstumsraten von installierten Kapazitäten und dem Bruttostromverbrauch von 1968 bis 2007, Source: (Kroeber et al. 2008)

Stromerzeugung

In 2011 betrug die Stromproduktion in China 4.476 TWh. Die Stromerzeugung basierte 2011 zu 65 % auf Kohle. Etwa 22 % der Stromerzeugung entfielen auf Wasserkraft, 6 % auf Wind, 3 % jeweils auf

Gas und Öl sowie 1 % auf Kernkraft.⁹⁰ Die EIA prognostiziert ein Wachstum der Stromgesamterzeugung auf 9.853 TWh bis 2035, mehr als das Dreifache des Niveaus von 2010⁹¹.

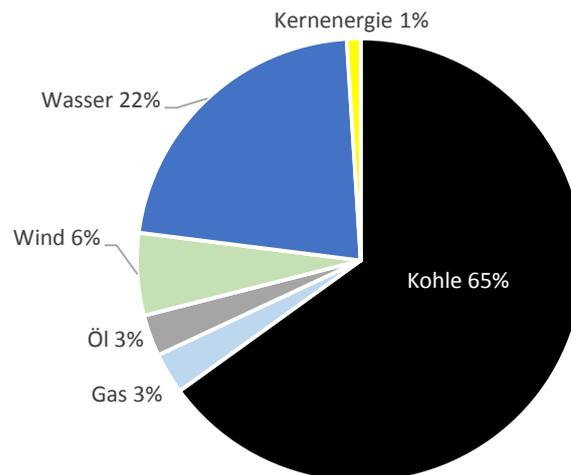


Abbildung 52: Stromerzeugung in China (Quelle: EIA)

In 2013 prognostizierte die chinesische Regierung, dass in 2015 die „Spitze der Kohleerzeugung“ erreicht werden soll, einhergehend mit der geplanten Transformation des Stromsystems hin zu mehr Energieeffizienz und einer angestrebten Vorreiterrolle in der Entwicklung emissionsarmer Stromerzeugung. Eine signifikante Strukturveränderung wird in den nächsten paar Jahren nicht erwartet, Kohle bleibt voraussichtlich Haupterzeugungsquelle in Chinas Strommix⁹². Mittel- bis langfristig wird erwartet, dass sich der Anteil des Kohlestroms von 78 % in 2010 auf 55 % bis 2035 reduzieren könnte.⁹³

Marktorganisation

Die chinesische Regierung verfolgt ambitionierte Ziele zur Treibhausgasreduktion und Entwicklung einer „low carbon society“, aber es bleibt abzuwarten, wie sich die Zentralregierungsziele auf die einzelnen Provinzregierungen übertragen lassen – an dieser Schnittstelle entstehen häufig Schwierigkeiten bei der Zielabsprache und Entwicklung der benötigten Anreizsysteme.

Die Verhältnisse der Eigentumsstrukturen verstärken den Konflikt zwischen Staat und Provinzen. Die Eigentumsstruktur der chinesischen Stromerzeugung lässt sich grob in vier Kategorien einteilen: Die staatseigenen „Big Five“ auf zentralpolitischer Ebene (Huaneng, Datang, Guodian, Huadian, and China Power Investment Corporation), Provinzregierungen, Lokalregierungen und unabhängige (internationale, privatwirtschaftliche) Stromerzeuger (Independent Power Producers, IPPs). Die „Big Five“ dominieren den Erzeugungssektor, stellen aber trotzdem weniger als die Hälfte aller installierten

⁹⁰ U.S. Energy Information Administration (2012): Analysis of China, <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=CH>

⁹¹ EIA 2012

⁹² Vgl. Ma 2011, p. 2633

⁹³ Vgl. IEA 2012

Kapazitäten. Der Großteil ist im öffentlichen Eigentum von Provinzen und Kommunen, ein kleiner Anteil zählt zu den unabhängigen Stromerzeugern (IPP). Die relativen Eigentumsstrukturen haben sich seit Ausgliederung der „Big Five“ im Jahre 2002 nicht wesentlich verändert.

Tabelle 2: Besitzstrukturen im chinesischen Strommarkt (nach Kroeber et al. 2008)

| Besitzer | Ende 2007 | | Neuinstallierte Kapazität 2004-2007 | |
|-------------------------------|------------|------------|-------------------------------------|------------|
| | GW | % | GW | % |
| „Big Five“ | 304 | 43 | 138 | 42 |
| Kommunal | 288 | 40 | 131 | 40 |
| Zentrale staatliche Agenturen | 79 | 11 | 40 | 12 |
| Private/ausländische IPPs | 43 | 6 | 20 | 6 |
| Insgesamt | 714 | 100 | 329 | 100 |

In der ersten Phase der Small Plant Closure Policy wurde ein Großteil der kleinen Kapazitäten vom Netz genommen, hauptsächlich jedoch Kapazitäten der „Big Five“, die durch die direkte Bindung an die Regierung ausgezeichnetes Ziel des Schließungsmandates waren. Ab 2007 wurden die staatlich geregelten Vergütungen für alle Kraftwerke unterhalb eines bestimmten Kapazitätsniveaus schrittweise reduziert, um so auch stärkere Anreize zur Schließung nicht staatlicher Kapazitäten zu schaffen. Der Anteil kleinerer und ineffizienter Kapazitäten ist durch die Regelungen in der Vergangenheit stetig gesunken. Dennoch erzeugen Anlagen mit einer installierten Kapazität von unter 300 MW auch heute noch etwa ein Viertel des Stroms aus Kohlekraftwerken. 2010 betrug ihre installierte Leistung 29 % (Abbildung 53).

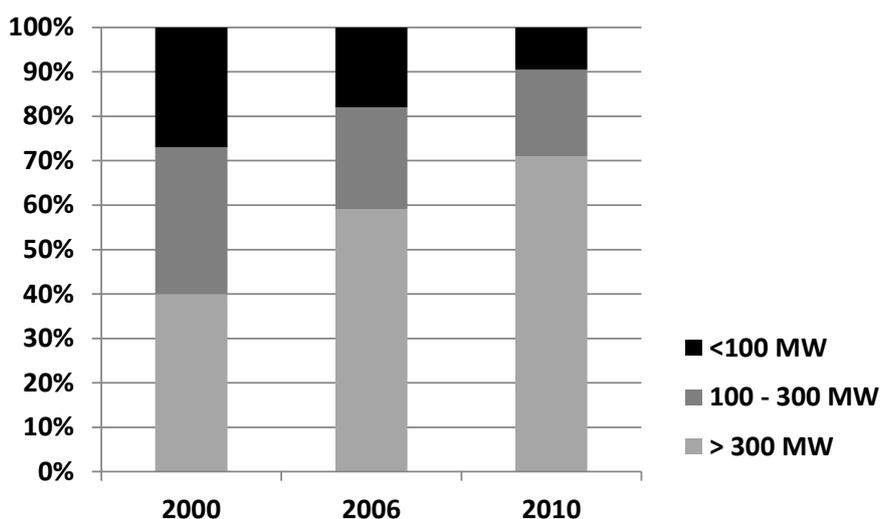


Abbildung 53: Größenaufteilung der installierten Kohlekraftwerke in China (Quelle: Zhao, Ortolano 2010, Yang et al. 2010, Baron et al. 2012)

Netze, Teile der Erzeugungskapazitäten und große Anteile der Industrieverbraucher sind staatlich. Die Regierung ist verantwortlich für die Kapazitätsplanung, Investitionsplanung und im Wesentlichen

auch für die Preisbildung. Chinas Energiewirtschaft wird als „partiell reformiertes Plansystem“ bezeichnet⁹⁴. In der Vergangenheit entwickelte sich der Stromsektor Chinas vom vollkommen vertikal integrierten und zentralisierten Machtmonopol zu einem teilliberalisierten und teilregulierten Markt mit begrenztem Wettbewerb chinesischer Prägung. Investitionen in Erzeugungskapazitäten wurden liberalisiert, aber andere Schlüsselfunktionen wie die Brennstoffversorgung, Preise, Kraftwerkseinsatz und Erzeugung blieben unter der Kontrolle der provinziellen oder nationalen Regierungsinstitutionen.

Auf nationaler Ebene ist das Ministerium für Entwicklung und Reformen (NDRC) das zentrale Ministerium zur Steuerung und Überwachung von Chinas Wirtschaftstransformation. Im Bereich der Energiewirtschaft verarbeitet NDRC die Tarifvorschläge aller beteiligten Parteien, der Energieerzeuger, Netzbetreiber und der Regulierungsbehörde, und bildet die letzte Instanz bei der Festsetzung der einzelnen Tarife. Als verlängerter Arm des NDRC arbeiten lokale Forschungs- und Entwicklungskommissionen (DRC) sowie lokale und provinzielle energiewirtschaftliche Regulierungseinheiten (ERU). Diese sind verantwortlich für die Einführung zentraler Direktiven auf provinzieller und kommunaler Ebene, sowie für die Anpassung der Preise in der Energiewirtschaft an die jeweiligen Provinzen. Lokale Instanzen und DRCs sind hauptsächlich verantwortlich für die Berichterstattung an die NDRC. Abbildung 54 zeigt die Zusammenhänge grafisch.

Die staatliche Regulierungskommission SERC ist die nur nominell unabhängige Regulierungsbehörde der Energiewirtschaft Chinas. SERC überprüft z. B. die Tarifvorschläge der einzelnen Parteien in der Energiewirtschaft und der Lokalregierungen, überwacht die Entwicklung von Monopolen und verantwortet die Entwicklung der begrenzten Wettbewerbsstrukturen. Das letzte Mandat zum Treffen wichtiger Entscheidung unterliegt aber der NDRC an der Spitze. Die Regulierungsbehörde hat letztlich nur beratende Funktion für die NDRC. SERC hat keine Befugnisse, über Investitionen in der Energiewirtschaft zu entscheiden, oder die Preisbildung maßgeblich zu beeinflussen.

⁹⁴ Vgl. Zhang 2012

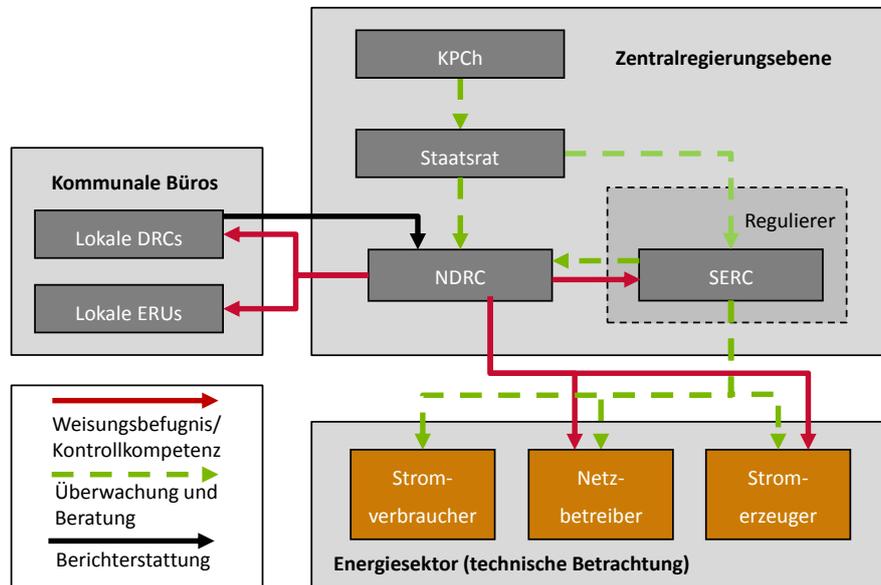


Abbildung 54: Interaktionen der staatlichen Institutionen auf dem chinesischen Strommarkt (Quelle: Eigene Darstellung)

Die staatliche Verwaltungskommission (SASAC) ist eine weitere für den Energiesektor relevante Einheit. SASAC bildet die Aufsichtsbehörde aller Staatsunternehmen und ist maßgeblich für das Management der Staatskonzerne wie z. B. der „Big Five“ verantwortlich. SASAC stellt das Management, überwacht Akquiseprojekte und ist weiterhin für die Modernisierung und den Verkauf von Anleihen zuständig. SASAC nimmt indirekten Einfluss auf die Legislative in der Energiewirtschaft, indem sie z. B. beim Entwurf von Bestimmungen zur Energiepolitik mitarbeitet.

Die unter der NDRC gegründete nationale Energieagentur (NEA) und die nationale Energiekommission (NEC) koordinieren die Reformen des Energiesektors, erarbeiten die Entwicklungsstrategien und beaufsichtigen den Energiesektor (Kohle, Gas und generell die Stromerzeugung). Sie überwachen die Erreichung der Energieeinspar-Ziele, organisieren die Forschungs- und Entwicklungsziele im Energiesektor. Da sich die Funktionen und Kompetenzen von NEA und SERC teilweise überschneiden, soll die SERC im Laufe der momentanen Regierungsperiode aufgelöst werden, um die Kompetenzen vollständig an die NEA übertragen⁹⁵.

Preisbildung

Der Stromhandel wird üblicherweise trilateral abgewickelt. Die Verbraucher bezahlen den bezogenen Strom je kWh direkt an die Netzbetreiber und diese vergüten wiederum die Stromerzeuger. Im Laufe der letzten Jahre gab es Testmärkte zum bilateralen direkten Großhandel zwischen Erzeugern und Verbrauchern (Wholesale Markt) in verschiedenen Provinzen. Seit 2009 ist es für Großverbraucher prinzipiell möglich, bei Erfüllung einiger Kriterien (Spannungsebene, Verbrauchsmenge) am Großhandel teilzunehmen. Die Handelsverträge müssen allerdings nach wie vor bei der NDRC

⁹⁵ http://www.chinadaily.com.cn/china/2013npc/2013-03/10/content_16295075.htm

individuell genehmigt werden und reduzieren sich größtenteils auf die Zielindustrien, denen der Handel bereits in der Pilotphase gestattet war (hauptsächlich Aluminiumproduktion). Das Handelsvolumen blieb dabei in den letzten Jahren vernachlässigbar klein. Durchschnittlich wurden nur ca. 0,002 % des Bruttogesamtbedarfs über den Großhandel abgewickelt⁹⁶.

Zusätzlich wurde zusammen mit dem bilateralen Handel zwischen Verbrauchern und Erzeugern auch der interregionale Handel über die Teilnetzgrenzen hinweg erprobt. Das Vergütungsmodell wurde erweitert, um Auktionen zu erproben und mehr Wettbewerb zuzulassen. Die Pilotprojekte zu interregionalem Handel und Auktionsverfahren wurden allerdings 2006 eingestellt und bisher nicht wieder aufgegriffen.⁹⁷.

Wettbewerb im Verbrauchermarkt bleibt damit vernachlässigbar. Die Netzbetreiber vertreiben den Strom direkt an alle Endkunden, von Privatverbrauchern bis hin zu den Großindustrien. Einen Endkundenmarkt (Retail market) für Verbraucher gibt es nicht.

Trotz der bemerkenswerten Fortschritte auf dem Weg zu einem liberalisierten Strommarkt blieb über die Reformen hinweg die Preissetzung zentrales Steuerungsinstrument der Regierung und ist es auch heute noch. Die gesamten Preise entlang der Wertschöpfungskette von Kohleförderung bis hin zum Verbraucher in China werden im Wesentlichen durch die Zentralregierung determiniert. Die NDRC ist dabei die oberste Instanz. Nachdem die NDRC die Preise als Referenz für die einzelnen Provinzen gesetzt hat, obliegt es den Provinzregierungen, detailliertere Preiskataloge einzuführen.

Die Preissetzungskompetenz der NDRC erstreckt sich über fünf Stationen entlang der Wertschöpfungskette. Am Anfang steht „Kesselkohle“, die für die Stromerzeugung reservierte Kohle. Trotz bemerkenswerter Liberalisierungserfolge in der Ressourcenwirtschaft und einer Teilliberalisierung des Kohlemarktes mit Koppelung an den Weltmarkt, bleibt der Preis für Kohle zur Stromerzeugung mit etwa 20 % unterhalb des Marktpreises, festgelegt durch die NDRC. Innerhalb fester Verträge für das folgende Jahr verpflichten sich Kohleförderer und Stromerzeuger, die benötigte Kohle zur Erzeugung einer vorher festgelegten Plan-Strommenge zu handeln.

Die Vergütung des produzierten Stroms für die Erzeuger, der sogenannte „on-grid-price“, wird ebenfalls von der NDRC bestimmt. Nach zahlreichen Reformen in den letzten 30 Jahren ist der on-grid Preis heute so gesetzt, dass er als Richtwert für einzelne Provinzen gelten kann und sowohl die ökonomische Entwicklung, als auch den durchschnittlichen sozialen Status berücksichtigt. Die Reformen in den letzten Jahren dienten der Vereinheitlichung eines zuvor langen Kataloges mit für jeden Erzeuger einzeln festgelegten Vergütungspreisen. Die Erzeugerpreise in den jeweiligen Provinzen bleiben verschieden. Die jeweiligen Provinzregierungen und lokalen Ausgliederungen der NDRC (DRC und ERU) passen die zentral gesetzten Baseline-Preise an, zusammen mit vorbestimmten Erzeugungsmengen und dem Kraftwerkseinsatzplan. Die Vergütung der Stromerzeuger erfolgt durch die Netzbetreiber.

⁹⁶ Vgl. <http://finance.stockstar.com/JC2012081400001387.shtml>, letzter Zugriff am 01.Juli 2013

⁹⁷ James H Williams 2008, p. 11; Ma 2011, p. 2636; NDRC 2009

Auch auf der Verbraucherseite werden die verschiedenen Preise für Haushalte, Gewerbe und Industrie von der NDRC bestimmt. Ähnlich wie auf der Erzeugerseite wird in den jeweiligen Provinzen der Stand der wirtschaftlichen und sozialen Entwicklung berücksichtigt. Teilweise haben die größeren Städte ihre eigenen Preiskataloge, so z.B. Guangzhou und Shenzhen in der Provinz Guangdong, dem heutigen Produktionszentrum Chinas. Die einzelnen Verbraucherklassen in China zahlen unterschiedliche Preise. Die Klassifizierung erfolgt anhand einiger Kriterien, wie z. B. der Spannungsebene, des jährlichen Spitzenverbrauchs oder der Verbraucherklasse von Privathaushalt, Gewerbe sowie leichter und schwerer Industrie.

