

Stromkosten der energieintensiven Industrie

Ein internationaler Vergleich

- Zusammenfassung der Ergebnisse -



Stromkosten der energieintensiven Industrie

Ein internationaler Vergleich

- Zusammenfassung der Ergebnisse -

Von:

Ecofys: Katharina Grave, Mandana Hazrat, Sil Boeve, Felix von Blücher, Charles Bourgault, Nikolas Bader

Fraunhofer-ISI: Barbara Breitschopf, Nele Friedrichsen, Marlene Arens, Ali Aydemir, Martin Pudlik, Vicki Duscha, Jose Ordonez

GWS: Christian Lutz, Anett Großmann, Markus Flaute

Juli 2015

Im Auftrag des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Kurzzusammenfassung

Energiepreise sind ein zentraler Faktor für die Wettbewerbsfähigkeit vieler deutscher Unternehmen. Zur Finanzierung der Energiewende werden die Kosten der Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland vorwiegend über die Energiepreise, insbesondere die Strompreise, auf die Endverbraucher umgelegt. Eine große Anzahl von Umlagen sowie die Stromsteuer erhöhen den Strompreis und damit die Stromkosten der Industrie. Um die Belastungen insbesondere für die energieintensive Industrie zu begrenzen, hat die Bundesregierung unterschiedliche Ausnahmeregelungen geschaffen.

Aus den gleichen wirtschaftlichen Erwägungen der Wettbewerbsfähigkeit haben auch konkurrierende Volkswirtschaften Sonderregelungen für industrielle Stromverbraucher eingeführt. Die vorliegende Studie untersucht detailliert die Zusammensetzung von Strompreisen in Deutschland und zehn anderen Staaten: den Niederlanden, dem Vereinigten Königreich, Frankreich, Italien, Dänemark, Kanada, den Vereinigten Staaten, China, Korea und Japan. Sie zeigt auf vier Untersuchungsebenen, welche Auswirkungen die Ausnahmeregelungen für die Wettbewerbsfähigkeit von Industrieunternehmen in Deutschland haben.

Die Analyse teilt Strompreiskomponenten in drei Kategorien ein:

Strombeschaffungspreise beinhalten die Bezugskosten von Strom auf dem Großhandelsmarkt und die Margen der Versorger. Über ihre Höhe entscheiden die Zusammensetzung und technische Eigenschaften des Kraftwerksparks, die Kosten der genutzten Brennstoffe, die Entwicklung der Nachfrage und die Rahmenbedingungen der Strommarktregulierung.

Netzentgelte dienen zur Verteilung der Kosten von Übertragungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreiber für ihre Dienstleistungen.

Weitere, staatlich regulierte Komponenten finanzieren die Kosten energiepolitischer Instrumente oder führen dem Staatshaushalt Einnahmen zu. Zu ihnen gehören Steuern und Umlagen, aber auch Kosten für die Erfüllung von vorgegebenen Quoten.

In der Analyse der nationalen Strommärkte zeigt sich der unterschiedliche Regulierungsansatz in den untersuchten Ländern. Während die europäischen Regulierer in Deutschland, den Niederlanden, Frankreich, Italien und Dänemark Kosten energiepolitischer Maßnahmen über Umlagen und Steuern mit definierten Privilegierungskriterien für einzelne Kunden verteilen, setzen die britische und die nordamerikanischen Regierungen auf Quotensysteme zur Verteilung von Kosten. Sie überlassen damit die Frage der Kostenverteilung weitgehend den Marktakteuren. In allen drei untersuchten asiatischen Ländern werden die Kosten von politischen Eingriffen in das Stromsystem intransparent über staatlich vorgegebene Vollkostenpreise abgerechnet.

Die ermittelten Strombeschaffungspreise, die Netzentgelte, und Privilegierungskriterien bei Steuern und Umlagen werden im Rahmen der Studie auf Beispielfälle in sechs energieintensiven Branchen angewendet: Chemie, Papier, Stahl, Aluminium, Kupfer und Textil. Der Stromverbrauch dieser Branchen umfasst etwa 70 % des Stromverbrauchs des verarbeitenden Gewerbes in Deutschland und etwa 27 % des Stromverbrauchs insgesamt.

Im Vergleich zeigt sich, dass die stromintensiven Großverbraucher aus der metallverarbeitenden Industrie und aus der Chemieindustrie in allen Ländern die niedrigsten Strompreise erhalten. Aluminium- und Kupferhersteller, aber auch Elektrostahlerzeuger zahlen keine oder sehr reduzierte Steuern und Umlagen und geringe Netzentgelte (Abbildung 1).

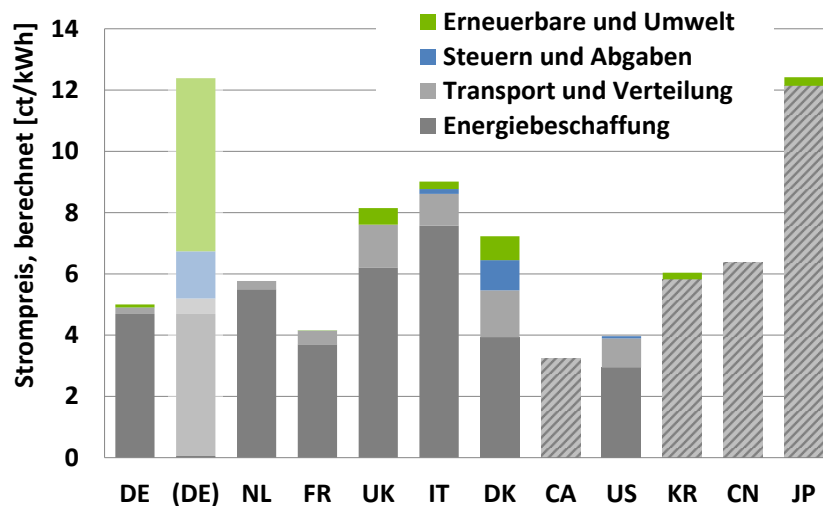


Abbildung 1: Strompreise für große, weitestgehend privilegierte Unternehmen

Die Höhe der Strompreise dieser stromintensiven Großverbraucher wird durch die Höhe der Strombeschaffungspreise geprägt. Im Rahmen dieser Studie werden die Strombeschaffungspreise mit Hilfe von Börsenstrompreisen abgeschätzt. Die Strompreise einzelner Unternehmen können je nach Verbrauchsstruktur und Beschaffungsstrategie deutlich von den errechneten Preisen abweichen. Unternehmen mit Jahresstromverbrauch unter einer Gigawattstunde zahlen in den meisten untersuchten Ländern deutlich höhere Preise (Abbildung 2).

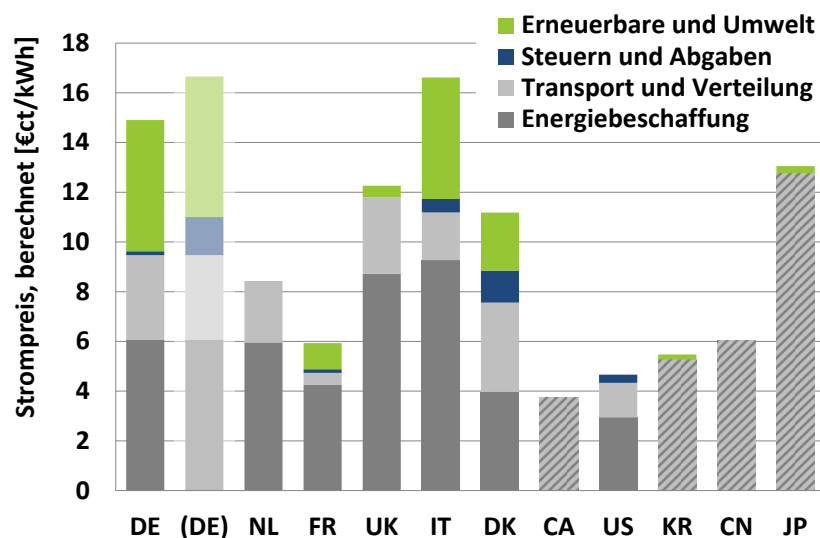


Abbildung 2: Strompreise für kleine, in Deutschland weitestgehend nicht privilegierte Unternehmen

Die Aluminium- und Kupferhersteller, Stahlproduktion in Elektrostahlöfen und chemische Reduktionsprozesse fallen unter nahezu alle analysierten Privilegierungskriterien, die wettbewerbsgefährdete Unternehmen von staatlich regulierten Strompreiskomponenten entlasten sollen. Zu diesen Kriterien gehören:

Absoluter Verbrauch: Die Tarife vieler staatlich regulierten Strompreiskomponenten sind abgestuft oder enthalten fixe Sockelbeträge. Unternehmen mit höherem Verbrauch zahlen somit im Durchschnitt weniger pro Einheit Energie. Beispielsweise zahlen in Deutschland alle Unternehmen in der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) für die erste Gigawattstunde Verbrauch die volle Umlage des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG).

Energieintensität: Die Höhe der Stromkosten im Vergleich zu Umsatz oder Bruttowertschöpfung zeigt, bei welchen Unternehmen die Wettbewerbsfähigkeit besonders stark unter hohen Strompreisen leidet. Bei verschiedenen Regelungen werden Unternehmen ab einem bestimmten Schwellenwert der Energieintensität privilegiert. In der deutschen Regelung zur Besonderen Ausgleichsregelung liegt dieser Schwellenwert 2015 bei 16 % der Bruttowertschöpfung.

Sektorzugehörigkeit: Einige Wirtschaftszweige stehen stärker im internationalen Wettbewerb als andere, deshalb werden Ausnahmeregelungen häufig an eine Sektorzugehörigkeit gebunden. Die Neuregelung der Besonderen Ausgleichsregelung ist auch hier ein Beispiel. Abhängig von der Sektorzugehörigkeit müssen Unternehmen unterschiedliche Schwellenwerte für die Energieintensität erreichen, um privilegiert zu werden.

Verwendete Prozesse: Einzelne industrielle Prozesse sind von Natur aus stromintensiv. Der Stromverbrauch definierter Prozesse wird deshalb häufig von Steuern und Umlagen befreit. Ein Beispiel ist der Stromverbrauch in metallurgischen Prozessen, für den in Deutschland keine Stromsteuer entrichtet werden muss.

Energieeffizienzmaßnahmen: Einige Regulierer belohnen effiziente Unternehmen mit niedrigeren Strompreisen durch reduzierte Steuern und Umlagen. Auch die Besondere Ausgleichsregelung stellt die Bedingung, dass Unternehmen Energiemanagementsysteme installieren.

Kostendeckel: Einige Regulierer begrenzen die absoluten Kosten einer Politikmaßnahme für Verbrauch mit einem absoluten oder einem relativen Wert. Auch die neugeregelte Besondere Ausgleichsregelung begrenzt die Zahlungen für die EEG-Umlage auf maximal 4 %, bzw. 0,5 % der Bruttowertschöpfung eines Unternehmens.

Eigenerzeugung: Energieintensive Unternehmen erzeugen vereinzelt selbst Strom, um Kosten zu sparen. Diese Eigenerzeugung ist häufig von Steuern und Umlagen befreit. Die Besondere Ausgleichsregelung im EEG 2014 beispielsweise sieht vor, dass Unternehmen für Eigenverbrauch 15 % der EEG-Umlage zahlen.

Wie das Beispiel der Besonderen Ausgleichsregelung zeigt, werden die genannten Kriterien in vielen Fällen miteinander verknüpft, um die Anzahl der privilegierten Endverbraucher zu begrenzen.

Deutschland erhebt im Vergleich zu den anderen untersuchten Ländern besonders viele und hohe Steuern und Umlagen. Ohne die deutschen Privilegierungen wären die Strompreise für einzelne Unternehmen im Jahr 2014 um knapp 8 ct/kWh höher.

Allein die Privilegierung durch die Besondere Ausgleichsregelung im Erneuerbaren Energien Gesetz machte 2014 für einzelne Unternehmen bis zu 6,2 ct/kWh aus. Die Strompreise für Haushalts- und Gewerbekunden und weniger energieintensive Industrieunternehmen wären im Jahr 2014 bei vollständiger Abschaffung der Besonderen Ausgleichsregelung etwa 1,6 ct/kWh niedriger gewesen.

Um die Auswirkungen der deutschen Ausnahmeregelungen für die Wettbewerbsfähigkeit der Industrieunternehmen zu untersuchen, wird zunächst der Anteil der Stromkosten an den Produktionskosten von unterschiedlichen Produkten berechnet und damit die Bedeutung der Ausnahmeregelungen für die **Wettbewerbsfähigkeit auf Produktebene** ermittelt. Hier zeigt sich, dass insbesondere Aluminiumhersteller und Hersteller von chemischen Grundstoffen bei steigenden Stromkosten sensibel reagieren. Ohne die Besondere Ausgleichsregelung würde sich die Produktion dieser Güter in Deutschland nicht lohnen und über kurz oder lang eingestellt. Dies gilt auch für viele Papierhersteller und Stahlerzeuger.

Auf der zweiten Stufe wird die Bedeutung der Stromkosten für die **Wettbewerbsfähigkeit auf der Unternehmensebene** untersucht. Die Analyse von Gewinn- und Verlustrechnungen von Beispielunternehmen zeigt, mit welchen Auswirkungen zu rechnen ist, wenn steigende Stromkosten nicht an Kunden weitergegeben werden können. Auch hier zeigt sich die Bedeutung der Ausnahmeregelungen für Metallerzeuger und Papierhersteller, die vergleichsweise stromintensive Produkte herstellen. Diversifizierte Unternehmen, wie beispielsweise integrierte Chemieunternehmen, erwirtschaften einen Großteil ihrer Gewinne in nicht stromintensiven Bereichen. Erhöhte Stromkosten haben bei den untersuchten Beispielunternehmen zwar Auswirkung auf das Spartenergebnis (Division), aber geringere Auswirkungen auf die Unternehmensergebnisse.

Zusätzlich durchgeführte Interviews unterstreichen die große Bedeutung der Nähe zum Kunden sowie der Qualifikation der Arbeitskräfte für die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen in Deutschland. Diese Standortfaktoren können jedoch nur bis zu einer gewissen Schwelle die Stromkostensteigerung kompensieren. Die Fallanalyse zeigt, dass insbesondere Unternehmen mit einem begrenzten, stromintensiven Produktangebot die Kostensteigerung voraussichtlich nicht kompensieren könnten.

Die Analyse der Bedeutung von Stromkosten für die **Wettbewerbsfähigkeit auf Sektorebene** ermittelt die kurzfristigen Auswirkungen auf Produktpreise, Nachfrage und Produktion für den Fall, dass erhöhte Stromkosten in der Wertschöpfungskette vollständig durchgereicht werden. Aufgezeigt wird, wie sich die gegenwärtigen Preise und die Produktion ändern, wenn einzelne Branchen von der BesAR ausgeschlossen würden. Besonders stark steigen die durchschnittlichen Produktpreise in der Papierindustrie und in der Nichteisen-Metallbranche. Dieser Anstieg würde durchschnittlich etwa 5 % betragen. Durch die erhöhten Preise würde die Nachfrage nach Exporten in der Metall- und Papierbranche zwischen 16%- 18% sinken. Die Produktion dieser Branchen würde nach den Berechnungen kurzfristig um 11 bis 18 % einbrechen. Die Analyse beruht auf statistischen Angaben zu Stromkostenanteilen und geschätzten Preiselastizitäten der Nachfrage. Die Effekte von Schließungen einzelner Unternehmen oder Produktionsstätten in der Wertschöpfungskette können auf Sektorebene nicht abgebildet werden. Diese Analyse unterschätzt deshalb tendenziell die Auswirkungen von Stromkostenerhöhungen, insbesondere in Industrien mit langen und verflochtenen Wertschöpfungsketten wie der Chemieindustrie.

Auf der vierten Stufe werden schließlich die langfristigen **gesamtwirtschaftlichen Wirkungen** der Ausnahmeregelungen in Deutschland mittels eines makroökonomischen Modells untersucht. Es wird abgeschätzt, wie sich die gesamtwirtschaftliche Situation verändern würde, wenn Ausnahmeregelungen für alle Branchen abgeschafft würden. In ex-ante und ex-post Szenarien für den Zeitraum von 2007 bis 2020 wird ausgewiesen, wie sich Änderungen der Ausnahmeregelungen in Deutschland auf Produktion, Wertschöpfung, Beschäftigung, Investitionen und Außenhandel auswirken. Die Strompreise in den anderen Ländern werden bei den Szenariorechnungen nicht verändert.

Im ex-ante Szenario (2020) der vollständigen Abschaffung der BesAR steigen die durchschnittlichen Produktionspreise bis zu 3,5 %. Bei einzelnen Unternehmen liegen die Produktionskostensteigerungen deutlich höher. Im Vergleich zur Referenz, der Beibehaltung der derzeitigen Regelung, lägen nach dem Ansatz der Studie die deutschen Exporte im Jahr 2020 bis zu knapp 0,3 % oder 4,7 Mrd. Euro niedriger. In den Berechnungen beträgt die negative Gesamtwirkung auf das Bruttoinlandsprodukt 4 Mrd. Euro bzw. 0,15 % im Jahr 2020. Auf dem Arbeitsmarkt könnten bei Wegfall der BesAR bis zu 45.000 Beschäftigte ihre Arbeit verlieren. Bei Abschaffung aller Privilegierungen bei Stromsteuer und Umlagen ergeben die Modellrechnungen einen Wegfall von sogar bis zu 104.000 Beschäftigten bis zum Jahr 2020, davon über 70.000 im Verarbeitenden Gewerbe.

Die Abschaffung der Ausnahmeregelungen würde die Umlagen für nicht privilegierte Sektoren senken und so zu einer Kostenentlastung führen. Diese könnte bei Haushalten jährlich über 2 Mrd. Euro betragen. Auch ein Teil der übrigen Industrie (ca. 0,5 Mrd. Euro) sowie GHD (ca. 2 Mrd. Euro) würden durch geringere Umlagen entlastet. Dies schlägt sich in einem höheren privaten Konsum nieder. Im Zeitablauf schwächt sich jedoch der Konsumzuwachs ab, da das Reallohneinkommen geringer wird. Die im Modell ausgelösten negativen Effekte in den privilegierten Unternehmen bei Wegfall geltender Regelungen überwiegen die positiven Effekte bei den leicht entlasteten, nicht privilegierten Verbrauchern. Grund dafür ist vor allem die geringere preisliche internationale Wettbewerbsfähigkeit.

