

Strompreise und ihre Komponenten

Ein internationaler Vergleich



Strompreise und ihre Komponenten

Ein internationaler Vergleich

Von: Katharina Grave und Barbara Breitschopf

Datum: 14. April 2014

Projekt-Nummer: DESDE12379 / 03MAP244

Auftraggeber: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Großhandelspreise	3
3	Entgelte, Steuern und Gebühren	6
3.1	Netznutzungsentgelte	6
3.2	Verbrauchssteuern	8
3.3	Energieeffizienz-Abgaben	9
4	Förderung erneuerbarer Energien	11
4.1	Deutschland	11
4.2	Niederlande	12
4.3	Frankreich	13
4.4	Vereinigtes Königreich	16
4.5	USA	18
4.6	Pennsylvania	19
4.7	Texas	20
5	Repräsentativer Strompreisvergleich	22
5.1	Beschaffungskosten	22
5.2	Entgelte, Steuern und Gebühren	25
5.2.1	Strompreise für stromintensive Großunternehmen	25
5.2.2	Strompreise für stromintensive mittelständische Unternehmen	27
6	Fazit	29

1 Einleitung

Der Strompreis für Endkunden setzt sich aus verschiedenen Komponenten zusammen. Diese schließen neben den Kosten für die Stromerzeugung und -bereitstellung auch Abgaben, Umlagen sowie Steuern und ggf. Subventionen ein. Abbildung 1 zeigt die möglichen Bestandteile des Strompreises.

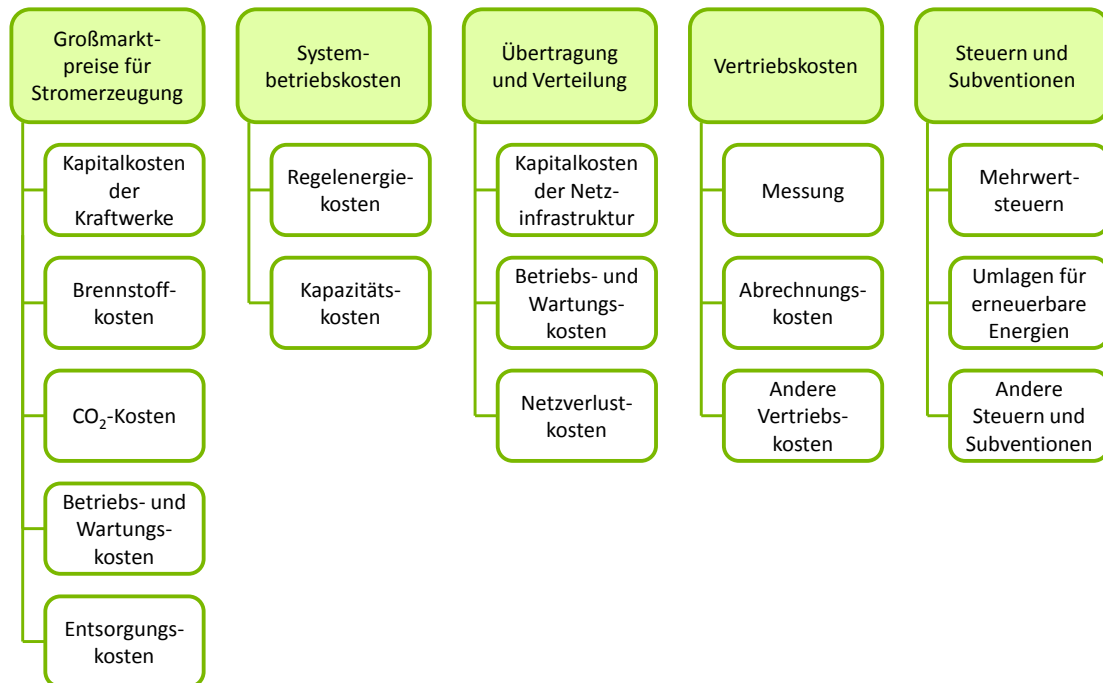


Abbildung 1: Strompreiskomponenten (Eigene Darstellung in Anlehnung an IEA)

Die Großmarktpreise für Strom hängen vom Angebot der Stromerzeuger im jeweils betrachteten Markt, der Elastizität der Nachfrage sowie dem Preisbildungsmechanismus ab. Dabei werden Kapitalkosten für Kraftwerke, Brennstoffkosten, Betriebs- und Wartungskosten, sowie in einigen Regionen CO₂-Kosten berücksichtigt. Die Systembetriebskosten umfassen die Regelenergie zum Ausgleich von Schwankungen im Netz, sowie ggf. Kapazitätskosten, die für die Bereitstellung gesicherter Leistung gezahlt werden. Kosten für den Stromtransport umfassen Kapitalkosten der Netzinfrastruktur, Betriebs- und Wartungskosten, sowie Netzverlustkosten. Diese fallen jeweils für Übertragungsnetze und Verteilnetze an. Messungs- und Abrechnungskosten fallen zusammen mit anderen Kosten in die Kategorie Vertriebskosten. Besonderer Fokus liegt in der vorliegenden Analyse auf den Steuern und Subventionen, die auch die Umlagen für erneuerbare Energien beinhalten.

Die vorliegende Analyse zeigt Strompreise für zwei beispielhafte stromintensive Industrieunternehmen, die in Deutschland unter die besondere Ausgleichsregelung fallen, und somit niedrigere Umlagen für die Förderung erneuerbarer Energien zahlen müssen als durchschnittliche Verbraucher. Die Zahlungen pro Kilowattstunde werden den Strompreisen vergleichbarer Unternehmen in den Nieder-

landen, Frankreich, dem Vereinigten Königreich (UK), Texas und Pennsylvania gegenübergestellt. Zunächst werden die Großhandelspreise an den Börsen der einzelnen Regionen dargestellt. In einem zweiten Schritt werden die verschiedenen Strompreiskomponenten untersucht und Ausnahmeregelungen für stromintensive Unternehmen in den einzelnen Ländern erklärt. Ein besonderer Fokus liegt dabei auf der Förderung erneuerbarer Energien. Anschließend werden die entsprechenden Strompreise für die beiden repräsentativen Unternehmen in den verschiedenen Ländern berechnet und verglichen. Eine Sensitivitätsanalyse zeigt, wie sich eine Änderung der Privilegierung bei der Förderung erneuerbarer Energien auf die absolute Höhe der Strompreise auswirkt.

2 Großhandelspreise

Der Referenzpreis für die Strombezugskosten in den untersuchten Regionen ist zunächst der Spotpreis an den Strombörsen für die Lieferung am folgenden Tag („day ahead“). Abbildung 2 zeigt die Entwicklung der ermittelten monatlichen Durchschnittspreise ab 2007. Die Spotmarktpreise in den untersuchten Regionen zeigen eine starke Abhängigkeit von den globalen Brennstoffkosten. Als 2008 beispielsweise die Preise für fossile Brennstoffe stark stiegen, stiegen die Börsenpreise in allen betrachteten Regionen.

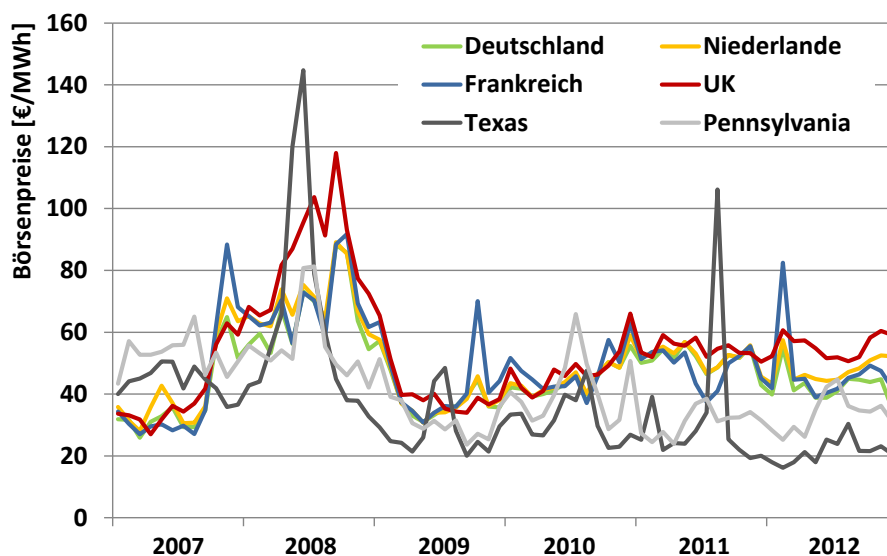


Abbildung 2: Monatliche Durchschnittspreise an Strombörsen (Datenquelle: EPEX, APX, EIA, Platts)

Während die durchschnittlichen Monatspreise in den beiden untersuchten US-amerikanischen Staaten 2007 noch über den europäischen Werten lagen, hat sich die Situation seit 2009 umgekehrt. 2012 lag der durchschnittliche Jahreswert in Texas mit 21 €/MWh etwa halb so hoch wie der durchschnittliche Spotmarktpreis in Deutschland, wo day-ahead durchschnittlich 43 €/MWh für das ungewichtete Baseprodukt ermittelt wurden. In Pennsylvania erreichte der Spotmarktpreis einen Durchschnittswert von etwa 34 €/MWh.

Die Entwicklungen der Preise in den europäischen Ländern laufen parallel. Durch die physikalischen Verbindungen zwischen den Märkten werden Arbitrage-Möglichkeiten ausgeschöpft, d.h. es wird gehandelt bis die Preise gleich sind oder aufgrund fehlender Netzkapazitäten physikalisch kein weiterer Stromaustausch möglich ist. Seit 2006 besteht eine Marktkopplung zwischen den Niederlanden, Belgien und Frankreich (Trilateral Market Coupling, TLC). Die Strombörsen dieser Länder ermitteln seitdem den Spotpreis mit einem gemeinsamen Algorithmus und verzichten auf eine zusätzliche Versteigerung der Transportrechte zwischen den Ländern. Ende 2010 wurde das System um Deutschland

erweitert (Central Western Europe Market Coupling, CWE). Der britische Markt, sowie die skandinavischen Märkte Schweden, Dänemark, Norwegen und Finnland sollen Anfang 2014 ebenfalls in dieses System integriert werden (North Western Europe Price Coupling, NWE).

2011 hatte Deutschland in 88 % der Stunden des Jahres die gleichen Preise wie die Niederlande. Die Preise mit Frankreich glichen sich in 67 % der Stunden. 2012 sanken diese Werte auf 56% zwischen Deutschland und den Niederlanden und 64 % zwischen Deutschland und Frankreich. In den Stunden mit unterschiedlichen Preisen liegen die deutschen Preise meist unter den Preisen der Nachbarstaaten. Durchschnittlich fielen Preise in Deutschland von 51 €/MWh in 2011 auf 43 €/MWh in 2012, während sie in den Niederlanden von 52 €/MWh auf 48 €/MWh sanken, in Frankreich von 49 €/MWh auf 47€/MWh. UK lag 2012 mit 55 €/MWh deutlich über diesen Ergebnissen.

Die Gründe für diese Großhandelspreisentwicklungen sind vielfältig. Grundsätzlich wird der Preis durch die Grenzkosten des teuersten produzierenden Kraftwerks bestimmt. Diese Kosten werden hauptsächlich durch die verwendeten Brennstoffe und den Wirkungsgrad determiniert. In den USA setzen häufig Gaskraftwerke den Preis. Aufgrund der dortigen Förderung von Shale-Gas ist der Gaspreis in Nordamerika heute niedriger als im europäischen Markt. Bei dieser unkonventionellen Förderung werden mit Hilfe von Chemikalien große Erdgasreserven freigesetzt, die das Angebot seit Beginn des Jahrtausends deutlich erweiterten und die Preise sinken ließen. Selbst in Regionen, in denen Erdgas traditionell keine Rolle spielte, wie in Pennsylvania, generieren seit einigen Jahren Gaskraftwerke Strom und senken den Preis an der Strombörse. Wie Abbildung 3 zeigt, lagen die Handelspreise für Erdgas in den USA 2012 durchschnittlich etwa halb so hoch wie Anfang 2005.