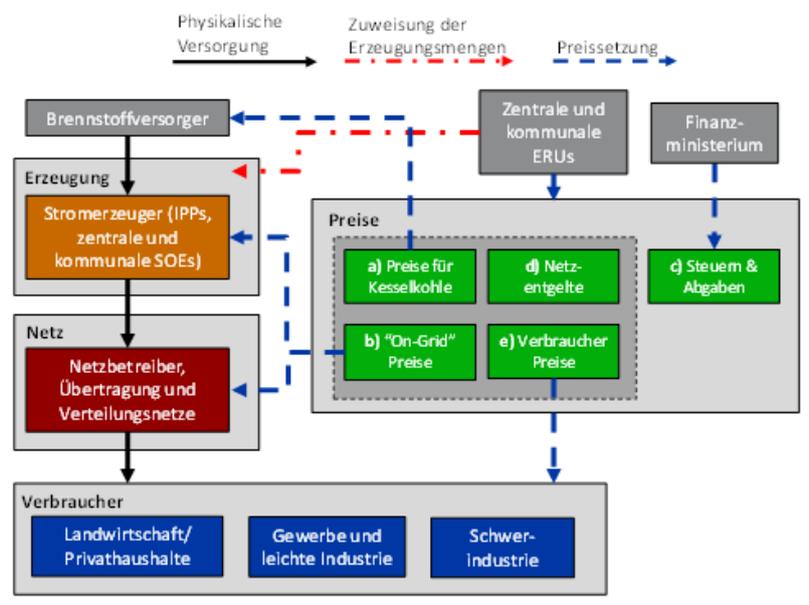


Abbildung 55: Struktur und Interaktion der chinesischen Elektrizitätsindustrie

So wie die Netzbetreiber die Stromerzeuger für jede einzelne Kilowattstunde Strom vergüten, werden auch die Konsumentenpreise des einzelnen Verbrauchers direkt an den Netzbetreiber bezahlt. Die Netzbetreiber stehen also im Zentrum von Stromerzeugung und -verbrauch und wickeln den Zahlungsverkehr ab. Die Preise für Verbraucher und Stromerzeuger werden jährlich als Durchschnittspreise der einzelnen Provinzen veröffentlicht. Völlig intransparent hingegen sind die tatsächlichen Preise der Übertragungs- und Verteilnetze. Die Vergütung der Netzbetreiber wird bestimmt durch die Zahlungen der Verbraucher an die Netzbetreiber einerseits und die Zahlungen der Netzbetreiber an die Erzeuger andererseits. Die NDRC bestimmt somit indirekt den Profit der Netzbetreiber durch Festlegung der Verbraucher und Erzeugerpreise. Auskunft über die genauen Kosten haben nur die Netzbetreiber selbst und diese werden nicht veröffentlicht.

Als letzte Komponente der Strompreise bestimmt die Zentralregierung eine Vielzahl von kleinen Steuern und zu bezahlenden Prämien. Dafür eigentlich verantwortliches Organ ist neben der NDRC insbesondere das Finanzministerium. Steuern werden auch hier üblicherweise erhoben, um

Infrastrukturprojekte in der Energiewirtschaft zu finanzieren, so z. B. die zahlreichen Wasserkraftprojekte in China. Es wird angenommen, dass die Summe aller Zuschläge ca. 10 – 15 % des eigentlichen Verbraucherpreises ausmacht (die Summe aus Erzeugerpreis, Übertragungs- und Verteilungskosten sowie Steuern und Zuschläge)⁹⁸.

Belastbare Zahlen zur Aufteilung der Strompreise für Erzeuger und Verbraucher zu den einzelnen Komponenten der Stromgestehungskosten sind nicht veröffentlicht. Die Provinzregierungen veröffentlichen lediglich einen Überblick über die katalogisierten Verbraucherpreise und die NDRC veröffentlicht die durchschnittlichen Erzeugervergütungen der einzelnen Provinzen, sowie durchschnittliche Kosten der Übertragungsnetze je Provinz.

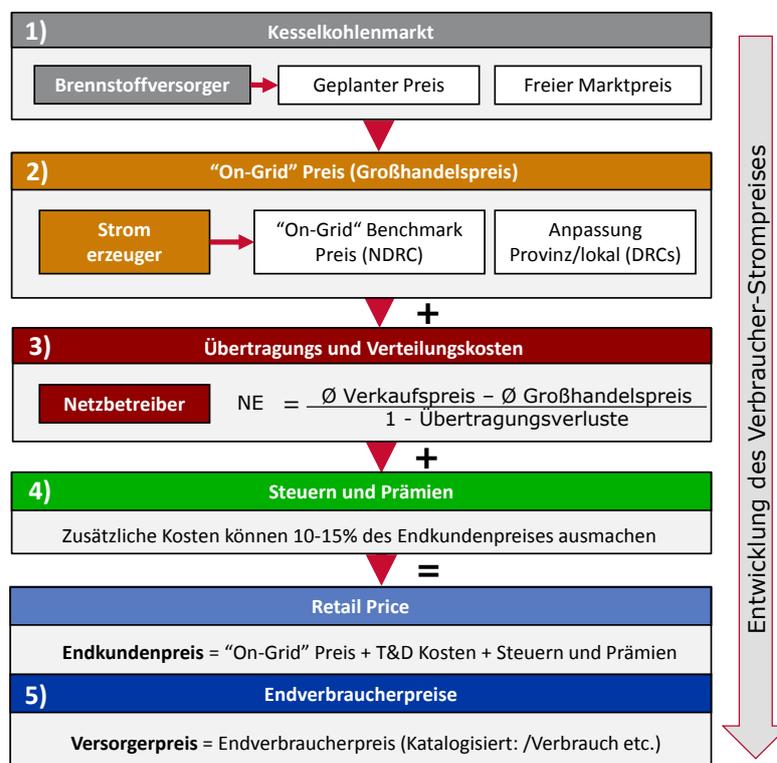


Abbildung 56: Preisbildungsprozess für Elektrizität in China (Quelle: Eigene Darstellung nach Edwards 2012)

Reformen

Nachdem 1985 die Investitionen in Erzeugungskapazitäten liberalisiert wurden, um privates und ausländisches Kapital anzuziehen, wurde 1996 erstmals das bis dahin mächtige Monopol der staatlichen Planungskommission und des Ministeriums für Elektrizität (MEP) zerschlagen. Auf Basis des „Elektrizitätsgesetzes“ wurde 1996 die State Power Corporation (SPC) gegründet. Die Erzeugungskapazitäten und Übertragungsnetze, sowie die kommerzielle Verantwortung für den

⁹⁸ Vgl. Edwards 2012, p. 18

Betrieb wurden an die SPC übertragen. Bis dahin entstandene unabhängige Stromproduzenten (IPP) blieben von der Reform unberührt.

Regierungsseitig wurde die MEP langsam aufgelöst und die Kompetenzen an neu gegründete Ministerien übertragen. Ziel dieser ersten Transformation war die Trennung von legislativer und kommerzieller Verantwortung der Energiewirtschaft. Während der kommerzielle Betrieb im Folgenden der SPC unterlag, wurden die Regulierungsaufsicht und Planungsaufgaben an die neu gegründeten Wirtschafts- und Handelskommissionen (SETC) und der staatlichen Entwicklungs- und Planungskommission (SDPC; heute die NDRC) übertragen.

Die letzte große Transformation der Energiewirtschaft wurde 2002 vollzogen. Ziele dieser umfangreichen Reform waren die Zerschlagung des Staatsmonopols der Erzeugung, Trennung von Erzeugung und Übertragung, Änderung der Regulierung sowie eine umfangreiche Preisänderung. Die SPC wurde aufgeteilt in die heute sogenannten „Big Five“ der Stromerzeugung (China Huaneng, China Datang, China Huadian, Guodian Power und China Power Investment), die zwei Netzbetreiber (State Grid und China Southern Grid), kleinere IPPs sowie technische Ingenieursdienstleister⁹⁹. Zum Zeitpunkt der Zerschlagung besaß die SPC ca. 46 % der Erzeugungskapazitäten und 90 % der Übertragungsinfrastruktur¹⁰⁰.

Ferner wurde das Tarifsysteem revolutioniert, um sich an die neuen Eigentumsstrukturen der Energiewirtschaft anzupassen. Die „on-grid“ Tarife wurden eingeführt, um je nach Eigentumsverhältnis der Kraftwerke eine angemessene Vergütung zu gewährleisten. Tarife für IPPs waren wegen der durchschnittlich höheren Kapitalkosten lange Zeit höher als die Tarife der staatlichen Erzeuger, da diese teilweise sehr niedrige bis gar keine Kapitalkosten zu stemmen hatten.

Netze

Chinas Übertragungsnetze entwickelten sich in der Vergangenheit von lokal fragmentierten Inseln in ein faktisch noch unvollständig vernetztes System von teil-autonomen Netzen. Die Tatsache, dass sich Chinas Netze dezentralisiert auf kommunaler oder provinzieller Ebene langsam hin zu einem Netzwerk von Netzen entwickelt hat, bestimmt heute noch die Steuerung und Grenzen der Übertragung. China hat faktisch nur zwei Netzbetreiber, die State Grid Corporation (SGC) mit Kontrolle über die Netze im Norden und Westen Chinas und die China Southern Power Grid Corporation (SPG) im Süden und Südwesten Chinas. Beide Netzbetreiber gehören dem Staat. Anders als die binäre Struktur der Netzbetreiber es vermuten lässt, besteht das Netz eher aus vielen regionalen Inseln mit begrenzten Verbindungen untereinander und ist in viele kleine provinzielle Kontrollzonen aufgeteilt. Die Kompetenz zur Bestimmung des Kraftwerkseinsatzplans liegt bei den lokalen Regierungen und führt durch Missachtung des Marginalkostenprinzips und durch „Vetternwirtschaft“ zu erheblichen Ineffizienzen.

⁹⁹ Vgl. Ma 2011, p. 4

¹⁰⁰ Vgl. Yeoh, Rajaraman 2004, p. 7

Fazit

Nachfrage und Angebot auf dem chinesischen Strommarkt wachsen rasant. Obwohl zunehmend nicht-fossile Stromerzeugungstechnologien gefördert werden, basiert der Großteil der chinesischen Versorgung zu ca. drei Vierteln auf der Verbrennung fossiler Energieträger. Mit Chinas enormen Kohlereserven und der kostengünstigen eigenen Förderung bilden Kohlekraftwerke seit jeher die Basis der Stromerzeugung. Die gesamten Preise entlang der Wertschöpfungskette von Kohleförderung bis hin zum Verbraucher in China werden im Wesentlichen durch die Zentralregierung determiniert. Preisverhandlungen sind komplex und die Ergebnisse werden nicht veröffentlicht.

4.2 Südkorea

Die Stromerzeugungskapazität in Südkorea besteht 2011 im Wesentlichen aus einem ausgewogenem Mix aus Kohle (Stein- und Braunkohle; 34 %), Kernenergie (22 %) und Erdgas (27 %). Letzteres wird zu großen Teilen in Gas/Dampf-Kombikraftwerken eingesetzt. Die installierte Kapazität verteilt sich dabei zu 28,7 GW Kohle, 18,7 GW Kernenergie und 22,4 GW Erdgas. Insgesamt beträgt die gesamte installierte Kapazität 84,7 GW¹⁰¹.

Die erneuerbaren Energien spielen mit insgesamt 7,5 GW und 10 % der installierten Leistung eine untergeordnete Rolle. Dabei bildet die Wasserkraft mit 6,4 GW den größten Anteil unter den Erneuerbaren. PV und Wind sind mit jeweils 0,73 GW und 0,43 GW nur gering an der gesamten Kapazität beteiligt. Insbesondere bei Wind könnten noch viele Potentiale Off- aber vor allem Onshore genutzt werden. Diese befinden sich vor allem im gebirgigen Osten des Landes in den Provinzen Gangyon, Gyeongbuk und Gyeongnam. Teilweise befinden sich diese sehr guten Potentiale mit Windgeschwindigkeiten über 9 m/sec im Jahresdurchschnitt nur 20 Kilometer von den Ballungszentren Pohang, Ulsan sowie Daegu im Binnenland¹⁰². Potentiale ähnlicher Güte befinden sich auch in 200 km Entfernung von Seoul. Abbildung 57 zeigt den Kraftwerkspark von Südkorea in 2011.

¹⁰¹ IEA (2013): Data service / statistics and balances

¹⁰² KIER (2009): National Wind Atlas.

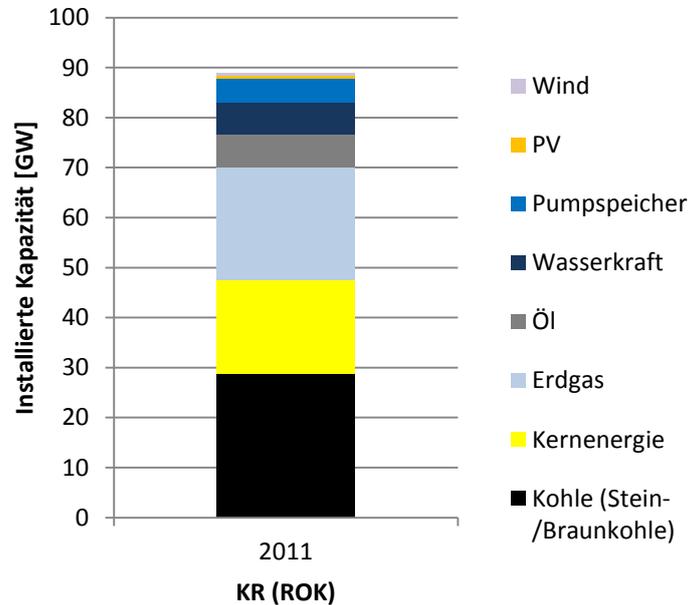


Abbildung 57: Installierte Leistung des Kraftwerkspark in Südkorea (ROK) (Quelle: IEA 2013)

Der Stromverbrauch in Südkorea ist seit dem Jahr 2005 stark von 372 auf 503 TWh gestiegen¹⁰³ (Abbildung 58). Dabei findet ein kontinuierliches Wachstum statt. Sowohl in der Industrie als auch in Haushalten und Gewerbe hat sich der Verbrauch im Durchschnitt um 29 % erhöht und beträgt 2011 246,61 TWh (Industrie) und 149 TWh (Haushalte). In den Krisenjahren 2008 und 2009 erfolgte lediglich eine kurzfristige Stagnation.

¹⁰³ Eigenverbrauch und Transportverluste nicht mitgerechnet.

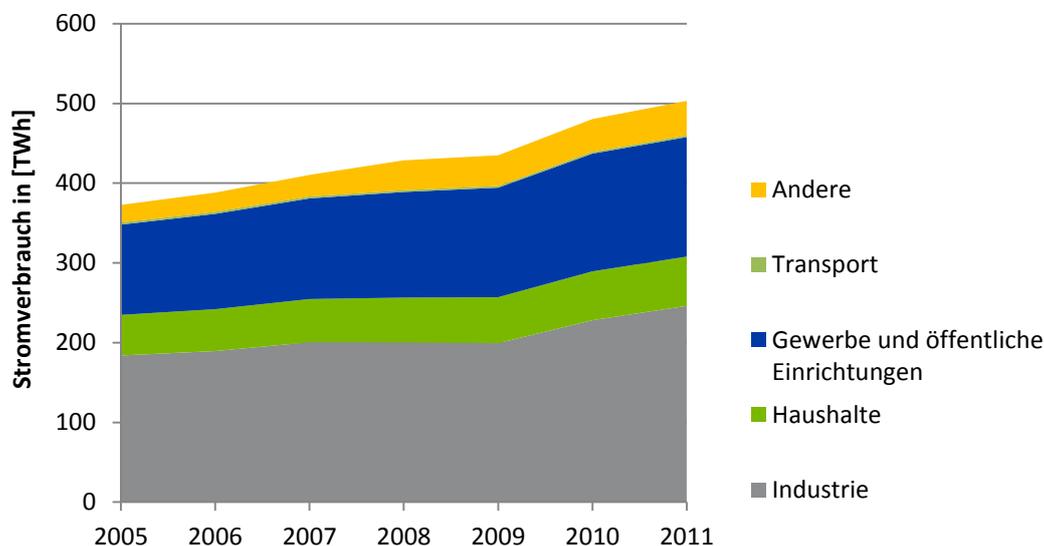


Abbildung 58: Entwicklung des Stromverbrauches in Südkorea (Quelle: IEA 2013)

Da Südkorea bei Strom weder Importe noch Exporte zu verzeichnen hat, summiert sich der Verbrauch auch auf 503,15 TWh im Jahr 2011¹⁰⁴. Dabei beträgt die Intensität bezogen auf das BIP 1,45 (Mrd. Euro/TWh), d.h. dass für die Erwirtschaftung von 1 Mrd. BIP 0,68 TWh Strom benötigt werden. In Deutschland sind es 0,30 TWh¹⁰⁵.

Die Erzeugung gliedert sich dabei in die drei Hauptblöcke Kernenergie (30 %, 154 TWh), Stein- und andere Kohlearten (39 %, 205 TWh) sowie Erdgas (22 %, 115 TWh). Dabei hat sich die Erzeugung aus Kohle und Erdgas seit 2005 beinahe verdoppelt bei prozentual ähnlicher Entwicklung, während die Kernenergie relativ konstant blieb. Absolut spielen erneuerbare Energien selbst mit der Berücksichtigung von Wasserkraft eine marginale Rolle. Die Stromerzeugung aus Solaranlagen erreicht dabei 2011 einen Wert von 0,91 TWh; Windkraft eine produzierte Menge von 0,86 TWh. Allerdings sind hohe Wachstumsraten zu verzeichnen, die jedoch auch durch das geringe Ausgangsniveau zu erklären sind und somit wenig Aussagekraft haben. Interessanter ist die Entwicklung des Wachstums, welches sich seit 2007 bis 2011 konstant entwickelt und etwa 16-20 % für beide Technologien beträgt.

¹⁰⁴ Inklusiv Eigenverbrauch bei der Stromerzeugung

¹⁰⁵ Weltbank (2013), Eigene Berechnung

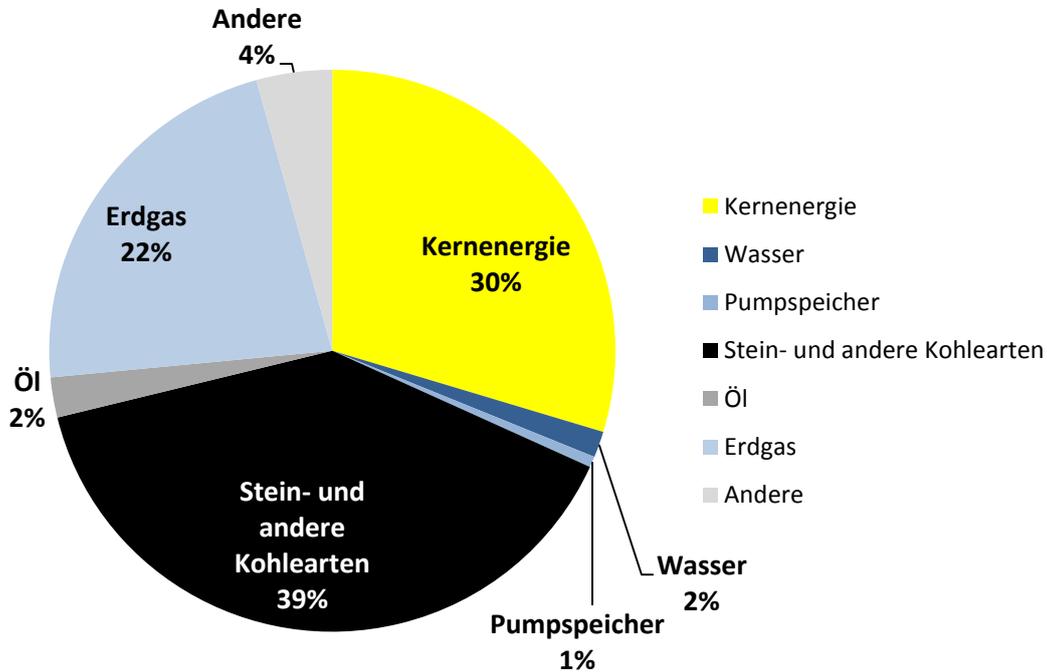


Abbildung 59: Stromerzeugung in Südkorea 2011 (Quelle: IEA 2013)

Marktorganisation

In Korea lässt sich der Großhandelsmarkt für Strom durch drei Akteursgruppen beschreiben. Auf der Nachfrageseite steht die Korea Electric Power Corporation (KEPCO), die als alleiniger Nachfrager die am Großhandelsmarkt gehandelten Strommengen aufkauft. Sie ist darüber hinaus sowohl für den Transport wie auch für die Verteilung und Lieferung des Stroms zuständig. Die Stromanbieter unterteilen sich in zwei Gruppen: die privaten Erzeuger, die ihren Strom zu „marginalen Systempreisen“ an die KEPCO verkaufen und die Tochterunternehmen (100 %) der KEPCO, die rund 89 % des Stroms erzeugen, diesen jedoch unter dem „marginalen Systempreis“ an KEPCO weitergeben. Die Stromerzeuger operieren an ihrer Kapazitätsgrenze, d.h. Strom ist in den heißen Sommermonaten und teils auch schon im Winter knapp, so dass die privaten Erzeuger während dieser Zeit einen sehr hohen Strompreis erzielen, während dieser für die KEPCO-Töchter der staatlichen Regelung unterliegt. Der Stromverkaufspreis für die KEPCO-Töchter setzt sich aus zwei Komponenten zusammen, den Arbeitskosten (fixe und variable Arbeitskosten außer Brennstoffkosten) und den Brennstoffkosten. Die Arbeitskosten müssen von der Elektrizitätskommission genehmigt werden, während die Brennstoffkosten normalerweise automatisch alle zwei Monate an die Entwicklung der Brennstoffpreise angepasst werden. Die Regierung kann diesen Prozess jedoch aussetzen bzw. hat diese Anpassung 2012 ausgesetzt, so dass KEPCO, bzw. die Tochterunternehmen, durch die nicht gedeckten Brennstoffkosten langsam einen Schuldenberg anhäufen.