Die Modellierungsansätze weisen Grenzen auf: Entscheidungen über Produktionsverlagerungen werden auf Unternehmensebene getroffen und hängen von unternehmensspezifischen Faktoren, intra-industrieller Verflechtung und produktbezogenen Aspekten ab. Diese können statistisch nicht umfassend abgebildet werden. Zusätzliche qualitative Untersuchung lassen vermuten, dass die hier ausgewiesenen Effekte auf Branchen- und gesamtwirtschaftlicher Ebene eher unterschätzt werden.

Auch mit dieser Einschränkung führen alle Analysen auf den verschiedenen Ebenen zu dem gleichen Ergebnis: Bestehende Ausnahmeregelungen für stromintensive Unternehmen stützen die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie und wirken (gesamt)wirtschaftlich positiv.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Strompreise und ihre Komponenten	3
2.1	Deutschland	3
2.2	Niederlande	7
2.3	Vereinigtes Königreich	9
2.4	Frankreich	13
2.5	Italien	16
2.6	Dänemark	20
2.7	Korea	23
2.8	China	26
2.9	Japan	28
2.10	USA - Pennsylvania	31
2.11	USA - Texas	33
2.12	Kanada	35
3	Strompreiskomponenten im Vergleich	39
	Berechnung der Energiekomponente	39
	Netzentgelte	41
	Steuern und Abgaben	42
	Förderung Erneuerbarer Energien, Energieeffizienz und Umweltschutz	43
4	Stromkosten und Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Industrien	45
4.1	Stahlindustrie	45
4.2	Aluminiumindustrie	52
4.3	Kupferindustrie	56
4.4	Papierindustrie	61
4.5	Chemieindustrie	66
4.6	Textilindustrie	72
5	Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen	76

1 Einleitung

Klimaschutz hat sich in den letzten Jahren in Deutschland und Europa zu einem der politischen Kernthemen entwickelt. Vor dem Hintergrund wachsender wissenschaftlicher Kenntnis der Folgen und Bedingungen des Klimawandels haben Politik und Wirtschaft Instrumente entworfen, die darauf zielen, die Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2020 um 40 % (bezogen auf 1990) zu senken.

Der Energieerzeugung und dem Energieverbrauch kommt hierbei eine herausragende Bedeutung zu. Etwa 82 % der deutschen Treibhausgasemissionen des Jahres 2010 waren energiebedingt. Als Hebel zur Senkung der energiebedingten Treibhausgasemissionen wird neben der Steigerung der Energieeffizienz der Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) gesehen.

Zur Erreichung der bis 2020 formulierten Ziele muss der Ausbau von EE im Strom-, Wärme- und Verkehrsbereich zügig vorangetrieben werden. Auch nach 2020 wird ein kontinuierlicher Ausbau angestrebt, so dass erneuerbare Energien langfristig den Hauptteil der Energieversorgung übernehmen können. Dies erfordert eine Transformation des bestehenden Energiesystems, wobei die Markt- und Systemintegration eine wichtige Rolle spielen. Der Ausbau erfolgt derzeit im Wesentlichen politikgetrieben. Zur ausreichenden Legitimation, zur Sicherstellung der gesellschaftlichen Akzeptanz und zur künftigen Gestaltung der Förderpolitik müssen die unterschiedlichen Wirkungen des politisch forcierten Ausbaus systematisch analysiert werden.

Dabei spielen die resultierenden Be- und Entlastungswirkungen bei unterschiedlichen Akteuren bzw. Wirtschaftsgruppen eine bedeutende Rolle. Die Be- und Entlastungen der Regelungen wirken sich nicht nur auf die Konsummöglichkeiten und Produktionskosten, sondern auch auf die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen und somit auf das gesamte wirtschaftliche Wachstum Deutschlands aus. Klima- und energiepolitische Regelungen, welche die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen durch die Auferlegung zusätzlicher Kosten beeinträchtigen, wirken sich über Produktion, Beschäftigung und Konsum negativ auf die gesamte Wirtschaft aus.

Um die Belastungen der deutschen Industrie zu mindern, wurden im Laufe der Zeit unterschiedliche Ausnahmeregelungen eingeführt. Diese Ausnahmeregelungen führen einerseits zu einer Entlastung der begünstigten Unternehmen, andererseits führen sie auf Seite der nicht-begünstigten Unternehmen und anderer Energieabnehmer, einschließlich der Privathaushalte, zu höheren Belastungen. Ecofys und das Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) haben untersucht, wie energie- und klimapolitische Instrumente die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Unternehmen beeinflussen. Die Analyse der gesamtwirtschaftlichen Wirkungen wurde durch die Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforschung (GWS) unterstützt.

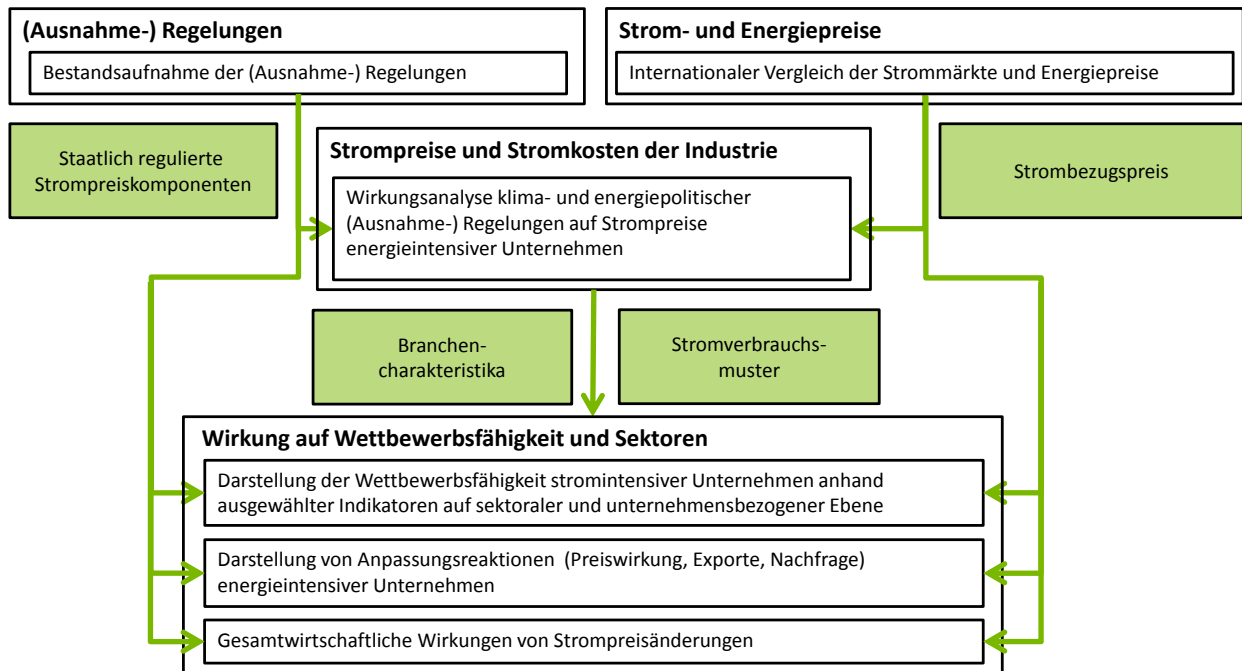


Abbildung 3: Überblick über die Arbeitsschritte

Die Analyse der Fragestellung erfolgt in sechs Arbeitsschritten. Im Fokus der ersten Analyse stehen die staatlich regulierten Strompreiskomponenten und ihre Ausnahmeregelungen für definierte Verbrauchsgruppen. Hier werden die deutschen Regelungen und die Regelungen in zehn anderen wichtigen Industrienationen analysiert. Parallel werden die Strommärkte und die Energiepreise untersucht, um einen Strombezugspreis abzuleiten. Anschließend werden die Ergebnisse zusammengeführt und ermittelt, welche Strompreise und damit welche Stromkosten in einzelnen Branchen zu erwarten sind. Die Ergebnisse der Analyse sind Grundlage für drei weitere Untersuchungen. Zum einen werden die Auswirkungen der Stromkosten auf die Wettbewerbsfähigkeit der Sektoren und einzelner Beispielenunternehmen untersucht. In einer Branchenanalyse werden die kurzfristigen Wirkungen auf Produktpreise, Exporte und die Nachfrage ermittelt. Abschließend werden die gesamtwirtschaftlichen Wirkungen verschiedener Strompreis-Szenarien für Deutschland rückblickend ab 2007 und ex-ante bis 2020 dargestellt.

Dieser Bericht fasst die Ergebnisse der Untersuchungen zusammen. Die Darstellung der Methodik und detaillierte Ergebnisse finden sich in gesonderten Berichten zu den einzelnen Arbeitsschritten.

In dieser Zusammenfassung werden zunächst die Strompreiskomponenten und ihre Berechnung für die Regionen Deutschland, Dänemark, Frankreich, Italien, Kanada, Niederlande, Großbritannien, Pennsylvania, Texas, Japan, China und Korea vorgestellt. Um die Wettbewerbssituation der Industrie und die Bedeutung der Stromkosten für die Wettbewerbsfähigkeit zu erfassen, werden anschließend produktionstechnische und wirtschaftliche Daten der energieintensiven Branchen Stahl, Aluminium, Kupfer, Papier, Chemie und Textil zusammengestellt und analysiert. Der Stromverbrauch dieser Branchen umfasst etwa 70 % des Stromverbrauchs des verarbeitenden Gewerbes in Deutschland und etwa 27 % des Stromverbrauchs insgesamt.

2 Strompreise und ihre Komponenten

Die nationalen Strompreise bestehen aus drei Komponenten:

- Strombeschaffungspreis
- Netzentgelte
- Weitere, staatlich regulierte Komponenten

Die folgenden Kapitel geben zunächst einen Überblick zu den untersuchten nationalen Stromsystemen. Sie zeigen die Einflussfaktoren für die Strompreisbildung am Großhandel, erläutern die Netzsituation und die Berechnung der Netzentgelte sowie die politisch bestimmten, regulierten Preiskomponenten und bestehende Ausnahmeregelungen für die Industrie. Weitere Informationen zu Strommärkten und Preisen können den Berichten zu den (Ausnahme-)Regelungen und Strom- und Energiepreisen entnommen werden.

2.1 Deutschland

Stromangebot und Stromnachfrage

2012 betrug die deutsche Gesamtnachfrage für Strom nach Angaben von Eurostat etwa 526 TWh, dies entspricht fast einem Fünftel der Gesamtnachfrage innerhalb der EU. Etwa 26 % davon entfielen auf Haushalte, 43 % entstanden in der Industrie. Die deutsche Regierung hat sich das Ziel gesetzt, den Energieverbrauch bis 2020 um 10 % zu senken. Bis 2050 soll er sich um 25 % reduzieren. Diese Zielvorgaben beziehen sich auf den Verbrauchswert von 2008.

Im Jahr 2012 erzeugten die deutschen Kraftwerke 577 TWh Strom. 44 % des Stroms wurde aus Braun- und Steinkohle gewonnen. Erdgaskraftwerke produzierten 12 %. Rund 24 % des in Deutschland erzeugten Stroms wurde aus erneuerbaren Energien gewonnen, hauptsächlich aus Wind (8 %), Biomasse (6 %) und PV (4 %). Der Anteil des Stroms aus Kernenergie sank von 22 % in 2010 auf 16 % in 2012. Nach Regierungsbeschluss wurden 2011 acht Kernkraftwerke abgeschaltet. Die letzten Kernkraftwerke sollen 2022 vom Netz gehen.

Der deutsche Kraftwerkspark umfasst eine große Bandbreite von verschiedenen Technologien. Ende 2012 lag die installierte Kraftwerkskapazität in Deutschland bei 178 GW. Davon entfielen 76 GW auf erneuerbare und 103 GW auf nicht erneuerbare Energieträger.

Strommarkt

Vier große Erzeuger dominieren den deutschen Strommarkt auf der Großhandelsebene. In 2012 erzeugten sie rund 45,5 % (228 TWh) des in die Netze eingespeisten Stroms. Die Haushalte können im Schnitt unter 88 Anbietern je Netzgebiet ihren Lieferanten auswählen. Ein Großteil der Lieferanten beschränkt sich auf die Versorgung einzelner Regionen. Der Monitoringbericht der Bundesnetzagentur

2013 berichtete für das Vorjahr, dass die vier größten Energieversorgungsunternehmen rund 43,5 % des Strombedarfs der Haushalte, 55 % der Industrie und 29 % des Gewerbes deckten.

Strom wird auch an der Strombörse gehandelt. Langfristige Lieferungen wickelt die deutsche Strombörse EEX in Leipzig ab, der kurzfristige Spothandel läuft über das deutsch-französische Joint-Venture EpexSpot.

Stromaustausch

Durch seine Größe und seine zentrale Lage in Europa ist Deutschland sehr gut in das europäische Stromnetz eingebunden. Verbindungen bestehen zu neun Staaten. 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 3500 MW. Für Im- und Export lag die Übertragungskapazität 2011 insgesamt bei über 20 GW.

Die größten Importmengen kommen jedes Jahr aus Frankreich, das in seinen Kernkraftwerken günstigen Grundlaststrom generiert. Nach Angaben des europäischen Verbands der Übertragungsnetzbetreiber, ENTSO-E, hat Deutschland 2011 über 20 TWh aus Frankreich importiert und 0,14 TWh dorthin exportiert. Aus Tschechien, Schweden und Dänemark importiert Deutschland ebenfalls regelmäßig mehr Strom als es dorthin exportiert. Jedes Jahr werden über 35 TWh zwischen Deutschland, Österreich und der Schweiz geliefert. Die Niederlande importierten 2012 netto etwa 22,5 TWh Strom aus Deutschland. Polen nimmt ebenfalls mehr Strom ab, als es nach Deutschland exportiert.

Strombeschaffungspreis

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. Die durchschnittlichen Day-Ahead-Preise an der Strombörse sanken von 5,11 ct/kWh im Jahr 2011 auf 3,78 ct/kWh im Jahr 2013. Die Preise für Lieferungen in der Zukunft (Futures) sanken noch stärker und nähern sich den Spotpreisen an.

Die mittleren Strombezugspreise (ohne Abgaben und Netznutzungsentgelte) für Industrieunternehmen mit einem Verbrauch zwischen 70 und 150 GWh im Jahr 2013 betrugen 4,68 ct/kWh. Während die Preise der großen Verbraucher seit 2008 fast kontinuierlich sinken, sind die Preise für die kleineren Industrieverbraucher bis 2011 gestiegen und erst seitdem rückläufig.

Für Unternehmen mit hohem Stromverbrauch über 150 GWh im Jahr liegen keine statistischen Daten vor. Die Preise hängen stark von der Verbrauchsstruktur und der Einkaufsstrategie der einzelnen Unternehmen ab. In Deutschland handeln einige Unternehmen teilweise selbst oder über Zwischenhändler an der Börse. Gespräche mit deutschen Industrievertretern haben ergeben, dass sich typische Einkaufsstrategien aus etwa 80 % langfristigen Verträgen und 20 % Spotmarkteinkauf zusammensetzen. Sinkende oder steigende Preise am Spotmarkt wirken sich deshalb nicht unmittelbar in vollem Umfang auf die Beschaffungskosten großer Industrieunternehmen aus.

Um für die weitere Analyse der Stromkosten energieintensiver Industrieunternehmen einen Beschaffungspreis zu ermitteln, wird eine Näherungsgröße über Börsenpreise berechnet. Dabei 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 unterjährig abgeschlossen werden. Als Spotmarktpreise werden die Day-Ahead-Preise des jeweiligen Landes verwendet. Der durchschnittliche Preis der langfristigen Verträge wird mit 80 % gewichtet, der Spotmarktpreis mit 20 %. Für 2013 ergibt sich damit ein Beschaffungspreis für diese Kundengruppe von 4,69 ct/kWh.

Netzsituation und Netzkosten

Der Transport des Stroms in Übertragungsnetzen wird von vier Netzbetreibern gewährleistet. Auf der Verteilnetzebene agieren rund 800 Netzbetreiber. Die Veränderungen im Kraftwerkspark erhöhen die Ausbaukosten für Netze. Durch die steigende Stromerzeugung in dezentralen Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien steigen die Netzentgelte, vor allem auf der Verteilernetzebene. Da neue Kraftwerke und große Windenergieanlagen hauptsächlich im Norden der Republik erstellt wurden und gleichzeitig große Kernkraftwerke im Süden vom Netz gehen, werden derzeit vier große Gleichstromleitungen zum Stromtransport geplant. Diese Trassen und weitere Netzausbauplanungen werden voraussichtlich auch die Netzentgelte für die Übertragungsnetze erhöhen.

Die Höhe der Netzentgelte in Deutschland variiert mit dem Stromverbrauch und der Höchstlast. Wenn die Höchstlast eines Verbrauchers vom Zeitpunkt der Jahreshöchstlast abweicht und er mindestens 10 GWh im Jahr verbraucht, kann er ein individuelles Netzentgelt beantragen. Die Mindestsätze für diese reduzierten Netzentgelte hängen von den Benutzungsstunden des Stromverbrauchers ab. Im Extremfall eines Verbrauchers mit 8000 Benutzungsstunden im Jahr liegt der Mindestsatz bei 10 % des veröffentlichten Netzentgeltes.

§19 StromNEV-Umlage

Um die Reduktion der Netzentgelte bei individuellen Netzentgelten zu refinanzieren, wurde eine Umlage eingeführt. Diese Umlage müssen alle Verbraucher bezahlen. Sie lag 2013 bei 0,329 ct/kWh. Für ihren Verbrauch oberhalb der Schwelle von 1 GWh/a zahlen Verbraucher 0,05 ct/kWh. Industrieunternehmen, Unternehmen der Eisenbahninfrastruktur und des schienengebundenen Verkehrs, deren Stromkosten im vorangegangenen Kalenderjahr vier Prozent des Umsatzes überstiegen haben, zahlen für über 1 GWh hinausgehende Strombezüge 0,025 ct/kWh.

Konzessionsabgabe

Konzessionsabgaben sind Entgelte, die Energieversorgungsunternehmen zahlen, wenn sie öffentliche Verkehrswege für den Betrieb von Energieversorgungsleitungen nutzen. Für Sondervertragskunden beträgt der Höchstbetrag je Kilowattstunde 0,11 ct/kWh. Sondervertragskunden, deren Abnahmepreis unterhalb eines veröffentlichten Grenzpreises liegt, sind von der Konzessionsabgabe befreit.