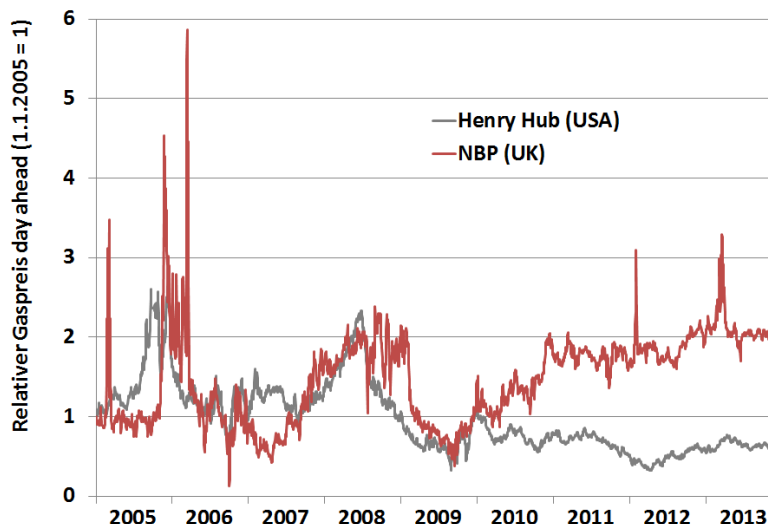


Abbildung 3: Entwicklung der Preise in Nordamerika (Henry Hub) und Europa (National Balancing Point). Quelle: EIA, Platts

In Europa sind die Gaspreise deutlich höher als in den USA. Am National Balancing Point in UK, einem der Referenzhandelsplätze für Gas in Europa, lag der durchschnittliche Preis 2012 etwa doppelt so

hoch wie 2005. In Ländern wie den Niederlanden, in denen aus historischen Gründen viele Gaskraftwerke bestehen, zahlen Verbraucher heute also zunehmend höhere Preise für Strom als US-amerikanische Verbraucher, deren Strompreise ebenfalls auf Basis von Erzeugungskosten in Gaskraftwerken bestimmt wird. In Deutschland hingegen bestimmen meist Steinkohlekraftwerke den Spotpreis. Für Steinkohle bestehen Weltmarktpreise, die eine deutlich günstigere Stromproduktion erlauben. Die Entwicklung in den US-amerikanischen Staaten, in denen zunehmend Gaskraftwerke zum Einsatz kommen, hat zudem eine preisdämpfende Wirkung auf den globalen Steinkohlemarkt.

Da die Verbrennung von Steinkohle größere Mengen CO₂ freisetzt als die Verbrennung von Erdgas, haben Abgaben für CO₂-Emissionen ebenfalls Einfluss auf die Strompreisdifferenzen. In Ländern, in denen Gaskraftwerke den Preis setzen, ist der Effekt niedriger als in Ländern, in denen Kohlekraftwerke als Grenzkraftwerk Strom produzieren. In Europa könnte ein hoher CO₂-Preis innerhalb des bestehenden Emissionshandels die deutschen Spotpreise anheben. Derzeit sind die Preise für Emissionsberechtigungen allerdings sehr niedrig. Der durchschnittliche Preis im Jahr 2012 war 7,50 €/t CO₂, zurzeit liegen die Marktergebnisse unter 5 €/t CO₂.

Ein weiterer wichtiger Faktor für Strompreisdifferenzen zwischen den untersuchten Regionen ist die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien. Kraftwerke mit geringen variablen Kosten, wie beispielsweise Windturbinen oder Photovoltaik-Anlagen verdrängen andere Kraftwerke, wie Gas- oder Kohlekraftwerke, die bei ihrem Angebot Brennstoffpreise berücksichtigen müssen. In Stunden starker Einspeisung sinkt der Spotpreis (Merit-Order Effekt). Unter den betrachteten europäischen Ländern hat Deutschland derzeit den höchsten Anteil von Wind und PV in seinem Kraftwerkspark. In Stunden, in denen genug Wind und Sonne zur Verfügung steht, um große Teile der Nachfrage zu decken, sind deshalb die Großhandelspreise vergleichsweise niedrig. Die Nachbarländer Frankreich und die Niederlande profitieren von dieser günstigen Stromerzeugung im Rahmen der vorhandenen Stromtransportkapazitäten. Allerdings reichen insbesondere in windreichen Zeiten diese Transportkapazitäten häufig nicht für einen Handel bis zum Preisausgleich aus.

Bei knapper Erzeugungskapazität steigen die Strompreise an der Börse, weil auch Kraftwerke mit hohen variablen Kosten zur Deckung der Nachfrage herangezogen werden. In Spitzenlastzeiten können dabei sogenannte „Mark-ups“ erzielt werden, Preisaufschläge auf die Grenzkosten der Kraftwerke im Markt. Die Strompreise liegen in diesen Stunden deutlich über den variablen Kosten der teuersten Erzeugungseinheit und die Kraftwerke im Markt machen überdurchschnittliche Gewinne. Solche Preisspitzen treten insbesondere in Frankreich an kühlen Winterabenden auf, da in dem Land viele Stromheizungen verwendet werden. In Texas hingegen werden regelmäßig Preisspitzen im Sommer erzielt, wenn Klimaanlage die Stromnachfrage deutlich steigern. Kapazitätsmärkte können solche Situationen entschärfen. Auf diesen Märkten erhalten Stromerzeuger zusätzliche Zahlungen für die Bereitstellung von Kraftwerken. Im Idealfall sinken dadurch die durchschnittlichen Großhandelspreise an der Börse. In Pennsylvania besteht ein Kapazitätsmarkt, in UK wird ein solches System zurzeit im Rahmen der Electricity Market Reform geplant. Die Zahlungen für Kapazität müssen bei der Berechnung der Strompreise für Endkunden zusätzlich zu den Großhandelspreisen berücksichtigt werden.

3 Entgelte, Steuern und Gebühren

Der Großhandelspreis finanziert die Stromerzeugung. Weitere Bestandteile des Stromsystems und Politikmaßnahmen werden über Entgelte, Gebühren und Steuern finanziert.

3.1 Netznutzungsentgelte

Stromnetze transportieren den Strom vom Ort der Erzeugung zum Ort der Nachfrage. Als natürliches Monopol unterliegen sie in allen untersuchten Regionen der staatlichen Aufsicht. Bau und Betrieb der Netze werden über Entgelte finanziert. Verbraucher zahlen für die Netznutzung auf Übertragungs- und Verteilnetzebene. Wird eine Verteilnetzebene nicht genutzt, weil der Verbraucher beispielsweise direkt an eine Höchstspannungsleitung angeschlossen ist, entfallen die Kosten für die unteren Netzebenen. Zusätzliche Kosten entstehen bei der Messung und Abrechnung. Während kleinere Verbraucher meist Pauschalpreise für Netzentgelte zahlen, weisen die Abrechnungen größerer Verbraucher häufig einen Arbeits- und einen Leistungspreis auf. Nicht in allen Regionen wird die Berechnung der Netzentgelte transparent veröffentlicht.

Die Netzentgelte für Haushalte betragen in Deutschland 2012 etwa 6 ct/kWh. Für Sonderkunden werden die Netzentgelte um bis zu 80% reduziert. Unternehmen mit jährlichen Benutzungsstunden von mindestens 8000 Stunden zahlen 10% der veröffentlichten Netzentgelte. 2012 zahlten Industrieunternehmen im Durchschnitt 1,68 ct/kWh.¹

Zusätzlich zu den Netzentgelten werden regionale Konzessionsabgaben erhoben. Dabei handelt es sich um Entgelte für die Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Strom und Gas dienen. Sie liegen in Deutschland zwischen 0,61 und 2,39 ct/kWh.² Sondervertragskunden zahlen nicht mehr als 0,11 ct/kWh. Unternehmen, die für ihren Strom weniger zahlen als der Durchschnitt aller Sondervertragskunden im vorvergangenen Jahr werden von dieser Abgabe ganz befreit.

In den Niederlanden werden Arbeitspreis und Leistungspreis der einzelnen Netzebenen berechnet und veröffentlicht. Der „Systemdienstentarif“ für Anschlüsse an das Hochspannungsnetz oder Netze, die direkt oder indirekt mit dem Hochspannungsnetz verbunden sind, bemisst sich an der nachgefragten Arbeit (kWh). Der Tarif wird an den nationalen Übertragungsnetzbetreiber TenneT entrichtet und beläuft sich 2012 auf 0,11 €/kWh. Der „Transporttarif“ errechnet sich aus der Anschlussart, der jährlichen und der monatlichen Spitzenlast. Die Netzentgelte für Kleinverbraucher sind festgesetzt und variieren weder bezüglich Anschluss, noch Verbrauch. 2012 lagen sie bei etwa 185 € pro An-

¹ Bundesnetzagentur (2013): Monitoringbericht 2012

² Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas (Konzessionsabgabenverordnung - KAV)

schluss. Bei einem Verbrauch von 2500 kWh pro Jahr ergibt sich ein Preis von 7 Cent/kWh. Großverbraucher zahlen hingegen nur zwischen 0,4 und 0,8 ct/kWh.³

Die Höhe der französischen Netznutzungsentgelte wird auf Vorschlag der Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) auf ministerieller Ebene festgelegt. Sie sind je nach Art des Stromlieferpreises bereits im Stromtarif enthalten oder werden zwischen Netzbetreiber und Kunden separat vereinbart. Die angelegten Netzentgelte sind unabhängig von der Entfernung zwischen Erzeuger und Verbraucher. Sie basieren auf der Spannungsebene sowie der Anschlussleistung und dem Verbrauch, d.h. einem fixen, verbrauchsunabhängigen Tarif sowie auf einem verbrauchsbezogenen Teil. Einige Tarife variieren nach Jahreszeit, Woche oder Tageszeit. Die in einer Studie der CRE untersuchten energieintensiven Unternehmen zahlten im Schnitt rund 0,62 ct/kWh (2013) Netzentgelte, wobei sich aufgrund der unterschiedlichen Anschlüsse und Spannungsebenen die durchschnittlichen Entgelte zwischen zwei Untersuchungsgruppen um 0,05 ct/kWh unterschieden. Abhängig von der Spannungsebene wichen die Ergebnisse zwischen -0,4 und + 0,25 ct/kWh vom Durchschnitt ab.⁴

In UK variieren die Netzentgelte je nach Gebiet. Dies trägt den jeweiligen Kosten der Übertragung in unterschiedliche geographische Gebiete Rechnung. Das britische Energieministerium DECC gibt als Durchschnittswerte für 2013 etwa 4,1 ct/kWh (35 £/MWh) für Haushalte und 2,22 ct/kWh (19 £/MWh) für große Industrieunternehmen an.⁵ Auf Übertragungsebene bemessen sich die Entgelte für leistungsgemessene Unternehmen auf Grundlage der über 30 Minuten-Perioden gemessenen höchsten Nachfrage in den Monaten November bis Februar, dem jährlichen Energieverbrauch zwischen 16:00 und 19:00 und der Einrichtung des Anschlusses. Auf Verteilnetzebene hängt ein Teil der Netzentgelte ebenfalls vom Zeitpunkt des Verbrauches ab.

In Pennsylvania und Texas genehmigen und veröffentlichen die jeweiligen Public Utility Commissions die angerechneten Netzentgelte für Stromtransport und -vertrieb. Für Haushalte lagen sie 2013 in Texas bei durchschnittlich etwa 2 ct/kWh (2,7 \$ct/kWh), im Strommarkt PJM, zu dem auch Pennsylvania gehört, zahlten Verbraucher durchschnittlich 1,1 ct/kWh (1,46 \$ct/kWh) für Netzdienstleistungen und die Übertragung von Strom.⁶ Da in diesem Marktgebiet die Strompreise regional ermittelt werden (nodal pricing), können sie sich abhängig von bestehenden Netzengpässen von Region zu Region unterscheiden. In den Stromrechnungen erscheinen die Übertragungsentgelte weder in Texas, noch in Pennsylvania explizit, sondern nur als Teil der Preise für Anschlussleistung bzw. Energie. Die Netzentgelte unterscheiden sich zwischen den verschiedenen Netzbetreibern sowie unterschiedlichen Kundengruppen.