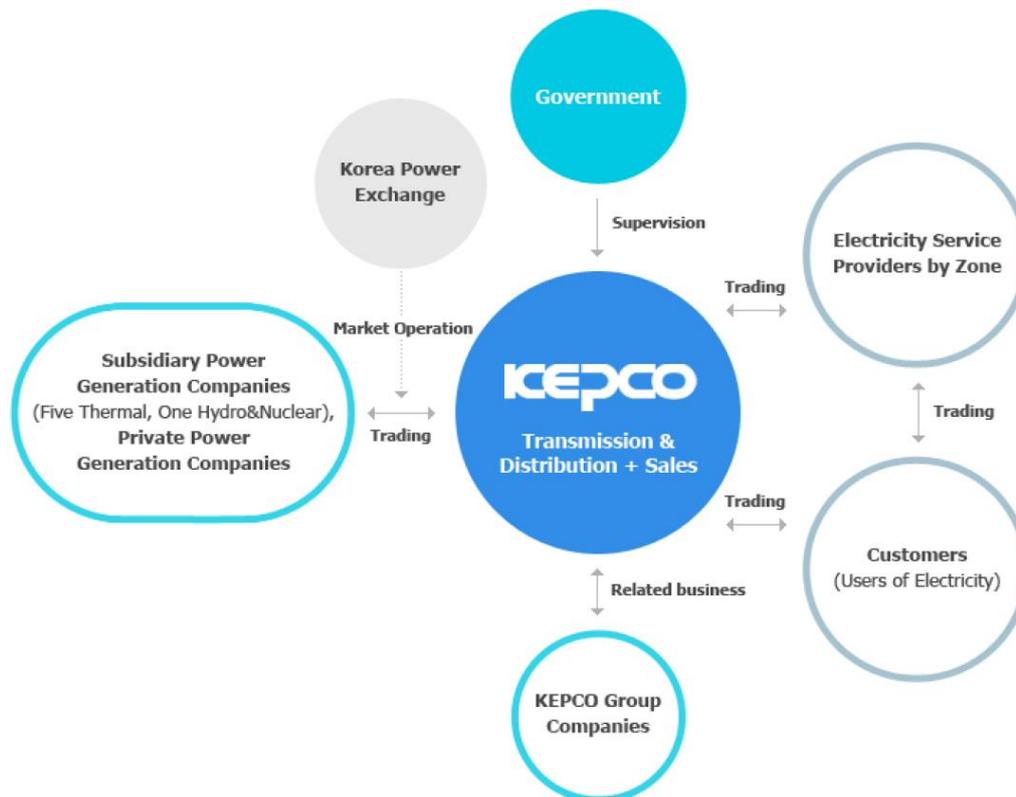


Abbildung 60: Akteure auf dem Strommarkt in Korea (Quelle: KEPCO)

Insgesamt ist die Situation auf dem Strommarkt sehr angespannt, da die Erzeugung den Bedarf nicht immer sicher decken kann. 2011 waren sukzessive Stromabschaltungen zur Gesamtnetzstabilität erforderlich¹⁰⁶. Im Sommer 2012 wurden z. B. die stromintensiven Elektrostahlwerke gebeten, ihre Produktion einzustellen, wenn die Stromreservekapazität unter 4 GW sinkt. Die Unternehmen erhalten dafür eine Kompensation von 47 Cent/kWh.

Auf dem Einzelhandelsmarkt ist KEPCO der einzige Stromlieferant. Die Strombezugspreise für die Verbraucher sind geregelt und setzen sich aus zwei Teilen zusammen, dem Grundpreis (pro Haushaltsanschluss und Menge oder Anschlussleistung) sowie dem Arbeitspreis, bezogen auf die Verbrauchsmenge.

Fazit

Zusammengefasst zeigt sich, dass der koreanische Strommarkt bisher einen geringen Grad der Liberalisierung erfahren hat. Die Regierung betreibt einen Spagat zwischen dem Bestreben niedriger Stromverbraucherpreise und gleichzeitig ausreichender Strombereitstellung für alle. Die Kosten bzw.

¹⁰⁶ Kim, Hyunsook; Sung-Soo, Kim (2012): The resource adequacy scheme in the Korean electricity market. In: Energy Policy, 47, 133-144

die Weitergabe steigender Brennstoffkosten bedarf der ministeriellen Genehmigung, die nicht immer erteilt wird. Preisanstiege der Stromerzeugung werden so nicht direkt an die Stromverbraucher weitergegeben, sondern vorerst über das Haushaltsbudget einer staatlichen Organisation beglichen.

4.3 Japan

In den vergangenen Jahren hat sich der Strommix in Japan aufgrund der Ereignisse rund um Fukushima Daiichi im März 2011 stark verändert. Vor dem Erdbeben 2011 lieferte Kernenergie etwa 26 % des Stromes in Japan¹⁰⁷. Im Jahr 2012 bestand der Strommix zu 38,4 % aus Erdgas, 29,3 % Kohle und 8,1 % Wasserkraft. Atomstrom machte 2012 lediglich 1,5 % des Strommixes aus. Hinzu kamen 2,9 % Strom aus Biokraftstoffen, 0,8 % Abfall, 0,7 % PV, 0,5 % Wind und 0,3 % Geothermie¹⁰⁸. Der Anteil der Erneuerbaren Energieträger ist mit 12,5 % (4,6 % ohne Wasserkraft) relativ gering. Im Jahr 2012 betrug die Gesamtproduktion und Nachfrage 923 TWh. Aufgrund Japans geografischen Lage gibt es keinen Stromimport oder -export.

Japans Stromwirtschaft wird durch 10 private, integrierte Energieversorgungsunternehmen getragen, welche als regionale Monopole agieren und im Besitz von mehr als 90 % der gesamten Erzeugungskapazität sind. Zudem decken sie 96,4 % des gesamten Stromhandels ab.¹⁰⁹ Der verbleibende Teil wird durch Industrieanlagen oder unabhängige Stromerzeuger produziert.¹¹⁰ Das größte Energieversorgungsunternehmen ist The Tokyo Electric Power Company (TEPCO), das in 2011 24 % des gesamten Stromes lieferte und die Regionen um den Ballungsraum Tokio versorgt. Die Energieversorgungsunternehmen kontrollieren zusätzlich auch die Übertragungs- und Verteilnetzinfrastuktur des Landes.

Der japanische Strommarkt ist in zwei Sektoren unterteilt, in einen regulierten Sektor, der 37 % des Stromverbrauchs ausmacht, und in einen liberalisierten Teil, der 63 % des Stromnachfrage deckt. Unter den regulierten Sektor fallen Endverbraucher mit einem Stromanschluss von unter 6kV. Seit 2005 beziehen Verbraucher mit einem Anschluss von über 6kV ihren Strom im liberalisierten Sektor. In diesem Jahr begann auch der Stromhandel an der japanischen Strombörse (Japan Electric Power Exchange – JEPX), welcher zur Liberalisierung des Großhandels und zu einer Annäherung der Preise zwischen den einzelnen Regionen geführt hat. Allerdings ist das an der JEPX gehandelte Volumen mit einem Anteil von 1,3 % (2013) am gesamten Marktvolumen gering.¹¹¹

¹⁰⁷ IEA: <http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=JAPAN&product=ElectricityandHeat&year=2010>

¹⁰⁸ IEA: <http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?year=2012&country=JAPAN&product=ElectricityandHeat>

¹⁰⁹ Japanese Ministry of Economy, Trade and Industry (2013).

¹¹⁰ U.S. Energy Information Administration (2012): Analysis of Japan, <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=ja>

¹¹¹ Japanese Ministry of Economy, Trade and Industry (2013).

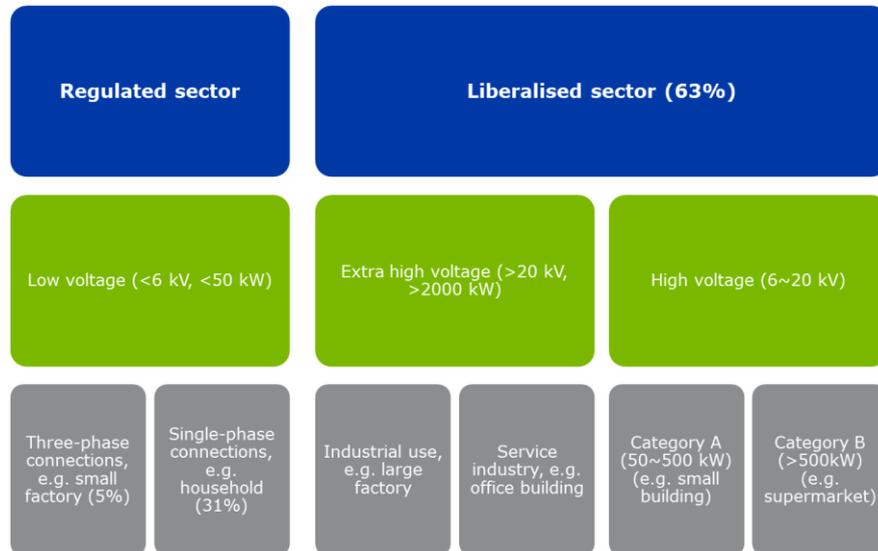


Abbildung 61: Kategorisierung von Endkunden (% Energieverbrauch)

Historisch bedingt existieren in Japan zwei Verteilungssysteme mit unterschiedlichen Netzfrequenzen. Im östlichen Teil sind 50 Hz, im westlichen Teil 60Hz installiert. Aufgrund dieses Frequenzunterschiedes können die unterschiedlichen Netze nicht direkt zusammen geschaltet werden. Zur Überbrückung der Grenze werden Kurzkupplungen eingesetzt. Diese zwei Systeme haben unter anderem zur Folge, dass eine Übertragung von Strom zwischen den zwei Ballungsgebieten Kanto (Tokio Region) und Kansai (Osaka Region) bei auftretenden Engpässen nur in geringem Maße möglich ist.

Die ersten Bemühungen zur Liberalisierung des Strommarktes begannen im Jahr 1995. Anfang 2013 legte die Regierung unter Ministerpräsident Abe einen dreistufigen Reformplan vor, der die Liberalisierung des nationalen Strommarktes zum Ziel hat. Dieser Reformplan sieht vor, dass bis zum Jahr 2020 die Monopolstellung der 10 großen regionalen Versorger aufgelöst und der Markt für neue Anbieter geöffnet wird. Alle Endkunden sollen in diesem liberalisierten Markt ihren Stromlieferanten dann selbst wählen können. Gleichzeitig soll durch die Reform der Wettbewerb innerhalb des Strommarktes gefördert und niedrigere Strompreise für den Verbraucher erreicht werden.

Die Stromgestehungskosten sind in den vergangenen Jahren stark gestiegen, von durchschnittlich 7,9 ct/kWh in 2010 auf 11,9 ct/kWh in 2012.¹¹² Der Anstieg der Gestehungskosten lässt sich zum einen auf den Wegfall der Kernenergie zurückführen, welche die günstigste Form der Energieversorgung darstellte. Seitdem ist das Land vermehrt auf den Import von Erdgas, Rohöl und Kohle angewiesen. Zum anderen führten die gestiegenen Rohstoffpreise für Erdgas und Erdöl zur Erhöhung der Kosten. Die gestiegenen Gestehungskosten haben zu einer Erhöhung der Strompreise geführt. So hat die Agentur für natürliche Ressourcen und Umwelt, welche im Ministerium für Wirtschaft und Industrie (METI) angesiedelt ist, in den vergangenen Jahren Tarifierhöhungen im regulierten Segment genehmigt, um einen Teil der gestiegenen Gestehungskosten auf die

¹¹² Eigene Berechnung auf Grundlage von <http://eneken.ieej.or.jp/data/5252.pdf>. Wechselkurs gemäß Euro-Referenzkursen der Europäischen Zentralbank 2010 und 2012.

Endverbraucher umzulegen.¹¹³ Im Jahr 2012 sind die realen Strompreise für Haushalte um 3,7 % gestiegen. Im liberalisierten Sektor werden die Stromtarife individuell ausgehandelt. Gegenüber 2010 lagen die Strompreise im Jahr 2012 10 % höher. Abzüglich der Strom- und Mehrwertsteuern betragen die Industriestrompreise in 2012 12,7 ct/kWh.¹¹⁴ Inklusive Strom- und Mehrwertsteuer betrug der durchschnittliche Industriestrompreis in 2012 laut IEA 13,7 ct/kWh, in Deutschland waren es 11,6 ct/kWh.¹¹⁵¹¹⁶

Im liberalisierten Sektor werden die Strompreise individuell zwischen dem Energieversorger und dem Endkunden ausgehandelt. Die Strompreise im regulierten Sektor werden gemäß staatlicher Vorgaben kalkuliert. In beiden Sektoren setzt sich der Strompreis zusammen aus einer fixen, nicht verbrauchsabhängigen Abgabe („Demand charge“), einem verbrauchsabhängigen Tarif („Energy charge“), sowie den verbrauchsabhängigen Abgaben für Erneuerbare Energien („Renewable energy power promotion surcharge“) und für Photovoltaik („PV surcharge“). Hinzu kommen die „Electric power source development promotion tax“, welche für alle Endkunden gleich ist, und eine Verbrauchssteuer („Consumption tax“), deren Höhe je nach Endkundengruppe variiert. Teil des verbrauchsabhängigen Tarifs ist auch die Global Warming Tax, welche sich auf Grundlage des CO₂-Gehalts fossiler Brennstoffe berechnet. Diese Steuer wird nicht explizit als Strompreiskomponente ausgewiesen, fließt aber als Teil der Vollkostenkalkulation in die Berechnung der „Energy charge“ ein. Gemäß staatlicher Vorgaben wird eine Vollkostenkalkulation der Stromversorgung für den regulierten und den liberalisierten Sektor, inklusive Gestehungskosten, Netzinfrastrukturkosten, Abgaben für Erneuerbare Energien sowie weiteren Steuern vorgenommen. Auf Grundlage dieser Vollkostenkalkulation berechnet das Ministerium für Wirtschaft, Handel und Industrie (METI) die für den regulierten Sektor geltenden Strompreise. Durch die staatliche Bestimmung der Preise im regulierten Sektor werden indirekt auch die Strompreise im liberalisierten Sektor beeinflusst, da die Energieversorger keine Kosten vom liberalisierten Sektor auf die Endkunden im regulierten Sektor umwälzen können, um dadurch ihren Endkunden im liberalisierten Sektor wettbewerbsfähigere Strompreise anbieten zu können.

Der verbrauchsabhängige Tarif („Energy charge“) wird jeden Monat angepasst, um Schwankungen bei den Importpreisen fossiler Energieträger auszugleichen („Fuel cost adjustment rate“). Die fuel cost adjustment berechnet sich aus dem Verhältnis der durchschnittlichen Importpreise von Rohöl, LNG und Kohle der letzten drei Monate zu einem Basispreis.

Kosten für Netzinfrastruktur gehen in die Vollkostenkalkulation mit ein und werden über die Strompreise an die Endkunden im regulierten und liberalisierten Sektor durchgereicht.

Strompreiskomponenten, die mit der Netzinfrastruktur zusammenhängen, werden weder vom Ministerium noch von den Energieversorgern einzeln ausgewiesen.

Endverbrauchern im liberalisierten Sektor werden verschiedene Vertragsarten angeboten, um unterschiedlichen Verbrauchsmustern gerecht zu werden. Die Vertragsarten sind bei allen Energieversorgern einheitlich strukturiert. Lediglich bei der Festlegung der Höhe der einzelnen Tarife haben die Energieversorger Spielraum.

¹¹³ U.S. Energy Information Administration (2012): Analysis of Japan, <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=ja>

¹¹⁴ IEA: Electricity Information 2013

¹¹⁵ IEA: Electricity Information 2013, basierend auf Wechselkurs von 2010 gemäß Euro-Referenzkursen der Europäischen Zentralbank.

¹¹⁶ Ministry of Economy, Trade and Industry (2013)

5 Großhandelspreise für Industriekunden

Die Ergebnisse der vorgestellten Strommarktanalysen gehen in andere Analysen des Vorhabens „Überprüfung der aktuellen Ausnahmeregelungen für die Industrie im Bereich des EEG im Hinblick auf Treffsicherheit und Konsistenz mit anderen Ausnahmeregelungen im Energiebereich unter Berücksichtigung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit und Strompreissituation“ ein. Ziel des gesamten Vorhabens ist die Abschätzung der Wirkung von Strompreisen auf die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen energieintensiven Industrie.

Während in anderen Berichten des Vorhabens die verschiedenen Steuern und Umlagen sowie deren Ausnahmeregelungen für Industrieunternehmen dargestellt und deren Wirkung auf die Strompreise abgeschätzt werden, ist ein maßgebliches Ergebnis der vorliegenden Untersuchung die Ermittlung eines industriellen Beschaffungspreises für Strom im Großhandel.

Um die Strompreise ohne Steuern, Netzentgelte und Umlagen für Industrieunternehmen abzuschätzen, müssen zunächst Annahmen über die Beschaffungsstrategie getroffen werden. Gespräche mit deutschen Industrievertretern haben ergeben, dass große Unternehmen häufig direkt oder über Zwischenhändler an der Börse agieren. Ihre Einkaufspreise setzen sich in der Regel aus etwa 80 % langfristigen Verträgen und 20 % Spotmarkteinkauf zusammen. Sinkende Preise am Spotmarkt wirken sich deshalb mit Verzögerung auf die Beschaffungspreise großer Industrieunternehmen aus. Als Planungshorizont wurde eine Periode von etwa zwei Jahren genannt.