Stromsteuer

Die Stromsteuer beträgt 2,05 ct/kWh und wird auf den Verbrauch erhoben. Das produzierende Gewerbe, landwirtschaftliche und forstwirtschaftliche Betriebe können einen Antrag auf Entlastung stellen. Wenn sie dadurch mindestens 250 € im Jahr sparen, zahlen sie nur 1,54 ct/kWh. Abhängig von den Rentenversicherungszahlungen des einzelnen Unternehmens und seiner Energieeffizienz kann sich der Steuersatz in Einzelfällen weiter um bis zu 90 % reduzieren. Unternehmen müssen dazu ein Energie- oder Umweltmanagementsystem einführen. Befreit ist der Verbrauch von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Kleinanlagen, Notstromversorgung und Strom, der an Bord von Fahrzeugen erzeugt und verbraucht wird. Erstattet wird die Steuer für Stromverbrauch in der Elektrolyse, in der Herstellung von Glas, Keramik, Zement, Metallherzeugung und in chemischen Reduktionsverfahren.

Erneuerbare Energien Umlage (EEG-Umlage)

Die EEG-Umlage finanziert Zahlungen an die Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen. 2013 lag der Regelsatz bei 5,277 ct/kWh. Unternehmen des produzierenden Gewerbes und der Schienenbahnen können einen Antrag für die „Besondere Ausgleichsregelung“ stellen, die die Zahlungen reduziert. Die Bedingungen dafür wurden 2014 geändert. Ab 2015 müssen Unternehmen aus definierten wettbewerbsintensiven Branchen eine Stromkostenintensität von mindestens 16 % aufweisen. Diese Schwelle für Stromkosten im Vergleich zur Bruttowertschöpfung des Unternehmens steigt 2016 auf 17 %. Unternehmen aus Branchen mit geringerer Wettbewerbsintensität müssen eine Stromkostenintensität von mindestens 20 % aufweisen. Zusätzlich muss ein Energiemanagementsystem nachgewiesen werden. Ist ein Unternehmen antragsberechtigt, zahlt es ab der ersten Gigawattstunde Verbrauch im Jahr 15 % des Regelsatzes der Umlage, jedoch höchstens 0,5 % der Bruttowertschöpfung, sofern die Stromkostenintensität des Unternehmens mindestens 20 % betragen hat oder 4 % der Bruttowertschöpfung, sofern die Stromkostenintensität des Unternehmens weniger als 20 % betragen hat. Mindestsätze sind 0,05 ct/kWh bei Nichteisen-Metallerzeugern 0,1 ct/kWh für alle anderen.

KWK-Umlage

Die KWK-Umlage beruht auf dem Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Gesetz). Sie finanziert zusätzliche Kosten der kombinierten Strom –und Wärmeerzeugung gegenüber separater Erzeugung. Die KWK-Umlage wird jedes Jahr neu berechnet und belief sich im Jahr 2013 auf 0,126 ct/kWh. Unternehmen, die mehr als 100 MWh pro Jahr verbrauchen, zahlen für den über 100 MWh hinausgehenden Verbrauch 0,055 ct/kWh. Energieintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes, deren Stromkosten im Vorjahr 4 % des Umsatzes überstiegen, zahlen für den über 100 MWh hinausgehenden Verbrauch nur 0,025 ct/kWh.

Offshore-Haftungs-Umlage

Seit 2013 können Netzbetreiber Kosten für geleistete Entschädigungszahlungen aufgrund von Störungen oder Verzögerung der Anbindung von Offshore-Anlagen auf den Stromverbrauch umlegen. Die

Höhe der Umlage richtet sich nach dem Verbrauch. Für Strombezüge bis 1 GWh im Jahr dürfen 0,25 ct/kWh auf die Netzentgelte aufgeschlagen werden. Für Strombezüge, die 1 GWh übersteigen, vermindert sich die Umlage auf 0,05 ct/kWh. Unternehmen des produzierenden Gewerbes, deren Stromkostenanteil im Vorjahr mehr als 4 % des Umsatzes ausmachte, zahlen für Strombezüge über 1 GWh nur einen Aufschlag von 0,025 ct/kWh.

Fazit

Die Ausnahmeregelungen auf Steuern (Stromsteuer), Abgaben (Konzessionsabgabe), Netzentgelte und Umlagen (EEG-Umlage, KWK-Umlage) sind in den jeweils gültigen Gesetzen und Bestimmungen festgelegt. Dabei besteht keine einheitliche Definition eines energieintensiven Unternehmens. Die Privilegierungskriterien für die Ausnahmetatbestände variieren stark: unter anderem werden der absolute Stromverbrauch, die Stromkosten im Vergleich zur Wertschöpfung oder Umsatz, die Unterschreitung eines jährlich festgelegten Grenzwerts für den bezahlten Strompreis und vordefinierte Prozesse als Grundlage für die Berechnung genutzt.

2.2 Niederlande

Stromangebot und 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 die Wirtschaftskrise 2009 insbesondere die Stromnachfrage in der Industrie reduziert. Im Jahr 2012 verbrauchte die Industrie etwa 33 % der Stromnachfrage von insgesamt 106 TWh. Haushalte hatten einen Anteil von 24 %.

Die Stromproduktion in den Niederlanden betrug im Jahr 2012 etwa 102 TWh und damit 10 % weniger als in 2011. Inklusive Im- und Exporte betrug das Stromangebot 119 TWh. Der niederländische Strommix beruhte im Jahr 2012 zu 53 % auf Gas (10 % weniger als in 2011). Die restlichen Energiequellen zur Stromgewinnung waren Kohle (24 %), erneuerbare Energien (11 %), Kernkraft (4 %) und 8 % aus anderen Quellen. Der starke Fokus auf Gaskraftwerke in der Stromerzeugung erklärt sich mit den natürlichen Gasvorkommen in den Niederlanden.

Strommarkt

75 % der installierten Kapazität ist im Besitz der vier größten Unternehmen Vattenfall/Nuon (24 %), RWE/Essent (23 %), GDF SUEZ (21 %) und E.On (8 %). Im Jahr 2011 hatten die drei größten Versorgungsunternehmen Vattenfall/Nuon, RWE/Essent und Eneco einen Marktanteil von 80 %.

Im Jahr 2012 wurden 80 % des niederländischen Strommarktes „over the counter“ (OTC) gehandelt, 20% über die Strombörse APX-ENDEX. Der APX Spotmarkt hatte 2012 ein Volumen von 50 TWh, der Futures-Markt 34 TWh.

Stromaustausch

Die Niederlande sind über Hochspannungsleitungen mit Deutschland und Belgien verbunden. Seit 2008 verbindet das Unterseekabel NorNed die Niederlande mit Norwegen. Das BritNed-Kabel als Verbindung zu Großbritannien wurde 2011 in Betrieb genommen.

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. 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, allerdings in kleinen Mengen.

Strombeschaffungspreis

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 Ländern wie Deutschland und Frankreich im Großhandel deutlich gestiegen. Die Niederlande importieren einen großen Teil ihres Stroms aus Deutschland.

Der Strompreis an der niederländischen Börse APX lag 2011 bei 5,2 ct/kWh, sank im folgenden Jahr auf 4,9 ct/kWh, um dann in 2013 auf 5,2 ct/kWh zurückzusteigen. Die Preisdifferenz zu Deutschland betrug demnach im Jahr 2013 etwa 1,4 ct/kWh.

Die Beschaffungspreise für Industriekunden lagen 2013 bei 5,55 ct/kWh für Endverbraucher mit einem Jahresbedarf zwischen 70 und 150 GWh. Die Preise für diese größte statistische Kategorie sinken seit 2011. Für Haushalte mit einem Verbrauch zwischen 2500 und 5000 kWh/a lag der Preis in 2013 auf dem bisher niedrigsten Stand seit 2007, bei 7,6 ct/kWh.

Für Industrieunternehmen mit einem Verbrauch von mehr als 150 GWh im Jahr liegen keine statistischen Daten vor. Um Preise mit den Ergebnissen anderer Länder vergleichbar zu machen, wird auf Grundlage von Börsenpreisen ein Strompreis analog zu den deutschen Daten berechnet. Daraus ergibt sich für das Jahr 2013 ein Strompreis von 5,5 ct/kWh.

Netzsituation und Netzkosten

Der staatliche Übertragungsnetzbetreiber TenneT betreibt das niederländische Hochspannungsnetz und die Interkonnektoren. Acht Verteilnetzbetreiber (VNB) unterhalten die regionalen Verteilnetze. Die VNB sind zu großen Teilen in Besitz von Gemeinden und Regionen.

Während der Großhandelspreis für Strom höher ist, sind die Netzkosten tendenziell geringer als in Deutschland. Die Netzentgelte für die Industrie richten sich an zwei Komponenten aus. Die erste ist der „Systeemdienstentarif“ für Anschlüsse an das Hochspannungsnetz oder Netze, die direkt oder indirekt mit dem Hochspannungsnetz verbunden sind. Sie bemisst sich an der nachgefragten Arbeit (kWh) und belief sich 2012 auf 0,11 ct/kWh. Die zweite ist der „Transporttarif“, der sich aus festen

Anschlusskosten, Preisen für Bereitstellung der jährlichen Spitzenlast (kW), und monatlichen Lastpreisen (kW) berechnet. Großverbraucher bezahlen im Schnitt 0,4 ct/kWh, mittelgroße industrielle Verbraucher etwa 0,8 ct/kWh.

Stromsteuer

Die Stromsteuer hat sehr hohe Steuersätze für die ersten Verbrauchsstufen und sinkende Sätze in den folgenden Verbrauchsstufen. Stromerzeugung, Chemische Reduktion, Elektrolyse, Metallurgische Prozesse und Stromnutzung in KWK-Anlagen sind von der Steuer befreit. Industrieunternehmen mit einem Verbrauch über 10 GWh im Jahr, die ein Energiemanagementsystem eingeführt haben, bekommen eine Ermäßigung, die die Gesamtausgaben für die SDE+-Umlage und die Energiesteuer auf den europäischen Mindeststeuersatz von 0,05 ct/kWh reduziert.

Förderung erneuerbarer Energien: SDE+

Die Umlage für erneuerbare Energie, SDE+, wird von allen Verbrauchern bezahlt. Der normale Tarif beträgt 0,11 ct/kWh. Die Höhe der Umlage hängt vom jährlichen Stromverbrauch des Verbrauchers ab und sinkt mit steigendem Stromverbrauch. Industrieunternehmen mit einem Verbrauch von mehr als 10 GWh im Jahr, die ein Energiemanagementsystem im Rahmen des Abkommens „Covenant“ einführen, erhalten einen Rabatt, der die Gesamtzahlungen für Energiesteuer und SDE+ auf den europäisch festgelegten Mindeststeuersatz von 0,05 ct/kWh reduziert.

Fazit

Die Liste der Strompreiskomponenten in den Niederlanden ist deutlich kürzer als in Deutschland. Die Niederlande setzen stark auf freiwillige Energieeffizienzabkommen, die Covenants. Den Teilnehmern werden weitgehende Rabatte bei den Tarifen für die Stromsteuer und die Umlage zur Förderung erneuerbarer Energien (SDE+) gewährt. Ausnahmeregelungen sind in den jeweils gültigen Gesetzen und Bestimmungen festgelegt. Sie orientieren sich an den europäischen Vorgaben für Stromsteuern.

2.3 Vereinigtes Königreich

Stromangebot und Stromnachfrage

Die Stromnachfrage im Vereinigten Königreich nimmt ab. Bis 2008 bewegte sie sich zwischen 330 und 350 TWh im Jahr. Im Jahr 2013 betrug sie noch 317 TWh. Davon kam 36 % aus Haushalten. Gewerbe, Handel und Dienstleistungen zeichneten sich 2013 für 31 % der Stromnachfrage verantwortlich. Ebenfalls 31 % wurde in Industrieunternehmen verbraucht. Chemie-, Nahrungsmittel- und Papierindustrie sind die drei Industriesektoren mit dem größten Stromverbrauch. In Summe machen sie 40% der Industriestromnachfrage aus. 2050 erwartet die Regierung eine steigende Stromnachfrage um 30 % bis 60 %.

Die Stromerzeugung auf den britischen Inseln beruhte 2013 zu 36 % auf Kohle, zu 27 % auf Gas, zu 20 % auf Kernkraft, zu 2 % auf Wasserkraft und zu 15 % auf anderen erneuerbaren Energien. Im Vergleich zu 2011 ist insbesondere die Erzeugung aus Kohle (2011: 30 %) und Erneuerbaren (2011: 9,4 %) gestiegen, während die Stromerzeugung aus Gas (2011: 40 %) deutlich gesunken ist.

Die britische Regierung erwartet für die Zukunft Kapazitätsengpässe im Stromsystem. Vorbeugend hat sie einen Kapazitätsmarkt eingeführt, der 2018 in Kraft treten soll.

Strommarkt

Der größte Stromerzeuger im Vereinigten Königreich ist Electricité de France (EDF), der etwa ein Sechstel des Stroms erzeugt. Weitere wichtige Stromerzeuger sind E.ON U.K., RWE-npower, Scottish and Southern Energy (SSE) und ScottishPower (SP), die 2012 alle einen Marktanteil von mehr als 10 % hatten.

In 2011 hat die britische Regierung eine Reform des Strommarktes angekündigt, welche schrittweise ab 2014 in Kraft tritt. Hauptbestandteile der Strommarktreform ist die Einführung des Feed-in-Premium Contracts for Difference-System (CfD) und eines Kapazitätsmarktes.

Stromaustausch

Durch seine Insellage hat das Vereinigte Königreich wenige Verbindungen zum kontinentalen Stromsystem. Der Interkonnektor zu Frankreich hat etwa 2000 MW Übertragungskapazität, die Leitung zu den Niederlanden hat 1000 MW Übertragungskapazität. Seit 2010 ist zudem der nordirische Teil von UK mit der Republik Irland verbunden.

Das Vereinigte Königreich importiert über das Jahr gesehen mehr Strom aus Frankreich und den Niederlanden als es exportiert. 2012 erreichte der Netto-Import den Höchstwert von mehr als 12 TWh.

Strombeschaffungspreise

Die Großhandelspreise für Strom orientieren sich stark an den Gaspreisen. Dieses Verhältnis hat sich in 2012 etwas aufgeweicht, da die Stromerzeugung aus Gas zugunsten von Strom aus Kohlekraftwerken abgenommen hat. 2013 wurden insgesamt 23 TWh an der APX Power UK gehandelt, davon 9 TWh im Day-Ahead-Markt. Der durchschnittliche Preis am Day-Ahead Markt betrug 2013 49,68 £/MWh. Dies entspricht etwa 60 €/MWh und ist damit deutlich höher als in den anderen europäischen Staaten. Aufgrund der begrenzten Interkonnektor-Kapazitäten ist ein Ausgleich der Preise durch Handel kaum möglich.

Die Strompreise für Haushalte mit einem Verbrauch zwischen 2500 und 5000 kWh/a lagen 2013 bei 13,5 ct/kWh und damit auf dem höchsten Stand seit 2007. Große Industriekunden mit einem Verbrauch zwischen 70 und 150 GWh/a erreichten statistisch Preise von 7,5 ct/kWh.

Die Preisinformationen über Beschaffungspreise von Eurostat enthalten im Fall von UK auch Preiskomponenten, die auf staatliche Regulierung zurückzuführen sind. Aus diesem Grund wird für die

weitere Analyse analog zu Deutschland auf Basis der Börsenpreise ein Beschaffungspreis für große Industriekunden errechnet. Dieser liegt bei 6,21 ct/kWh.

Netzsituation und Netzkosten

Das Übertragungsnetz in England und Wales sowie die Interkonnektoren zu Frankreich und den Niederlanden werden von National Grid betrieben. SSE und SP betreiben das Netz in Schottland und Northern Ireland Electricity (NIE) betreibt das Netz Nordirlands. Die Verteilnetze werden von sieben Unternehmen, welche sich regional aufteilen, bewirtschaftet. Reguliert werden die Verteilnetzbetreiber durch die Ofgem („Office of the gas and electricity markets“). Innerhalb des Landes ist die Netzstruktur vergleichsweise schwach, was zu deutlich unterschiedlichen regionalen Netzentgelten führt.

Netzentgelte im Vereinigten Königreich sind in Transportnetz- (TNuoS) und Verteilnetzentgelte (DNuoS) geteilt. Entgelte für die Übertragung von Strom variieren je nach Gebiet. Sie werden im Verhältnis zur Spitzenlast in den Wintermonaten (zwischen November und Februar) und zum jährlichen Energieverbrauch zwischen 16 und 19 Uhr gesetzt.

Kapazitätsmarkt

Im Dezember 2014 ist mit einer ersten Auktion ein Kapazitätsmarkt in Kraft getreten. Versteigert wurden Kapazitätsszahlungen im Jahr 2018. Installierte Kapazitäten bekommen dann zusätzliche Zahlungen von 19,40 £/kW pro Jahr (etwa 24 €/kW pro Jahr). Der Kapazitätsmarkt wird ab 2018 über eine Abgabe der Energieversorger finanziert. Die Kosten werden über die Strompreise an die Endkunden weitergegeben. Die Eigenerzeugung ist von der Abgabe ausgenommen. Das Ministerium für Energie und Klimawandel (DECC) prognostiziert für 2020 indirekte Kosteneffekte der Strommarktreform (CfD und Kapazitätsmarkt) in Höhe von 1 p/kWh im Jahr 2020. Ein Drittel davon sei auf den Kapazitätsmarkt zurückzuführen.

Stromsteuer: Climate Change Levy

Die Climate Change Levy ist eine Besteuerung von Strom von Geschäftskunden, die dafür genutzt wird, die Sozialversicherungsbeiträge der Arbeitgeber zu senken sowie Energieeffizienz und CO₂-arme Technologien zu fördern. Der Abschluss eines Climate Change Agreements (Abkommen zwischen einem Sektor, bzw. einem Unternehmen und dem Energieministerium) berechtigt zu einer Reduktion der Climate Change Levy. Seit der Einführung des Carbon Price Floors liegt die Reduktion bei 90 %. 2013 betrug der normale Tarif 0,509 p/kWh, privilegierte Unternehmen zahlten 0,0509 p/kWh.