³ <http://www.cogas.nl/home/thuis/tarieven/netwerk/NettarievenElektriciteitKleinverbruik>

⁴ CRE (2013) : Analyse de la compétitivité des entreprises intensives en energie: comparaison France.Allemagne

⁵ DECC (2013): Estimated impacts of energy and climate change policies on energy prices and bills

⁶ Monitoring Analysis (2013): Quarterly State of the Market Report for PJM: January through September

3.2 Strom- und Verbrauchssteuern

Verbrauchssteuern finanzieren die Nutzung des Stromsystems und werden in einigen Ländern als Anreiz für Stromeinsparungen gesetzt. Große Verbraucher und stromintensive Prozesse sind dabei zumeist privilegiert und zahlen geringere oder keine Verbrauchssteuern.

In Deutschland existiert seit 1999 eine eigene Stromsteuer, eingeführt, um Energieeffizienzpotenziale auszuschöpfen.⁷ Der Regelsteuersatz liegt seit einigen Jahren bei 2,05 ct/kWh. Das produzierende Gewerbe, landwirtschaftliche und forstwirtschaftliche Betriebe zahlen 75% dieses Satzes. Industriebetriebe können sich rückwirkend bis zu 90% der Stromsteuer erstatten lassen. Energieintensive Produktionsprozesse wie die Elektrolyse, Metallherzeugung oder die Herstellung von Glas, Keramik und Zement sind von der Steuer vollständig ausgenommen.

In den Niederlanden sind die Steuersätze für die Energiesteuer in feste Verbrauchsstufen unterteilt. Jeder Verbraucher zahlt relativ hohe Steuersätze für die ersten Verbrauchsstufen und sinkende Sätze in den folgenden Verbrauchsstufen. Folglich ist die durchschnittliche Strombesteuerung für Kleinverbraucher deutlich höher als für Großverbraucher. Industrieunternehmen mit einem Verbrauch von mehr als zehn Gigawattstunden, die ein Energiemanagementsystem im Rahmen eines Abkommens (Covenant) einführen, sind von der Steuer befreit. Zusätzlich sind einige Prozesse wie die chemische Reduktion, Elektrolyse und metallurgische Prozesse ausgenommen, sowie Strom aus der direkten Nutzung in größeren KWK-Anlagen. Der höchste Tarif lag 2012 bei 11,4 ct/kWh, bei Privilegierung sinkt dieser Betrag bis auf 0,0005ct/kWh. Für Haushalte wird ein großer Teil der Steuer durch einen Nachlass pro Anschluss ausgeglichen. Dieser lag 2013 bei 318,62 € für Verbrauch in Wohngebäuden, Büros, bzw. 119,62 € für Gebäude, die nicht primär für die Unterbringung von Menschen gedacht sind.

Verbrauchssteuern werden in Frankreich auf Ebene der Gemeinde und des Departments erhoben. Sie beziehen sich auf die bezogene Strommenge. Die kommunale Steuer TCCFE hat einen festgelegten Grundwert (€/MWh), der mit einem Faktor multipliziert wird, der vom Gemeinderat oder einer Verwaltungseinheit festgelegt wird. Der Energielieferant muss diese Steuer abführen. Die Departement-Verbrauchssteuer TDCFE berechnet sich nach dem gleichen Schema wie die TCCFE. Beide Steuern gelten nicht für Unternehmen mit einem Anschluss über 250kVA. Für diese kommt die Verbrauchssteuer TICFE zur Anwendung. Sie liegt derzeit bei 0,05 ct/kWh. Metallverarbeitung, Elektrolyse und Reduktionsprozesse werden von dieser Steuer ausgenommen, zudem Unternehmen, deren Stromkosten die Hälfte der Produktkosten übersteigt. Auch Energieerzeuger und Transportunternehmen sind von der Steuer befreit, sowie Eigenerzeuger, die weniger als 240 GWh im Jahr generieren.

Zusätzlich erhebt Frankreich die Steuer CTA. Die Höhe wird durch einen ministeriellen Beschluss festgelegt. Sie wird für die soziale Absicherung der Beschäftigten im Energiebereich erhoben und umfasst einen festen Prozentsatz auf den fixen Grundbeitrag der Netzentgelte. Die absolute Höhe hängt von

⁷ Gesetz zum Einstieg in die ökologische Steuerreform vom 24. März 1999

der Kundenkategorie und Tarifgruppe ab, ist jedoch laut einer Studie der CRE für energieintensive Unternehmen vernachlässigbar.⁸

Das Abrechnungssystem der USA erlaubt zusätzliche Aufschläge auf Strompreise, die nicht explizit genannt werden müssen. Dazu gehören die Tax Accounting Repair Credits und die Universal Fund Charge in Pennsylvania, sowie Aufschläge für die Kosten von Konsumenteninformationen zum Stromversorgerwechsel. In Texas können die Stromversorger eine Abgabe zur Refinanzierung von zusätzlichen Kosten für die Privatisierung und Liberalisierung des Strommarktes erheben (Competition Transition Charge). Je nach Stromversorger können zudem Kosten für Wartungsarbeiten (System Restoration Costs), für die Beseitigung von Sturmschäden (Storm cost Offset Rates) beim Stromverbraucher geltend gemacht werden. Für diese Abgaben bestehen keine gesetzlichen Ausnahmeregelungen, die Stromversorger staffeln die Höhe nach Art der Kunden und Abnahme. Für Großkunden werden die Abgaben überwiegend je installierte Leistung berechnet, für andere Kunden je abgenommener Strommenge.

Zusätzliche zu den spezifischen Stromsteuern erheben die Länder Mehrwertsteuern auf das Produkt Elektrizität. In Deutschland wird auf Strom die allgemeine Mehrwertsteuer von 19% erhoben. Berechnet wird sie auf die Summe aller Strompreiskomponenten. Die Niederlande erheben ebenfalls die allgemeine Mehrwertsteuer von 21% auf die Strompreise. In Frankreich gilt bei einem kleineren Leistungsbedarf eine ermäßigte Mehrwertsteuer von 5,5% auf den jährlichen fixen Grundbetrag der Stromrechnung sowie auf die Verbrauchssteuer CTA. Der höhere Satz von 19,6% wird auf den variablen Verbrauchsbetrag der Stromrechnung sowie auf die Steuerkomponenten aufgeschlagen. Ab einem Leistungsbedarf über 36 kVA findet der höhere Satz von 19,6% für alle Strompreiskomponenten Anwendung.

In UK liegt die allgemeine Mehrwertsteuer bei 20%, Strom unterliegt aber einem reduzierten Tarif von 5%. Die Höhe der Sales Tax in den US-amerikanischen Staaten liegt je nach County und Stadt zwischen 6,25% und 8,25%. Der Kauf von Strom und Gas ist jedoch unter bestimmten Voraussetzungen davon ausgenommen. Die Mehrwertsteuern sind für Haushalte relevant, Unternehmen bekommen diese Ausgaben zurückerstattet. Sie werden deshalb in der vorliegenden Analyse nicht weiter berücksichtigt.

3.3 Energieeffizienz-Abgaben

Energieeffizienz ist in Europa gesetzlich festgeschriebenes Ziel. Die Maßnahmen werden in den untersuchten Ländern nicht als Strompreiskomponenten abgerechnet. Auch in den US-amerikanischen Staaten Pennsylvania und Texas müssen die Stromlieferanten Informationen zu Energieeffizienz anbieten. Die Kosten für entsprechende Programme werden über den Preisaufschlag an die Verbraucher weitergegeben.

⁸ CRE (2013): Analyse de la compétitivité des entreprises intensives en energie: comparaison France. Allemagne

Ebenfalls zur Energieeffizienz beitragen soll die Einführung von Smart Metern. Stromkunden sollen durch den zeitlich aufgelösten Überblick über ihren Stromverbrauch Einsparpotenziale entdecken und heben. Die Kosten der Einführung dieser Technologie werden teilweise explizit berechnet und auf die Stromverbraucher umgelegt, beispielsweise in Pennsylvania oder in UK.

4 Förderung erneuerbarer Energien

Schwerpunkt dieser Analyse ist die Förderung erneuerbarer Energien und die Umverteilung der Kosten. Im Folgenden werden die Fördersysteme der einzelnen Länder vorgestellt und Auswirkungen auf den Strompreis quantifiziert.

4.1 Deutschland

Deutschland fördert Erneuerbare Energien über eine Einspeisevergütung nach dem Erneuerbare Energien Gesetz (EEG). Die Anlagenbetreiber bekommen entweder eine fixe Vergütung pro erzeugte Kilowattstunde Strom oder einen Aufschlag auf die durchschnittlichen Einnahmen aus dem Börsenverkauf. Die Einnahmen aus den Verkäufen an der Börse liegen unterhalb der festgeschriebenen Zahlungen an die Erzeuger. Die Differenz zwischen Einnahmen und Ausgaben wird über die EEG-Umlage verrechnet, die von der Gesamtheit der Verbraucher für Strombezug aus dem Netz der öffentlichen Versorgung erhoben wird. Bei sinkenden Börsenpreisen und steigenden EE-Erzeugungsmengen steigt diese Umlage pro Kilowattstunde.

Die Berechnung der Umlage für das Folgejahr basiert auf der Schätzung der Stromerzeugung aus bestehenden und im Folgejahr zugebauten Anlagen und ihrer jeweiligen Vergütung, sowie einer Schätzung der Einnahmen über den Verkauf an der Strombörse. Hinzu kommen Fehlbeträge aus dem Vorjahr, die insbesondere 2013 in deutlichem Umfang refinanziert werden mussten.

Die Umlage wird auf jede aus dem öffentlichen Netz bezogene Kilowattstunde Strom erhoben. Der Regelsatz betrug im Jahr 2012 3,592 ct/kWh und stieg 2013 auf 5,277 ct/kWh.

Jahr	2000	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Umlage (ct/kWh)	0,20	1,16	1,31	2,05	3,53	3,59	5,28	6,24

Unternehmen des produzierenden Gewerbes mit einem Stromverbrauch von mehr als einer Gigawattstunde und Stromkosten von mindestens 14% der Bruttowertschöpfung werden von der Umlage teilweise ausgenommen. Sie müssen für die erste Gigawattstunde Verbrauch die volle Umlage zahlen, für die zweite bis zehnte Gigawattstunde zahlen sie 10% der Umlage. Für die 10. bis 100. Gigawattstunde werden 1% der Umlage berechnet, der Verbrauch über die 100. Gigawattstunde hinaus wird mit 0,05 ct/kWh belastet. Liegen die Stromkosten eines Unternehmens bei mindestens 20% der Bruttowertschöpfung, wird die Umlage für den gesamten Stromverbrauch auf 0,05 ct/kWh reduziert. Diese Begrenzung der EEG-Umlage soll die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen erhalten. Eigenerzeugung wird von der Umlage ausgenommen, wenn der Strom im räumlichen Zusammenhang der Anlage erzeugt wird oder nicht durch öffentliches Netz geleitet wird. Bei einem Ver-

brauch von mehr als zehn Gigawattstunden zahlen Schienenbahnbetreiber eine reduzierte Umlage. Diese sind jedoch nicht Fokus dieses Papiers und wird daher nicht weiter diskutiert.

Wenn Strom aus erneuerbaren Energiequellen aufgrund von Netzengpässen nicht transportiert werden kann, entstehen Entschädigungszahlungen. Netzbetreiber können diese Zahlungen unter bestimmten Voraussetzungen über einen Aufschlag auf die Netzentgelte abrechnen, insbesondere im Fall von Offshore-Windanlagen. Eine eigene Offshore-Haftungsumlage wurde 2013 zum ersten Mal erhoben und lag für Haushaltskunden bei 0,25 ct/kWh. Ab einem Verbrauch von einer Gigawattstunde wird für den weiteren Verbrauch 0,05 ct/kWh abgerechnet. Unternehmen des produzierenden Gewerbes, deren Stromkosten im vorangegangenen Kalenderjahr 4 Prozent des Umsatzes überstiegen, zahlen für jede weitere Kilowattstunde 0,025 Cent.

Zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung wird in Deutschland eine eigene Umlage erhoben. Diese wird jedes Jahr neu berechnet. Haushalte zahlten 2013 eine Umlage von 0,126 ct/kWh, 2014 soll sie auf 0,178 ct/kWh steigen. Privilegiert werden Unternehmen abhängig von ihrer Größe. Ab einem Verbrauch von 100 MWh zahlen Unternehmen einen reduzierten Satz von 0,05 Cent für jede zusätzliche Kilowattstunde. Liegen die Stromkosten des Unternehmens bei über 4% ihres Umsatzes, zahlen sie 0,025 ct/kWh pro zusätzliche Kilowattstunde.

4.2 Niederlande

Bis zum 31.12.2012 wurden Erneuerbare Energien in den Niederlanden über den Staatshaushalt gefördert. Die Stromrechnung der Verbraucher wurde durch die Förderpolitik nicht belastet.

Das Fördersystem wurde abgelöst durch ein neues System mit dem Namen SDE+. Die neue Förderpolitik basiert auf einer Einspeiseprämie, die je nach Technologie 5 bis 15 Jahre für eine festgelegte maximale Erzeugungszahl vergeben wird. Jährlich werden durch die Fachberatungen ECN und KEMA technologiespezifische Prämiensätze festgelegt. Das Budget ist im Voraus von der Regierung festgelegt, ist es ausgeschöpft, werden keine weiteren Projekte gefördert.

Die Kosten der Förderpolitik werden auf die Stromrechnung der Verbraucher umgelegt. Die Zahlungen werden wie die Stromsteuern über die Stromrechnung eingezogen und von den Stromanbietern weitergeleitet. Verwaltet werden die Gelder von der Agentschap NL, eine Regierungsbehörde, die dem Wirtschaftsministerium untergeordnet ist, und unter anderem Subventionen vergibt.

Die Höhe der Umlage pro Kilowattstunde hängt vom jährlichen Stromverbrauch des Verbrauchers ab. Verbraucher mit einer Nachfrage von über 10 GWh im Jahr zahlen etwa 1,5% des Satzes für Kleinstverbraucher. Industrieunternehmen mit einem Verbrauch von mehr als 10 GWh, die ein Energiemanagementsystem im Rahmen des „Covenant“ (s.u.) einführen, sind von den Zahlungen befreit.

(ct/kWh)	2013	2014	2015	2016
< 10,000 kWh	0,11	0,23	0,36	0,56
10,000 – 50,000 kWh	0,14	0,27	0,46	0,7
50,000 – 10,000,000 kWh	0,04	0,07	0,12	0,19
>10,000,000 kWh	0,0017	0,0034	0,0055	0,0084

Der Covenant für Energieeffizienz-Benchmarks in der Industrie beruht auf einem freiwilligen Abkommen zwischen der niederländischen Regierung und der Industrie. Unternehmen, die diesem Covenant beigetreten sind und die entsprechenden Verpflichtungen erfüllen, können von Ausnahmetatbeständen bei der Energiebesteuerung und der Umlage der Förderkosten für Erneuerbare Energien profitieren. Die Ausnahmetatbestände sollen als Anreize dienen, dem Abkommen beizutreten.

Unternehmen, die dem Covenant beitreten, müssen den folgenden Verpflichtungen nachkommen:

- Erstellung eines Energiesparplans in Absprache mit der zuständigen Behörde; die Pläne müssen alle vier Jahre erstellt werden; das Unternehmen beschreibt darin die kosteneffizienten Maßnahmen, die es umgesetzt hat
- Umsetzung kosteneffizienter Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz; eine Liste solcher Maßnahmen sollte soweit wie möglich von jeder teilnehmenden Industrie erstellt werden
- Binnen drei Jahren nach dem Beitritt zum Programm muss das betreffende Unternehmen ein Energiemanagementsystem entwickelt haben
- Das Unternehmen muss jährlich der Agentshop NL und der jeweiligen Branchenvereinigung über den Stand der Umsetzung des Plans und des Energiemanagementsystems Bericht erstatten

4.3 Frankreich

Auf Grundlage des Energiegesetzes (Code de l'énergie) wird seit dem Jahr 2000 die Umlage für „öffentliche Dienstleistungen im Bereich der Stromversorgung“ (les charges de service public de l'électricité (CSPE)) erhoben. Ziel ist, die Kosten der Stromversorgung, die durch Verfolgung staatlicher Ziele und Interessen oder Aufgaben den Netzbetreibern entstehen, durch eine Umlage zu kompensieren. Daraus leitet sich der Beitrag und Zweck der CSPE-Umlage ab. Sie trägt bei zur Finanzierung

- des Ausbaus der Stromerzeugung mit Erneuerbaren Energien und KWK,
- der subventionierten Strompreise für sozial Schwache und der Grundversorgung,
- der Stromversorgung der nicht ans Netz angeschlossenen überseeischen Gebiete,
- der Verwaltungskosten der Umlage und der Energieversorgungssteuerung

und ist somit nicht als reine „erneuerbaren Energie“-Umlage zu verstehen.

Berechnung

Die Berechnung der CSPE-Umlage für das Folgejahr basiert auf den vergangenen und geschätzten zukünftigen Ausgaben der Netzbetreiber für die Förderung EE und KWK, für sozialen Ausgleich, Versorgung strukturschwacher Gebiete und Verwaltungskosten der CDC (Caisse des dépôts et consignations).

tion) abzüglich der verbliebenen Überschüsse aus dem Vorjahr. Die Netzbetreiber teilen der Kommission zur Regulierung der Energie (CRE) zwischen März und Juli die entsprechenden Ausgaben mit. Basierend auf diesen Angaben, sowie der gelieferten Strommenge, erarbeitet die CRE bis Oktober einen Vorschlag zur Höhe der CSPE-Umlage im Folgejahr. Die Umlage darf jährlich um höchstens 3 €/MWh steigen.

In 2013 beläuft sich der umzulegende Betrag auf 7,2 Mrd. Euro. Allerdings sind 2,1 Mrd. Euro dieser Umlagezahlungen auf Berichtigungen aus den Vorjahren zurückzuführen, während 5,1 Mrd. Euro auf Ausgaben für den „service public d’électricité“ entfallen. Von diesen Ausgaben für den „service public d’électricité“ erstrecken sich rund 48% auf die Förderung von Photovoltaik- und Windanlagen bzw. insgesamt rund 69% auf die Förderung erneuerbarer Energien und der Kraftwärmekoppelung (2013). Somit entfällt knapp die Hälfte der CSPE-Umlage direkt auf die Förderung der EE in 2013.

Gemäß der CRE werden rund 50% der gesamten Umlagezahlungen in 2013 durch große und mittelgroße Unternehmen bestritten, während kleine Unternehmen und Selbständige rund 12% dazu beitragen. Die Haushalte finanzieren rund 38% der gesamten Umlagesumme von 7,2 Mrd. Euro (2013).⁹

Verwaltung der Umlage

Die CSPE-Umlagezahlungen sind in der Stromrechnung ausgewiesen und werden über Lieferanten und Netzbetreiber direkt bei den Stromverbrauchern einbezogen und an die hierfür zuständige Zahlungsstelle (Caisse des dépôts et consignation (CDC)) weitergeleitet. Bei Eigenerzeugern und Stromlieferungen an Dritte ohne Netznutzung wird die CSPE-Umlage direkt an die Zahlungsstelle CDC geleitet. Die CDC erstattet sodann den Netzbetreibern die noch nicht gedeckten Kosten für die Wahrnehmung der Aufgaben der Öffentlichen Hand (Erneuerbare Energien, Sozialtarife, etc.).

Über eine Plattform (www.cspe.cre.fr) informiert die staatliche Kommission zur Regulierung der Energie (CRE) die Netzbetreiber und Unternehmen über die Höhe der zu zahlenden Umlage. Über die gleiche Plattform können auch Anträge auf Ermäßigung, Erstattung/Rückzahlungen bei Überzahlung eingereicht werden, welche die CDC anschließend auszahlt. Im Rahmen der jährlichen Steuererklärung werden die gemachten Angaben der Unternehmen überprüft.

Höhe der Umlage

Die Umlage CSPE hat sich seit ihrer Einführung in 2000 mit 0,3ct/kWh deutlich erhöht. In 2011 wurde sie durch eine gesetzliche Regelung bis Juli 2011 auf 0,75 ct/kWh begrenzt, anschließend auf 0,9 ct/kWh angehoben. Mitte 2012 wurde die Erhöhung auf 1,05 ct/kWh genehmigt. Für 2013 wurde ein Betrag in Höhe von 1,35 ct/kWh festgelegt. Sie deckt allerdings trotz dieser Erhöhung nicht die anfallenden Kosten für die allgemein öffentlichen Dienstleistungen der Stromversorgung (service public d’électricité). So entstand bei EDF in 2011 ein Defizit von rund 1,9 Mrd. Euro, das auf die Umlage in

⁹ CRE (2013): <http://www.cre.fr/operateurs/service-public-de-l-electricite-cspe/montant#section1> : Eine genaue Definition der Gruppen liegt nicht vor. „Moyennes et grandes entreprises“ werden als große und mittelgroße Unternehmen übersetzt, während unter der Bezeichnung „petits professionnels“ kleine Unternehmen, Dienstleistung, Handel, Gewerbe und Selbständige verstanden werden.

2013 angerechnet wird. Auch in 2012 wurden die Ausgaben nicht durch die Umlageeinnahmen gedeckt, da die Erhöhung der Umlage begrenzt wurde. Für 2013 ist ein weiteres Defizit absehbar, das in den Folgejahren über die Umlage gedeckt werden soll. Die Umlage wird in 2014 auf 1,65 ct/kWh ansteigen.¹⁰

Jahr	2000	2010	2011 1. Halbj.	2011 2. Halbj.	2012 1. Halbj.	2012 2. Halbj.	2013
Umlage (ct/kWh)	0,3	0,45	0,75	0,9	0,9	1,05	1,35

Ausnahmeregelungen

Die Endverbraucher müssen die Umlage nicht im vollen Umfang bezahlen, wenn sie eine bestimmte Obergrenze überschreiten oder sie ihren produzierten Strom selbst verbrauchen:

- Absolute Obergrenze: Diese Obergrenze wird jährlich basierend auf dem Verbraucherpreisindex angepasst. In 2012 belief sich die Obergrenze auf 559.350 €, in 2013 wurde diese auf 569.418 € pro Verbrauchsstelle (Abnahmestelle) erhöht.
- Relative Obergrenze: Industrieunternehmen (sociétés industrielles) mit einem Stromverbrauch von über 7 GWh zahlen an der Umlage maximal 0,5% ihrer Bruttowertschöpfung. Diese Obergrenze gilt rückwirkend, d.h. im jeweiligen Kalenderjahr zahlen die einzelnen Abnahmestellen des Unternehmens die reguläre Umlage entsprechend ihres Stromverbrauchs. Am Ende eines Folgejahres stellt das Unternehmen für all seine Abnahmestellen über die Plattform (www.cspe.cre.fr) einen Antrag auf Rückerstattung der zu viel bezahlten Umlage bei der CRE. Die Rückerstattung erfolgt über die CDC. Die Überprüfung des Antrags erfolgt in Folgejahr zusammen mit der Steuererklärung des Unternehmens. Die Unternehmen können allerdings einen Antrag auf Aussetzung der Umlagezahlungen stellen, sobald an einer oder mehreren Abnahmestellen absehbar ist, dass die relative (und absolute) Obergrenze überschritten wurde.
- Eigenverbrauch: Der Eigenverbrauch wird bis zu einer Obergrenze von 240 GWh pro Erzeugungsort von der Umlage befreit. Diese Ausnahme gilt auch, wenn neben dem Eigenverbraucher ein einziger weiterer Abnehmer angeschlossen ist und die Summe aus Eigenverbrauch und Verkauf diesen Wert nicht überschreitet. Alle Erzeuger, die diese Ausnahmeregelung in Anspruch nehmen wollen, müssen ein Konto auf der Plattform (www.cspe.cre.fr) einrichten und dort ihren Eigenverbrauch sowie weitere Daten hinterlegen. Auch jeder Dritte, der von solch einer Anlage Strom bezieht und in der Summe (Verkauf und Eigenverbrauch) die Schwelle von 240 GWh je Erzeugungsort dabei nicht überschritten wird, kann in den Genuss dieser Ausnahmeregelung kommen, wenn der Erzeuger entsprechend Informationen über ihn auf der Plattform hinterlegt.