Es liegen keine (statistischen) Daten über die Einkaufsstrategien von Industrieunternehmen in den einzelnen Ländern vor. Als Indikator für die Bedeutung des Börsenpreises können nur die Anteile des Handels an der Börse herangezogen werden. Diese sind in den Ländern Deutschland, den Niederlanden und UK vergleichsweise hoch. In Frankreich hingegen sind sie sehr niedrig. Im Folgenden wird deshalb davon ausgegangen, dass sich Strompreise in den Ländern mit liquiden Börsenhandel ähnlich wie in Deutschland an den Börsenpreisen orientieren, während in Frankreich auf den gesetzlich vorgegebenen Verkaufspreis von Nuklearstrom zurückgegriffen wird. Für die US-amerikanischen Staaten wird aufgrund von mangelnden Alternativen auf die Börsenpreise zurückgegriffen.

Für die Berechnungen eines Beispielfalls wird angenommen, dass die langfristigen Verträge jeweils zu einem Drittel mit zwei Jahren Vorlaufzeit, zu einem Drittel mit einem Jahr Vorlaufzeit und zu einem Drittel unterjährlich abgeschlossen werden. Als Spotmarktpreise werden die Day-Ahead-Preise an der European Stock Exchange (EEX) verwendet. Durch diese Methodik lassen sich Zeitreihen ermitteln und der Verlauf der Preise über mehrere Jahre darstellen. Abbildung 62 zeigt die geschätzten durchschnittlichen Strompreise für ein deutsches Unternehmen mit der dargestellten Einkaufsstrategie seit 2006.

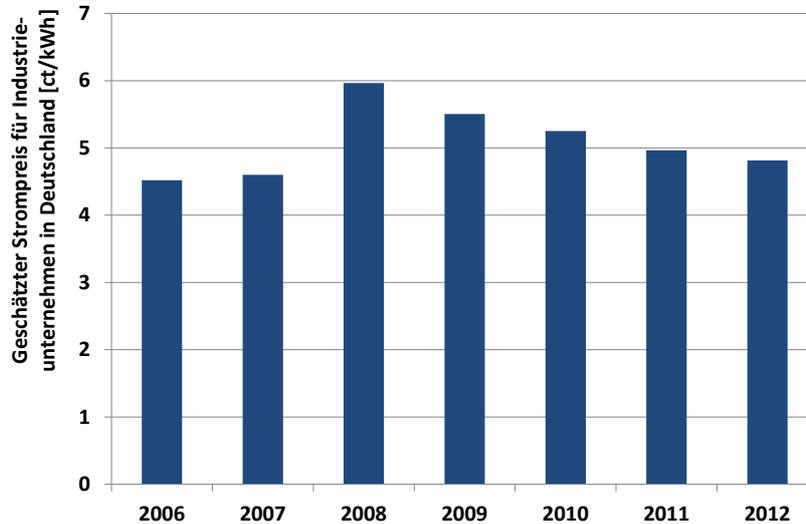


Abbildung 62: Geschätzter Strompreis für große Industrieunternehmen in Deutschland (Quelle: Eigene Berechnung)

Aufgrund der Risikoverteilung des Einkaufs über mehrere Jahre schwanken die Preise deutlich weniger als die Spotpreise. Für 2012 wird ein durchschnittlicher Beschaffungspreis von 48,16 €/MWh ermittelt. Diese Angaben decken sich mit Abschätzungen aus Interviews mit Industrievertretern. Der durchschnittliche Baseload-Spotpreis für Strom im deutschen Marktgebiet, der an der EPEX-Spot bestimmt wird, liegt 42,6 % etwas mehr als 10 % unter dem geschätzten Strompreis für Industrievertreter. Abbildung 63 zeigt einen direkten Vergleich der geschätzten Strompreise (Industriestrompreis) mit den durchschnittlichen Strompreisen an der EPEX Spot (Spotpreis).

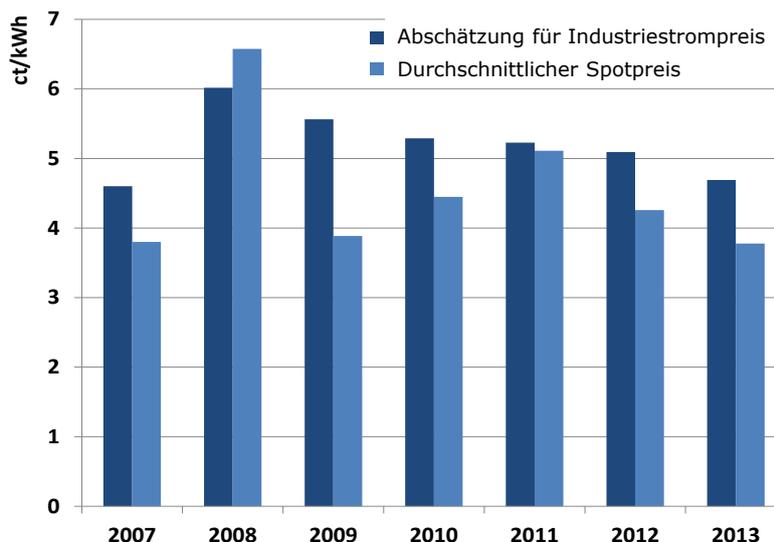


Abbildung 63: Vergleich der geschätzten Strompreise mit durchschnittlichen Day-Ahead Baseload-Preisen für Deutschland (Quelle: Eigene Berechnung, EPEX Spot)

Aufgrund der ungünstigen Datenlage für die anderen untersuchten Länder wird im Folgenden vereinfacht angenommen, dass der Preis für Futures an einem Handelstag 10 % über den aktuellen Day-Ahead-Preisen für das jeweilige Marktgebiet liegt. Dies deckt sich mit den einzigen zur Verfügung stehenden Daten über Future-Preise in Deutschland, wie sie in Abbildung 64 dargestellt sind.

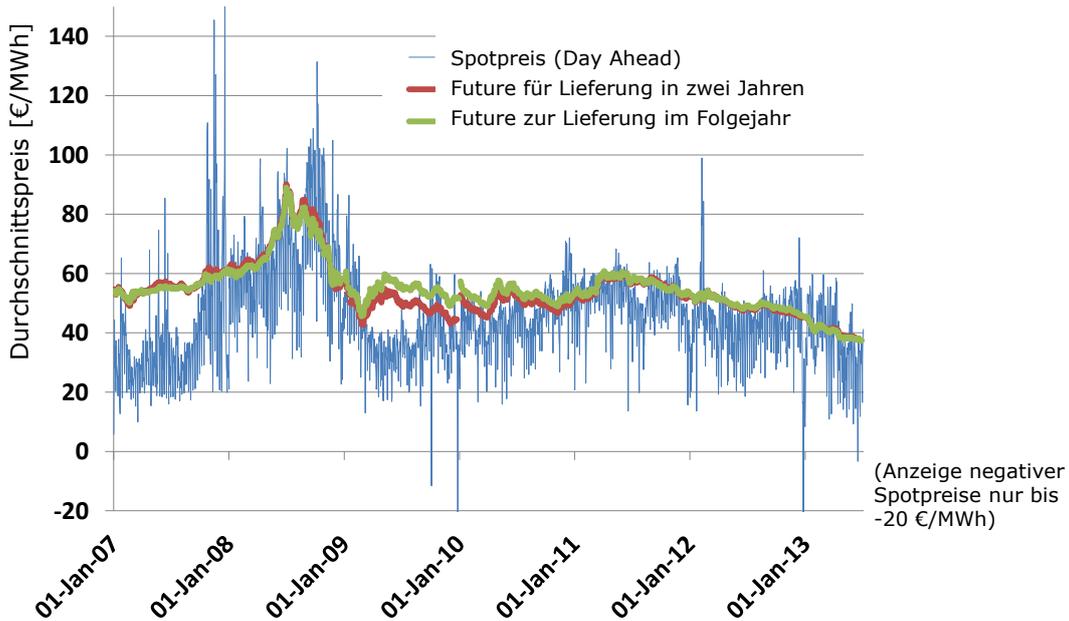


Abbildung 64: Vergleich der Day-Ahead Spotmarktpreise eines Handelstages mit den Preisen für Future mit ein und zwei Jahren Laufzeit für das deutsche Marktgebiet (Quelle: EPEX, EEX)

Auf Basis der Zahlen für Day-Ahead-Spotpreise sowie der abgeleiteten Future-Preise an den jeweiligen Handelsplätzen werden somit die industriellen Beschaffungspreise großer Unternehmen für jedes Land abgeschätzt. Maßgeblich ist jeweils die Beschaffungsstrategie von 80 % langfristigen Verträgen und 20 % Spotmarkteinkauf. Abbildung 65 zeigt das Ergebnis dieser Berechnung. Die berechneten Strompreise für industrielle Einkäufer in Deutschland liegen demnach im Mittelfeld der europäischen Einkaufspreise. Die texanischen Börsenpreise für 2012 liegen mit weniger als 3 ct/kWh deutlich unter dem europäischen Niveau (Region South Texas).

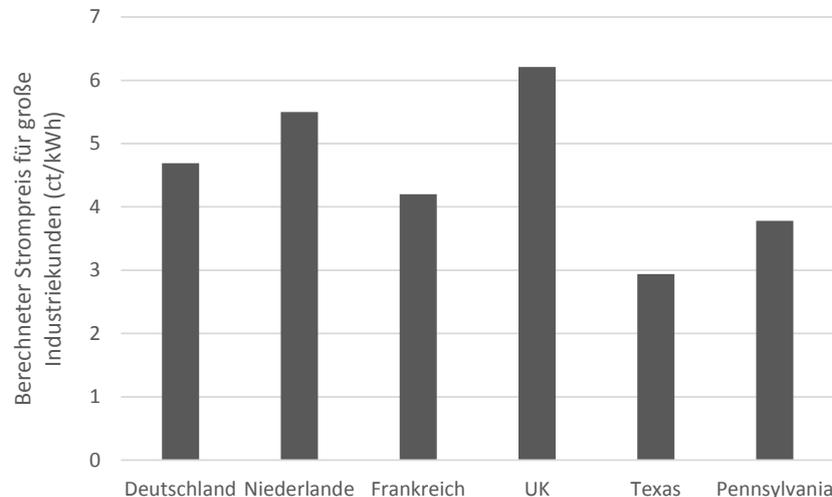


Abbildung 65: Berechnete Strompreise auf Basis von Börsenpreisen für die untersuchten Marktgebiete (Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von Daten von EPEX, EEX, APX, ERCOT, PJM)

In der Abschätzung stellt der französische Preis für Industrieunternehmen eine Ausnahme dar. In Frankreich wird nur ein geringer Anteil des Stroms über die Börse gehandelt. Verwendet wurde für dieses Land der geregelte Garantierpreis (ARENH: l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique), zu dem alternative Stromanbieter Nuklearstrom vom Monopolisten EDF beziehen können (loi NOME). Dieser Preis beläuft sich seit 2012 auf 42 Euro/MWh.¹¹⁷ Für unsere Berechnung in anderen Analysen dieses Vorhabens berücksichtigen wir im Fall eines großen energieintensiven Unternehmens diesen geregelten Garantierpreis für Nuklearstrom.

In der Realität können Unternehmen in allen Ländern mit anderen Einkaufsstrategien niedrigere und höhere Strombezugskosten erreichen. Ein großer Unsicherheitsfaktor sind langfristige Verträge. In einzelnen Regionen haben stromintensive Unternehmen mit Stromerzeugern Verträge abgeschlossen, die ihnen günstige Preise zusichern. In Frankreich besteht sogar eine institutionelle Sondervereinbarung zwischen energieintensiven Unternehmen und dem staatlichen Strommonopolisten Électricité de France (EDF). Das im Jahr 2005 initiierte Abkommen ist seit Mai 2010 in Kraft. Hierbei hat ein Konsortium (Exeltium) aus großen energieintensiven Unternehmen (Air Liquide, Solvay, Rhodia, Arkema, Arcelor Mittal, etc.) mit angeblich bis zu 100 Energieabnahmestellen mit der EDF einen langfristigen Stromliefervertrag geschlossen, der die Lieferung einer festgelegten Strommenge zu einem festgelegten Strompreis für 15-25 oder mehr Jahren garantieren soll. Pressemeldungen zur Folge liegt der Stromlieferpreis bei rund 37 €/MWh. Teilnehmen dürfen stromintensive Unternehmen, die mehr als 2,5 kWh/€ ihrer Bruttowertschöpfung benötigen und deren Leistungsbedarf zu Spitzenlastzeiten mindestens 55 % der gesamten bezogenen Leistung entsprechen.

Auch in den anderen Staaten mit liberalisierten Strommärkten besteht die Möglichkeit für Industriekunden, einen Strompreis unterhalb der berechneten Werte und unterhalb der Börsenpreise

¹¹⁷ CRE (2013) : Analyse de la compétitivité des entreprises intensives en energie : comparaison France. Allemagne

auszuhandeln. Da diese Verhandlungsergebnisse nicht veröffentlicht werden, ist keine Aussage über die Allgemeingültigkeit der berechneten Werte möglich. Von Industrievertretern wurden die Ergebnisse für Deutschland generell als zutreffend eingeschätzt.

Einen Ansatzpunkt für niedrigste Strombezugpreise in Deutschland geben die Daten des Bundesamtes für Außenwirtschaft, die in aggregierter Form für die Analyse der gesamtwirtschaftlichen Wirkungen von Strompreisänderungen dieser Studie zur Verfügung gestellt wurden. Nach diesen Angaben lag 2012 der niedrigste in Deutschland erreichte Preis vor Netzentgelten, Steuern und Umlagen bei 1,74 ct/kWh.

6 Energiekostengesamtrechnung

Das Kapitel hat zum Ziel, basierend auf den in der Statistik erhobenen Strompreisen, eine Energiekostengesamtrechnung für die betrachteten EU Länder darzustellen. Die Energiekosten werden dabei pro Kopf und pro Haushalt berechnet. Für letztere werden die pro Kopf Werte auf die für das Land durchschnittliche Haushaltsgröße umgerechnet. Die Kosten werden nach verschiedenen Anwendungen differenziert, wie z.B. Beleuchtung, Heizung oder anderen elektrischen Geräten. Die Datengrundlage bilden nationale Energiebilanzen und öffentliche Statistiken. Die Unterschiede zwischen den einzelnen Ländern werden dabei gegenübergestellt und analysiert.

6.1 Methodisches Vorgehen

Das methodische Vorgehen gliedert sich in die unten dargestellten Arbeitsschritte auf. Sie bestehen aus der Berechnung der Energiegesamtkostenrechnung, der Aufschlüsselung nach Anwendungsarten, der Analyse der Ergebnisse sowie die Ableitung von Empfehlungen für Effizienzmaßnahmen.



Abbildung 66: Methodisches Vorgehen

Für die Berechnung der Energiekostengesamtrechnung wird vorwiegend auf statistische Daten zurückgegriffen, um die Haushaltsverbräuche und Preise zu ermitteln. Die Aufschlüsselung der Anwendungsarten wird mit Hilfe nationaler und europäischer Statistiken durchgeführt. Insbesondere

wird auch auf die Datenbasis des Projektes „Energy Efficiency Indicators“¹¹⁸ in Europa zurückgegriffen.

Im Rahmen dieses Projektes wurden Daten und Indikatoren zu Verbräuchen und Energieeffizienz nach möglichst gleichen Kriterien erhoben. Die Datenbank besteht aus den beiden Teilen Odyssee und MURE. Erstere beinhaltet detaillierte Daten zu Energieverbräuchen, während die zweite Datenbank Daten zur Energieeffizienz beinhaltet. Der Vorteil der Daten ist ihr geographischer Umfang sowie ihre einheitlichen Erhebungsmethoden. Letzteres erlaubt einen Vergleich der zu betrachtenden Länder Deutschland, Niederlande, Frankreich und Vereinigtes Königreich sowie eine Referenzierung mit europäischen Daten. Dies wäre beim Einsatz rein nationaler Statistiken kaum möglich, da teilweise andere Klassifizierung und Zuordnungen genutzt werden. Ferner erfolgt keine Klimabereinigung¹¹⁹, diese ist nur einigen Ländern verfügbar. Da es jedoch bei der zu erfolgenden Betrachtung vor allem um die monetäre Bilanzierung geht und mehrere Jahre betrachtet werden, wirkt sich dieser Effekt weniger stark aus. Weiterhin wird in den Grafiken und im Text ein mehrjähriges Mittel zur Beschreibung eingesetzt. Für eine vertiefende deutsche Perspektive ist die Studie der PROGNOSE anzurufen. Sie nutzt für Deutschland klimabereinigte Daten (Prognose 2006). Ein Vergleich zeigt jedoch, dass die Werte für Deutschland aufgrund der Mittelung über mehrere Jahre nicht sehr weit auseinander gehen. In dem erwähnten Bericht wird der Gesamtverbrauch der privaten Haushalte mit 2.333 PJ, darunter auch 500 PJ Strom, beziffert. Die in diesem Bericht internationalen Daten weisen 2.490 PJ mit einem Stromanteil von 500 PJ aus.

Als Zeitreihe wurde 2008 bis 2011 gewählt, da für diese Jahre Daten für die meisten Länder zur Verfügung stehen¹²⁰. Teilweise werden, wo möglich, auch neuere Ergebnisse eingebracht. Der Fokus bei der Betrachtung liegt dabei vor allem auf der Bilanzierung des Stromverbrauches und der daraus entstehenden Kosten. Da es jedoch aufgrund der unterschiedlichen Energieverwendungen in den einzelnen Ländern zu hohen Unterschieden kommen würde, werden auch die anderen Energieträger mit betrachtet.

6.2 Energieverbrauch

In diesem Kapitel werden die Energieverbräuche, die Aufteilung auf die einzelnen Energieträger, Anwendungsarten sowie weitere Informationen dargestellt. Basierend auf diesen Kennzahlen werden im nachfolgenden Unterkapitel die Gesamtenergiekosten der Haushalte auf Basis der recherchierten Preise aufgestellt. Zusätzlich zu den betrachteten Ländern Deutschland, Vereinigtes Königreich, Frankreich und den Niederlanden werden auch die Gesamtverbräuche in Europa präsentiert.

¹¹⁸ <http://www.odyssee-indicators.org/>

¹¹⁹ Es existieren nur für einzelne Jahre und Länder klimabereinigte Angaben. An Stellen, die geeignet erscheinen, werden die Angaben genutzt.