Förderung erneuerbarer Energien

Bei der Förderung erneuerbarer Energien setzt die britische Regierung auf unterschiedliche Konzepte, die jeweils Auswirkungen auf den Strompreis haben. Die Politik gibt dabei keine Tarife vor, stattdessen müssen die Energieversorger bestimmte Bedingungen erfüllen. Wie sie die entstehenden Kosten

auf die Verbraucher umlegen, bleibt ihnen überlassen. Bei Eurostat werden die Preiskomponenten zusammen mit den Beschaffungspreisen in der Kategorie „Energie und Versorgung“ aufgeführt.

Die Renewables Obligation verpflichtet die Stromversorger dazu, einen bestimmten Anteil ihres Stromes aus Erneuerbaren Energien zu beziehen oder Energy Obligation Zertifikate zu kaufen. Die dadurch entstehenden Kosten werden an Verbraucher weitergereicht. Ein formales Privilegierungskriterium besteht nicht. Dennoch reichen Stromversorger an die Industrie weniger Kosten weiter als an Privathaushalte; dies erklärt eine leicht niedrigere Belastung. Für das Jahr 2013 wurden die Kosten für Gewerbe und Industrie auf etwa 0,8 p/kWh geschätzt.

Das CfD-System soll das bestehende Quotensystem (Renewables Obligations) bis 2017 ablösen und den Ausbau von Strom aus erneuerbaren Energien und der Atomkraft forcieren. Das neue System startete im Herbst 2014 mit einer ersten Auktion der Contracts im Februar 2015. Die Finanzierung der CfDs erfolgt mittels einer Abgabe, welche die staatliche Low Carbon Contracts Company (LCCC) von den Stromversorgungsunternehmen erhebt. Diese Abgabe wird über den Strompreis an die Endverbraucher weitergegeben. Das britische Energie- und Klimaministerium (DECC) schätzt den addierten Effekt der Contracts for Difference und des Kapazitätsmarktes auf 1 p/kWh in 2020. Zwei Drittel davon sind auf die Contracts for Difference zurückzuführen. Konkrete Privilegierungskriterien sind noch nicht bekannt, sie sollen sich aber auf Sektorenabgrenzungen stützen. Das Ziel ist eine Kompensation der Kosten für energieintensive Unternehmen. Die Liste der Sektoren soll den von der EU-Kommission definierten Kriterien zur Festlegung von Sektoren entsprechen, die für die indirekten Kosten des EU-ETS kompensiert werden (Carbon Leakage List).

Carbon Price Floor

Der Carbon Price Floor ist ein Mindestpreis für CO₂-Zertifikate vom EU ETS. Die britische Regierung hat ihn 2013 in einem nationalen Alleingang eingeführt. Um die Auswirkungen des Carbon Floor Price auf die Strompreise einzuschränken, ist der Carbon Price Support bis 2020 auf eine maximale Höhe von 18 £ begrenzt. 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. Energieintensive Industrien erhalten Kompensationszahlungen zum Ausgleich der indirekten Kosten des Carbon Price Floors. Die Regierung leistet Kompensationszahlungen von bis zu 80 % der durch den Carbon Floor Price entstehenden indirekten Kosten. Die Gruppe der Privilegierten entspricht den in der Carbon Leakage Liste (EU-ETS) der EU-Kommission festgelegten Sektoren.

Mehrwertsteuer

Der Standardsatz für Mehrwertsteuer in UK liegt bei 20 %. Auf den Stromverbrauch von Haushalten und wohltätigen Organisationen wird ein reduzierter Satz von 5 % angewendet.

Fazit

Die Kosten der Energie- und Klimapolitik im Vereinigten Königreich werden meist über die Stromversorgungsunternehmen verteilt. Es bestehen keine festen Tarife, sondern Quotenregelungen, die die

Versorger erfüllen müssen. Um die Auswirkungen der steigenden Politikkosten auf die energieintensive Industrie zu vermindern, greift die Regierung zunehmend auf Kompensationszahlungen zurück. Diese werden in Zukunft weitere Bedeutung erlangen.

2.4 Frankreich

Stromangebot und Stromnachfrage

Der Stromverbrauch in Frankreich ist seit dem Jahr 2000 um 17 % von 384 auf 450 TWh im Jahr 2013 angestiegen. Der Anteil der Industrie an den Verbräuchen nahm relativ und absolut ab, von 135 TWh (35 %) im Jahr 2000 auf 115 TWh (26%) im Jahr 2013. Die Haushaltsverbräuche nahmen von 129 TWh auf 167 TWh im Jahr 2013 zu.

Insgesamt wurden in Frankreich 2013 etwa 551 TWh Strom erzeugt. Kernkraftwerke stellten mit 75,4 % den Hauptteil davon bereit. Wasserkraft ohne Pumpspeicher hatte einen Anteil von 13 %, Gas, Kohle und Öl kamen auf 5 %. Der Anteil der regenerativen Energien ohne Wasserkraft betrug ebenfalls etwa 5 %.

Strommarkt

Auf der Erzeugungsebene agieren drei große Player: EDF, GDF Suez (seit April 2015 Engie) und E.ON (ehemals SNET). Sie zusammen erzeugten 2012 mehr als 95 % des Stroms in Frankreich, wobei 90 % des Stroms durch die Erzeugungsanlagen der EDF erfolgt, die wiederum zu 85% auf Strom aus Kernkraftwerken beruhen. Der Monopolist EDF ist ein privatrechtliches Unternehmen, an dem der französische Staat die Mehrheit hat.

Zu den selbst produzierenden Lieferanten auf dem Einzelhandelsmarkt zählen EDF, GDF Suez, Poweo und Direct Energie. 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 Nuklearstrom bei EDF (L'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique, ARENH) zu einem festgelegten Preis von 42 €/MWh.

Zusätzlich hat ein Konsortium (Exeltium) aus ungefähr 25 großen stromintensiven Unternehmen, die einen sehr hohen Stromverbrauch haben, mit EDF einen privatwirtschaftlichen Liefervertrag auf 24 Jahre abgeschlossen, der es ihnen ermöglicht, 148 TWh in der gesamten Periode, zu einem bestimmten, festgesetzten Preis Marktpreis zu beziehen. Dieser Preis wurde bis 2014 auf 50€/MWh gesetzt. 2014 wurde er nach Verhandlungen zwischen EDF und dem Konsortium an die niedrigen Spotmarktpreise angepasst und um 20% reduziert.

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 im Intradaymarkt ein Gebot bis zu 45 Minuten vor dem Lieferungstermin in das Orderbuch eingetragen werden. Im Jahr 2011 betrug

das Handelsvolumen an der Börse nur etwa 10 % (60 TWh) der Gesamtstromnachfrage. Ein Großteil des Großhandels wird über bilaterale Lieferabkommen kontrahiert.

Stromaustausch

Frankreich ist in Summe der größte Stromexporteur in Europa. Nach ENTSO-E-Daten exportierte Frankreich 2011 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 sinkt der Netto-Stromexport. 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.

Strombeschaffungspreise

Der Börsenpreis liegt in der Preiszone Frankreich relativ konstant auf einem Niveau zwischen 45 €/MWh und 47 €/MWh. Besondere Preisspitzen sind vor allem in Heizperioden zu verzeichnen. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass etwa ein Drittel der Haushalte in Frankreich elektrisch beheizt werden.

Strompreise werden zum großen Teil im Rahmen bilateraler Vereinbarungen festgelegt. Der Börsenhandel hat in Frankreich eine geringe Bedeutung. Haushalte mit einem Verbrauch zwischen 2500 und 5000 kWh/a zahlten 2013 im Mittel 5,81 ct/kWh für Strombeschaffung. Große Industriekunden mit einem Verbrauch zwischen 70 und 150 GWh/a kamen laut Eurostat auf durchschnittliche Preise von 4,42 ct/kWh. Für die weiteren Berechnungen wurde angenommen, dass große stromintensive Industrieverbraucher nicht mehr zahlen als den im NOME-Gesetz vorgesehenen Preis von 4,2 ct/kWh.

Netzkosten: Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité

Der Übertragungsnetzbetreiber RTE ist mit der Übertragung des Stroms, dem Bau, Unterhalt und Wartung des öffentlichen Netzes (réseau public) betraut. Die Verteilnetze werden von EDF durch das Tochterunternehmen ERDF und durch kleinere, lokale Akteure bewirtschaftet.

Die Netznutzungsentgelte TURPE in Frankreich umfassen die Kosten für die Nutzung des Verteilungs- und Übertragungsnetzes. Sie sind je nach Art des Stromlieferpreises im Stromtarif (Vereinbarung zwischen Stromlieferant und Verteilungsnetzbetreiber) enthalten oder werden mit dem Kunden separat vereinbart. Die angelegten Netzentgelte sind über das gesamte Netzgebiet einheitlich. Sie basieren auf der Anschlussleistung sowie auf einem verbrauchsbezogenen Teil. Einige Tarife variieren nach Jahreszeit, Wochen oder Tageszeit.

Stromsteuer: Taxe sur la consommation finale d'électricité

Die Höhe der Verbrauchssteuer bezieht sich auf die bezogene Strommenge, unterscheidet sich aber nach berufs- und nicht-berufsbezogenem Verbrauch sowie nach Anschlussleistung (drei Stufen: unter

36 kVA, zwischen 36 und 250 kVA und über 36 kVA). Unternehmen mit Anschlussleistung über 250 kVA zahlen 0,05 ct/kWh.

Energieintensive Unternehmen können von der Stromsteuer befreit werden. Dies gilt für Stromverbrauch in bestimmten Prozessen (Elektrolyse, Metallverarbeitung), wenn die Stromkosten mehr als die Hälfte der Produktkosten ausmachen, beim Einsatz zur Herstellung von Strom und bei Stromverbrauch zur Aufrechterhaltung der Stromversorgung. Befreit wird auch die Erzeugung des Stroms durch kleine Erzeuger (Erzeuger bis zu 240 GWh/a Produktion) und Eigenverbrauch (für eigene Aktivitäten). Unternehmen, die als große Energieverbraucher klassifiziert sind und dem ETS unterliegen, werden auch von der Steuer befreit. Als große Verbraucher gelten Unternehmen mit einem Energiekostenanteil über 3 % des Umsatzes und einem Gesamtsteuerbetrag von mehr als 0,5 % der Bruttowertschöpfung.

Förderung erneuerbarer Energien: Contribution au service public de l'électricité

Die CSPE leistet einen Beitrag zur Finanzierung des Ausbaus der Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien, der subventionierten Strompreise für sozial Schwache sowie der Stromversorgung der nicht ans Netz angeschlossenen überseeischen Gebiete. Der CSPE-Beitrag lag 2012 bei 1,05 ct/kWh, 2013 stieg er auf 1,35 ct/kWh. Die Abgabe hat eine Obergrenze von 569.418 € pro Stromabnahmestelle und eine Begrenzung auf maximal 0,5 % der Bruttowertschöpfung des Unternehmens. Bei Eigenverbrauch ist der Erzeuger bis zu einer Obergrenze von 240 GWh pro Erzeugungsstandort von der Umlage befreit.

Mehrwertsteuer: Taxe sur la valeur ajoutée

Die Mehrwertsteuer TVA beträgt 19,6 % für jeden Stromverbrauch, ohne Ausnahme oder Privilegierung.

Fazit

Die Aufschläge für CSPE und TCFE auf den regulierten Lieferpreis können in der Summe bis zu 2,3 ct/kWh betragen. Hinzuzurechnen wäre noch ein Betrag durch die CTA von ungefähr 0,1-0,3 ct/kWh (rund 1-3 % der Stromkosten). Aufgrund der bestehenden Ausnahmeregelungen für bestimmte Abnehmer können sich diese Aufschläge auf maximal 0,1 ct/kWh (CTA) beschränken.

Zu beachten ist ebenfalls, dass Sondervereinbarungen zwischen der energieintensiven Industrie und dem Stromlieferanten EDF Strombezugspreise festlegen, die unter dem Marktpreis liegen, und somit unter dem von Eurostat angegebenen durchschnittlichen Strombezugspreis von 4,42 ct/kWh für Strombezüge von Unternehmen mit einem Verbrauch bis zu 150 GWh/a.

Ausnahmeregelungen im eigentlichen Sinne für die energieintensive Industrie bestehen nur für die Verbrauchssteuer TCFE sowie die CSPE-Umlage. Die einzelnen Strompreiskomponenten sind häufig in Abhängigkeit des Verbrauchs, der Anschlussleistung oder Spannungsebene differenziert ausgewiesen. Anschlussleistungen bis 36 kW haben dabei die höchsten Stromkosten pro bezogene Strommenge, die geringsten Kosten fallen bei Anschlussleistungen über 250 kW an. Darüber hinaus richten sich ein

paar Preiskomponenten wie Netzentgelte oder CTA indirekt nach der Tarifgruppe. Es besteht auch die Möglichkeit, zwischen unterschiedlichen, zeitvariablen Tarifen zu wählen. Das wiederum kann Auswirkungen auf die Netzentgelte und Strompreise haben.

2.5 Italien

Stromangebot und 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 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.

Im Jahr 2013 wurden insgesamt 286 GWh Strom produziert. Der Strommix in Italien bestand zu 43 % aus Erdgas, zu 18 % aus Steinkohle und zu 15 % aus Wasserkraft. Hinzu kamen 6 % Erdöl, 6 % PV, 4 % Wind, 3 % Biomasse und 2 % Geothermie. 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. Seit 2011 sind die Anteile von Wind und PV leicht gestiegen.

Strommarkt

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%. Das Unternehmen ist staatlich kontrolliert. Gehandelt wird der Strom an der Strombörse Gestore Mercati Energetici (GME).

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 gehandelt.

Stromtausch

Interkonnektorkapazitäten bestehen zu Österreich, der Schweiz, Frankreich, Slowenien und Griechenland. Italien importiert mehr Strom als es exportiert. Der Anteil der Importe an der Nachfrage liegt seit 2009 bei etwa 15 %. Vor allem Frankreich und die Schweiz liefern Strom nach Italien, kleine Mengen kommen aus Österreich und Slowenien. Lediglich Griechenland importierte in einigen Jahren mehr Strom aus Italien als es dorthin exportierte, allerdings sehr kleine Mengen.

Strombeschaffungspreise

Strom wird in Italien zu vergleichsweise hohen Preisen gehandelt. Grund dafür ist der Gas-basierte Kraftwerkspark. Im Jahr 2013 lag der italienische Großhandelspreis für Strom bei 6,3 ct/kWh. Italien nutzt deshalb seine Importkapazitäten weitgehend aus. Sie reichen aber nicht, um den Preis für alle Verbraucher auf das Niveau der Nachbarländer zu senken.

Energieintensive Unternehmen haben die Möglichkeit, über einen „virtuellen Interkonnektor“ von den niedrigeren Strompreisen im Ausland zu profitieren, indem sie Strom von einem Versorger in Deutschland, Frankreich, Österreich, der Schweiz oder Slowenien beziehen. Unternehmen, die an diesem Programm teilnehmen wollen, geben ein Kaufgebot ab und zahlen zusätzliche Durchleitgebühren in Höhe von 4 €/MWh. Ende 2015 soll der „virtuelle Interkonnektor“ geschlossen werden.

In Italien bestehen für energieintensive Unternehmen zudem Möglichkeiten über weiße Zertifikate Investitionen in Energieeffizienz zu finanzieren. Eine Verordnung zu abschaltbaren Lasten eröffnet den Unternehmen weitere Einnahmemöglichkeiten über den Stromverbrauch, die in der weiteren Untersuchung nicht berücksichtigt werden.

Da zu Italien keine detaillierten Börsenpreisdaten vorliegen, wurde auch für die größte Verbrauchs-klasse von Unternehmen mit mehr als 150 GWh Jahresverbrauch der Wert von Eurostat übernommen. Dieser lag 2013 bei 7,57 ct/kWh. Haushalte mit einem Verbrauch zwischen 2500 und 5000 kWh zahlten 2013 durchschnittlich 10,64 ct/kWh für Strombeschaffung.

Netzsituation und Netzkosten

Das Höchst- und Hochspannungsnetz und insgesamt mehr als 90 % des gesamten italienischen Stromnetzes werden 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.

Netzkosten werden in Italien von allen Endverbrauchern durch die Abgaben zur Finanzierung der Infrastruktur zur Übertragung, Verteilung und Abmessung erhoben. Die Höhe der Beträge hängt von der Spannungsebene, der Anschlusskapazität und dem Verbrauch ab.

Darüber hinaus wurde 2014 eine Abgabe für alle Endverbraucher zur Finanzierung des Übertragungs-netzbetreibers Terna eingeführt. Der normale Tarif lag im Juli 2014 bei 0,299 ct/kWh. Es gibt mehrere Abstufungen je nach Spannungsebene bis hin zum niedrigsten Tarif von 0,061 ct/kWh für End-verbraucher der höheren Spannungsebenen.

Stromsteuer

Der normale Tarif der italienischen Stromsteuer lag im Juli 2014 bei 2,27 ct/kWh. Bei der Stromsteuer bestehen mehrere Abstufungen je nach Spannungsebene und Stromverbrauch bis hin zu vollständiger Ausnahme. Endverbraucher mit Anschluss an höhere Spannungsebenen zahlen für ihren Verbrauch ab 12 GWh/Monat noch 0,0075 ct/kWh.

Förderung erneuerbarer Energien: incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate

Die Abgabe zur Förderung erneuerbarer Energien betrug 6,38 ct/kWh (Juli 2014). Es gibt mehrere Abstufungen bis hin zu niedrigstem Tarif von 1,47 ct/kWh. Hinzu kommen 137,26 €/Zähler für Endverbraucher mit Anschluss zu höheren Spannungsebenen und einem Verbrauch über 12 GWh/Monat. Energieintensive Unternehmen werden von der Abgabe ab einem bestimmten Verbrauch (8 bis 12 GWh/Monat) befreit.

Abgabe zur Gewährleistung der Sicherheit der Atomkraft

Die „oneri per la messa in sicurezza del nucleare e compensazioni territoriali“ ist eine Abgabe zur Gewährleistung der Sicherheit der Atomkraft. Sie leistet einen Beitrag zur Finanzierung der Kosten des Abbaus der Atomkraftwerke (Latina, Caorso, Trino Vercellese, Garigliano). Ein Teil der Abgabe (100 Mio. €) geht seit 2005 in das allgemeine Staatsbudget. Die Abgabe besteht aus zwei Komponenten: Die A2-Komponente ist für die Sicherheit der Atomkraftwerke, die MCT-Komponente zur Deckung der Kosten für Gebietsnutzung im Zusammenhang mit dem Abbau der Atomkraftwerke. Die MCT-Abgabe ist für alle Endverbraucher gleich hoch: 0,0182 ct/kWh. Die A2-Abgabe variiert leicht, je nach Spannungsebene und Stromverbrauch. Der normale Tarif beträgt 0,1462 ct/kWh (Juli 2014). Es gibt mehrere Abstufungen bis hin zum niedrigsten Tarif von 0,0502 ct/kWh. Hinzu kommen 371,85 ct/Zähler (Juli 2014) für den Verbrauch über 12 GWh/Monat bei Endverbrauchern der höheren Spannungsebenen.