Laut einer Untersuchung der CRE basierend auf zwei Unternehmensgruppen beläuft sich unter Berücksichtigung der Ausnahmeregelungen die durchschnittliche CSPE-Umlage, die energieintensive Unternehmen des Panels zahlen, auf rund 0,2 ct/kWh. Das entspricht 15% des eigentlichen Umlagebetrags.

¹⁰ CRE (2013) : Analyse de la compétitivité des entreprises intensives en énergie: comparaison France. Allemagne

Allerdings können einzelne Unternehmen weitaus stärker von den einzelnen Ausnahmeregelungen profitieren, z.B. in 2011 zahlten manche Unternehmen nur rund 0,05 ct/kWh.¹¹

4.4 Vereinigtes Königreich

Erneuerbare Energien und Energieeffizienz werden in UK durch verschiedene Instrumente gefördert: Die Climate Change Levy, die Renewables Obligation und Feed-in-Tariffs. Mit einer Strommarktreform will die britische Regierung auch die Förderung erneuerbarer Energien neu regeln. Contract of Differences sollen in Zukunft Investitionen in EE-Anlagen anreizen.

Climate Change Levy (CCL)

Die Climate Change Levy (CCL) ist eine Besteuerung von Strom, Gas und Brennstoffe für Industrie- und Gewerbetunden, landwirtschaftliche Betriebe und die öffentliche Verwaltung. Haushaltskunden und Unternehmen mit einem monatlichen Stromverbrauch von weniger als 1000 kWh werden ausdrücklich nicht mit dieser Steuer belegt. 2012 lag der Steuersatz für Strom bei 0,61 ct/kWh (0,509 p/kWh). Die Steuereinnahmen werden dafür genutzt, die Sozialversicherungsbeiträge aller Arbeitgeber um 0,3 Prozentpunkte zu senken, sowie Energieeffizienz und CO₂-arme Technologien zu fördern.¹² Die Steuer wird über den Stromlieferanten abgerechnet.

Mit dem Abschluss eines freiwilligen Climate Change Agreements (CCA) können Unternehmen ihre Zahlungen für die CCL im Bereich Elektrizität um bis zu 90% reduzieren. CCAs umfassen zwei Arten von Vereinbarungen: zunächst verhandeln auf der Branchenebene die Branchenverbände mit dem britischen Energie- und Klimaministerium DECC. Dabei werden Sektorziele vereinbart und die Verwaltungsabläufe festgelegt. Zusätzlich werden in individuellen Vereinbarungen zwischen DECC und dem Anlagenbetreiber Ziele für die einzelnen Anlagen gesetzt. CCAs bestehen mit etwa 4300 Unternehmen und gelten für insgesamt etwa 9900 Anlagen.¹³

Um ein CCA abschließen zu dürfen, muss die Energieintensität der Industrie mindestens 3% des Produktionswertes des Sektors und die Importdurchdringung der Industrie mindestens 50% betragen. Industrien, welche das Kriterium der Importdurchdringung nicht erfüllen, müssen eine Energieintensität von mindestens 10% oder mehr aufweisen.

Diese Kriterien werden nur auf Ebene der Industriesektoren und nur vor Abschluss eines CCA überprüft (letzteres, um keine negativen Anreize zur Steigerung der Energieeffizienz zu setzen). Alle Kriterien müssen dabei in mindestens drei aufeinanderfolgenden Jahren erfüllt werden. Das Instrument der CCAs wurde bis 2023 verlängert. Momentan bestehen Abkommen mit 51 Sektorverbänden. Diese werden bis 2023 für die Ausnahme von der Climate Change Levy gültig bleiben. Dies soll die Investitionssicherheit auch für langfristige Energieeffizienzinvestitionen verbessern.

¹¹ CRE (2013) : Analyse de la compétitivité des entreprises intensives en énergie: comparaison France. Allemagne

¹² www.gov.uk (2013): Green taxes, reliefs and schemes for businesses

¹³ Environment Agency (2013): Climate Change Agreements Scheme

Die Verwaltung und Prüfung der CCAs wurde von DECC auf die Environment Agency übertragen. Die Verwaltungskosten der Vereinbarungen werden über Gebühren finanziert. Die Sektorverbände zahlen 1000£ pro Jahr, die einzelnen Unternehmen 185£ pro Anlage, die unter die CCA fällt.

Renewables Obligation

Die Renewables Obligation wurde 2002 eingeführt und ist derzeit das wichtigste Instrument des Vereinigten Königreiches zur Förderung von Erneuerbaren Energien. Stromversorger sind staatlich verpflichtet, für jede bereitgestellte Kilowattstunde Strom eine festgelegte Anzahl von durch erneuerbar erzeugte Energie gewonnene Zertifikaten (Renewables Obligation Certificates, ROC) nachzuweisen oder eine Strafzahlung von derzeit etwa 51 €/MWh (42,02 £/MWh) zu leisten. Das Geld der Strafzahlungen wird für Verwaltungskosten verwendet und an diejenigen Versorger ausgeschüttet, die Zertifikate bereitgestellt haben. 2013/2014 liegt die Quote bei 0,206 ROC pro bereitgestellter Megawattstunde Strom.¹⁴

Das System wird vom staatlichen Büro für Gas- und Strommärkte (Ofgem) verwaltet, das den Stromerzeugern Zertifikate (Renewables Obligation Certificates, ROC) für den von ihnen erzeugten erneuerbaren Stroms ausstellt. Die Zahl der ausgegebenen Zertifikate pro erzeugter Megawattstunde hängt von der Erzeugungstechnologie ab: Wellenkraftwerke bekommen derzeit 5 ROC/MWh, PV-Dachanlagen 1,7 ROC/MWh und Windkraftanlagen an Land 0,9 ROC/MWh. Diese Werte werden in Abständen von vier Jahren staatlich festgelegt und verändern sich teilweise im Laufe der Jahre.¹⁵

Die Stromerzeuger können ihre Zertifikate an Stromversorger oder Stromhändler verkaufen und so einen Zusatzverdienst erwirtschaften. Ein Marktplatz für ROC (<http://www.e-roc.co.uk>) wird von der staatlich beauftragten Non-Fossil Purchasing Agency (NFPA) bereitgestellt. Ab dem 31. März 2017 wird das System keine neue Erzeugung mehr zertifizieren. Bestehende und bereits zertifizierte Stromerzeugung wird durch die Renewables Obligation bis 2037 gefördert, um langfristige Investitionssicherheit zu gewähren. Ab 2027 werden die Preise für ROC von DECC festgelegt.

Es gibt keine festen Tarife pro kWh; das britische Energie- und Umweltministerium hat die Kosten der Renewables Obligation (2013) für Haushalte, Gewerbe und Industrie auf etwa 0,95 ct/kWh (8 £/MWh) geschätzt.¹⁶ Stromversorger reichen an die Industrie weniger Kosten als an Privathaushalte weiter. Die offiziellen Schätzungen für die Auswirkungen pro Kilowattstunde liegen zwischen 0 und 0,95 ct. Ein formales Privilegierungs-Kriterium besteht nicht. Für die weiteren Abschätzungen wird angenommen, dass sehr große, stromintensive Unternehmen keine Strompreisaufschläge für die Maßnahme tragen.

Feed-in-tariff

Seit 2010 besteht ein Regierungsprogramm zur Förderung von kleinen EE-Anlagen mit installierter Leistung unter 5 MW. Den Erzeugern werden fixe Einspeiseprämien angeboten. Die Zahlungen für PV-

¹⁴ <https://www.gov.uk/government/policies/increasing-the-use-of-low-carbon-technologies/supporting-pages/the-renewables-obligation-ro>

¹⁵ https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/211292/ro_banding_levels_2013_17.pdf

¹⁶ DECC (2013): Estimated impacts of energy and climate change policies on energy prices and bills

Anlagen mit einer Anschlussleistung unter 4kW, beispielsweise, lagen 2013 bei bis zu 18 ct/kWh (14,9 p/kWh).¹⁷ Ofgem verwaltet das Register und die Umsetzung der Maßnahme, sowie den „Levelisation Fund“, der neben den Zahlungen für die Stromerzeuger auch die Verwaltungskosten abrechnet. Im Abrechnungsjahr 2012/2013 umfasste er etwa 600 Mio. € (506 Mio £). Die in diesem Fonds gesammelten Fördergelder stammen aus Zahlungen von Stromlieferanten, die mehr als 125.000 Kunden beliefern. Sie werden entsprechend ihrer Marktanteile belastet.

Wie die Stromlieferanten die Zahlungen auf ihre Kunden umlegen, ist nicht einheitlich geregelt. DECC schätzt die Auswirkungen auf den Haushaltsstrompreis in 2013 auf etwa 0,24 ct/kWh (2 £/MWh).¹⁸ Große Stromkunden bezahlen weniger oder keine Aufschläge. Für die weiteren Abschätzungen wird auch hier angenommen, dass sehr große, stromintensive Unternehmen keine Strompreisaufschläge für die Maßnahmen zahlen.

Electricity Market Reform

Im Rahmen einer großen Elektrizitätsmarktreform will UK auch die Förderung erneuerbarer Energien verändern. In Zukunft sollen Einspeisetarife als sogenannte „Contracts for Difference“ (CfD) langfristige Investitionssicherheit für Erneuerbare Energien bieten.¹⁹ Erzeuger von Erneuerbaren Energien setzen dabei ihren Strom auf dem Strommarkt ab. Auf Grundlage der CfD werden an Erzeuger von Erneuerbaren Zahlungen geleistet. Die Zahlungen entsprechen der Differenz zwischen einem geschätzten durchschnittlichen Börsenpreis und dem Preis, der langfristig für die Förderung einer gegebenen Technologie als notwendig erachtet wird. Die Förderzahlungen sollen durch die Stromversorger geleistet werden, die diese wiederum auf die Stromrechnungen aufschlagen können.²⁰

Das Fördersystem ist derzeit noch im Konsultationsprozess. Die absolute Höhe des Budgets und die Verteilung der Kosten sind noch nicht festgelegt. Energieintensive Industrien im internationalen Wettbewerb sollen nach derzeitigem Stand von einem Teil der Kosten der CfDs ausgenommen werden.²¹ Dabei sollen möglichst geringe Verzerrungen in der britischen Wirtschaft auftreten, Anreize für Energieeffizienzmaßnahmen nicht angegriffen werden, möglichst wenig Verwaltungskosten entstehen und die Kosten für nicht privilegierte Kunden möglichst gering gehalten werden.

4.5 USA

In den USA werden erneuerbare Energien durch den „Federal renewable electricity production tax credit“ (PTC) auf föderaler Ebene unterstützt. Dieser besteht seit 1992 und wurde zuletzt Anfang 2013 aktualisiert. Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien bekommen eine Förderung pro erzeugte Kilowattstunde Strom. Wind, Geothermie und Biomasse werden derzeit mit 1,7 ct/kWh (2,3\$ct/kWh) gefördert. Kleine Wasserkraftwerke, Deponiegas und andere EE-Anlagen bekommen

¹⁷ <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/82343/fit-tariff-table-1-october-2013-pv-only.pdf>

¹⁸ DECC (2013): Estimated impacts of energy and climate change policies on energy prices and bills

¹⁹ DECC (2013): Electricity Market Reform – Contract for Difference: Contract and Allocation Overview

²⁰ DECC (2013) Electricity Market Reform: Eligibility for an exemption from the costs of Contracts for Difference

²¹ DECC (2013) Electricity Market Reform: Eligibility for an exemption from the costs of Contracts for Difference

0,8 ct/kWh (1,1\$ct/kWh). Die Vergütung wird über zehn Jahre gewährt und aus Steuergeldern finanziert. Es wird also kein Aufschlag auf die Stromrechnungen erhoben. Insbesondere texanische Windparks profitieren vom PTC. Im Jahr 2012 wurden in Texas 29 TWh Windenergie über den Mechanismus gefördert.