¹²⁰ Stand: 07/2014

6.2.1 Europa

Der gesamte Energieverbrauch der Haushalte in Europa (EU27) beträgt durchschnittlich pro Jahr 12.200 PJ¹²¹ für die Jahre 2008 bis 2011 (ODYSSEE 2013):

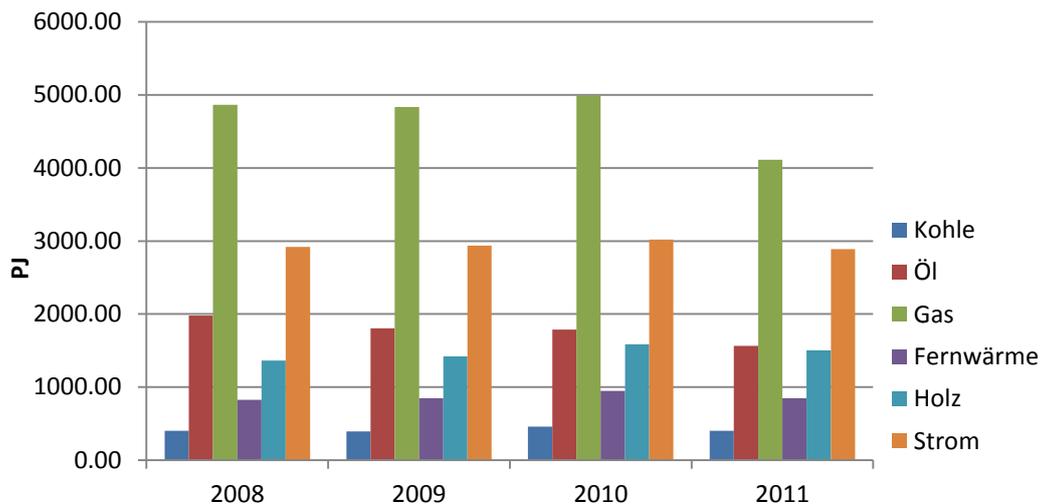


Abbildung 67: Energieverbrauch der europäischen Haushalte nach Energieträgern in PJ (ODYSSEE 2013)

Hierbei nimmt Gas mit durchschnittlich 4.700 PJ den größten Anteil an (38,6 %). Gefolgt von Strom (2.900 PJ/24,16 %). Der Anteil des Energieträgers Öl und Holz beträgt jeweils 14,65 % sowie 12 % mit knapp 1.780 bzw. 1.470 PJ, bezogen auf die betrachtete Zeitperiode. Fernwärme besitzt noch einen Anteil von etwa 7 %, während Kohle einen kleinen Anteil von etwas über 3 % ausmacht (Abbildung 69). Vorweggreifend zu den Länderergebnissen bleibt zu erwähnen, dass diese Angaben zwischen den einzelnen Ländern stark variieren. Dies liegt zum größten Teil an den für die Wärme eingesetzten Technologien. Etwaige Unterschiede werden bei den Beschreibungen der Länder in der folgenden Grafik aufgeführt:

¹²¹ 1PJ entspricht 278 GWh

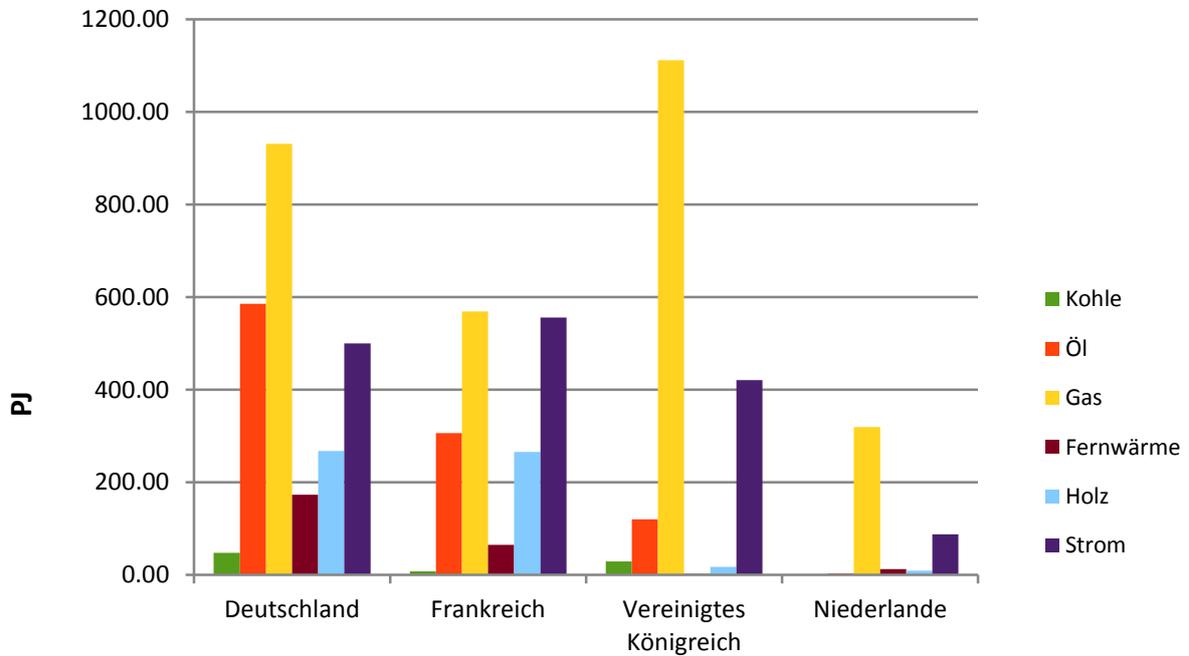


Abbildung 68: Energieverbrauch der Haushalte nach Energieträgern 2008-2011 (ODYSSEE 2013)

Der heterogene Einsatz der Energieträger wird in allen betrachteten Ländern deutlich. Während die gasfördernden Länder wie Niederlande und Vereinigtes Königreich stark auf diese Ressource zurückgreifen, nutzt Frankreich Strom auf Basis des früheren Messmer Planes, welcher in den 70er-Jahren den starken Ausbau der Nuklearenergie einleitete. Knapp 46 % des Energieverbrauches der Haushalte mit 556 PJ besteht aus Strom. Deutschland besitzt einen relativ zu den anderen betrachteten Staaten diversifizierten Energieträgermix bezogen auf die Haushalte, wobei Gas mit 58 % den Verbrauch noch immer dominiert.

Diese starken Unterschiede beim Einsatz der verschiedenen Energieträger machen es erforderlich, dass auch bei der später durchgeführten Bilanzierung alle Energieträger mit betrachtet werden.

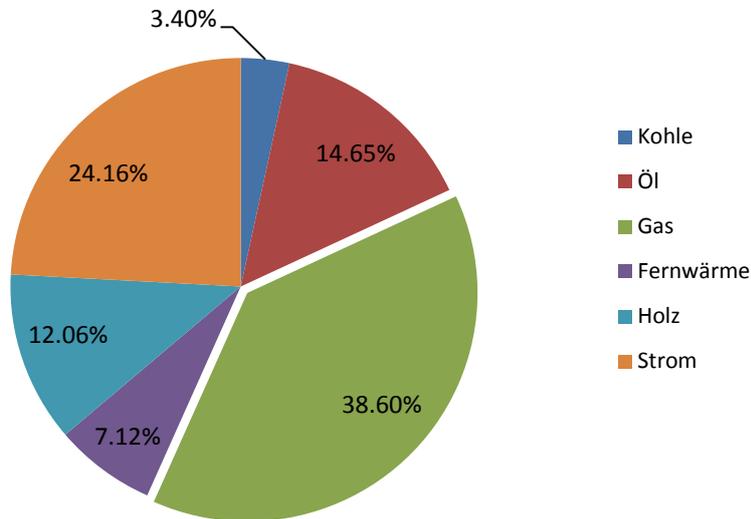


Abbildung 69: Anteile der Energieträger am Gesamtverbrauch (2008-2011) (ODYSSEE 2013)

Der in der EU wichtigste Energieträger Gas wird dabei mit 75 % vorwiegend für die Raumwärme eingesetzt (Abbildung 70). Warmwasser und Kochen nehmen dabei zusammen nur etwa einen Anteil von etwa 25 % ein. Dies zeigt, dass im Bereich Wärme Effizienzsteigerungen besonders wirksam werden. Die Reduzierung des Verbrauches dieses Energieträgers (Erdgas) für Wärme um 20 % senkt den gesamten Energiebedarf der Haushalte ceteris paribus um knapp 7 %. Bei kaum einer anderen Verwendung ist der Effekt größer.

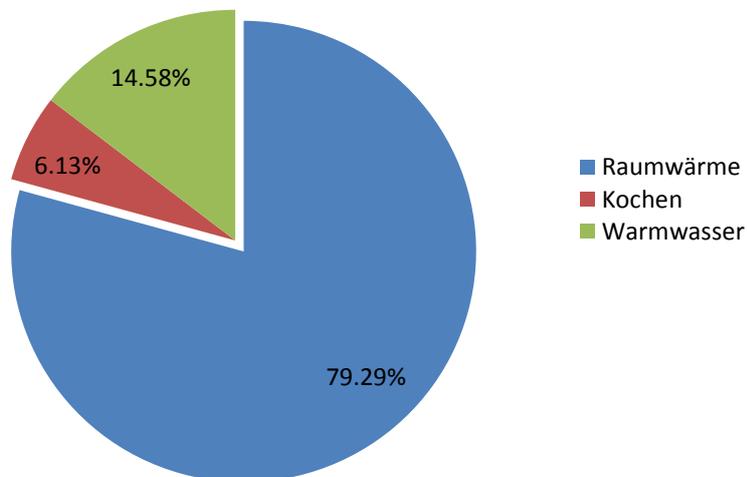


Abbildung 70: Verwendungsanteile von Gas für Wärme, Warmwasser und Kochen

Zusammen mit dem Energieträger Öl, der zu 79 % und somit 1.443 PJ für Wärme eingesetzt wird, ist Wärme eine der größten Verwendungsarten (Anhang 1; Anhang 2).

Der in diesem Projekt schwerpunktmäßig betrachtete Energieträger Strom besitzt naturgemäß das vielfältigste Verwendungsspektrum. Dabei dominiert der Einsatz für Beleuchtung und elektrische Geräte (Kühlschränke, Gefrierschränke, Waschmaschine, Geschirrspüler und Trockner) sowie Beleuchtung mit 1.700 PJ und knapp 60 % (Abbildung 71 i. V. mit Abbildung 72). Weitere Verwendungen sind Wärme (19,12 %/580 PJ) sowie Warmwasser und Kochen mit 11,18 bzw. 10 % (322 PJ/ 293 PJ).

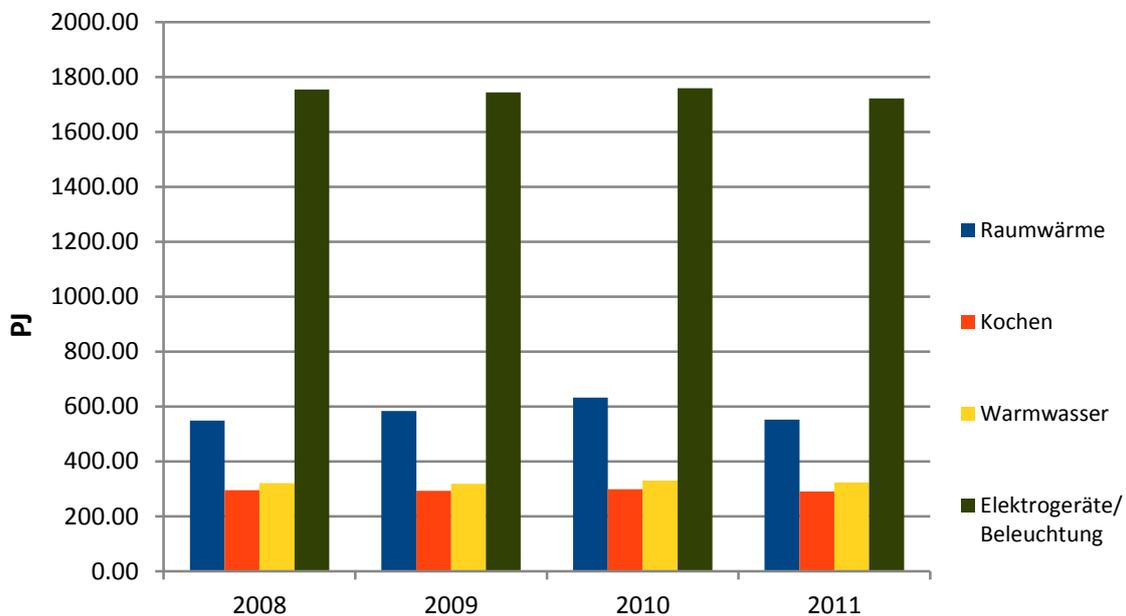


Abbildung 71: Stromverbrauch nach Verwendung in der EU (ODYSSEE 2013)

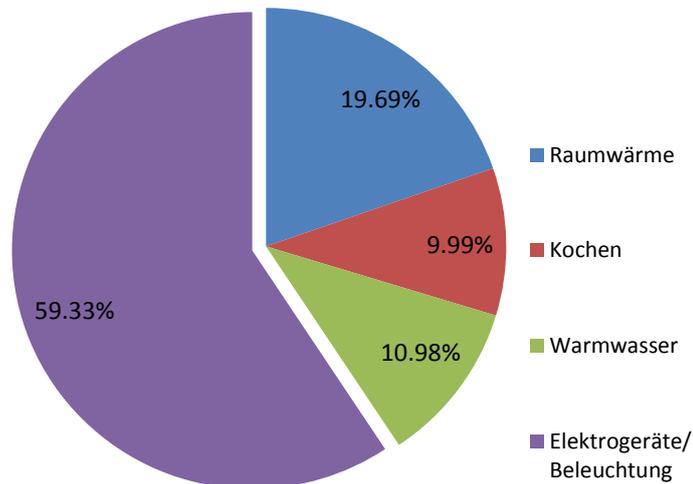


Abbildung 72: Verwendungsanteile bei Strom 2008-2011 (ODYSSEE 2013)

Anschließend an die europäische Perspektive werden im Folgenden die betrachteten Länder im Detail besprochen. Dabei werden die jeweiligen Besonderheiten bei den Energieträgern, Verbräuchen und Verwendungsarten hervorgehoben. Schwerpunktmäßig wird der Stromverbrauch und deren Verwendung herausgehoben.

6.2.2 Deutschland

Wie bereits angesprochen, besitzt Deutschland im Vergleich zu den betrachteten Ländern einen diversifizierten Energieträgermix bei den Haushalten. Dies wird vor allem im Bereich Wärme deutlich, wo neben Gas, Öl und Fernwärme zu geringem Teil auch Strom eingesetzt wird.

Gas nimmt dabei jedoch mit 37,15 % und 931 PJ im mehrjährigen Mittel 2008 und 2011¹²² den größten Teil ein. Gefolgt von Öl, welches vor allem für die Raumwärme genutzt wird (85 % / 499 PJ) (Abbildung 73).

¹²² Falls nicht anders angemerkt wird dieser Zeitraum genutzt, um die gemittelten Verbräuche darzustellen

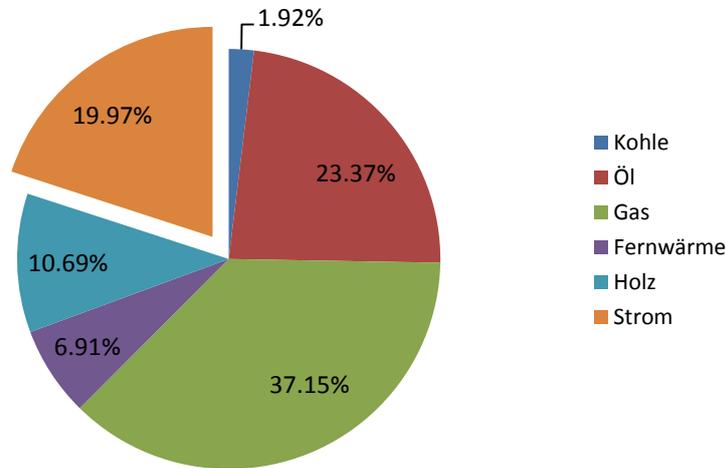


Abbildung 73: Anteile der Energieträger der Haushalte 2008-2011 in Deutschland (ODYSSEE 2013)

Der drittichtigste Energieträger mit knapp 20 % und durchschnittlich 500 PJ im Jahr ist Strom. Dabei wird Strom im Haushaltsbereich für verschiedene Verwendungsarten genutzt. Den größten Anteil haben Groß¹²³- und Kleinelektrogeräte mit zusammen mit jeweils in etwa einem Viertel (124 PJ / 137 PJ). Die nächstgrößere Anwendung ist Warmwasser mit 14 % sowie Beleuchtung und Raumwärme mit jeweils 9 % (Abbildung 74).

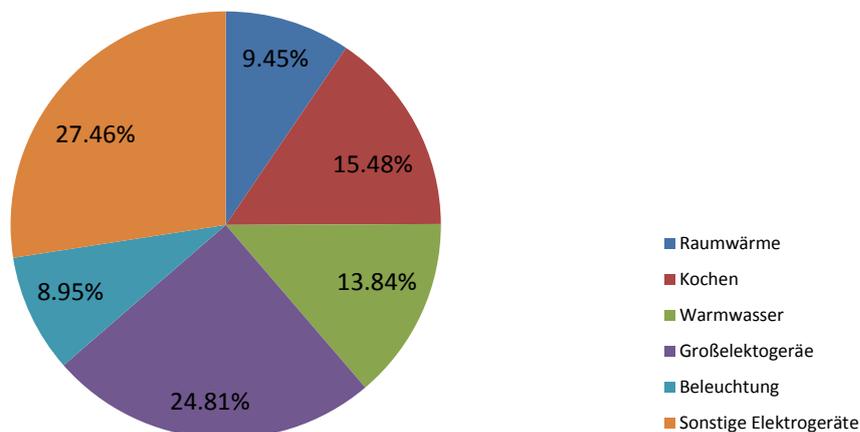


Abbildung 74: Anteile der Verwendungsarten am Stromverbrauch der Haushalte 2008-2011 in Deutschland (ODYSSEE 2013)

Abbildung 75 zeigt die einzelnen Verwendungsarten im Detail auf. Insbesondere sei auf den gestiegenen Verbrauch bei den sonstigen Elektrogeräten hingewiesen. Seit 2008 bis 2011 erhöhte sich dieser um 12,6 % von 126 auf 142 PJ. Gleichzeitig jedoch sank der Verbrauch der

¹²³ Kühlschränke, Gefrierschränke, Waschmaschine, Geschirrspüler und Trockner

Großelektrogeräte leicht um 3 % von 126 auf 122 PJ. Ein relativ starker Abfall lässt sich beim Einsatz von Strom für die Raumwärme feststellen. Seit 2008 hat sich der Wert bis 2011 von 60,17 PJ auf 32 PJ beinahe halbiert.