Förderung von Energieeffizienz: promozione dell'efficienza energetica

Die Abgabe zur Förderung der Energieeffizienz leistet einen Beitrag zur Finanzierung von Energieeffizienzmaßnahmen. Die Höhe der Abgabe ist für alle Endverbraucher gleich und lag im Juli 2014 bei 0,045 ct/kWh.

Abgabe zur Förderung der staatlichen Bahngesellschaft

Die Komponente A4 (regimi tariffari speciali per la società Ferrovie dello Stato) finanziert die Unterstützung der italienischen Bahn. Die Höhe der Beträge hängt von der Spannungsebene, der Anschlusskapazität und dem Verbrauch ab. Der Normaltarif beträgt 0,229 ct/kWh (Juli 2014). Es gibt mehrere Abstufungen bis hin zum niedrigsten Tarif von 0,069 ct/kWh für den Verbrauch ab 12 GWh/Monat bei Endverbrauchern der höheren Spannungsebenen.

Abgabe zur Unterstützung kleiner Energieversorgungsunternehmen

Die Abgabe UC4 (compensazioni per le imprese elettriche minori) unterstützt alle Stromfirmen, die weniger als 5.000 Kunden haben. Der normale Tarif lag im Juli 2014 bei 0,058 ct/kWh, kommerzielle Endverbraucher der niedrigen Spannungsebenen bezahlten 0,03 ct/kWh, die der mittleren Spannungsebene 0,02 ct/kWh und die der höheren Spannungsebene 0,01 ct/kWh.

Abgabe zur Gewährleistung der Versorgungskontinuität

Die Abgabe UC6 zur Gewährleistung der Versorgungskontinuität wurde 2014 geschaffen. Der normale Tarif lag im Juli 2014 bei 0,006 ct/kWh für Unternehmen der niedrigen Spannungsebene. Endverbraucher der mittleren und höheren Spannungsebenen zahlen keine Abgabe.

Abgabe zur Unterstützung der Forschung im Bereich Stromindustrie

Die Komponente A5 (sostegno alla ricerca di sistema) finanziert Forschung im Bereich Stromindustrie. Sie besteht für alle Endverbraucher. Der normale Tarif liegt bei 0,037 ct/kWh (Juli 2014). Es gibt mehrere Abstufungen je nach Anschlusskapazität und Stromverbrauch bis hin zum niedrigsten Tarif von 366,68 €/Zähler und 0,003 ct/kWh für den Verbrauch ab 12 GWh/Monat.

Abgabe zur Finanzierung des Strombonus

Die Komponente As (copertura del bonus elettrico) finanziert den Strombonus, der wirtschaftlich schwachen Kunden und Kunden mit körperlicher Behinderung zugestanden wird. Sie besteht für alle Endverbraucher. Der normale Tarif lag im Juli 2014 bei 0,007 ct/kWh. Es gibt mehrere Abstufungen je nach Anschlusskapazität und Stromverbrauch bis hin zum niedrigsten Tarif von 0,002 ct/kWh für den Verbrauch ab 12 GWh/Monat.

Förderung zur Unterstützung energieintensiver Unternehmen

Die Komponente Ae (copertura delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica) wird zur Refinanzierung von Steuerentlastungen von energieintensiven Unternehmen erhoben. Energieintensive Unternehmen, die einen Verbrauch von mehr als 2,5 GWh/Jahr und Stromkosten von mehr als 2 % der Bruttowertschöpfung haben sowie an die mittlere oder höchste Spannungsebene angeschlossen sind, bekommen Steuererleichterungen zwischen 15 und 60 % auf die oben genannten Abgaben. Die Umlage zur Finanzierung zahlen alle Verbraucher, außer energieintensive Unternehmen. Der normale Tarif beträgt 0,506 ct/kWh (Juli 2014). Es gibt mehrere Abstufungen je nach Spannungsebene und Stromverbrauch bis hin zum niedrigsten Tarif von 0,118 ct/kWh für den Verbrauch ab 12 GWh/Monat.

Mehrwertsteuer

Die Mehrwertsteuer wird auf alle Strompreiskomponenten erhoben. Sie beträgt im Normalfall 22 %. Haushalte bezahlen für Strom einen reduzierten Tarif von 10 %.

Fazit

Die zahlreichen Abgaben und Steuern in Italien variieren stark zwischen einzelnen Endverbrauchern in Abhängigkeit von Verbrauchsmenge, Spannungsebene, Anschlusskapazität und dem Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung eines Industrieunternehmens. So ergibt sich für die exemplarisch dargestellten Endverbraucher eine erhebliche Belastungsdifferenz zwischen den 11,2 ct/kWh, die ein Haushalt für Abgaben und Steuern zahlt, und den 1,5 ct, die ein großes, energieintensives Industrieunternehmen an Abgaben und Steuern pro kWh entrichtet.

2.6 Dänemark

Stromangebot und 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 %.

Die gesamte Bruttostromerzeugung betrug 2012 etwa 30,6 TWh. Fast 50 % stammten aus großen KWK-Anlagen und etwa 11 % aus dezentralen KWK-Anlagen. Erneuerbare Energien hatten einen Anteil von 48,2 % an der nationalen Bruttostromerzeugung in 2012. Der größte Anteil (70 %) davon wurde in Windanlagen erzeugt, das entspricht 33,4 % bezogen auf die nationale Bruttostromerzeugung.

Strommarkt

Die Stromerzeugung in Dänemark wird durch Vattenfall und Dong dominiert, die zusammen etwa zwei Drittel der Kapazität bewirtschaften. 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 liberalisiert, und Kunden können ihren Versorger frei 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. 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.

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

Stromtausch

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

Strombeschaffungspreise

Der Strompreis in Dänemark orientiert sich an der Preisentwicklung an der nordischen Strombörse Nordpool. Laut Angaben des Regulierers bestimmt dieser etwa 90% des Preises. Die verbleibenden 10% sind Vertriebskosten inkl. Margen, d.h. der Rahmen innerhalb dessen die Versorger sich Konkurrenz machen können. Der mittlere Börsenpreis lag 2013 für die zwei dänischen Preiszonen bei etwa 3,46ct/kWh.

Basierend auf Angaben von Nordpoolspot lag der durchschnittliche Börsenpreis für 2013 bei 38,98 Euro/MWh in der Zone Dänemark 1 und bei 39,6 Euro/MWh in der Zone Dänemark 2.

Für Dänemark wurden keine detaillierten Berechnungen auf Basis von Day-Ahead und langfristiger Beschaffung durchgeführt. Mangels Datenverfügbarkeit bei Eurostat wird als Strompreis für Unternehmen mit einer Abnahme von > 150 GWh, der gleiche Wert wie für die darunterliegende Klasse (70-150 GWh) angesetzt: 3,93 ct/kWh im Jahr 2013.

2012 lag der Strompreis für Haushalte laut der dänischen Energieagentur bei 2,22 DKK/kWh (29,75 ct/kWh). Für Industriekunden wird von der dänischen Energieagentur ein durchschnittlicher Strompreis von 0,62 DKK/kWh (etwa 8,3 ct/kWh) angegeben. Dieser Wert enthält die Netzentgelte, aber keine Steuern.

Netzsituation und Netzkosten

Dänemark ist in zwei Netzzonen geteilt, die bis 2010 nicht miteinander verbunden waren. Dänemark West (DK1) umfasst hauptsächlich die Halbinsel Jütland und die Insel Fünen und ist mit Kontinentaleuropa synchronisiert, während Dänemark Ost (DK2) die östlichen Inseln um Seeland umfasst und mit den skandinavischen Ländern synchronisiert ist. Die Lücke wird durch ein Gleichstrom-Hochseekabel geschlossen.

Das Übertragungsnetzentgelt für Haushalte betrug 2013 etwa 0,99 ct/kWh (0,074 DKK/kWh). Das Entgelt dient dazu, Kosten für Wartung, Instandhaltung, Weiterentwicklung und Betrieb des nationalen Stromnetzes zu decken. Neben den reinen Netzentgelten ist eine Systemkomponente enthalten, die die Kosten für Systemsicherheit, wie beispielsweise den Kauf von Ausgleichsenergie, abdeckt. Die Verteilnetzentgelte für Haushalte betrugen 2013 etwa 0,33 DKK/kWh (4,4 ct/kWh).

Stromsteuer: Elafgift

Seit Januar 2014 wird statt verschiedener Steuern und Abgaben nur noch eine gesammelte Stromsteuer (Elafgift) erhoben. Der Tarif für Haushalte lag 2014 bei 11,17 ct/kWh. Die neue gesammelte Stromsteuer können sich Unternehmen in der Regel bis auf einen Basisbeitrag von 0,05 ct/kWh (0,4 öre/kWh) erstatten lassen, wenn sie für die Mehrwertsteuer registriert sind. Die Steuererstattung ist nur für verbrauchten Strom, aber nicht für weiterverkauften Strom möglich und kann nur auf den Anteil des Stromverbrauchs angewendet werden, der in der Produktion steuerpflichtiger Produkte eingesetzt wurde.

Für den Strom für Heizen, Raumkühlung und zur Warmwasserbereitung können Unternehmen eine Teilerstattung beantragen. Die Teilerstattung beträgt 5,64 ct/kWh (42,1 öre/kWh). Für Häuser, die mit elektrisch betriebenen Wärmepumpen beheizt werden, kann eine Reduktion der Stromsteuer beantragt werden. Dazu muss das Haus ins Bau- und Wohnregister (Bygnings- og Bolig registret/BBR-registret) eingetragen sein. Der reduzierte Satz wird auf den Jahresverbrauch oberhalb von 4.000 kWh/a angewendet und beträgt 5,52 ct/kWh (41,2 öre/kWh).

Förderung erneuerbarer Energien: Public Service Obligation

Der nationale Übertragungsnetzbetreiber energinet.dk hat definierte Aufgaben im öffentlichen Interesse: „public service obligations“. Dazu gehören Förderung von erneuerbaren Energien-Anlagen und KWK-Anlagen, Netzanschluss und Einbindung von Windenergieanlagen und kleinen KWK-Anlagen und Unterstützung der Erhöhung der Energieeffizienz. Der public service obligation (PSO)-Tarif dient dazu, diese und weitere Aktivitäten zu refinanzieren. Der PSO-Tarif wird bei den Stromverbrauchern auf Basis des Bruttostromverbrauchs erhoben. Bei Stromerzeugung zum Eigenverbrauch wird ein reduzierter Satz erhoben, wobei die Reduktion sich auf die Kosten der Förderung für erneuerbare Erzeugung und lokale KWK-Anlagen bezieht. Die Eigenverbrauchsanlagen müssen den Teil der Umlage, der zur Förderung dieser Anlagen dient, nicht bezahlen. Kleine Anlagen zur Eigenversorgung können vom kompletten PSO-Tarif befreit werden. Ebenso wird für Verbraucher mit einer Abnahme von mehr als 100 GWh/a ein reduzierter Satz für den Verbrauch oberhalb von 100 GWh erhoben. Der Standardtarif im ersten Quartal 2014 war 2,55 ct/kWh. Der reduzierte Tarif ab Verbrauch von 100 GWh/a (nur für Strombezug oberhalb von 100 GWh) lag bei 0,7 ct/kWh, der reduzierte Tarif für Eigenerzeugung bei 0,13 ct/kWh.

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. Dänemark beruft sich bei der Privilegierung in der Stromsteuer auf die von der EU definierten Minimalbelastung von 0,5 €/MWh. Die Reduktion in Dänemark wird mit Bezug auf den in der Produktion von mehrwertsteuerpflichtigen Produkten verbrauchten Strom gewährt, aber auch für Strom

zum Heizen und Kühlen von Räumen sowie zur Warmwasserbereitung im Gewerbe sowie die Wärmeversorgung mittels elektrischer Wärmepumpe in Haushalten. Beim Tarif der Public Service Obligation ist eine Reduktion für energieintensive Abnehmer mit hohem Verbrauch möglich.

2.7 Korea

Stromangebot und Stromnachfrage

Der Stromverbrauch in Südkorea ist seit dem Jahr 2005 kontinuierlich von 372 auf 503 TWh gestiegen. Er liegt damit auf einem ähnlichen Niveau wie der deutsche Stromverbrauch. Sowohl in der Industrie als auch in Haushalten und Gewerbe hat sich der Verbrauch im Durchschnitt um 29 % erhöht und betrug 2011 im Gewerbe etwa 246 TWh, in der Industrie etwa 61 TWh und in Haushalten insgesamt etwa 149 TWh. In den Krisenjahren 2008 und 2009 erfolgte lediglich eine kurzfristige Stagnation.

Die Erzeugung gliedert sich in die drei Hauptblöcke Kohle (39 %, 205 TWh), Kernenergie (30 %, 154 TWh) sowie Erdgas (22%, 115 TWh). Die Erzeugung aus Kohle und Erdgas hat sich seit 2005 beinahe verdoppelt bei prozentual ähnlicher Entwicklung, während die Kernenergie relativ konstant blieb. Absolut spielen erneuerbare Energien auch unter Berücksichtigung von Wasserkraft eine marginale Rolle.

Strommarkt

Auf dem koreanischen Großhandelsmarkt für Strom agieren drei Akteursgruppen. Auf der Nachfrageseite steht die Korea Electric Power Corporation (KEPCO), ein börsennotiertes Unternehmen in Staatsbesitz, das als alleiniger Nachfrager die am Spotmarkt gehandelten Strommengen aufkauft. KEPCO ist darüber hinaus sowohl für den Transport wie auch die Verteilung und Lieferung des Stroms zuständig. Die Stromanbieter unterteilen sich in zwei Gruppen: die privaten Erzeuger, die ihren Strom zum „marginal system price“ an die KEPCO verkaufen und die Tochterunternehmen (100 %) der KEPCO, die rund 89 % des Stroms erzeugen, diesen jedoch unter dem „marginal system price“, d.h. zu weniger als den Grenzkosten 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 und in der Regel niedriger ist.

Insgesamt ist die Situation auf dem Strommarkt sehr angespannt, da die Erzeugung den Bedarf nicht immer sicher decken kann. 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 ct/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.

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. Allerdings hat die Regierung diese Anpassung ausgesetzt, so dass KEPCO bzw. die Tochterunternehmen durch die nicht gedeckten Brennstoffkosten Schulden aufnehmen (müssen).

Netzsituation und Stromaustausch

Politisch und geographisch bedingt ist Koreas Stromsystem nicht mit anderen Systemen verbunden.

Strombeschaffungspreise

Der koreanische Strommarkt hat bisher einen geringen Grad der Liberalisierung erfahren. Die Regierung versucht, Stromverbraucherpreise niedrig zu halten und gleichzeitig ein ausreichendes Stromangebot für alle Kunden zu gewährleisten. Die Weitergabe steigender Kosten 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.

Die Strombezugspreise sind für Gewerbe und Dienstleistungsunternehmen (mittlere und kleinere Unternehmen) sowie für die Industrie unterschiedlich gestaffelt. In 2012 bestanden für „small business and services“ (SBS) und Industrieunternehmen unterschiedliche Tarife; diese wurden 2013 vereinheitlicht. Für beide Verbrauchsgruppen besteht der Strompreis aus einem Arbeits- und einem Grundpreis, die sich nach Leistungsanschluss, Spannungsebene und Jahreszeit unterscheiden. Bei einem Leistungsanschluss bis zu 300 kW liegt der Arbeitspreis zwischen 4,4 ct/kWh (Übergangsjahreszeit) und 7,9 ct/kWh (Sommer), während für eine Anschlussleistung über 300 kW die Preise zwischen 3,6 ct/kWh (Sommer und Übergangsjahreszeit, off-peak) und 13,45 ct/kWh (Sommer, peak) liegen. Der Grundpreis beläuft sich auf 4,9 - 6,7 €/kW, je nach Anschlussleistung und Spannungsebene.

Netzkosten

Da der koreanische Strommarkt nur teilweise liberalisiert ist, sind Stromversorger und Netzbetreiber nicht entflochten. Die Netzkosten sind in den regulierten Strompreisen enthalten, ohne eigens ausgewiesen zu werden.

Steuern und Umlagen: EPIDF

Die koreanische Regierung hat eine „EPIDF“-Umlage eingeführt, über die Forschung und Entwicklung, Energiesparmaßnahmen, ein Einspeisetarif für erneuerbare Energien und weitere Strommarktpolitiken finanziert werden. Alle Verbraucher zahlen für diese Umlage 3,7 % des Strompreises. Ausnahmeregelungen bestehen nicht. Da diese Umlage aber in Relation zum Strombezugspreis erfolgt, zahlen die Verbrauchsgruppen (z.B. Industrie) mit niedrigen Preisen auch absolut gesehen eine geringere Umlage.

Anpassung des Bezugspreises

Eine Regelung für die Gewerbebetriebe und Industrie – nicht für die Haushalte – betrifft die Überschreitung der vertraglich vereinbarten Menge: Wenn der Stromverbrauch in einem Monat die vereinbarte Grundpreiskategorie übersteigt, wird für den Mehrverbrauch das 2,5-Fache des Grundpreises bezahlt.

Versorgungssicherheit

Für Unternehmen (Industrie und Gewerbe), die einen Stromvertrag für eine installierte Leistung von über 75 kW haben, besteht die Verpflichtung, einen Verantwortlichen für die Stromsicherheit abzustellen. Wenn sie einen solchen Stromsicherheitsverantwortlichen nicht im Betrieb haben, können sie die staatliche Korea Electric Safety Corporation beauftragen, die gesetzlich vorgeschriebene Stromsicherheitsleistungen für ihre Betriebe zu erbringen. Die Kosten dafür können sich zwischen 49,8 und 1.389 €/Jahr belaufen. Der Betrag ist für große Stromverbraucher im Vergleich zu den Stromkosten marginal.

Mehrwertsteuer

Die Mehrwertsteuer beträgt 10 % des Strompreises, ohne Ausnahme.