Alternativ zu der EE-Förderung per Kilowattstunden wird ein Investitionszuschuss über die „Federal business energy investment tax credit“ (ITC) zugeteilt. Hier sind insbesondere kleine Anlagen wie Solarthermie und PV im Vorteil. Sie erhalten 30% der Investitionskosten aus Steuergeldern während Geothermie-Anlagen und KWK-Anlagen bis zu 10% ihrer Investitionskosten vom Staat zurückerhalten können.

4.6 Pennsylvania

Zusätzlich zu PTC und ITC hat Pennsylvania eine bundesstaatliche Regelung erlassen, die vorsieht, dass die Stromlieferanten einen bestimmten Anteil ihrer Lieferungen aus alternativen Energiequellen bereitstellen müssen. Zu den alternativen Energiequellen gehören neben Wind und PV auch Deponiegas oder Grubengas aus alten Kohleminen. Der „Alternative Energy Portfolio Standard“ (AEPS) soll Emissionen vermindern, das staatliche Energieangebot diversifizieren und neue Jobs im Bereich alternativer Energien ermöglichen. Die regionale Regulierungsbehörde „Public Utility Commission“ (PUC) hat dabei eine Verteilung nach verschiedenen Energiequellen festgelegt, unter anderem eine Prozentzahl für der PV-Anlagen innerhalb der Vorgaben. 2013 sollen beispielsweise 0,051% der Stromerzeugung aus PV-Anlagen kommen, insgesamt lag die vorgegebene Quote für alternative Energiequellen bei 10,25%. Bis 2021 steigen die Quoten auf insgesamt etwa 18%.

Die Abwicklung der Regelung erfolgt über ein Zertifikatssystem (Renewable Energy Credit, REC). Für jede erzeugte Megawattstunde vergibt der Environmental Information Service (PJM-EIS) des unabhängigen Systembetreibers PJM ein Zertifikat. Diese Zertifikate können zwischen Erzeugern und Lieferanten gehandelt werden. Das virtuelle Generation Attribution Tracking System (GATS) verbucht die Zugehörigkeit der Zertifikate zu einzelnen Erzeugern oder Stromlieferanten. Auch dieses System wird von PJM bereitgestellt. Die Zertifikate verfallen nach zwei Jahren. Wird die Quote nicht erreicht, ist eine Strafzahlung von etwa 33€/MWh (45\$/MWh) vorgesehen. Die Strafzahlung für eine Verfehlung der PV-Quote wird auf Basis der Marktwerte und der Investitionskosten der Anlagen berechnet und kann deutlich höher ausfallen. Die Strafzahlungen gehen in einen Fonds zur Förderung erneuerbarer Energien.

Die Stromlieferanten können die Kosten für AEPS einpreisen. Die PUC genehmigt Preisaufschläge für den Einkauf der alternativen Energieerzeugung oder der Zertifikate, administrative Kosten für die Umsetzung der Programme und erhöhte Kosten für die Netznutzung. Strafzahlungen werden nicht über die Strompreise kompensiert. Laut eigenen Angaben eines großen Stromversorgers lagen die

Aufschläge zur Erfüllung der Verpflichtung im Jahr 2013 zwischen 0,08 ct/kWh und 0,39ct/kWh (0,11 \$ct/kWh und 0,52 \$ct/kWh).²²

4.7 Texas

Auch Texas hat 1999 ein Zertifikatesystem aufgelegt, das „Renewable Energy Mandate“. Ziel ist eine insgesamt installierte Leistung von 5,88 GW in 2015 und 10 GW in 2025. Die größte Rolle spielen dabei Windanlagen, für andere erneuerbare Energien ist ein Ziel von mindestens 500 MW vorgegeben.

Aus der jeweils installierten Leistung der einzelnen Anlagen werden über zehn Jahre mit Hilfe von angenommenen Volllaststunden der Anlagen die handelbaren „renewable-energy credits“ (REC) pro Anlage berechnet. Die Stromversorger haben die Auflage, jeweils entsprechend ihrer Marktanteile diese Credits bereitzustellen. Nichterfüllung wird mit Strafen von etwa 36€/MWh (50\$/MWh) belegt. Wenn ein Stromunternehmen einen großen Kunden mit Anschluss an die Transportnetzebene beliefert, kann es sich für diesen Teil seiner Lieferungen von der Zertifikatspflicht befreien lassen. Diese genehmigungspflichtigen Ausnahmen werden nicht veröffentlicht.

Die Regulierungsbehörde PUCT (Public Utility Commission of Texas) hat auch den Übertragungsnetzbetreibern vorgegeben, die Einspeisung von erneuerbaren Energien in das Netz zu ermöglichen und dafür das Netz auszubauen.

4.8 Zusammenfassung und Vergleich

Die untersuchten Regionen oder Länder verfolgen unterschiedliche Ansätze zur Förderung erneuerbarer Energien. Während Deutschland, die Niederlande und Frankreich umlagenfinanzierte Instrumente verwenden, werden Förderungen in den USA und in UK über Quotensysteme organisiert. Abbildung 4 zeigt einen Vergleich der länderspezifischen EE-Kosten pro Kilowattstunde für nicht privilegierte Verbraucher wie Haushalte im Jahr 2013. Abbildung 4 zeigt, dass in Deutschland Stromverbraucher über die EEG-Umlage deutlich höhere Kosten pro Kilowattstunde für die Förderung erneuerbarer Energien über ihre Stromrechnung tragen als Verbraucher in den anderen untersuchten Regionen. Die niedrigste Umlage wird in den Niederlanden erhoben, in Texas werden nur geringe Kosten für Credits an die Haushaltskunden weitergegeben.

²² PECO Energy Company (2013): Electric service tariffs

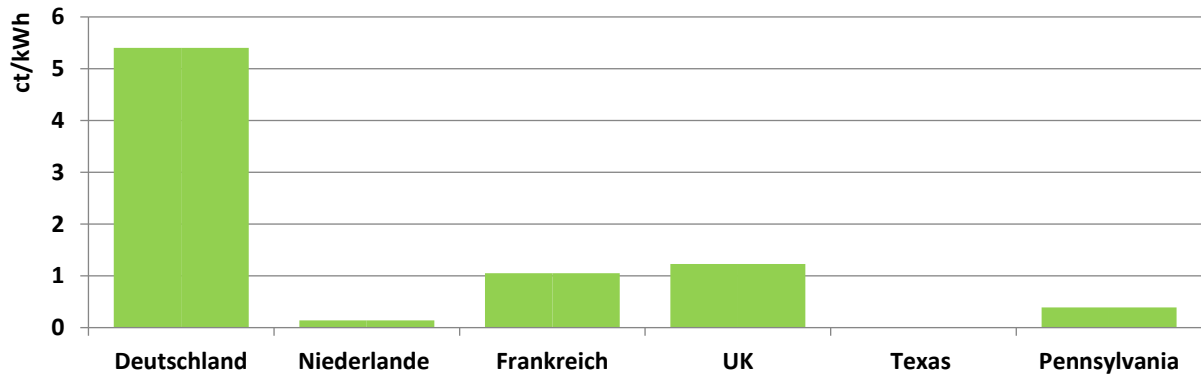


Abbildung 4: Vergleich der maximalen Strompreisaufschläge zur Finanzierung erneuerbarer Energien in den untersuchten Regionen für das Jahr 2013

5 Repräsentativer Strompreisvergleich

Im Folgenden werden die Erkenntnisse auf zwei fiktive Unternehmen angewendet: Ein großes Elektrostahlunternehmen und ein mittelständisches Textilunternehmen. Sie sollen die Bandbreite von Unternehmen reflektieren, die unter die besondere Ausgleichsregelung im deutschen Erneuerbaren Energien Gesetz fallen.

5.1 Beschaffungskosten

Um die Strompreise für Industrieunternehmen abzuschätzen, müssen zunächst Annahmen über die Beschaffungskosten getroffen werden. Gespräche mit Industrievertretern haben ergeben, dass große Unternehmen direkt oder über Zwischenhändler an der Börse agieren. Ihre Einkaufspreise setzen sich in der Regel aus etwa 80% langfristigen Verträgen und 20% Spotmarkteinkauf zusammen. Wie Abbildung 5 zeigt, orientieren sich Futures als Referenzpreise für langfristige Verträge stark an den aktuellen Spotpreisen. Sinkende Preise am Spotmarkt wirken sich deshalb mit Verzögerung auf die Beschaffungskosten großer Industrieunternehmen aus.

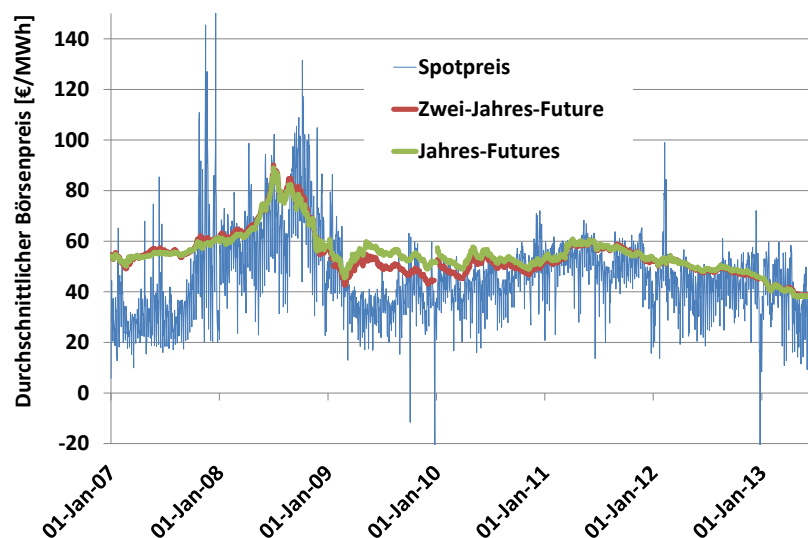


Abbildung 5: Entwicklung der Futures für verschiedene Fristigkeiten im deutschen Strommarkt (Quelle: EEX)

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 6 zeigt die geschätzten durchschnittlichen Strompreise für ein deutsches Unternehmen mit der dargestellten Einkaufsstrategie seit 2006.

Aufgrund der Risikoverteilung über mehrere Jahre schwanken die Preise deutlich weniger als die Spotpreise. Für 2012 wird ein durchschnittlicher Beschaffungspreis von 48,16€/MWh ermittelt. Dieser liegt etwas mehr als 10% über dem durchschnittlichen Spotpreis von 42,6€/MWh. Diese Angaben decken sich mit Abschätzungen aus Interviews mit Industrievertretern.