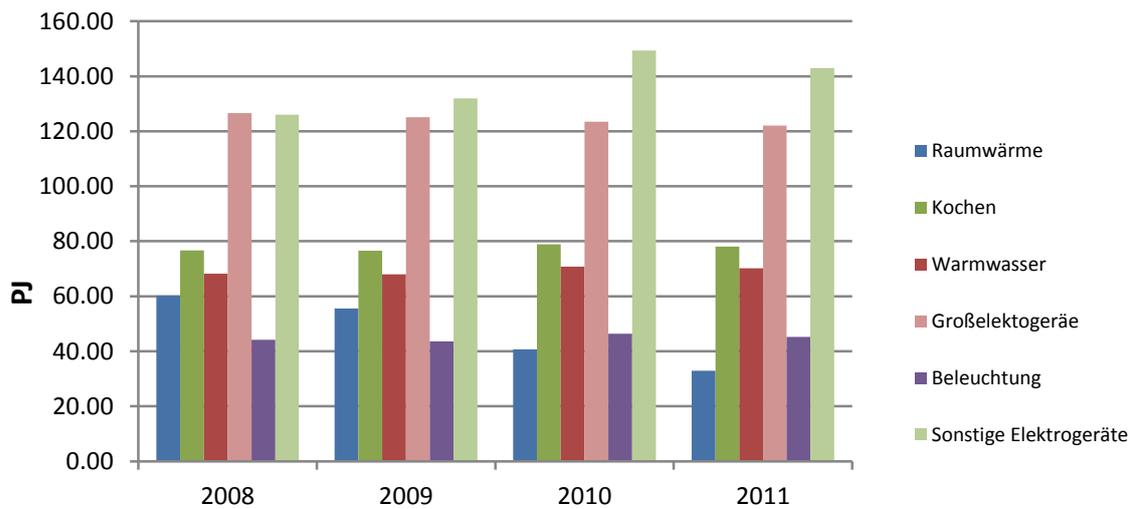


Abbildung 75: Verwendungsarten für Strom 2008-2011 in Deutschland

Wärme macht mit durchschnittlich 1.761 PJ/Jahr einen großen Anteil des Energieverbrauchs aus (Abbildung 76). Daher empfiehlt sich eine genauere Analyse der einzelnen Energieträger, um mögliche Effizienzmaßnahmen zu berücksichtigen. Gas bildet im Schnitt, wie eingangs beschrieben, den wichtigsten Energieträger und zusammen mit Öl die wichtigsten Quellen für die Raumwärme. Der Bedarf an Öl sinkt hier jedoch kontinuierlich von 582 PJ in 2008 auf 407 PJ und somit um 30 %. Entsprechende Zuwächse sind beim Holzeinsatz zu verzeichnen. Hier stieg der Bedarf, auch durch den Einsatz von Pellet-Heizungen, von 216 auf 259 PJ von 2008 bis 2011 - ein Anstieg von 19 %. Bei diesen Angaben ist jedoch zu berücksichtigen, dass diese nicht klimabereinigt sind. Dies fällt vor allem im Jahr 2010 ins Gewicht, welches statistisch als besonders kalt in Deutschland gilt¹²⁴.

¹²⁴ DWD (2014):

http://www.dwd.de/bvbw/generator/DWDWWW/Content/Presse/Pressekonferenzen/2012/PK_03_05_12/Rede_Westermeier_20120503,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/Rede_Westermeier_20120503.pdf

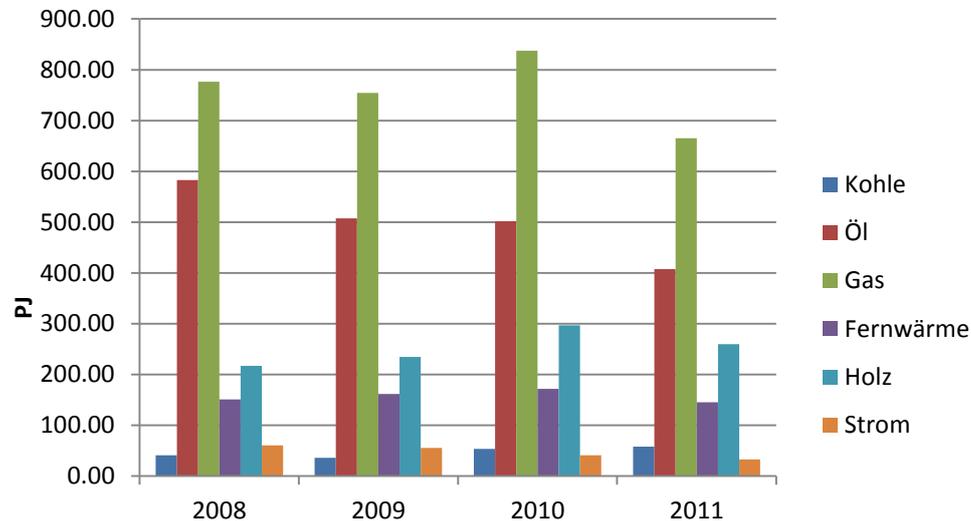


Abbildung 76: Einsatz der Energieträger für Wärme 2008-2011 in Deutschland

Zusammenfassend besitzt Deutschland im Vergleich zu den anderen betrachteten Staaten einen ausgeglichenen Energieträgermix bei den Haushalten. Gas ist der bei weitem wichtigste Energieträger neben Öl und Strom. Raumwärme sowie elektrische Geräte sind die wichtigsten Verwendungsarten.

6.2.3 Frankreich

In Frankreich spielt aufgrund der starken Nutzung von Strom aus Kernkraftwerken dieser Energieträger mit 31,43 % und 556 PJ bei den Haushalten eine wichtige Rolle, zusammen mit dem Energieträger Gas (32,14 % / 568 PJ). Daneben spielen Öl und Holz eine wichtige Rolle. Während der Einsatz von Öl jedoch in der Zeitperiode 2008 bis 2011 um 24 % von 329 auf 251 PJ zurückgeht, stagniert der Einsatz von Holz bei durchschnittlich 265 PJ. Fernwärme und Kohle spielen eine untergeordnete Rolle (Abbildung 77)

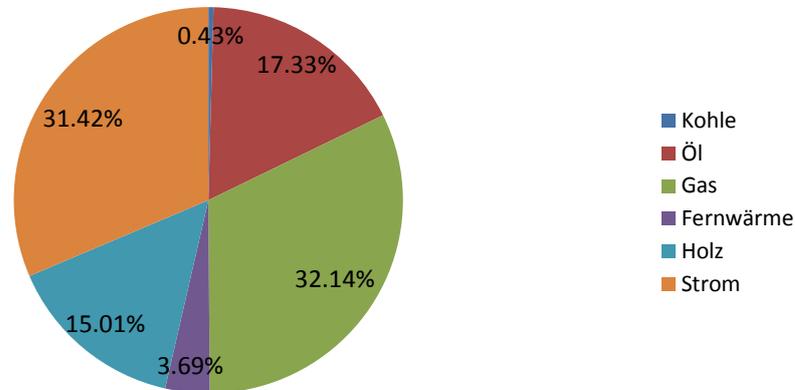


Abbildung 77: Anteile der Energieträger der Haushalte 2008-2011 in Frankreich

Bezüglich der Verwendungsarten dominiert in Frankreich aufgrund des Einsatzes von Stromheizungen mit 29,24 % die Raumwärmeerzeugung; im betrachteten Zeitraum durchschnittlich 163 PJ. Andere Verwendungsarten sind die Groß- und sonstige Elektrogeräte mit 20 % bzw. 23 % (108 PJ/130 PJ) sowie Warmwasser mit 13,13 % (73 PJ) (Abbildung 78 i. V. mit Anhang 4).

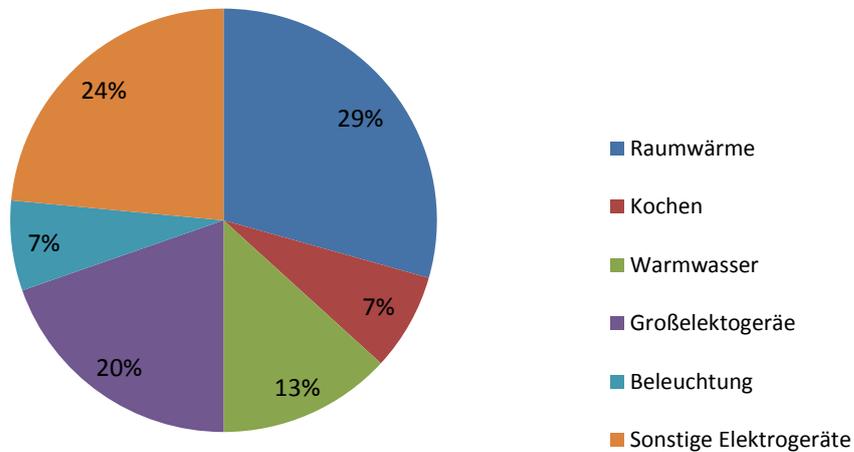


Abbildung 78: Anteile der Verwendungsarten am Stromverbrauch der Haushalte 2008-2011 in Frankreich

6.2.4 Vereinigtes Königreich

Die Haushalte im Vereinigten Königreich setzen als Energieträger, auch aufgrund der Förderung in der UK, im hohen Maße Gas ein, ähnlich wie die Niederlande. Gas macht 65 % bzw. 1.111 PJ der eingesetzten Energieträger in der betrachteten Periode aus und ist somit neben Strom mit 24,75 % der wichtigste Energieträger. Nur noch Öl erreicht einen signifikanten Anteil von 7 % bei 120 PJ

(Abbildung 79). Gas wird dabei zu knapp 75 % für Raumwärme und 23 % für Warmwasser verwendet (Anhang 5).

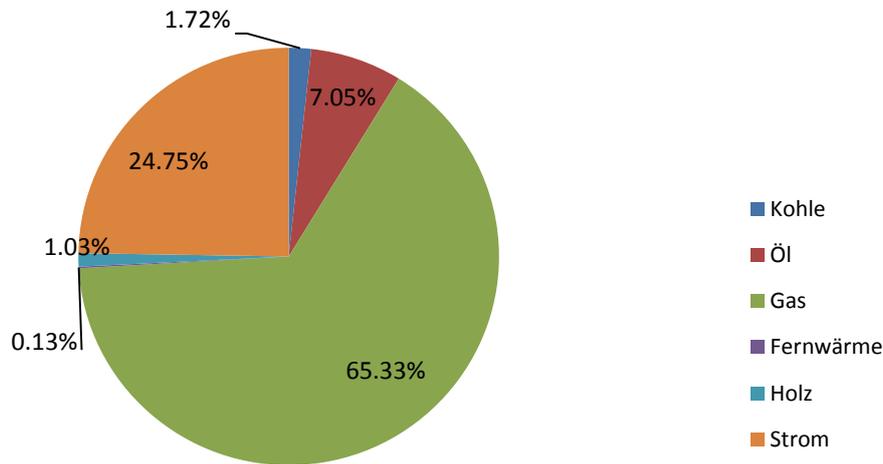


Abbildung 79: Anteile der Energieträger der Haushalte 2008-2011 im Vereinigten Königreich

Bei den Verwendungsarten für Strom im Betrachtungszeitraum dominieren die Groß- und Kleingeräte mit zusammen 56 % und 248 PJ, gefolgt von Raumwärme mit 19 %. Der Anteil von Beleuchtung beträgt knapp 12 %. Für Warmwasser und Kochen werden 7 % bzw. 5 % eingesetzt.

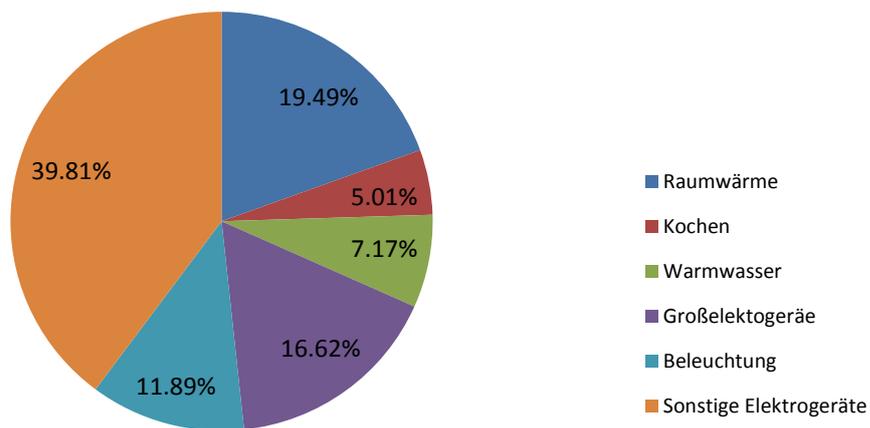


Abbildung 80: Anteile der Verwendungsarten am Stromverbrauch der Haushalte 2008-2011 im vereinigten Königreich

6.2.5 Niederlande

Die Anteile in den Niederlanden sind ähnlich zu denen im Vereinigten Königreich. Der Anteil von Gas an allen Energieträgern beträgt knapp 74 % im betrachteten Zeitraum und ist damit sogar höher als in der UK. Der Gesamtenergiebedarf aller Energieträger beträgt dabei 432 PJ.

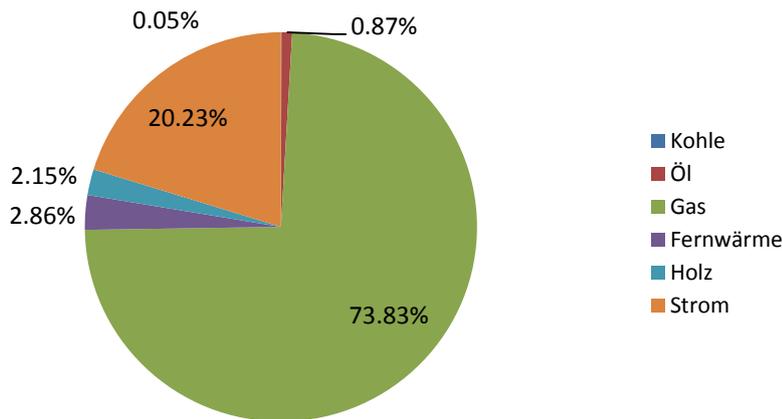


Abbildung 81: Anteile der Energieträger der Haushalte 2008-2011 in den Niederlanden

Auch bei den Verwendungsarten ergibt sich ein ähnliches Bild. Groß- und sonstige Elektrogeräte summieren sich zu einem Anteil von 64 % und 57 PJ. Die nächstgrößere Verwendungsart im betrachteten Zeitraum ist die Beleuchtung mit 14,46 % (12 PJ). Die Verwendungen Warmwasser und Raumwärme summieren sich zu je 8 % bzw. 6 PJ (Anhang 8 und Abbildung 82). Kochen nimmt mit 4 % einen vergleichsweise geringen Anteil ein.

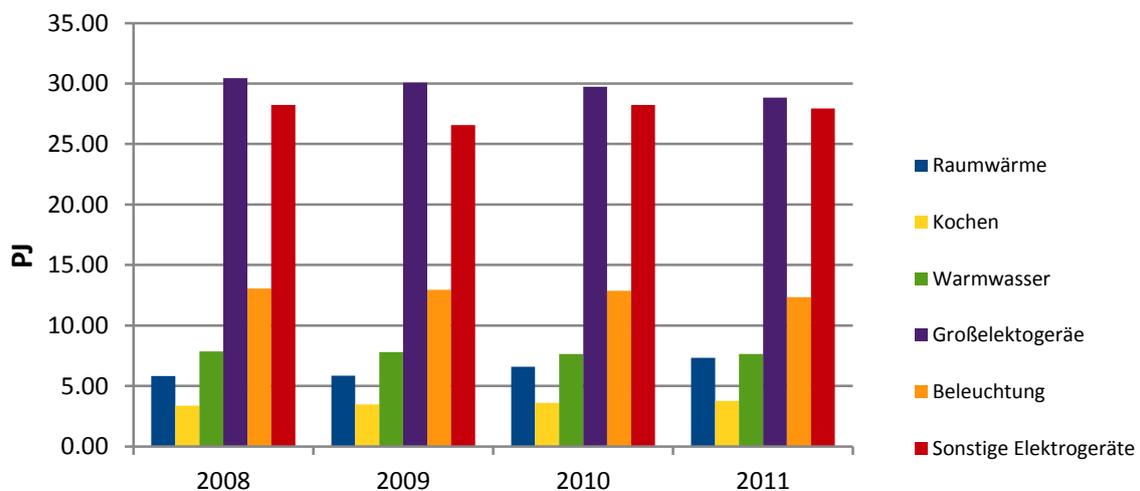


Abbildung 82: Verwendungsarten für Strom 2008-2011 in den Niederlanden (ODYSSEE 2013)

6.3 Energiebilanzen

Nachdem in Kapitel 6.2 die Energieverbräuche in den einzelnen Ländern zusammengefasst werden, erfolgt nun die Gegenüberstellung der Einsatzmengen sowie die Bewertung mit den recherchierten und ermittelten Kosten für die Haushalte. Es wird dabei mit Preisen gerechnet, welche die jeweiligen Steuern beinhalten, da der Fokus auf den Haushaltspreisen liegt. Die Preise ohne Steuer können im Anhang nachgeschlagen werden. Die Bilanzen werden auf Haushaltsebene gerechnet, wobei für jedes Land die durchschnittliche Haushaltsgröße angenommen wird. Für einen besseren Überblick werden die Bilanzen jedoch pro Kopf ausgegeben. Das Resultat sind die Energiekosten eines Haushaltes¹²⁵, basierend auf den angenommenen Preisen (Anhang 9).

6.3.1 Verbrauchsbilanzen im Ländervergleich

Im folgenden Abschnitt werden die Verbräuche der jeweiligen Energieträger in privaten Haushalten dargestellt. Zusätzlich werden die Verbräuche des Energieträgers Strom in einzelne Verwendungsarten gegliedert. Die Angaben erfolgen in KWh und beziehen sich, wenn nicht anderweitig vermerkt, auf den Zeitraum zwischen 2008 und 2011.

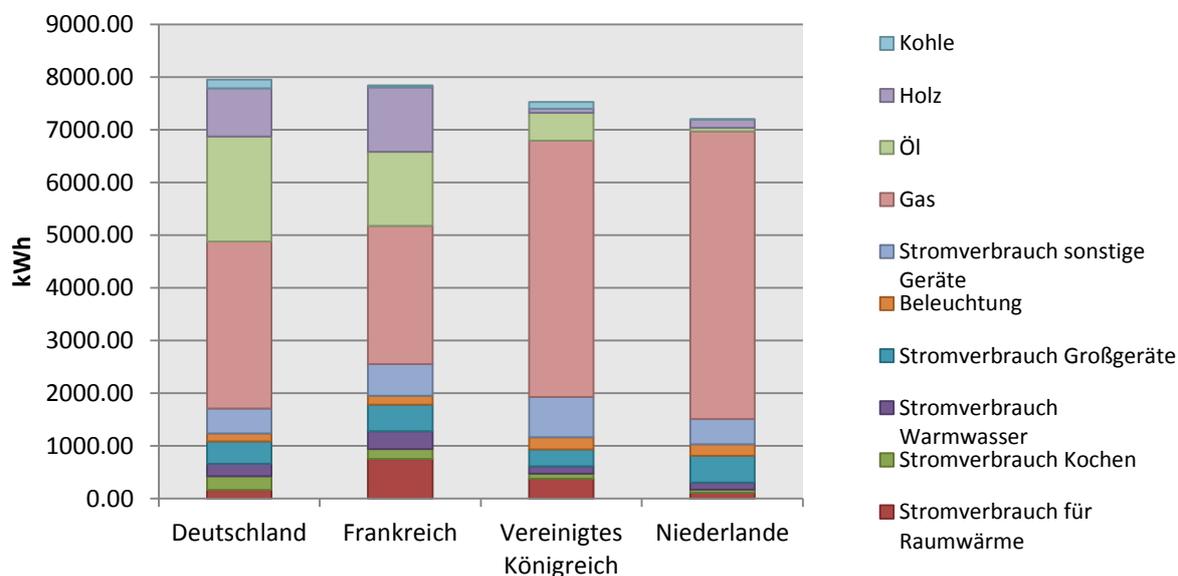


Abbildung 83: Verbrauch privater Haushalte pro Kopf nach Energieträgern und Nutzungsart in KWh 2008-2011 (ODYSSEE 2013)

Bei den Verbrauchsbilanzen der einzelnen Länder wird vor allem die Dominanz des Energieträgers Gas für die beiden erdgasfördernden Länder Niederlande und das Vereinigte Königreich deutlich (Abbildung 83). Der Anteil beträgt hier 73 % bzw. 65 %. Aber auch in den beiden anderen Ländern,

¹²⁵ Da der Energieverbrauch aller Energieträger auf die Haushalte verteilt wird, ist der der dargestellte Haushalt nicht als solcher in der Realität anzutreffen sondern repräsentiert nur die durchschnittsverbräuche.