Fazit

Die koreanische Regierung entscheidet über die Höhe der Strompreise. Sie versucht einen Spagat zwischen dem Bestreben niedriger Stromverbraucherpreise und gleichzeitig ausreichender Strombereitstellung für alle. Die Kosten von Energiepolitiken, z.B. für sozialverträgliche Bereitstellung von Strom und für höhere Versorgungssicherheit werden somit weniger über differenzierte Strompreiskomponenten abgerechnet, sondern sind im staatlich regulierten Strompreis verarbeitet. Teilweise machen staatliche Energieversorger durch die Vorgaben Schulden.

2.8 China

Stromangebot und Stromnachfrage

Von 1980 bis 2009 stieg der jährliche Energieverbrauch in China von 295 rasant auf 3660 TWh. Die Wachstumsraten der Stromnachfrage liegen bei durchschnittlich 12 % pro Jahr. Chinas Verbrauch betrug in 2010 knapp 17,5 % des globalen Verbrauchs. Nur etwas mehr als 10 % des Gesamtverbrauchs entsteht in Privathaushalten. Knapp drei Viertel des Verbrauchs stammen aus der Industrie. Der Industrieverbrauch ist der größte Treiber bei der Entwicklung der Stromerzeugung und Infrastruktur.

In 2013 betrug die Stromproduktion in China 5.313 TWh. Die Stromproduktion basierte 2013 zu 77 % auf Kohle. Etwa 21 % der Stromerzeugung entfiel auf erneuerbare Energien. Der Rest wurde durch Gas- und Kernkraftwerke erzeugt. Die EIA prognostiziert ein Wachstum der Stromgesamterzeugung auf 9853 TWh bis 2035, mehr als das Dreifache des Niveaus von 2010.

Auch wenn sich das Wachstum fossiler Kraftwerke in den letzten Jahren verlangsamt, stellten Kohlekraftwerke knapp 50 GW der gesamten 85 GW neuer Erzeugungskapazitäten in 2012. 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 kommenden Jahren nicht erwartet, Kohle bleibt voraussichtlich Haupterzeugungsquelle in Chinas Strommix. Mittel- bis langfristig wird erwartet, dass der Anteil des Kohlestroms von 78 % in 2010 auf 55 % bis 2035 sinkt.

Strommarkt

Im Jahr 2002 spaltete die chinesische Regierung das staatliche Versorgungsunternehmen in separate Erzeugungs-, Übertragungs- und Dienstleistungseinheiten. Seither wird der chinesische Erzeugungsssektor von fünf in staatlicher Hand befindlichen Unternehmen dominiert, die die Hälfte des chinesischen Stroms erzeugen.

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.

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 in verschiedenen Provinzen. Seit 2009 ist es für Großverbraucher prinzipiell möglich, bei Erfüllung einiger Kriterien (Spannungsebene, Verbrauchsmenge) am Großhandel teilzunehmen. Die Handelsverträge reduzieren sich größtenteils auf Zielindustrien wie die Aluminiumproduktion. Das Handelsvolumen blieb dabei in den vergangenen Jahren vernachlässigbar klein. Durchschnittlich wurden nur ca. 0,002 % des Bruttobedarfs über den Großhandel abgewickelt.

Die staatliche Preissetzung vermag es nicht, Angebot und Nachfrage aufeinander abzustimmen. Stromengpässe sind relativ häufig. Die Reformen Chinas zielen deshalb darauf, den Markt nach und nach stärker wettbewerblich zu gestalten.

Strom austausch

2012 hat die State Grid Corporation einen Liefervertrag mit dem russischen Stromexport-Monopolisten über Lieferungen von insgesamt 100 TWh in 25 Jahren unterschrieben. 2014 hat China 3,5 TWh aus Russland importiert. Daneben bestehen Austauschbeziehungen mit der Mongolei, Burma und Vietnam. Insgesamt lagen die Stromexporte Chinas im Jahr 2013 bei 18,7 TWh.

Strom beschaffungspreise

Der chinesische Strompreis ist stark reguliert. Die nationale Entwicklungs- und Reformkommission setzt den Preis für verschiedene Verbrauchergruppen fest. Netze und große Anteile der Industrieverbraucher sind staatlich. Die Regierung ist verantwortlich für die Kapazitätsplanung, Investitionsplanung und im Wesentlichen auch für die Preisbildung. Preisverhandlungen sind komplex und die Ergebnisse werden nicht veröffentlicht.

Netz situation und Netzkosten

Die Restrukturierung des Elektrizitätssektors in China wurde im Jahr 2002 mit der Entflechtung der State Power Corporation abgeschlossen. Unter anderem gingen daraus die zwei Netzbetreiber Chinas hervor. Das Übertragungs- und Verteilungsnetz wird im Norden Chinas von der State Grid Corporation und im Süden von der Southern Power Company betrieben.

Die nationale Entwicklungs- und Reformkommission veröffentlicht Benchmark-Preise für Netzentgelte. Die Preissetzung in den Provinzen erfolgt über die Netzbetreiber. Netzkosten machen etwa 20 %-30 % des Endkundertarifs aus. Die Preise liegen zwischen 100-160 CNY/100kWh.

Stromsteuer

Seit 2004 hat China eine differenzierte Strombesteuerung für Industrieunternehmen, mit dem Ziel, das Wachstum der am wenigsten effizienten Unternehmen in energieintensiven Branchen zu begrenzen. Unternehmen werden von der zentralen Regierung in vier Kategorien eingeteilt: beseitigt (eliminated), eingeschränkt (restricted), erlaubt (permitted) und ermutigt (encouraged). Unternehmen der Kategorien „encouraged“ und „permitted“ zahlen den normalen Stromtarif. Unternehmen, die der Kategorie „restricted“ angehören, zahlen eine zusätzliche Stromsteuer in Höhe von 0,1 CNY/kWh (2013), Unternehmen der Kategorie „eliminated“ zahlen eine zusätzliche Steuer von 0,3 CNY/kWh. In der Zementindustrie werden Aufschläge von bis zu 0,4 CNY/kWh erhoben.

Steuern und Umlagen der Zentralregierung

Die Zentralregierung erhebt Abgaben für spezielle Vorhaben, die im Endkudentarif enthalten sind: Steuer zur Förderung der Erneuerbaren Energien (0,008 CNY/kWh), Steuer zur Förderung der Landwirtschaft und des Netzausbaus (0,02 CNY/kWh), Steuer zur Förderung eines Wasserkraft-Projekts (0,007 CNY/kWh), Umlage zur Finanzierung von Entschwefelungs-Anlagen in Kohlekraftwerken (0,008 - 0,015 CNY/kWh).

Steuern und Umlagen der Provinzen

Die Regierungen der Provinzen haben Politiken zur Stützung der energieintensiven Industrien eingeführt. Meist schaffen diese Politiken Ausnahmen für bestimmte Branchen, insbesondere die Aluminium-industrie, welche deren Strompreise senken. Obwohl diese Politiken seit 2010 hätten abgeschafft sein sollen, bestehen sie in verschiedenen Provinzen weiter. Sie enthalten Reduzierungen zwischen 0,017 CNY/kWh bis 0,1 CNY/kWh im Vergleich zum normalen Endkudentarif für industrielle Stromkunden.

Fazit

Die Stromtarife für die verschiedenen Verbrauchergruppen, auch für die Industrie, werden für jede Provinz festgelegt. Der Endkudentarif umfasst bereits die Komponenten Netzentgelte, Steuern und Umlagen.

2.9 Japan

Stromangebot und Stromnachfrage

Japan weist mit 860 TWh die zweithöchste Stromnachfrage in Asien aus. Zwischen 2009 und 2012 hat sich die jährliche Stromnachfrage um insgesamt 220 TWh verringert, was einer Reduktion von etwa 20 % entspricht. Die Industrie ist mit 30 % der Gesamtnachfrage der Sektor mit dem größten Elektrizitätsbedarf, gefolgt vom kommerziellen und öffentlichen Dienst. Das IEEFA prognostiziert eine weitere Reduktion der Stromnachfrage in Höhe von einem Prozent pro Jahr bis 2020.

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 Japan. 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. Der Anteil der Erneuerbaren Energieträger ist mit 4,6 % ohne Wasserkraft relativ gering. Im Jahr 2012 betrug die Gesamtproduktion und Nachfrage 923 TWh.

Strommarkt

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

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 zehn 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.

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 6 kV. Seit 2005 beziehen Verbraucher mit einem Anschluss von über 6 kV 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.

Netzsituation und Stromaustausch

Aufgrund Japans geografischen Lage gibt es keinen Stromimport oder -export.

Strombeschaffungspreise

Die japanischen Strombeschaffungspreise beinhalten die Zahlungen für Stromerzeugung und Transport. Sechs Monopolisten veröffentlichen ihre Tarife, die jeweils von installierter Kapazität und Stromverbrauch sowie von der Jahreszeit und dem Zeitpunkt der Spitzenlast abhängen.

Netzsituation und Netzkosten

Historisch bedingt existieren in Japan zwei Verteilungssysteme mit unterschiedlichen Netzfrequenzen. Im östlichen Teil beträgt die Frequenz 50 Hz, im westlichen Teil 60 Hz. 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.

In Japan gehen Kosten für Netzinfrastuktural in die Vollkostenkalkulation der Energieversorger ein und werden über die Strompreise an die Endkunden durchgereicht. Strompreiskomponenten, die mit der Netzinfrastuktural zusammenhängen, werden weder vom Ministerium noch von den Energieversorgern einzeln ausgewiesen. Der Anteil der Netzkosten am Strompreis werden auf 8,2 % für Übertragungs-, 3,9 % für Transformer- und 12,5 % für Verteilungskosten geschätzt.

Stromsteuer: Electric power source development promotion tax

Alle Endverbraucher zahlen eine Stromsteuer von 0,375 Yen/kWh (0,33 ct/kWh). Für die Steuer gibt es keine Ausnahmeregelungen.

Global Warming Tax

Die Global Warming Tax ist eine Steuer auf fossile Brennstoffe, berechnet nach deren CO₂-Gehalt. Im Jahr 2014 betrug der Steuersatz 289 Yen/tCO₂, was sich nach Berechnungen des japanischen Energieministeriums mit 110 Yen/MWh (etwa 1 €/MWh) auf den Strompreis niederschlägt. Die Steuer ist keine explizite Strompreiskomponente, wird aber von den Stromversorgern gezahlt, welche die Kosten im Rahmen der Vollkostenkalkulation an die Verbraucher weiterreichen. Es gibt keine Privilegierungsmöglichkeit.

Förderung erneuerbarer Energien

Die Abgabe zur Finanzierung der Einspeisevergütung für Erneuerbare Energien, welche die Energieversorger an die Erzeuger von Strom aus Erneuerbaren Energien zahlen müssen, wird von allen Endverbrauchern bezahlt. Ihre Höhe wird von einer staatlichen Behörde anhand der nationalen Gesamtkosten der Einspeisevergütung ermittelt. Von Mai 2013 bis April 2014 betrug der normale Tarif 0,35 Yen/kWh (etwa 0,24 ct/kWh). Endverbraucher aus dem energieintensiven verarbeitenden Gewerbe, deren Verhältnis von Stromverbrauch zu Bruttowertschöpfung dem 8-fachen des durchschnittlichen Verhältnisses entspricht, zahlten einen reduzierten Tarif von 0,07 Yen/kWh (etwa 0,05 ct/kWh).

Eine zusätzliche Abgabe dient dazu, die Finanzierung der Vergütung von überschüssigem Strom, der von kleinen Photovoltaik-Anlagen (von Haushalten) in das Netz eingespeist wird, zu leisten. Diese „PV-Umlage“ liegt bei 0,05 Yen/kWh (0,03 ct/kWh) und hat keine Ausnahmeregelung.

Fazit

Die japanische Regierung erhebt nur geringe Steuern und Umlagen auf die ohnehin sehr hohen Strompreise. Die einzige explizite Privilegierungsregelung für Industrieunternehmen bei der Umlage zur Förderung erneuerbarer Energien berücksichtigt die relative Stromkostenintensität.

2.10 USA - Pennsylvania

Stromangebot

Der Stromverbrauch von Pennsylvania lag 2012 bei etwa 158 TWh bei einer Spitzenlast von 45,6 GW. Die Nachfrage entsteht zu nahezu gleichen Teilen in den Sektoren Industrie, Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen.

Die Stromversorgung des US-Bundesstaates Pennsylvania basiert zu einem großen Teil auf Kohle. 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 %.

Der Anteil von Erdgas an der Gesamterzeugung erhöht sich ständig und ersetzt Steinkohle als Energieträger. Grund dafür sind die sinkenden Gaspreise durch zusätzliche Förderung aus unkonventionellen Quellen (Fracking).

Strommarkt

Der Bundesstaat Pennsylvania liegt im Nordosten der USA und ist damit Teil der Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection (PJM), die sich über 13 Bundesstaaten und den District of Columbia erstreckt. Der PJM-Stromhandel ist über einen zentralen Poolmarkt wettbewerblich organisiert. 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 Preissetzung erfolgt mittels nodaler Preise, das heißt, Preise werden für jeden einzelnen Netzknoten bestimmt und können sich bei Netzengpässen in den einzelnen Regionen voneinander unterscheiden. Auch die Kapazitätzahlungen werden nodal bestimmt. 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.

Der Einzelhandelsmarkt für Strom in Pennsylvania ist voll liberalisiert. Die Verbraucher können zwischen verschiedenen Stromversorgern wählen. 2011 standen für große Industriebetriebe 33 Versorger zur Auswahl. Zudem können diese Verbraucher auch direkt am Poolmarkt teilnehmen.

Strombeschaffungspreise

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, bestimmen Kohlekraftwerke weiterhin in vielen Stunden den Preis in der Region.

Der gewichtete Mittelwert aller marginalen Preise in PJM lag 2012 bei 35,23 \$/MWh (etwa 27 €/MWh), das ist 23,3 % niedriger als in 2011 und der niedrigste Wert seit 2002. Die Kapazitätzahlungen im Markt lagen bei 20 bis knapp 250 \$/MW am Tag, abhängig von Jahr und Zone. 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 (38 €/MWh), was einem Rückgang von 27,3 % gegenüber dem gleichen Zeitraum in 2011 entspricht.

Die Strompreise in Pennsylvania variieren regional. Um einen Großhandelspreis für Industriekunden zu ermitteln, werden für Pennsylvania die Strompreise am Hub PJM-West verwendet. Der berechnete Wert lag 2012 umgerechnet bei 3,78 ct/kWh.

Netzsituation und Netzkosten

Das Übertragungsnetz wird von PJM Interconnection LLC betrieben und umfasst neben Pennsylvania zwölf weitere Bundesstaaten und Washington DC. Auf der Verteilnetzebene agieren eine Vielzahl von lokalen Netzbetreiber. PJM ist mit anderen Übertragungsnetzen der US-Ostküste gut verbunden: NY-ISO (Bundesstaat New York), SERC (Süd-östliche Bundesstaaten), TVA (Bundesstaaten Tennessee, Alabama, Mississippi und Kentucky), und MISO (Bundesstaaten aus dem mittleren Westen).

Die Netzkosten enthalten eine Grundgebühr sowie Gebühren für Energie und Leistung. Sie variieren mit der Anschlussebene, dem Verbrauch und der Spitzenlast.

Kapazitätsmarkt

Das Reliability Pricing Model ist ein Kapazitätsmarkt in PJM, der langfristige Preissignale für Erzeugungskapazitäten setzt und so die Versorgungssicherheit gewährleisten soll. Die Höhe der Kapazitätzahlungen kann je nach Region innerhalb von PJM aufgrund mangelnder Übertragungsnetzkapazitäten variieren. Die Strompreiskomponente der Kapazitätskosten basiert auf dem individuellen Anteil eines Endkunden an der Spitzenlast. Bisher haben die Kapazitätskosten nur einen kleinen Teil der gesamten Stromkosten für alle Endkunden ausgemacht, meist weniger als 1 \$ct/kWh. Es gibt keinen privilegierten Tarif, aber Industriekunden können über Demand Response selbst Kapazitäten anbieten. Aufgrund der Berechnungsmethode zahlen Endkunden mit einem gleichmäßigen Lastprofil weniger als Endkunden, deren Verbrauch vor allem auf die Spitzenlastzeiten fällt.

Förderung erneuerbarer Energien und andere Aufgaben der Stromversorger

Die Preisgestaltung der Stromversorger unterliegt der staatlichen Kontrolle. Die Stromversorger weisen deshalb einzelne Preisbestandteile aus, die die Erfüllung staatlich definierter Quoten und Aufgaben finanzieren. Im Beispiel des Stromversorgers PECO handelt es sich um Kosten zur Finanzierung von Energieeffizienzprogrammen, Kosten für Smart Meter Programme und Kosten zur Erfüllung der vorgegebenen EE-Quote. Die Tarife sinken mit zunehmendem Jahresverbrauch und sind abhängig von der Netzebene. Große Verbraucher am Hochspannungsnetz zahlen deutlich weniger als Haushalte.

Mehrwertsteuer

Die Sales Tax ist ähnlich einer Mehrwertsteuer, hat aber eine unterschiedliche Höhe in verschiedenen Städten und Counties. Der normale Tarif beträgt 6-8 % des Strompreises. Wenn Strom und Gas direkt in den Produktionsprozess eingehen (nicht für Beleuchtung, Beheizen oder Kühlen), sind die Mengen von der Steuer ausgenommen.

Fazit

Eine explizite Ausnahmeregelung besteht in Pennsylvania nur bei der Sales Tax. Bei den meisten anderen Komponenten bestehen bei den einzelnen Versorgern differenzierte Tarife nach Kundengruppe, Stromverbrauch und Anschlussleistung. Dadurch kommt es auch ohne staatlich definierte Ausnahmeregelungen zu einer geringeren Belastung der energieintensiven Industrie, wie im Beispiel der Kapazitätsszahlungen.

2.11 USA - Texas

Stromangebot und Stromnachfrage

Der Stromverbrauch in Texas lag 2010 bei 358 TWh. Auch im Vergleich zu anderen US-amerikanischen Staaten ist dieser Verbrauch hoch. Grund dafür ist neben den Klimaanlage und Stromheizungen die energieintensive Industrie, die sich in dem Bundesstaat angesiedelt hat, darunter die Aluminium-, Chemie-, Holz- und Glasindustrie und Raffinerien. Aufgrund des Klimas werden die Lastspitzen jedes Jahr im Sommer erreicht. Die bisher höchste gemessene Last in der Region war im August 2011 mit 69 GW.