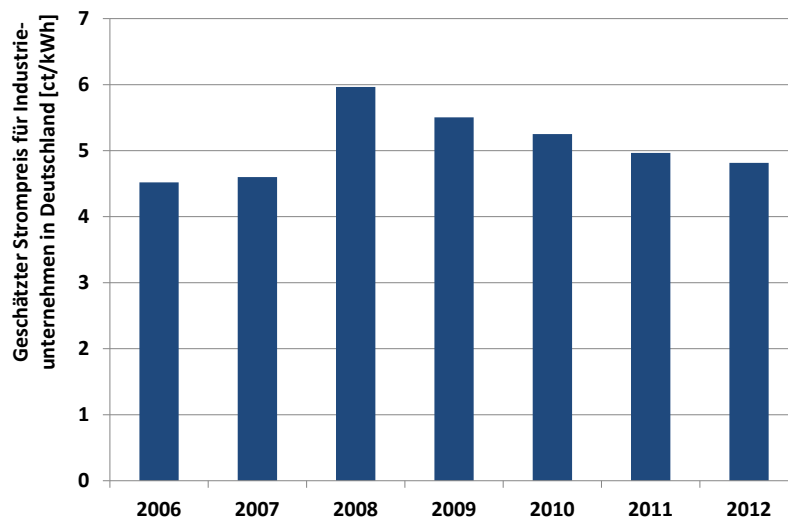


Abbildung 6: Geschätzter Strompreis für große Industrieunternehmen in Deutschland (Quelle: Eigene Berechnung)

Aufgrund der ungünstigen Datenlage für die Vergleichsländer wird im Folgenden vereinfacht angenommen, dass der Beschaffungspreis für sehr große Unternehmen im gleichen Verhältnis über dem durchschnittlichen, ungewichteten day-ahead-Preis²³ des jeweiligen Landes liegt. Je nach Beschaffungsstrategie der einzelnen Unternehmen können jedoch die tatsächlichen Zahlungen von diesem Wert deutlich abweichen. In den beiden untersuchten amerikanischen Staaten hat auch die geographische Lage der Nachfrage einen Einfluss auf die Strompreise, da für jeden Netzknoten eigene Börsenpreise berechnet werden. Für den hier vorgenommenen Vergleich wurden dabei die regional ermittelten Preise von ERCOT South (Südtexas) und PJM West (Pennsylvania) verwendet. Abbildung 7 zeigt die auf den Börsenpreisen beruhenden Berechnungen für Einkaufspreise für Unternehmen in den verschiedenen Regionen. Berechnungsjahr ist 2012.

²³ Basis der Börsenpreise von EEX, EPEX, APX, ERCOT und PJM

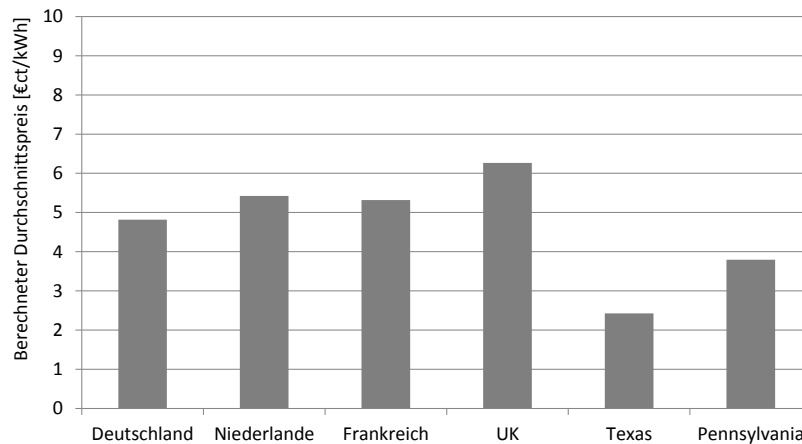


Abbildung 7: Berechnete durchschnittliche Einkaufspreise für große Unternehmen in den betrachteten Regionen (Berechnung auf Basis der Börsenpreise von EEX, EPEX, APX, ERCOT, PJM)

Die Abbildung zeigt konsistent zur Abbildung 2 der Großhandelsstrompreise, dass die britischen Strompreise im Durchschnitt deutlich höher liegen als in allen anderen untersuchten Regionen. In Pennsylvania und insbesondere in Texas ist Strom an der Börse deutlich günstiger. Deutschland liegt mit seinen Strompreisen im europäischen Vergleich auf der niedrigsten Ebene. Allerdings sind hierbei die besonderen Strompreise in Frankreich für energieintensive Unternehmen nicht berücksichtigt.

Sonderfall Frankreich

In Frankreich besteht eine 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. Ein Großteil der Vertragssumme des langfristigen Stromvertrags wird im Voraus bezahlt. Diese Vorabkosten und weitere Bedingungen können die Strombezugskosten deutlich erhöhen. 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. Des Weiteren können alternative Stromanbieter von der EDF zu einem geregelten Garantipreis (ARENH: l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique) Nuklearstrom beziehen (loi NOME). Dieser Preis beläuft sich seit 2012 auf 42 Euro/MWh. Unter Annahme eines Vermarktungsaufschlag von rund 0,5 Euro/MWh ergibt sich daher für große Unternehmen ein Strombezugspreis von rund 42,5 Euro/MWh.²⁴ Für unsere Berechnung berücksichtigen wir im Fall eines großen energieintensiven Unternehmens diesen geregelten Garantipreis für Nuklearstrom, in der Realität können einige Unternehmen aber deutlich niedrigere Strombezugskosten erreichen. Bei kleineren Industrieunternehmen sollten diese Vereinbarungen nicht gelten.

²⁴ CRE (2013) : Analyse de la compétitivité des entreprises intensives en energie : comparaison France. Allemagne

5.2 Entgelte, Steuern und Gebühren

Die Steuern und Umlagen, die Industrieunternehmen in den untersuchten Ländern pro Kilowattstunde zahlen, hängen ab von den Eigenschaften des Unternehmens, insbesondere seines Stromverbrauchs, der Anschlussebene und der installierten Leistung. Diese werden anhand der beiden Beispielunternehmen nachfolgend illustriert. Während das Elektrostahlunternehmen durch seinen metallurgischen Prozess unter viele Ausnahmeregelungen fällt, werden Textilunternehmen nur aufgrund ihrer Verbrauchsgröße, ihrer Anschlussebene oder ihrer Stromintensität von einzelnen Steuern und Gebühren privilegiert.

Die Berechnungen und Darstellungen basieren auf öffentlichen Daten zu allgemeinen Abgaben und Konditionen für Industrieunternehmen in den Jahren 2012 und 2013. Sie zeigen, welche Privilegien den Unternehmen von staatlicher Seite gewährt werden. Durch langfristige und bilaterale Verträge können einzelne Unternehmen deutlich abweichende Konditionen erzielen.

Um die Konsequenzen einer veränderten Privilegierungsregelung zu verdeutlichen, wurde den berechneten Daten jeweils ein Vergleichspreis zugeordnet. Dieser zeigt, in welcher Größenordnung die Abgaben für die Förderung erneuerbarer Energien liegen, wenn Unternehmen jeweils 20% des höchsten Preisaufschlages zur Finanzierung der erneuerbaren Energien zahlen müssten.

5.2.1 Strompreise für stromintensive Großunternehmen

Das Beispielunternehmen eines Elektrostahlunternehmens hat einen Stromverbrauch von 1000 GWh/a und eine installierte Leistung von etwa 120 MW. Es ist an die Hochspannungsebene angeschlossen und hat ein Verhältnis von Stromkosten zur Bruttowertschöpfung von etwa 15%, sowie zum Umsatz von etwa 10%. Es fällt in allen Ländern in die höchste Privilegierungskategorie und wird von einem Großteil der Steuern und Abgaben ausgenommen. Für Frankreich wird angenommen, dass ein Unternehmen mit entsprechendem Stromverbrauch einen geregelten Garantiepriest für Nuklearstrom (ARENH) erhält.

Die dunkelgrauen Bereiche zeigen den Beschaffungspreis, der nur indirekt staatlich beeinflusst ist, und zumindest in Deutschland, den Niederlanden und im Vereinigten Königreich Handelsergebnisse darstellt. Hinzu kommen die Netzentgelte, hellgrau gefärbt, die staatlich geprüft, aber nicht staatlich festgelegt sind. Die grünen Bereiche zeigen Umlagen für die Förderung erneuerbarer Energien. Der jeweils linke Balken zeigt den nationalen Strompreis für vollprivilegierte Unternehmen im Status Quo, der rechte Balken zeigt den Strompreis unter der Annahme, dass diese Unternehmen grundsätzlich 20% des Höchstsatzes für Haushalte zahlen müssten. Für die US-amerikanischen Staaten wird bei der Berechnung der höchste veröffentlichte Preisaufschlag zur Finanzierung der Zertifikatsregelungen verwendet. Dieser unterscheidet von Stromlieferanten zu Stromlieferant und fällt zumeist in der Kategorie mit den geringsten Stromverbrauch an. Für UK werden Berechnungen von DECC verwendet.

Strompreis für die Elektrostahlerzeugung

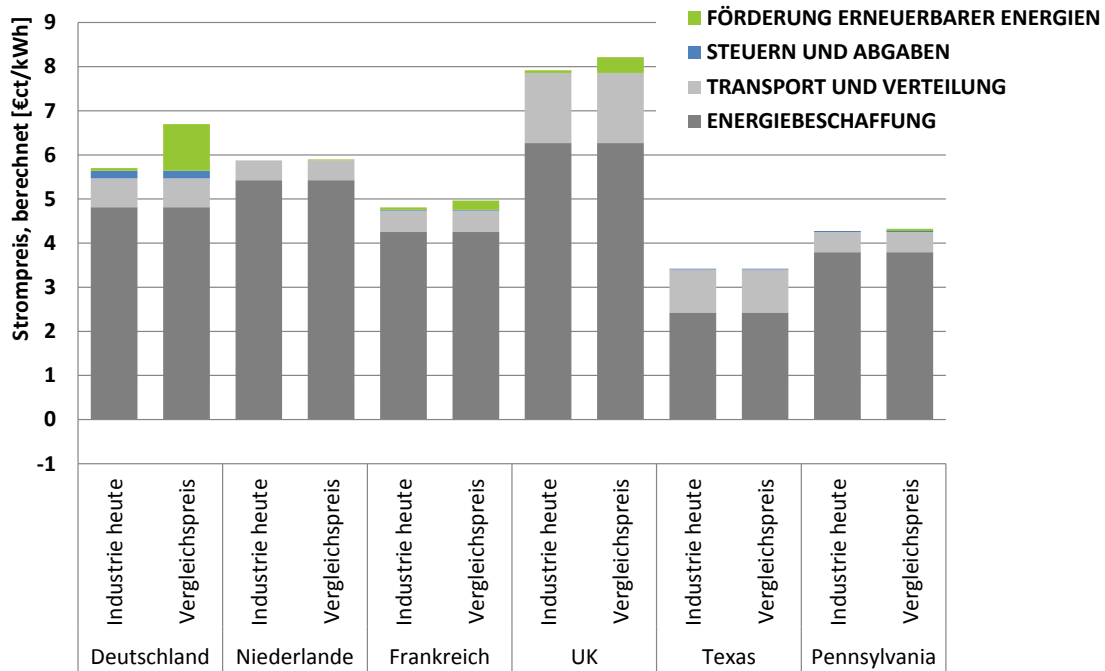


Abbildung 8: Vergleich der Strompreise für große Industrieunternehmen nach heutiger Regelung und bei einer Zahlung von 20% der Steuern und Umlagen für die Förderung erneuerbarer Energien und der Energieeffizienz

In Frankreich, in den Niederlanden und in den USA sind die Aufschläge für die Förderung erneuerbarer Energien sehr gering. Die angenommene 20%- Regelung hat kaum Auswirkungen auf den Preis pro Kilowattstunde. In UK werden unter der Kategorie „Erneuerbare/Umwelt“ der Feed-in-tariff und die Renewables Obligation sowie die Climate Change Levy zusammengefasst. Eine Änderung der Verteilung der Kosten unter den Stromkunden würde den Preis für Großunternehmen um 0,3 ct/kWh steigern. In Deutschland würde eine solche Regelung den Strompreis für stromintensive Großkunden um einen Cent oder 17,5% steigern. Tabelle 1 zeigt die hinterlegten Daten.