Deutschland und Frankreich, ist der Anteil mit 37 % und 32 % relativ hoch. Der Energieträger wird hierbei vor allem zur Wärmeherzeugung genutzt. In dieser Verwendungsart ergibt sich somit die größte absolute Wirkung auf die Verbrauchsbilanz bei angewendeten Effizienzmaßnahmen.

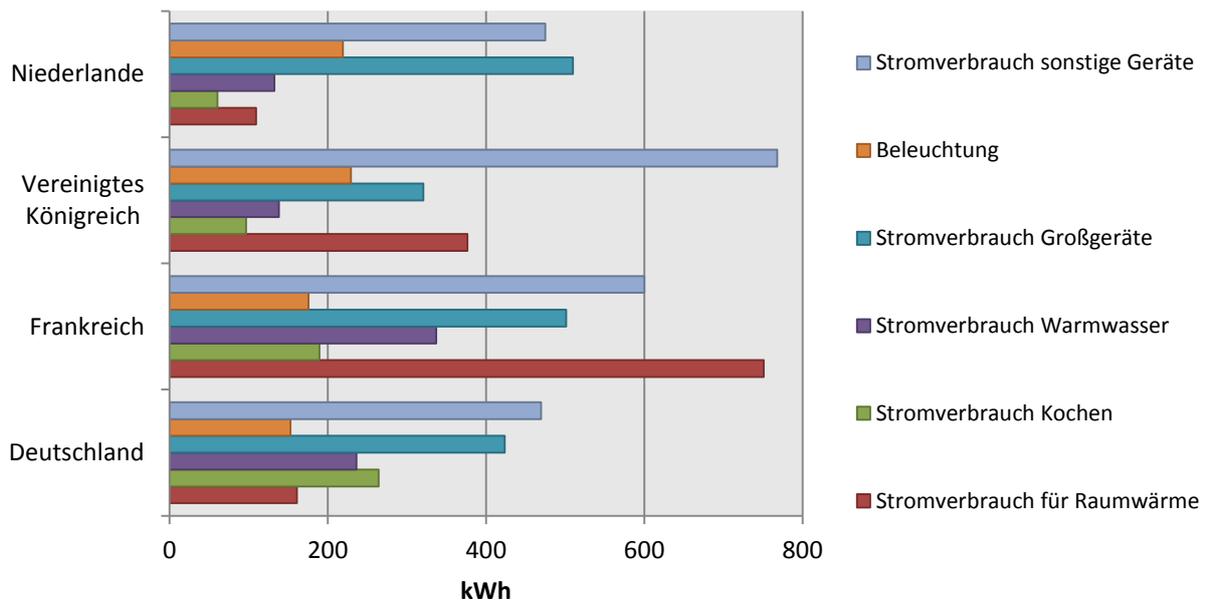


Abbildung 84: Verbrauch privater Haushalte pro Kopf von Strom nach Nutzungsart in KWh 2008-2011 (ODYSSEE 2013)

Bezogen auf den Stromverbrauch, der im Durchschnitt pro Land einen Anteil von rund 20 % am Gesamtverbrauch ausmacht, (Deutschland: 17,6 %) sind die jeweiligen absoluten Verbräuche aufgrund der verschiedenen Verwendungsartsschwerpunkte stark unterschiedlich. Dies wird besonders für Frankreich und das Vereinigten Königreich deutlich. In Frankreich werden alleine knapp 380 KWh für Raumwärme pro Haushaltsmitglied verbraucht. Ebenfalls hoch ist der Verbrauch von Strom für Warmwasser mit knapp 345 KWh.

Einen weiteren hohen Verbrauch verzeichnen Elektrogroßgeräte und sonstige Elektrogeräte. Er beträgt für erstere Gerätegruppe knapp 440 KWh im Jahr und 578 KWh für die zweite. Die prozentuale Aufteilung wurde bereits für jedes Land detailliert in Kapitel 6.2 dargestellt. Es ist unklar, inwieweit der hohe Verbrauch der sonstigen Elektrogeräte im Vereinigten Königreich auf eine andere Zuordnung bestimmter Gerätetypen der Großgeräte zurückgeführt werden kann. Letzterer ist nämlich signifikant niedriger als in den anderen Ländern.

6.3.2 Kostenbilanzen im Ländervergleich

Im folgenden Abschnitt werden die in Kapitel 6.2 und 6.3.1 vorgestellten Verbräuche mit den ermittelten Preisen multipliziert, um die jeweiligen Kosten zu erhalten. Da es sich um unterschiedliche Energieträger in unterschiedlichen Märkten handelt, wurden Preise teilweise aus Berichten und

teilweise aus europäischen sowie nationalen Statistiken angewendet. Die Preise sind inklusive aller Steuern und Umlagen. Für einige Energieträger, wie z.B. Kohle für Hausfeuerung, wurden ggf. Annahmen getroffen bzw. Durchschnittswerte aus existierenden Daten gebildet. Ferner wurden die aus nationalen Statistiken entnommenen Preise mit dem in den jeweiligen Jahren geltendem Wechselkurs umgerechnet. Etwaige abweichende Einheiten wurden ins internationale Einheitensystem (SI) überführt. Die Kostenbilanz basiert auf dem Zeitraum 2008 bis 2011. Aufgrund der Preisannahmen und auch der Nutzung von unterschiedlichen Quellen sind die Zahlen und vor allem die absoluten Preisangaben mit Vorsicht zu behandeln.

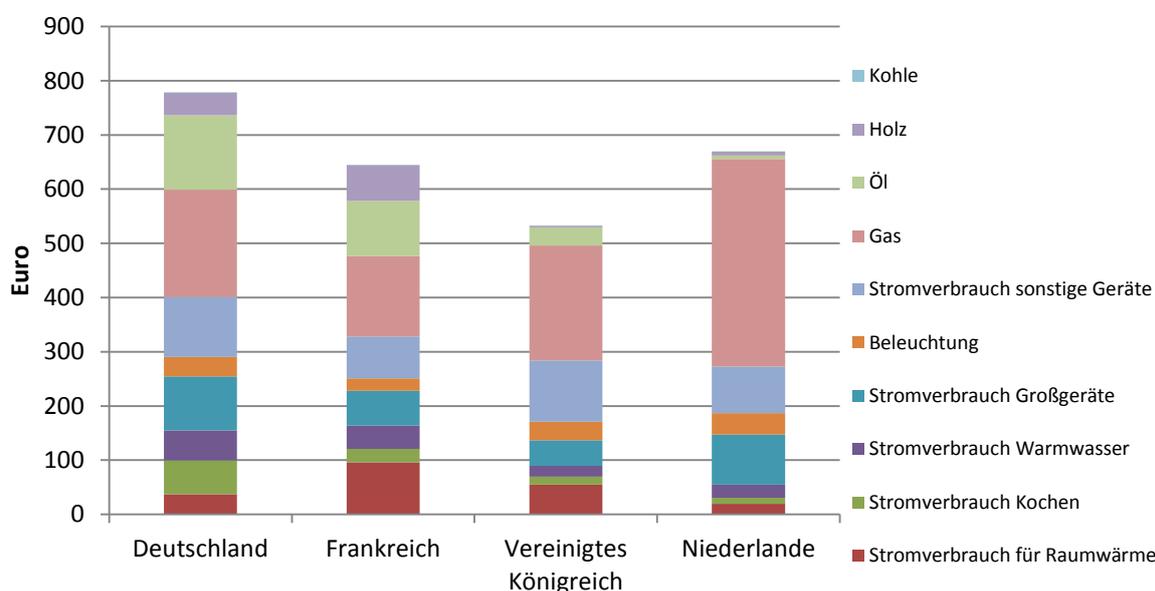


Abbildung 85: Kostenbilanzen pro Kopf in Euro

Generell unterscheiden sich die Gesamtkosten der Haushalte pro Person um bis zu 22 %. Während die Gesamtkosten für Energie in Deutschland bei etwa 778 Euro/Kopf liegen, sind sie im Vereinigten Königreich mit 533 €/Kopf deutlich geringer. Die Kosten für die beiden Länder Frankreich und Niederlande liegen dabei relativ gleich bei 644 €/Kopf bzw. 669 €/Kopf. Die Anteile der einzelnen Energieträger bzw. Anwendungsarten sind stark unterschiedlich. Dies liegt zunächst an der Einsatzintensität, aber auch am unterschiedlichen Endverbraucherpreis. So lag der ermittelte Endverbraucherpreis in Frankreich bei durchschnittlich 12,83 Eurocent/KWh, während er in Deutschland 23,34 Eurocent/KWh betrug. Dies resultiert in einem Stromkostenanteil in Frankreich von etwa 50 % bei 32 % Verbrauchsanteil, während in Deutschland die Stromkosten 51 % der Kosten aber nur 21 % des Verbrauchs ausmachen. Der jeweilige Quotient aus Stromverbrauchs- und Kostenanteil liegt dabei in Deutschland mit 2,4 am höchsten und mit 1,56 in Frankreich am niedrigsten. Im Vereinigten Königreich und den Niederlanden liegt er in etwa gleichauf bei ca. 2 (Abbildung 86).

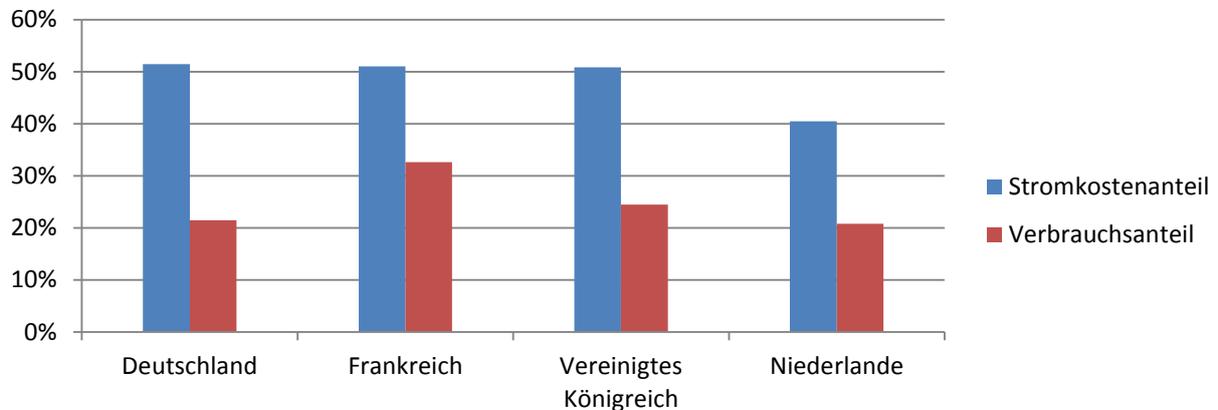


Abbildung 86: Stromverbrauchs- / Kostenanteil

Daneben ist aufgrund des hohen Einsatzes von Gas in den Niederlanden dieser Kostenanteil mit 382 Euro/Kopf besonders groß. Bei Gas ist die Preisdiskrepanz prozentual ebenfalls relativ groß. Während Frankreich und das Vereinigte Königreich pro kWh Arbeit 5,7 bzw. 4,3 Eurocent bezahlen, liegt der Preis für Deutschland und die Niederlande bei etwa 7 Eurocent/kWh.

6.4 Energieeffizienzmaßnahmen

Handlungsempfehlungen im Rahmen dieser Analyse können nur eingeschränkt gegeben werden. Die Analysen und Auswertungen haben gezeigt, dass eine umfassende (Anwendungsbereiche und Energieträger) und differenzierte (Technologie bei Anwendungsbereichen) Betrachtung nötig ist, um die Einsparungspotentiale zu ermitteln.

Wie bereits vorgestellt, können durch Effizienzmaßnahmen im Bereich Raumwärme die größten absoluten Verbrauchs- und Kostenreduzierungen realisiert werden. Dies gilt vor allem in Deutschland, wo die Ölpreise, aber vor allem die Gaspreise, im Vergleich zu den betrachteten Ländern sehr hoch sind und auch der Verbrauch verschiedener Energieträger zur Wärmeerzeugung relativ hoch ist. Der Quotient aus Kosten und Verbrauchsanteil ist hier zwar, verglichen mit den anderen Ländern, ähnlich, aber der Einsatz von Gas in der Wärmeerzeugung in Kombination mit Effizienzmaßnahmen (Dämmung, effiziente Wärmeerzeugungstechnologien) würde die Kosten für die entsprechenden Energieträger entsprechend stark reduzieren. Im Strombereich lässt der hohe Kostenanteil von 51 % und der Verbrauchsanteil von 21 % in Deutschland die Nutzung von Einsparungspotentialen vermuten. Da jedoch der Stromverbrauch aufgrund seiner vielfältigen Einsatzmöglichkeiten sich in mehrere Verwendungsarten aufteilt und somit einzelne Maßnahmen, z. B. Effizienzmaßnahmen bei großen und kleinen Elektrogeräten, erfordert, sind dort Einspareffekte nur bedingt bemerkbar, die absolut zu einer eher geringen Kostenreduktion führen.

7 Literaturverzeichnis

ACER (2011): Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity, FG-2011-E-002.

Authority for Consumers and Markets (2013): National Report on energy regulation in 2012, Online verfügbar unter http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_REPORTS/National%20Reporting%202013/NR_En/C13_NR_Netherlands-EN.pdf, zuletzt geprüft am 30.07.2014.

Baron, Richard; Aasrud, Andre; Sinton, Jonathan; Campbell, Nina; Jiang, Kejun; Zhuang, Xing (2012): Policy Options for Low-Carbon Power Generation in China.

BIOMASS Energy Centre: Fuel Costs per kWh. Online verfügbar unter http://www.biomassenergycentre.org.uk/portal/page?_pageid=75,59188&_dad=portal, zuletzt geprüft am 24.07.2014.

BNetzA (2013): Monitoringbericht 2013.

China Electricity Council (CEC) (2010): Statistical Brief for the Chinese Electricity Industry 2010.

Comptes Publicques.FR: Taxe sur la valeur ajoutée. Online verfügbar unter <http://www.comptespublics.fr/index.php?page=taxe-sur-la-valeur-ajoutee>, zuletzt geprüft am 24.07.2014.

Data Market: Primary production of coal and lignite; Coal Prices. Online verfügbar unter <http://datamarket.com/data/set/1ald/primary-production-of-coal-and-lignite#!ds=1ald!yvs=14.5.8.y.2/28ud!2s6z=5:2s70&display=line&s=apj>, zuletzt geprüft am 24.07.2014.

Department of Energy & Climate Change (2013): Digest of UK energy statistics. Annual report 2013. Online verfügbar unter <https://www.gov.uk/government/collections/digest-of-uk-energy-statistics-dukes>, zuletzt geprüft am 30.07.2014.

Department of Energy & Climate Change (2011): Planning our electric future: a White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity, July 2011, abrufbar unter https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/48129/2176-emr-white-paper.pdf.

Destatis Statistisches Bundesamt. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/Startseite.html>, zuletzt geprüft am 24.07.2014.

Deutsches Pelletinstitut: Jahresdurchschnittspreise von Holzpellets. Online verfügbar unter http://www.depi.de/media/filebase/files/infothek/pdf/DEPI_Jahresdurchschnittspreise_Pellets.pdf, zuletzt geprüft am 24.07.2014.

DG Energy (2013): Quarterly Report on European Electricity Markets. Second Quarter 2013. Online verfügbar unter http://ec.europa.eu/energy/observatory/electricity/doc/20130814_q2_quarterly_report_on_european_electricity_markets.pdf, zuletzt geprüft am 30.07.2014.

Edwards, T. J. (2012): 201201 - Edwards - Electricity Pricing. In BICCS Asia Paper 6 (2), checked on 15/01/2013.

E4TECH: Biomass prices in the heat and electricity sectors in the UK. Online verfügbar unter http://www.rhincentive.co.uk/library/regulation/100201Biomass_prices.pdf, zuletzt geprüft am 24.07.2014.

ENTSO-E (2013): Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2013.

ERCOT (2013): abrufbar unter <http://ercot.com>.

European Central Bank: Pound Sterling (GBP). Online verfügbar unter <https://www.ecb.europa.eu/stats/exchange/eurofxref/html/eurofxref-graph-gbp.en.html>, zuletzt geprüft am 24.07.2014.

Eurostat: Electricity prices for domestic consumers, from 2007 onwards - bi-annual data. Online verfügbar unter http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_pc_202&lang=en, zuletzt geprüft am 24.07.2014.

Eurostat: Gas prices for domestic consumers, from 2007 onwards - bi-annual data. Online verfügbar unter http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_pc_202&lang=en, zuletzt geprüft am 24.07.2014.

Eurostat (2007): Indikatoren für die Liberalisierung des europäischen Strommarktes 2005-2006. Online verfügbar unter http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/product_details/publication?p_product_code=KS-SF-07-088, zuletzt geprüft am 12.03.2013.

Eurostat (2012): Market share of the largest generator in the electricity market - annual data [nrg_ind_331a]. Online verfügbar unter: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=de&pcode=ten00119&plugin=1>, zuletzt geprüft am 13.03.2013.

Eurostat: HICP - inflation rate Annual average rate of change (%). Online verfügbar unter <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=en&pcode=tec00118>, zuletzt geprüft am 24.07.2014.

Eurostat: Number of private households by household composition, number of children and age of youngest child (1 000). Online verfügbar unter http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=lfst_hhnhtych&lang=en, zuletzt geprüft am 23.07.2014.

Finance Stock Star News (2013): "Direct Deal" why is it easier said than done?, <http://finance.stockstar.com/JC2012081400001387.shtml>, last accessed on 29.04.2013.

Germany Trade & Invest (2014): VR China globaler Spitzenreiter beim Ausbau erneuerbarer Energien. Online verfügbar unter <http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/maerkte.did=1008718.html>, zuletzt geprüft am 31.07.2014.

HM Government (2011): The Carbon Plan: Delivering our low carbon future, December 2011, abrufbar unter https://whitehall-admin.production.alpha.gov.co.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/47613/3702-the-carbon-plan-delivering-our-low-carbon-future.pdf.

International Energy Agency (2012): World Energy Outlook 2012.

International Energy Agency (2012a): Key World Energy Statistics 2012.

International Energy Agency (2013): Key World Energy Statistics 2013.

International Energy Agency (2014): Monthly Energy Prices. Online verfügbar unter <http://www.iea.org/statistics/relatedsurveys/monthlyenergyprices/>, zuletzt geprüft am 24.07.2014.

Knoema: Netherlands - Oil - Price Domestic Heating Oil. Online verfügbar unter <http://knoema.com/atlas/Netherlands/topics/Energy/Oil/Price-Domestic-Heating-Oil>, zuletzt geprüft am 24.07.2014.

Kroeber, Arthur; Lee, D.; Yao, R. (2008): Enigma Variations: Unwrapping the Riddle of China's Electricity Industry. In GaveKal Research.

Ma, Jinlong (2011): On-grid electricity tariffs in China Development, reform and prospects. In Energy Policy 39, pp. 2633–2645.

Monitoring Analytics (2014): State of the Market Report for PJM. Online verfügbar unter http://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2014.shtml

Odyssee (2013): Database on Energy Efficiency Indicators. Online verfügbar unter <http://www.odyssee-indicators.org/>.

Ofgem (2014): State of the Market Assessment.