Der größte Anteil des Stroms wurde 2011 aus Gas hergestellt (45,4 %), es folgten Kohle (36,5 %), Atomkraft (10 %) und Erneuerbare (6,7 %, davon Wind: 6,4 %).

Strommarkt

Die größten fünf Unternehmen (Luminant, NRG Energy, NextEra Energy Inc, CPS Energy und Calpine Corp) besitzen etwa die Hälfte des texanischen Kraftwerksparks. Im Vergleich mit den anderen untersuchten Staaten ist die Besitzstruktur des Kraftwerkspark in Texas diversifiziert.

Der texanische Strommarkt ist liberalisiert. Wie in Pennsylvania wird auch in Texas der Strom über einen Poolmarkt gehandelt. Verantwortlicher Netz- und Systembetreiber ist hier das Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), ein unabhängiger Systembetreiber (ISO).

Der wettbewerbliche Großhandelspreis wird seit 2010 über nodal pricing gehandelt. Anders als in anderen US-Regionen bestehen keine zusätzlichen Kapazitätsmechanismen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Es gibt einen Day-Ahead und einen Real-time Markt. Analog zu den bei PJM angebotenen FTRs gibt es bei ERCOT zudem einen Markt für Congestion Revenue Rights (CRR), die dazu

dienen, sich gegen Engpasskosten abzusichern. Zusätzlich gibt es einen „Ancillary Service Market“, auf dem Reserveleistung und Kapazitäten bereitgestellt werden.

Nach der Liberalisierung wurden 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.

Der Endkundenmarkt in Texas ist vollständig liberalisiert. Demnach haben alle Stromverbraucher Verträge mit wettbewerblichen Stromversorgern. 2011 gab es in Texas 60 Stromanbieter für große Industrie- und Handelsunternehmen. Die wichtigsten Stromversorger für Industriekunden waren die Southwestern Public Service Company und die Entergy Texas Int.

Strombeschaffungspreise

Mit den Gaspreisen sind auch die Strompreise gesunken, von durchschnittlich 49 \$/MWh in der Zeit zwischen 2002 und 2008 auf durchschnittlich 36 \$/MWh (etwa 26 €/MWh) zwischen 2009 und 2011. Die Erzeugungsunternehmen müssen ihre Investitionen durch die erzielten Großhandelspreise refinanzieren. Gelegentliche Preisspitzen bei Knappheit sind dabei wichtig, um Investitionen in zusätzliche Kraftwerke anzureizen. Entsprechend volatil sind die Strompreise in einzelnen Stunden. Die monatlichen Durchschnittswerte schwanken zwischen weniger als 20 \$/MWh bis zu 140 \$/MWh. 2011 erreichten die Preise sechs Mal und in insgesamt 19 Stunden die Grenze von 3000 \$/MWh.

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. 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.

Für die weiteren Berechnungen wird ein Mittelwert aus den Strompreisen des Hubs Texas South gebildet. Er lag 2012 umgerechnet bei 2,94 ct/kWh.

Netzsituation und Netzkosten

Der Anteil der Windenergie ist in den vergangenen Jahren stark gestiegen und macht zusätzlichen Netzausbau erforderlich. Als unabhängiger Systembetreiber (ISO) organisiert ERCOT unter der Aufsicht der der Public Utility Commission of Texas den Einsatz von etwa 550 Erzeugungseinheiten und etwa 65000 km Stromnetz.

Netzentgelte sind bei Ausweisung der Stromrechnung meist in den Erzeugungskosten enthalten. Sie enthalten Margen für Netzbetreiber und werden nach unterschiedlichen Verbrauchergruppen, Anschlussleistung, Spitzenlast und Jahresverbrauch gestaffelt.

Förderung erneuerbarer Energien und andere Aufgaben der Stromversorger

Die Preisgestaltung der Stromversorger unterliegt auch in Texas der staatlichen Kontrolle. Die Stromversorger weisen deshalb einzelne Preisbestandteile aus, die die Erfüllung staatlich definierter Quoten

und Aufgaben finanzieren. Die Public Utility Commission veröffentlicht alle Tarife und ihre Bestandteile. In Texas dürfen Unternehmen Kosten für den Übergang in ein wettbewerbliches System, Kosten für Wiederaufbaumaßnahmen nach Unwettern und Energieeffizienzkosten einpreisen. Die Tarife pro Kilowattstunde sinken auch in Texas mit zunehmendem Jahresverbrauch und sind abhängig von der Netzebene. Große Verbraucher am Hochspannungsnetz zahlen deutlich weniger als Haushalte.

Mehrwertsteuer

Bei der Sales Tax ist zum einen der direkte Verbrauch von Strom und Gas zum Heizen, Kühlen oder Beleuchten der Produktionsstätte während der Produktion und der Verbrauch bei Prozessen wie „electroplating, electrolysis, and cathodic protection“ von der Steuer befreit. Zum anderen zählt der direkte Verbrauch zum Betrieb von Produktionsprozessen zu den Ausnahmetatbeständen. Wenn ein Betrieb nachweisen kann, dass mehr als 50 % seines Strom- und Gasverbrauchs durch die oben genannten Regelungen ausgenommen ist, wird sein kompletter Strom- und Gasverbrauch von der Sales Tax ausgenommen. Allerdings ist auch der Verkauf von Strom zum Verbrauch in Haushalten von der Sales Tax ausgeschlossen.

Fazit

Alle Strompreiskomponenten sind in Texas nach Anschlussleistung und Kundengruppe gestaffelt. Die Kundengruppen sind dabei üblicherweise nach Anschlussleistung oder Netzanschlussebene unterteilt.

Zudem besteht insbesondere für Industriekunden die Möglichkeit, mit besonderen Tarifen (z.B. mit Time of day-Tarifen, mit interruptible load-Tarifen oder Beiträgen zur Verringerung der Spitzenlast) die Stromkosten zu senken. In Texas bestehen nur bei der Sales Tax explizite Ausnahmeregeln für Industrieunternehmen.

2.12 Kanada

Stromangebot

Kanada hat einen Stromverbrauch von 502 TWh. Quebec weist den höchsten Stromverbrauch der kanadischen Provinzen mit 207 TWh aus. Die Industrie verbraucht in Quebec rund 47 % des Stroms, die Haushalte rund 34 %.

Kanada ist einer der größten Produzenten von Strom aus Wasserkraft weltweit, Wasserkraft stellte 2011 etwa 63 % der kanadischen Stromerzeugung. Thermische Kraftwerke kamen auf einen Anteil von 19 %, Kernenergie auf 16 %.

Die Erzeugung aus Windenergie ist der am schnellsten wachsende Bereich der Stromerzeugung in Kanada. Von 2013 bis 2014 ist die Leistung von Windanlagen um 1,6 GW gewachsen. Die Windkraft spielte in der Erzeugung mit einem durchschnittlichen Anteil von etwa 1 % bisher keine große Rolle,

soll aber entsprechend des Erneuerbaren Ausbauziels an Bedeutung gewinnen. 2020 sollen erneuerbare Energien (inklusive Wasserkraft) einen Anteil von 90 % an der Stromerzeugung erreichen. Die einzelnen Regionen Kanadas unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Erzeugungsstruktur, Regulierung und ihrer Politik zur Förderung erneuerbarer Energien. Provinzen setzen Ziele oder geben Portfolio-standards vor. Diese gelten für erneuerbare Energien insgesamt oder für einzelne Technologien.

Strommarkt

Größter Stromerzeuger in Quebec ist Hydro Quebec Production (rund 75 % der installierten Kapazitäten in 2012), die zu Hydro Quebec gehört, eine private Aktiengesellschaft, die sich mehrheitlich in öffentlicher Hand befindet. Der Übertragungsnetzbetreiber TransEnergy sowie der größte Verteilnetzbetreiber sind Töchter von Hydro.

Stromaustausch

Kanada produziert aufgrund reichhaltiger natürlicher Wasserkraftressourcen mehr günstigen Strom als es verbrauchen kann. Allein Quebec könnte aufgrund der installierten Interkonnektoren bis zu 55 TWh Strom in die USA liefern. Der tatsächliche Nettoexport unterliegt jährlichen Schwankungen und wies in 2009 mit 22,9 TWh zwischen Quebec und USA den bisherigen Höchstwert aus.

Strombeschaffungspreise

Aufgrund der unterschiedlichen Ressourcen, Politiken und Erzeugungstechnologien unterscheiden sich die Strompreise zwischen den Provinzen deutlich. Während Alberta hinsichtlich der Deregulierung relativ weit fortgeschritten ist und marktbasierte Preise anbietet, erfolgt in Ontario eine Mischung aus reguliertem Preis und Marktpreis, in anderen Staaten gibt es häufig nur einen regulierten Preis.

Kanada hat im Vergleich zu den anderen untersuchten Staaten niedrige Strompreise. Sie liegen noch unterhalb der US-amerikanischen Strompreise, weshalb das Land Nettoexporteur für Strom ist. Grund dafür sind die Wasserkraftwerke, die Strom zu niedrigen Grenzkosten erzeugen.

In Quebec müssen die Preise von einer Regulierungsbehörde (Régie de l'énergie Quebec) genehmigt werden. Dabei existiert eine spezielle Regelung (load retention rate) für Unternehmen, die wirtschaftliche Probleme haben. Sie erhalten einen Preisnachlass auf den variablen Bestandteil des Strompreises. Dieser Nachlass errechnet sich über einen Quotienten, der die Anteile variabler Kosten, gewährte Preisnachlässe, Gewährungszeitraum und Geschäftsanteile berücksichtigt. Da die Strommarktregulierung in den einzelnen Regionen unterschiedlich stark ausgeprägt ist, variiert auch die Strompreisbildung bzw. -ausgestaltung je nach Region.

Je nach Verbraucher werden Aufschläge oder Abschläge auf den Festbetrag oder verbrauchsabhängigen Preis gewährt. Generell möglich sind Aufschläge bei Mehrverbrauch über festgelegte Menge hinaus, Aufschläge bei tiefen Temperaturen im Winter, Aufschläge für erhöhten Leistungsbedarf, Abschläge für abschaltbare Lasten, Abschläge für Anschluss an Mittel- oder Hochspannungsebene (ab < 5 kV, gestaffelt) und Abschläge für Transformationsverluste.

In Ontario besteht für Großverbraucher die Möglichkeit, einen „large business electricity price cap“ oder „large business fixed price quote request“ zu unterzeichnen. Beide gelten nur für Unternehmen mit einem Verbrauch von über 150 MWh/a sowie für den „fixed price“ in einem speziellen Lastprofil, die individuell angeboten werden. Der Preisdeckel soll gegen starke Großhandelspreisanstiege schützen.

Die günstigsten Preise zahlten Haushalte 2012 in Quebec mit rund 7,7 CA\$/kWh, während sie in Ontario rund 13,5 CA\$/kWh zahlen mussten. In British Columbia und Manitoba zahlten Haushalte zwischen 8,5 und 9,5 CA\$/kWh. Wenn auch auf niedrigem Niveau, so sind die kanadischen Strompreise über die Jahre angestiegen, wobei sie für die Industrie im Schnitt um rund ein Drittel günstiger sind als für Haushalte.

Netzkosten

Die weiten Entfernungen zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsort verursachen relativ hohe Kosten. So hat der Übertragungsnetzbetreiber TransEnergy in Quebec 2011 rund 1,3 Milliarden CA\$ in Netzstabilisierung und Erweiterung investiert.

In Quebec werden die Strompreiskomponenten Netzentgelte, Erzeugung und Vertrieb, EE-Umlage nicht gesondert ausgewiesen, sondern sind im Strompreistarif integriert. So genannte „credits“ (Abschläge) können je nach Verbraucher gewährt werden. Die Höhe des Strompreistarifs ist abhängig von Verbrauch (Menge und Zeit), Anschlussleistung und Spannungsebene.

Die Netzkosten in Ontario berücksichtigen die Kosten für Übertragung und Verteilung sowie administrative Kosten für Messung und Rechnungslegung.

Steuern und Umlagen

In Ontario umfassen die Regulatory Charges Kosten, die dem IESO (Independent Electricity System Operator) beim Betrieb des Großhandelsmarktes und bei der Aufrechterhaltung der Netzstabilität (Kauf von Reserven) entstehen, sowie Verwaltungskosten der OPA (Ontario Power Authority). Sie werden in der Regel von OEB (Ontario Energy Board) festgelegt oder bewilligt. Sie enthalten eine Großhandelsgebühr von 0,62 CA\$ ct/kWh, eine Umlage von 0,1 CA\$ ct/kWh zur Deckung der Kosten für ländliche und abgelegene Gebiete und den Anschluss von Erneuerbare Energien-Anlagen (OPA/IESO). Hinzu kommt die Angebotsdienstleistungsgebühr von 25 CA\$ cents/kWh für die Kunden, die direkt ihren Strom bei den Verteilnetzbetreibern kaufen und ihn nicht über einen Versorger beziehen und eine Schuldendienstgebühr in Höhe von 0,7 CA\$/kWh zur Deckung der Altschulden der ehemaligen Ontario Hydro.

Im Rahmen des Industrial Electricity Incentive Programms wird in Ontario ein Preisnachlass auf Teile der variablen Regulatory und Delivery Charges sowie auf den Schuldendienstbeitrag des zusätzlichen Stromverbrauchs gewährt. Zugelassen werden für diesen Rabatt nur Unternehmen bestimmter Wirtschaftszweige, die entweder einen neuen Produktionsbereich eröffnen oder ihre Produktion erweitern bzw. ihren Stromverbrauch um ein Mindestmaß ausdehnen. Die Ermäßigung wird auch nur auf den durch die Produktionsausweitung gestiegenen Teil des Stroms angerechnet.

Förderung erneuerbarer Energien

Der „Green Energy Act“ in Ontario zielt darauf, die Förderung EE, Schonung der Ressourcen, Lastmanagement und „smart grid“ zu unterstützen. Ausbezahlt wird dieser Erzeugungstarif von der OPA, die Finanzierung erfolgt über Verbraucher, d.h. die Erzeugungskosten bzw. Tarife gehen über den Marktpreis und die Regulatory Charges in die Stromrechnung ein. Allerdings wird der Ontario Clean Energy Benefit, der die gesamten Stromkosten (inkl. HST) um 10 % bis zu 3 MWh pro Monat für Haushalte, Farmen und Kleingewerbe reduziert, über den öffentlichen Haushalt finanziert.

Mehrwertsteuer

Die harmonized sales tax ist eine Mehrwertsteuer, die von Endverbrauchern gezahlt wird.

Fazit

In Quebec unterscheiden sich die Tarife nach Verbrauch, Spannungsebene und Kundengruppe und setzen sich aus einem variablen und festen Bestandteil zusammen.

Die Strombezugspreise in Ontario können entweder zu einem regulierten Tarif (RPP) oder zum Marktpreis (HOEP) bezogen werden. Diese Bezugspreise können bis zu 60 % der Stromrechnung bestimmen, weitere Strompreiskomponenten umfassen Versorgungs-, Regulierungs-, „Debt Retirement“ und Clean Energy Benefit Aufschläge.

3 Strompreiskomponenten im Vergleich

Zur Ermittlung der unterschiedlichen Be- und Entlastungen der Industrie durch Strompreisaufschläge werden zunächst die anlegbaren Großhandelspreise unter Berücksichtigung der 2013 geltenden energie- und klimapolitischen Regelungen und Ausnahmetatbestände für Beispielunternehmen berechnet. Für die untersuchten Regionen in Europa, Nordamerika und Asien liegen unterschiedlich detaillierte Informationen zu Strompreisen vor.

Berechnung der Energiekomponente

Der reine Beschaffungspreis der Unternehmen für Strom, ohne Steuern, Umlagen und Netzentgelte, hängt von der Größe und der Beschaffungsstrategie der Unternehmen ab. Industrieunternehmen mit vergleichsweise kleinen absoluten Verbrauchszahlen beziehen ihren Strom im Normalfall über ein Energieversorgungsunternehmen. Diese schlagen Vertriebskosten und eine Marge auf den Strompreis auf. Dieser Beschaffungspreis hängt somit zu einem gewissen Grad vom Verhandlungsgeschick der einzelnen Unternehmen ab. Zur Ableitung des Beschaffungspreises für kleinere Stromletzterverbraucher (≤ 150 GWh) wird hier für die europäischen Länder auf statistische Werte von Eurostat zurückgegriffen (siehe Tabelle 1).

Tabelle 1: Europäische Energiebeschaffungspreise für unterschiedliche Verbrauchsklassen nach Eurostat

ENERGIEBESCHAFFUNG (ct/kWh)	DE	NL	FR	IT	DK	UK
Unternehmen mit einem Verbrauch zwischen 70 und 150 GWh im Jahr	4,91	5,56	4,42	7,41	3,93	7,72
Unternehmen mit einem Verbrauch zwischen 20 und 70 GWh im Jahr	5,15	5,46	4,29	8,3	3,93	8,00
Unternehmen mit einem Verbrauch zwischen 2 und 20 GWh im Jahr	5,59	5,69	4,42	9,02	3,93	8,18
Unternehmen mit einem Verbrauch zwischen 0,5 und 2 GWh im Jahr	6,08	5,96	5,00	9,27	3,98	8,72

Für Unternehmen mit hohem Stromverbrauch über 150 GWh liegen diese statistischen Daten nur für einzelne Länder vor. In den liberalisierten europäischen Strommärkten handeln diese Unternehmen teilweise selbst oder über Zwischenhändler an der Börse. Gespräche mit deutschen Industrievertretern haben ergeben, dass sich typische Einkaufsstrategien aus etwa 80 % langfristigen Verträgen und 20 % Spotmarkteinkauf zusammensetzen. Sinkende oder steigende Preise am Spotmarkt wirken sich deshalb nicht unmittelbar in vollem Umfang auf die Beschaffungskosten großer Industrieunternehmen aus.

Die Bezugspreise hängen stark von der Nachfragestruktur und der Einkaufsstrategie der einzelnen Unternehmen ab. Um einen vergleichbaren Preis zu ermitteln, wird für Länder mit liquidem Stromhandel eine Näherungsgröße über Börsenpreise berechnet. Dabei 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 unterjährig abgeschlossen werden. Als Spotmarktpreise werden

die Day-Ahead-Preise des jeweiligen Landes verwendet. Der durchschnittliche Preis der langfristigen Verträge wird mit 80 % gewichtet, der Spotmarktpreis mit 20 %.