Strompreisbelastungen EAF [ct/kWh]	Deutschland		Niederlande		Frankreich		UK		Texas		Pennsylvania	
	Industrie heute	Vergleichspreis	Industrie heute	Vergleichspreis	Industrie heute	Vergleichspreis	Industrie heute	Vergleichspreis	Industrie heute	Vergleichspreis	Industrie heute	Vergleichspreis
ENERGIEBESCHAFFUNG	4.82	4.82	5.43	5.43	4.25	4.25	6.27	6.27	2.43	2.43	3.80	3.80
TRANSPORT UND VERTEILUNG	0.65	0.65	0.45	0.45	0.49	0.49	1.59	1.59	0.97	0.97	0.45	0.45
STEUERN UND ABGABEN	0.18	0.18	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00	0.02	0.02	0.02	0.02
FÖRDERUNG ERNEUERBARER ENERGIEN	0.06	1.06	0.00	0.02	0.06	0.21	0.06	0.36	0.00	0.00	0.00	0.05
SUMME	5.70	6.70	5.87	5.90	4.81	4.97	7.92	8.21	3.42	3.42	4.27	4.32

Tabelle 1: Absolute Werte der Graphiken zu den Strompreisen großer Industrieunternehmen²⁵

²⁵ Quelle für Netzentgelte in Deutschland: Assessment of Cumulative Cost Impact for the Steel Industry; Final Report, CEPS, Economisti Associati, June 2013. Entgelte einzelner Unternehmen können hiervon abweichen.

5.2.2 Strompreise für stromintensive mittelständische Unternehmen

Als kleineres Unternehmen, das unter die besondere Ausgleichsregelung fällt, wird im weiteren ein mittelständisches Textilunternehmen betrachtet. Es hat per Annahme einen Verbrauch von 8,5 GWh, und eine installierte Leistung von 1600 kW. Es ist an die Mittelspannungsebene angeschlossen. Die Stromkosten haben einen Anteil von etwa 14% an der Bruttowertschöpfung und etwa 5% am Umsatz.

Mittelständische Unternehmen beziehen ihren Strom über einen Stromversorger, bekommen aber als große Sondervertragskunden deutliche Preisnachlässe bei den Beschaffungs- und Vertriebskosten. Da diese Kosten stark variieren und zudem zeitdifferenzierte Tarife in Anspruch genommen werden, werden für den Vergleich der Beschaffungspreise und der Netzentgelte statistische Daten von Eurostat für Unternehmen mit einem Verbrauch zwischen 2 und 20 GWh für das zweite Halbjahr 2012 herangezogen. Da in UK die Zahlungen für erneuerbare Energien in den Beschaffungspreis eingerechnet sind, wurden die angegebenen Schätzdaten vom Eurostat-Energiepreis subtrahiert und in der Grafik getrennt ausgewiesen.

Da sich die angegebenen Strompreiszahlungen in den USA zwischen den einzelnen untersuchten Tarifen kaum unterscheiden, werden für Texas und Pennsylvania in den Berechnungen die gleichen Preise verwendet wie im Beispiel des Elektrostahlunternehmens.

Strompreis für ein Textilunternehmen

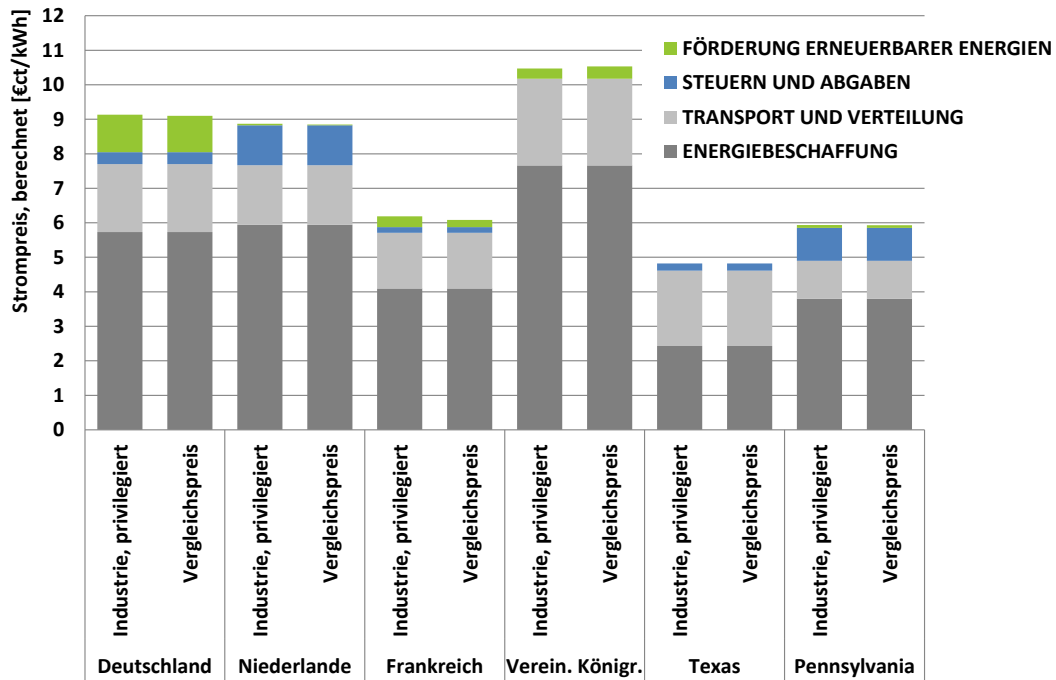


Abbildung 9: Vergleich der Strompreise für ein mittelständisches Industrieunternehmen nach heutiger Regelung und bei einer Zahlung von 20% der Steuern und Umlagen für die Förderung erneuerbarer Energien und der Energieeffizienz

Abbildung 9 bildet wie zuvor die Strompreiskomponenten in verschiedenen Farben ab. Der jeweils linke Balken stellt die Strompreise unter der aktuell geltenden Regelung dar, während der rechte Balken aufzeigt, wie sich diese bei Einführung einer 20%-Regel verändern würde.

Es zeigt sich, dass sich die Belastung der Unternehmen nach bestehender Regelung im Vergleich zu einer geänderten Regelung (20%) kaum ändern würde. Tabelle 2 zeigt die Datenwerte der Strompreiskomponenten.

Strompreisbelastungen Textil [ct/kWh]	Deutschland		Niederlande		Frankreich		Verein. Königr.		Texas		Pennsylvania	
	Industrie, privilegiert	Vergleichspreis	Industrie, privilegiert	Vergleichspreis	Industrie, privilegiert	Vergleichspreis	Industrie, privilegiert	Vergleichspreis	Industrie, privilegiert	Vergleichspreis	Industrie, privilegiert	Vergleichspreis
ENERGIEBESCHAFFUNG	5,73	5,73	5,94	5,94	4,10	4,10	7,66	7,66	2,43	2,43	3,80	3,80
TRANSPORT UND VERTEILUNG	1,97	1,97	1,73	1,73	1,61	1,61	2,51	2,51	2,18	2,18	1,10	1,10
STEUERN UND ABGABEN	0,35	0,35	1,16	1,16	0,17	0,17	0,00	0,00	0,21	0,21	0,96	0,96
FÖRDERUNG ERNEUERBARER ENERGIEN	1,09	1,06	0,04	0,02	0,32	0,21	0,30	0,36	0,00	0,00	0,08	0,08
SUMME	9,14	9,10	8,87	8,85	6,19	6,09	10,47	10,53	4,82	4,82	5,93	5,93

Tabelle 2: Absolute Werte der Graphiken zu den Strompreisen eines mittelständischen Industrieunternehmens

6 Fazit

Die Untersuchung von sechs Regionen in Europa und den USA zeigt, dass große Stromverbraucher in allen Märkten deutlich weniger für eine Kilowattstunde Strom zahlen als kleine Unternehmen, Gewerbe und Haushalte. Wie deutlich Privilegierungen ausfallen, hängt vor allem von der Größe der Unternehmen und der im Unternehmen verwendeten Prozesse ab. Die Analyse der Auswirkungen von Privilegien, insbesondere im Bereich Erneuerbare Energien-Umlagen sollte deshalb auf Basis unterschiedlich großer Verbraucher erfolgen. Aufgrund der Datenlage bietet es sich an, zwei Unternehmen als Beispiel heranzuziehen:

- großes Elektrostahlunternehmen mit einem Jahresverbrauch von einer Terrawattstunde und
- mittelständisches Textilunternehmen, beispielsweise eine Spinnerei, mit einem Verbrauch von 8,4 GWh im Jahr.

Die Ergebnisse der Untersuchung lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Großverbraucher wie das betrachtete Elektrostahlunternehmen zahlen für ihren Strom **kaum Abgaben und Gebühren**. Nicht nur in Deutschland, auch in Frankreich und in den Niederlanden existieren rechtliche Ausnahmeregelungen für Großverbraucher, die die Umlagezahlungen deutlich begrenzen. In Frankreich wird diese Zahlung über einen Maximalbeitrag gedeckelt. In den Niederlanden werden die Zahlungen nach Verbrauchsklassen gestaffelt. Bei Abschluss eines Energieeffizienzabkommens mit der Regierung werden Unternehmen von den Zahlungen vollständig befreit. In UK und in den USA werden die Zahlungen für die Förderung erneuerbarer Energien nicht direkt festgelegt, sondern von den Stromlieferanten in ihren Tarifen eingepreist. Daher ist die dargestellte Strompreiskomponente nur eine Schätzgröße der Zahlungen pro Kilowattstunde. Vergleiche verschiedener Tarife haben gezeigt, dass große Unternehmen auch hier weniger für öffentliche Ausgaben zahlen.

Ausschlaggebend für die Kosten, die große (energieintensive) Unternehmen zu tragen haben, sind die **Börsenpreise**. Diese unterscheiden sich in Europa aufgrund der zu geringen physikalischen Transportkapazitäten zwischen den einzelnen Ländern. In Deutschland sind die Preise niedriger als in den Nachbarstaaten, weil in diesem Land Steinkohle und erneuerbare Energien den Preis setzen, während in Nachbarländern häufiger teurere (Gas-)Kraftwerke zum Einsatz kommen. Ein **Ausbau der Interkonnektoren** zwischen den Märkten könnte den Abstand verringern.

Deutlich niedriger ist der **Börsenpreis in den USA**, wo andere Marktregeln herrschen und die Brennstoffpreise niedriger sind. Diese Abweichungen im Preis sind zu einem großen Teil geographisch bedingt und durch staatliche Eingriffe nicht zu kompensieren, weder bei großen, noch bei mittelständischen Unternehmen.

Bei **mittelständischen Unternehmen**, wie dem hier untersuchten Textilunternehmen, **spielen Steuern und Gebühren eine deutlich größere Rolle**. Deutsche Unternehmen in dieser Größen-

klasse arbeiten im Durchschnitt mit ähnlich hohen Preisen wie ihre niederländischen Kollegen, die französischen Preise liegen eher niedriger, die britischen etwas höher. Eine Veränderung der Ausnahmeregelungen im Bereich der erneuerbaren Energien Umlage würde die Belastung dieser Unternehmen kaum verändern. Ohne Besondere Ausgleichsregelung liegen die Strompreise allerdings bei etwa 13,3 ct/kWh und damit weit über den Preisen in den europäischen Konkurrenzländern.

Eine **20%-Regelung** bei der Umlage für **energieintensive Unternehmen** (Elektrostahlunternehmen) zeigt, dass sich dadurch in allen untersuchten Ländern die Strompreise um weniger als 0,3ct/kWh verändern würden. In **Deutschland** hingegen würde diese Umlage deutlich ansteigen, und damit der Strompreis im Beispiel des Elektrostahlwerks **um 17% ansteigen**.

Eine Reduzierung der Ausnahmeregelungen in Deutschland würde energieintensive Unternehmen aufgrund des hohen Ausbaus der EE und der damit verbundenen höheren Gesamtkosten, die umgelegt werden, **deutlich mehr belasten als in den Vergleichsländern**. Obwohl die deutschen energieintensiven Unternehmen relativ die größte Privilegierung bei der EE-Umlage unter den betrachteten Ländern genießen, zahlen sie absolut trotzdem die höchste EE-Umlage (vgl. Tabelle 2).

ECOFYS



sustainable energy for everyone

ECOFYS

sustainable energy for everyone



ECOFYS Germany GmbH

Am Karlsbad 11
10785 Berlin

T: +49 (0) 30 29773579-0

F: +49 (0) 30 29773579-99

E: info@ecofys.com

I: www.ecofys.com