Pellets@las (2009): Pellet Market Country Report UK. Online verfügbar unter http://www.pelletsatlas.info/pelletsatlas_docs/showdoc.asp?id=100211172111&type=doc&pdf=true, zuletzt geprüft am 24.07.2014.

PJM (2014): Reliability Pricing Model – Fact Sheet. Online verfügbar unter <http://www.pjm.com/~media/about-pjm/newsroom/fact-sheets/rpm-fact-sheet.ashx>

Prix Pellets.fr: Evolution HT du prix du pellets. Online verfügbar unter <http://prix-pellets.fr/>, zuletzt geprüft am 24.07.2014.

Prognos (2006): Potenziale für Energieeinsparung und Energieeffizienz im Lichte aktueller Preisentwicklungen. Unter Mitarbeit von Friedrich Seefeldt, Marco Wunsch, Ulrike Matthes, Walter Baumgartner. Hg. v. Prognos. Berlin.

The Brattle Group (2012): ERCOT Investment Incentives and Resource Adequacy, 2012.

U.S. Energy Information Administration (2012): China – Analysis. Online verfügbar unter <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=ch>, zuletzt geprüft am 30.07.2014.

Yang, Yongping; Guo, Xiyan; Wang, Ningling (2010): Power generation from pulverized coal in China. In Energy 35 (11).

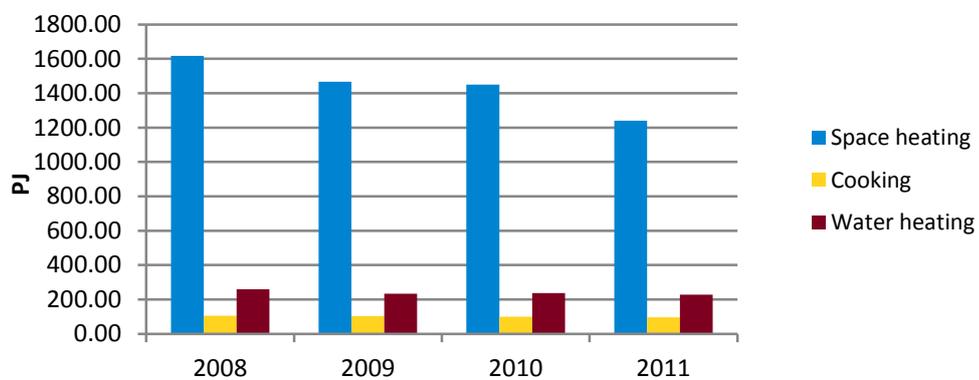
Yeoh, Boon-Siew; Rajaraman, Rajesh (2004): Electricity in China: The Latest Reforms. In The Electricity Journal 17 (3), pp. 60–69.

Zhang, Liang (2012): Electricity pricing in a partial reformed plan system: The case of China. In Energy Policy 43, pp. 214–225.

Zhao, Xiaofan; Ortolano, Leonard (2010): Implementing China's national energy conservation policies at state-owned electric power generation plants. In Energy Policy 38 (10), pp. 6293–6306.

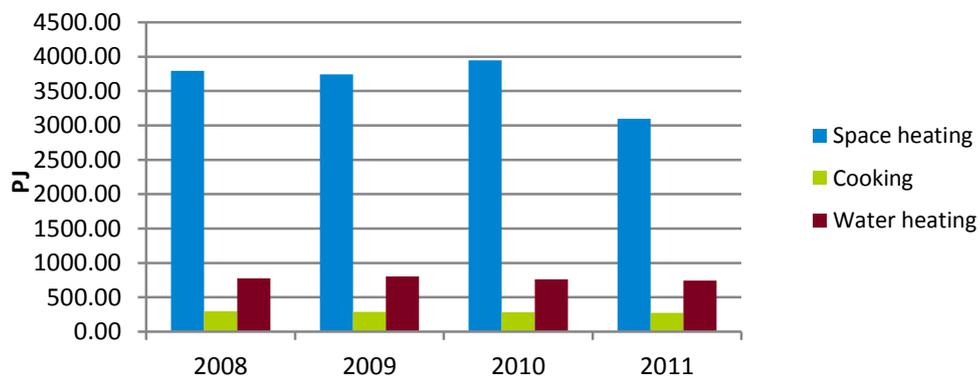
8 Anhang

Oil consumption in the EU by application in PJ



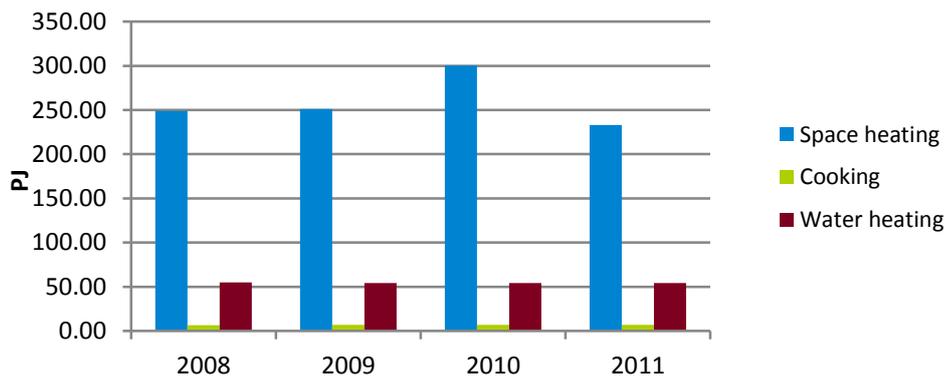
Anhang 1: Ölverbrauch der Haushalte nach Verwendung (ODYSSEE 2013)

Gas consumption in the EU by application in PJ

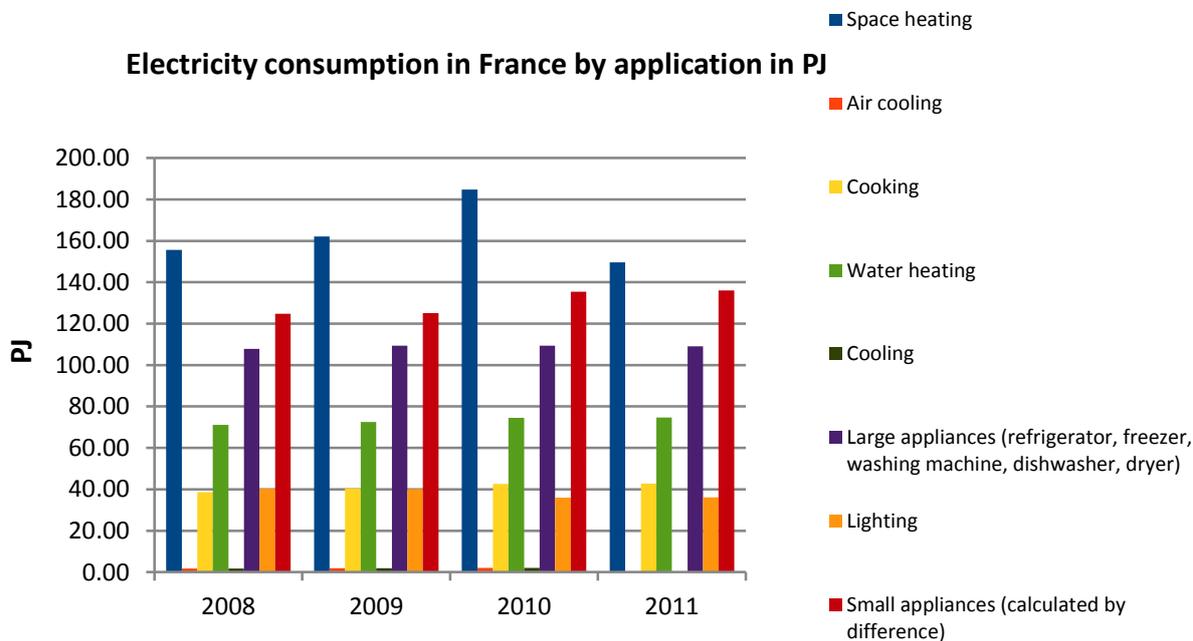


Anhang 2: Gasverbrauch der Haushalte nach Verwendung (ODYSSEE 2013)

Gas consumption in the NL by application in PJ

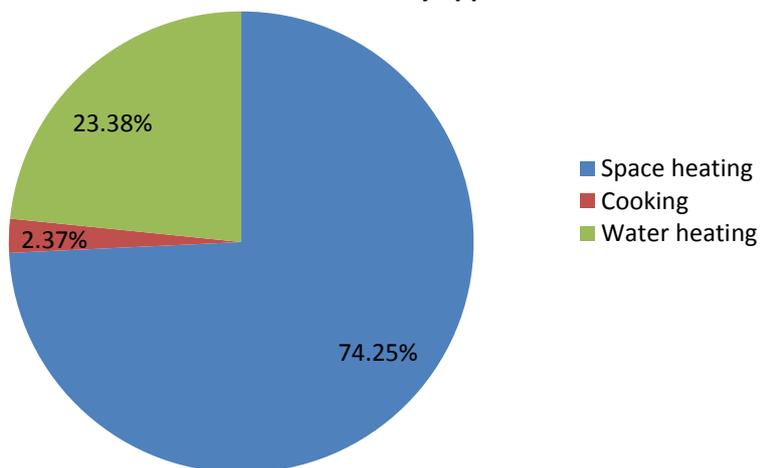


Anhang 3: Gasverbrauch der Haushalte nach Verwendung in den Niederlanden



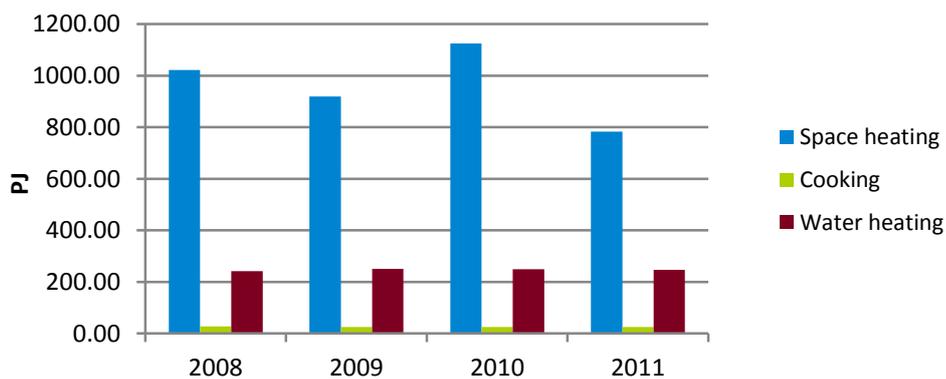
Anhang 4: Verwendungsarten für Strom 2008-2011 in Frankreich (ODYSSEE 2013)

Share of gas consumption in the UK
by application - 2011



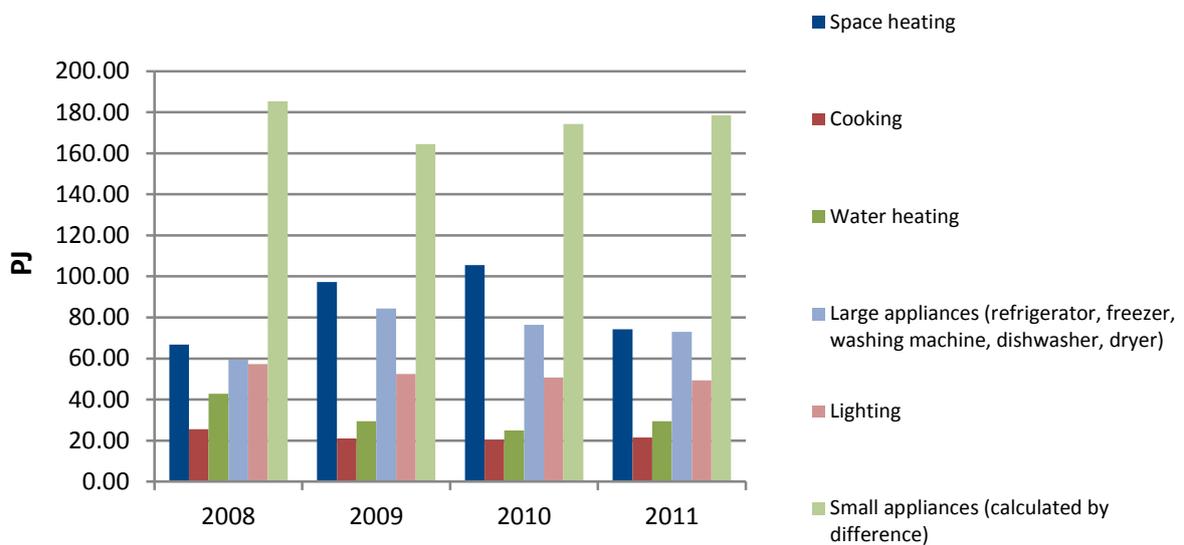
Anhang 5: Verwendungsarten für Gas 2008-2011 in UK (ODYSSEE 2013)

Gas consumption in the UK by application in PJ



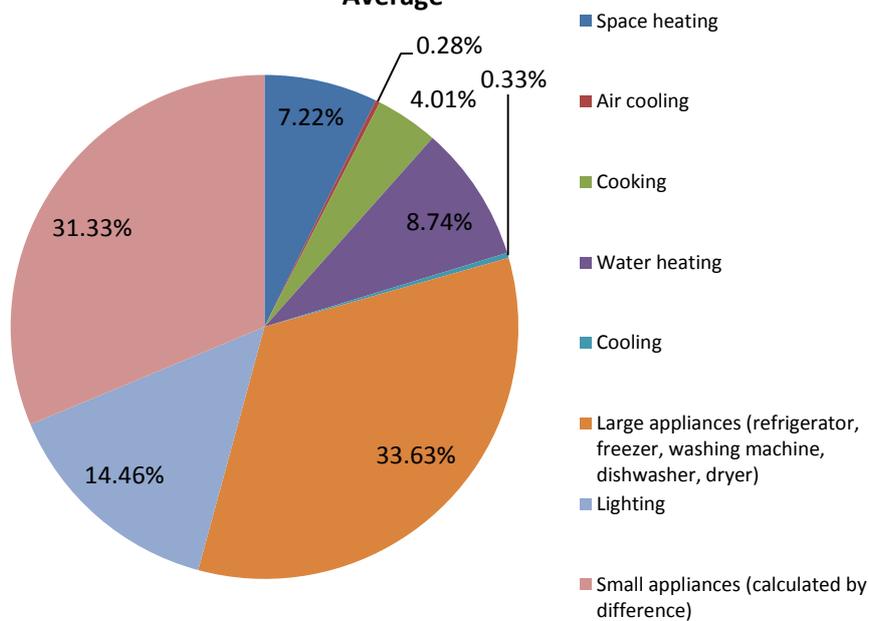
Anhang 6: Gasverbrauch der Haushalte nach Verwendung im Vereinigtem Königreich (ODYSSEE 2013)

Electricity consumption in the UK by application in PJ



Anhang 7: Verwendungsarten für Strom 2008-2011 im Vereinigten Königreich (ODYSSEE 2013)

Share of electricity consumption in the NL by application - Average



Anhang 8: Anteile der Verwendungsarten am Stromverbrauch der Haushalte 2008-2011 in den Niederlanden (ODYSSEE 2013)

| Nr. Crt. | Source | Title | Comment |
|----------|----------------------------------|---|--|
| 1 | BIOMASS Energy Centre | Fuel Costs per kWh | 4800 kWh per tonne of Wood Pellets 10 kWh per litre of Heating Oil Country: GERMANY, FRANCE, UNITED KINGDOM |
| 2 | COMPTE PUBLIQUES.FR | Taxe sur la valeur ajoutée | VAT rate for wood cost calculation - 2008, 2009, 2010, 2011 Country: FRANCE |
| 3 | DATA MARKET | Primary production of coal and lignite; Coal Prices | Unit: Dollars per Short Ton of Coal converted to EUR per Short Ton of Coal Country: GERMANY, FRANCE, UNITED KINGDOM, NETHERLANDS |
| 4 | DEUTSCHES PELLETTINSTITUT (DEPI) | Jahresdurchschnittspreise von Holzpellets | Durchschnittspreis pro Jahr in EUR/tonne Country: GERMANY |
| 5 | E4TECH | Biomass prices in the heat and electricity sectors in the UK | Price GBP 2009 per tonne of bulk pellets converted to EUR Country: UNITED KINGDOM Prices 2010 and 2011 as average of 2008 and 2009 |
| 6 | EUROPEAN CENTRAL BANK | Pound Sterling (GBP) | GBP vs. EUR on Dec 31st 2008, 2009, 2010, 2011 Used to compute oil costs Country: UNITED KINGDOM |
| 7 | EUROSTAT | Electricity prices for domestic consumers, from 2007 onwards - bi-annual data | Unit: Kilowatt/hour Currency: EUR AVERAGE of the bi-annual data considered Countries: GERMANY, FRANCE, UNITED KINGDOM, NETHERLANDS, EU27 |
| 8 | EUROSTAT | Gas prices for domestic consumers, from 2007 onwards - bi-annual data | Unit: Kilowatt/hour Currency: EUR AVERAGE of the bi-annual data considered Countries: GERMANY, FRANCE, UNITED KINGDOM, NETHERLANDS, EU27 |
| 9 | EUROSTAT | HICP - inflation rate Annual average rate of change (%) | Inflation rates used to compute 2009, 2010, 2011 oil prices for Netherlands based on 2008 price |
| 10 | EUROSTAT | Number of private households by household composition, number of children and age of youngest child (1 000) | Household Composition: TOTAL Countries: FRANCE, UNITED KINGDOM, NETHERLANDS, EU27 |
| 11 | IEA INTERNATIONAL ENERGY AGENCY | Monthly Energy Prices | Domestic Heating Oil prices Unit: 1000 litres Currency: EUR - GERMANY, FRANCE GBP - UNITED KINGDOM Price converted in EUR per litre |
| 12 | INFO.COM | What is the equivalent of 1 ton of coal in terms of other heating fuels? | 1 short ton of coal = 6,500 kilowatt hours of electricity Country: GERMANY, FRANCE, UNITED KINGDOM, NETHERLANDS |
| 13 | KNOEMA | Netherlands - Oil - Price Domestic Heating Oil | Oil price in USD per 1000 litres in 2008, converted to EUR 2009, 2010, 2011 - Prices computed based on inflation rate Country: NETHERLANDS |
| 14 | ONLINE CURRENCY CONVERTER | United States dollar (USD) and Euro (EUR) Year 2008 Exchange Rate History | USD to EUR rates on Dec 30th for 2008, 2009, 2010, 2011 Used to determine coal prices Country: GERMANY, FRANCE, UNITED KINGDOM, NETHERLANDS |
| 15 | PELLETS@LAS | Pellet Market Country Report UK | Price GBP 2008 per tonne of bulk pellets converted to EUR Country: UNITED KINGDOM |
| 16 | PRIX PELLETS.FR | Evolution HT du prix du pellets | Price in EUR (VAT excluded) per TONNE of bulk pellets to which VAT was added |

Anhang 9: Quellenübersicht zur Ermittlung der Preise/Mengen/Einheiten

ECOFYS



sustainable energy for everyone

ECOFYS

sustainable energy for everyone



ECOFYS Germany GmbH

Albrechtsstr. 10c
10117 Berlin

T: +49 (0) 30 29773579-0

F: +49 (0) 30 29773579-99

E: info@ecofys.com

I: www.ecofys.com