Diese Berechnungsmethodik wird für Deutschland, Großbritannien und die Niederlande angewendet. Grundlage bilden Daten der Strombörsen EEX, EPEX und APX. Für Deutschland liegen Daten über die Preise von langfristigen Verträgen in Form von Futures an der Strombörse EEX vor. Aufgrund der ungünstigen Datenlage in den Niederlanden und Großbritannien wird vereinfacht angenommen, dass die Strompreise in langfristigen Verträgen jeweils um 10 % höher sind als die durchschnittlichen Day-Ahead-Preise im gleichen Jahr. Diese Annahme wird durch vereinzelt vorliegende Daten begründet.

In Frankreich ist der Handel an der Strombörse eher unbedeutend. Grund ist die Marktmacht des Monopolisten EdF. Ein Gesetz garantiert hier alternativen Stromanbietern, Nuklearstrom zu einem Preis von 42 Euro/MWh einkaufen zu können. Dieser Preis wurde deshalb in den Berechnungen als Großhandelspreis verwendet.

Italien bildet eine Ausnahme, weil hier große Industrieunternehmen über ein Gesetz vorrangigen Zugriff auf Interkonnektoren-Kapazität haben. Die Unternehmen können so von niedrigeren Preisen in Nachbarländern profitieren, müssen dafür aber in Vorleistung treten. Da Eurostat für Italien einen statistischen Wert für Strompreise großer Unternehmen anbietet, wird dieser Wert verwendet.

Der Strompreis in Dänemark orientiert sich an der Preisentwicklung an der nordischen Strombörse Nordpool. Laut Angaben des Regulierers bestimmt dieser etwa 90 % des Preises. Die verbleibenden 10 % sind Vertriebskosten inkl. Margen, d.h. der Rahmen, innerhalb dessen die Versorger sich Konkurrenz machen können. Der mittlere Börsenpreis lag 2013 für die zwei dänischen Preiszonen bei etwa 3,46 ct/kWh. Mangels Datenverfügbarkeit bei Eurostat wird als Strompreis für Unternehmen mit einer Abnahme von > 150 GWh der gleiche Wert wie für die darunterliegende Klasse (70-150 GWh) angesetzt: 3,93 ct/kWh für 2013.

Tabelle 2 stellt die Annahmen für die Energiebeschaffungspreise von großen industriellen Endverbrauchern in Europa vor.

Tabelle 2: Energiebeschaffungspreise für große Industrieverbraucher in Europa, 2013

ENERGIEBESCHAFFUNG (ct/kWh)	DE	NL	FR	UK	DK	IT
<i>Unternehmen mit einem Verbrauch von mehr als 150 GWh im Jahr</i>	4,69	5,50	4,20	6,21	3,93 .	7,57

In den außereuropäischen Ländern ist die statistische Datenlage deutlich ungünstiger als in Europa. In den USA, in Kanada und in China bestehen parallel verschiedene Marktsysteme und Regulierungsrahmen, abhängig von der Provinz oder dem Bundesstaat. In Kanada, China, Korea und Japan erfolgt die Preisbildung intransparent und differenziert nicht zwischen Netz- und Energiekosten.

Für die USA wurden beispielhaft die Strompreise von zwei industriell geprägten Bundesstaaten untersucht, Pennsylvania und Texas. Beide sind Teil von größeren Marktgebieten. Pennsylvania liegt im Marktgebiet des Systembetreibers PJM, in Texas wird der Markt von ERCOT organisiert. Beide Systembetreiber berechnen knotenscharfe Preise, d.h. anders als in Deutschland gilt kein Einheitspreis

für das gesamte Marktgebiet. Um einen Strombezugspreis analog zu den europäischen Preisen zu berechnen, werden die Informationen von zwei regionale Hubs verwendet: PJM West für Pennsylvania und ERCOT South für Texas.

Für Kanada wurde der Strompreis beispielhaft für den Bundesstaat Quebec ermittelt, da dieser aufgrund seiner Erzeugungsstruktur günstig Strom erzeugt, diesen exportiert und einen großen Teil der stromintensiven Industrie in Kanada versorgt. Der Strommarkt in Quebec ist stark reguliert. Die Stromtarife für Unternehmen inklusive Netzentgelte und ggf. Steuern werden nach Leistungsanschluss, Strombezug und Spannungsebene einheitlich festgelegt und veröffentlicht. Ausnahmeregelungen sind nicht bekannt, könnten jedoch auf bilateraler Ebene über privatrechtliche Verträge erfolgen. Hier wird der veröffentlichte Strompreis verwendet.

Auch in Korea werden die Stromtarife für Unternehmen nach Leistungsanschluss, Strombezug und Spannungsebene staatlich festgelegt. Hier werden die veröffentlichten Tarife verwendet.

In Japan bestehen sechs regionale Monopole, die ebenfalls ihre Tarife veröffentlichen. Hier werden die Tarife des Versorgers TEPCO verwendet, dessen Monopol den Großraum Tokyo umfasst.

In China wird ein Strompreis national festgelegt. Provinzen können über Subventionen oder Preisaufschläge dafür sorgen, dass ihre Strompreise über oder unter dem nationalen Strompreis liegen. Für die Berechnungen wird der nationale Wert verwendet.

Tabelle 3 zeigt die ermittelten Beschaffungspreise für energieintensive Unternehmen in Pennsylvania, Texas, Kanada, Korea, China und Japan. Da die Preise in Kanada, Korea, China und Japan von der Anschlussleistung, dem Gesamtverbrauch und der Spannungsebene abhängen, werden beispielhaft die Preise für ein sehr großes Unternehmen mit einer gleichmäßigen Abnahmestruktur verwendet, dies könnte beispielsweise eine Aluminiumhütte sein.

Tabelle 3: Energiebeschaffungspreise für energieintensive Unternehmen außerhalb Europas

ENERGIEBESCHAFFUNG (ct/kWh)	PA	TX	CA*	KR*	CN*	JP*
<i>Strompreis für energieintensive Unternehmen</i>	3,78	2,94	3,24	5,82	6,37	12,42

*Preise beinhalten Netzentgelte

Netzentgelte

Die Netzentgelte der Unternehmen richten sich nach technischen Abnahmedaten, insbesondere der Anschlusssebene. Auch die Zahl der Benutzungsstunden eines Stromkunden, der Zeitpunkt der Nachfrage und die Spitzenlast innerhalb eines Jahres sind wichtige Faktoren bei der Berechnung der Netzentgelte. Niedrigere Entgelte stellen dementsprechend zunächst keine Privilegierung gegenüber anderen Kunden dar, sondern reflektieren ggf. die geringeren Kosten der Netznutzung pro kWh von Unternehmen. Da die Netzentgelte unter anderem vom Zeitpunkt der Nachfrage abhängen, wird bei den Quantifizierungen, wenn möglich, auf veröffentlichte Daten zurückgegriffen. In Deutschland werden Daten aus dem Monitoringbericht der Bundesnetzagentur verwendet. Ergänzend werden Regelungen zu reduzierten Netzentgelten oder Befreiungen berücksichtigt. Diese gelten in Deutschland beispielsweise für Abnehmer mit mehr als 7.000 Benutzungsstunden und einem Jahresverbrauch von mehr als

10 GWh. Zu den Netzentgelten werden für Deutschland auch die Konzessionsabgaben und die §19-Abgabe für vermiedene Netzentgelte gerechnet.

In Frankreich werden die Netzentgelte bei Haushalten und Unternehmen nach verschiedenen Komponenten wie Abrechnung, Messung, Transport etc. untergliedert und nach Leistungsbezug und Anschlussleistung berechnet. In einer Studie der französischen Energieagentur (CRE, 2013a) sind die Netzentgelte für energieintensive Unternehmen aufgeführt. Sie belaufen sich für die untersuchte Stichprobe zwischen 0,6 und 0,65 ct/kWh, da diese Unternehmen meist direkt an der Hochspannungsleitung (der ÜNB) angeschlossen sind und daher das Verteilnetz nicht nutzen.

In Großbritannien unterscheiden sich Netzentgelte regional sehr stark. Während sie im Norden des Landes für Verbraucher sehr niedrig sind, zahlen Kunden in London sehr hohe Netzentgelte. Die Niederlande haben im Vergleich zu den anderen untersuchten Regionen vergleichsweise geringe Netzentgelte. Für die USA wird auf Veröffentlichungen der Public Utility Commission in Texas und auf die Tarife des großen Versorgers PECO in Pennsylvania zurückgegriffen. In China, Korea, Japan und Kanada sind die Netzkosten in den veröffentlichten Tarifen bereits enthalten und werden nicht explizit ausgewiesen.

Steuern und Abgaben

In der Berechnung der Be- und Entlastung der untersuchten Sektoren bei Steuern und Abgaben werden die Kriterien für Ausnahmeregelungen sowie möglicherweise eingezogene Tarifstufen berücksichtigt. Die berechneten Gesamtkosten werden auf die vom Netz bezogene Strommenge bezogen. Ergebnis der Berechnung ist somit die spezifische Belastung des Strombezugs vom Netz des untersuchten Unternehmens in ct/kWh.

Tabelle 4 zeigt die veröffentlichten Höchstsätze der ermittelten Steuern und Abgaben für Industriekunden in 2013. Diese entsprechen häufig den Tarifen der Haushaltskunden.

Tabelle 4: Strompreiskomponenten ohne Privilegierung für Industrie

STEUERN UND ABGABEN (ct/kWh)	D	NL	UK	F	IT	DK	KR	CH	JP	TX	PA
Stromsteuer	1,54	2,55			2,27	5,54		0,05	0,33		
TCCFE				0,3							
TDCFE				0,23							
TICFE				0,05							
Utility Gross Receipt Tax										0,02	
Transition to Competition Charge										0,08	
Hurricane Reconstruction Cost charge										0,43	
State tax adjustment clause											0,07
Universal Service Fund Charge											0,08
CTA				0,3							
Warm Home Discount			0,24								
Climate Change Levy			0,51								
Abgabe zur Gewährleistung der Sicherheit der Atomkraft					0,16						
Abgabe zur Förderung der staatlichen Bahngesellschaft					0,23						
Abgabe zur Unterstützung kleiner Energieversorgungsunternehmen					0,06						
Abgabe zur Gewährleistung der Versorgungskontinuität					0,01						
Abgabe zur Unterstützung der Forschung im Bereich Stromindustrie					0,04						
Abgabe zur Finanzierung des Strombonus					0,01						
Förderung zur Unterstützung energieintensiver Unternehmen					0,51						
Steuer zur Förderung der Landwirtschaft und des Netzausbaus								0,002			

Anmerkung: in Kanada (Quebec) und Korea wird keine Stromsteuer erhoben.

Förderung Erneuerbarer Energien, Energieeffizienz und Umweltschutz

Die Förderung erneuerbarer Energien erfolgt in den untersuchten Ländern auf zwei unterschiedliche Arten: In Deutschland, den Niederlanden und Frankreich werden Fördersätze für Anlagen veröffentlicht. Die entstehenden Kosten werden als Strompreisaufschläge festgelegt und Tarife für die entsprechende Umlage veröffentlicht. In den nordamerikanischen Staaten und in Großbritannien werden teilweise Zertifikatesysteme und FIT angewendet. Hier preisen die Versorger die Ausgaben für Zertifikate oder FIT in den Strombezugspreis ein. Für diese Staaten wird, sofern vorhanden, auf Abschätzungen der Aufschläge auf die Strompreise durch offizielle Stellen oder veröffentlichte Abrechnungssätze von großen Stromversorgern zurückgegriffen.

Tabelle 5: Strompreisaufschläge zur Förderung erneuerbarer Energien, Energieeffizienz und Umweltschutz

ERNEUERBARE UND UMWELT (ct/kWh)	D	NL	UK	F	IT	DK	KR	CH	JP	TX	PA
EEG-Umlage	5,28										
Off-Shore-Haftungsumlage	0,25										
KWKG-Umlage	0,13										
SDE+		0,11									
CSPE				1,35							
Renewables Obligation			0,94								
Climate Change Levy (nur Unternehmen)			0,61								
Energy Company Obligation (nur HH)			0,71								
FIT			0,24								
Smart Meter And Better Billing			0,05								
Smart Meter Cost Recovery surcharge											0,21
Recovery of Alternative Energy Portfolio Standard Costs											0,05
Efficiency and conservation program											0,26
Energy Efficiency Cost Recovery Factor										0,08	
Tax Accounting Repair Credit											0,07
Consumer Education Plan Costs											0
EPIDF							0,44				
PSO-Tarif						2,33					
Förderung von Energieeffizienz					0,05						
Förderung erneuerbarer Energien					6,38						
Steuer zur Förderung der Erneuerbaren Energien								0,00			
Steuer zur Förderung eines Wasserkraft-Projekts								0,00			
Umlage zur Finanzierung von Entschwefelungs-Anlagen in Kohlekraftwerken								0,00			
Global Warming Tax									0,1		
Abgabe zur Finanzierung der Einspeisevergütung für Erneuerbare Energien									0,24		
PV-Abgabe									0,03		

Anmerkung: In Kanada werden die Erzeugungskosten erneuerbarer Energien von den Energielieferanten in den Strompreis eingepreist. Abschätzungen zu ggf. anfallenden Kosten liegen nicht vor.

4 Stromkosten und Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Industrien

Die nachfolgend aufgeführten Ergebnisse stellen Abschätzungen basierend auf Branchenwerten und einzelnen individuellen Angaben dar. Repräsentativität kann nicht gewährleistet werden, weil jedes Unternehmen eigene Strukturen, Verflechtungen und Verträge aufweist, über die nur begrenzte Informationen verfügbar sind. Aus den jeweiligen Charakteristika resultieren sehr unternehmensspezifische Ergebnisse, die von den hier ausgewiesenen abweichen können. Insofern reflektieren die dargestellten Ergebnisse je nach Analyseebene und –ansatz plausible Branchen-, Unternehmensergebnisse oder logische Ableitungen, jedoch nicht für alle Unternehmen zutreffende Aussagen zu Preisen, Kosten und Produktion.

Im Gegensatz zu den Szenariorechnungen der gesamtwirtschaftlichen Analyse basieren die Analysen der Wirkungen einer Strompreiserhöhung auf Unternehmens- und Branchenebene auf den Daten eines einzelnen Betrachtungsjahres. Die Abschätzung der Industriestrompreise greift auf Ergebnisse aus dem Kapitel Strompreiskomponenten zurück und weist die Strompreise für ein fiktives Unternehmen aus, das die jeweiligen branchenspezifischen Charakteristika widerspiegelt. Die Analyse der ökonomischen Wirkungen auf Unternehmensebene greift auf Jahresabschlüsse existierender Unternehmen zurück und zeigt auf, inwieweit sich die Umsatzrenditen eines Unternehmens durch eine Strompreiserhöhung im Vergleich zu anderen Kostensteigerungen verändern würden. Für die Branchenanalyse werden die betrachteten stromintensiven Branchen in einen stromintensiven und nicht-stromintensiven Teil disaggregiert und die Wirkung einer Strompreiserhöhung auf die Preise und Produktion der jeweils relevantesten vor- und nachgelagerten Branchen mittels eines Input-Output und Handelsmoduls abgeschätzt. Ausgangspunkt dieser Analyse ist die Annahme, dass die Strompreiserhöhung vollständig auf den Produktpreis aufgeschlagen wird. In Realität kann je nach Wettbewerbssituation eine Strompreiserhöhung teilweise oder auch nicht durchgereicht werden. Zu beachten ist, dass eine differenzierte intra-industrielle Verflechtung mit vorliegenden Input-Output-Tabellen nicht darstellbar ist. Genauere Informationen zu den Branchen, Ansätzen und Grundlagen der Abschätzung können den Berichten zu den Wirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit entnommen werden.

4.1 Stahlindustrie

In der Eisen- und Stahlindustrie wird etwa zwei Drittel des weltweiten Rohstahls über die die Primärroute (Hochofen und Konverter) und ein Drittel über die stromintensive Sekundärroute (Elektrolichtbogenofen) erzeugt.

China ist mit einem Anteil von 47 % der weltweit größte Stahlerzeuger, Deutschland liegt mit 2,7 % an vierter Stelle. Der Anteil des Umsatzes der Stahlindustrie am Umsatz im Verarbeitenden Gewerbe liegt in Deutschland bei 2 %. In dieser Branche werden 9,5 TWh des gesamten Stromverbrauchs von 21,7 TWh (2010) in eigenen Kraftwerken (überwiegend für die Primärroute) erzeugt.

Strompreise der Industrie im Vergleich

In der Stahlindustrie fallen Elektrostahlwerke und Betriebe mit einem hohen Anteil an Walzprozessen unter die Besondere Ausgleichsregelung (BesAR) im deutschen Erneuerbare Energien Gesetz (EEG). Unternehmen oder Unternehmensteile von Oxygenstahlherstellern sind nur in geringem Maße vertreten, da diese einen hohen Anteil ihres Stromverbrauchs selbst erzeugen. Berechnet werden Strompreise für Strombezug aus dem öffentlichen Netz für zwei beispielhafte Unternehmen:

(i) ein Elektrostahlwerk mit einer installierten Leistung von 127 MW, einem Jahresverbrauch von 572 GWh und einem Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung von 22 %.

(ii) ein Hochofenstahlhersteller mit einem jährlichen Strombezug von 160 GWh aus dem öffentlichen Netz und eigener Stromerzeugung (90%). Aufgrund dessen ist die Anschlussleistung im Vergleich zum Strombezug mit 240 MW sehr groß. Der vorgegebene Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung liegt bei 12 %.

Abbildung 4 zeigt die Ergebnisse der Berechnung für die Elektrostahlerzeugung. Beispielhaft für die USA und Kanada werden Texas und Quebec dargestellt. Unter den gegebenen Regelungen zu den Strompreiskomponenten zahlten deutsche Hersteller von Elektrostahl 2013 vergleichsweise hohe Strompreise je Kilowattstunde. Die Haupttreiber der Kosten sind die Strombeschaffungskosten, aber auch die Netzkosten. In den meisten Ländern sind die Unternehmen weitgehend von Stromsteuer und Umlagen befreit. Die Wirkungen der BesAR und anderer Ausnahmeregelungen in Deutschland sind somit eher der Normalfall.

In den Niederlanden, UK, Dänemark und Kanada wird kein oder nur unbedeutende Mengen Elektrostahl erzeugt, die Preise sind deshalb hellgrau unterlegt. Da weitere Energiepolitiken die Beschaffungspreise in Italien deutlich reduzieren können, ist der Wert schraffiert. Dem deutschen privilegierten Strompreis wird zum Vergleich der Preis ohne Privilegierung gegenübergestellt.

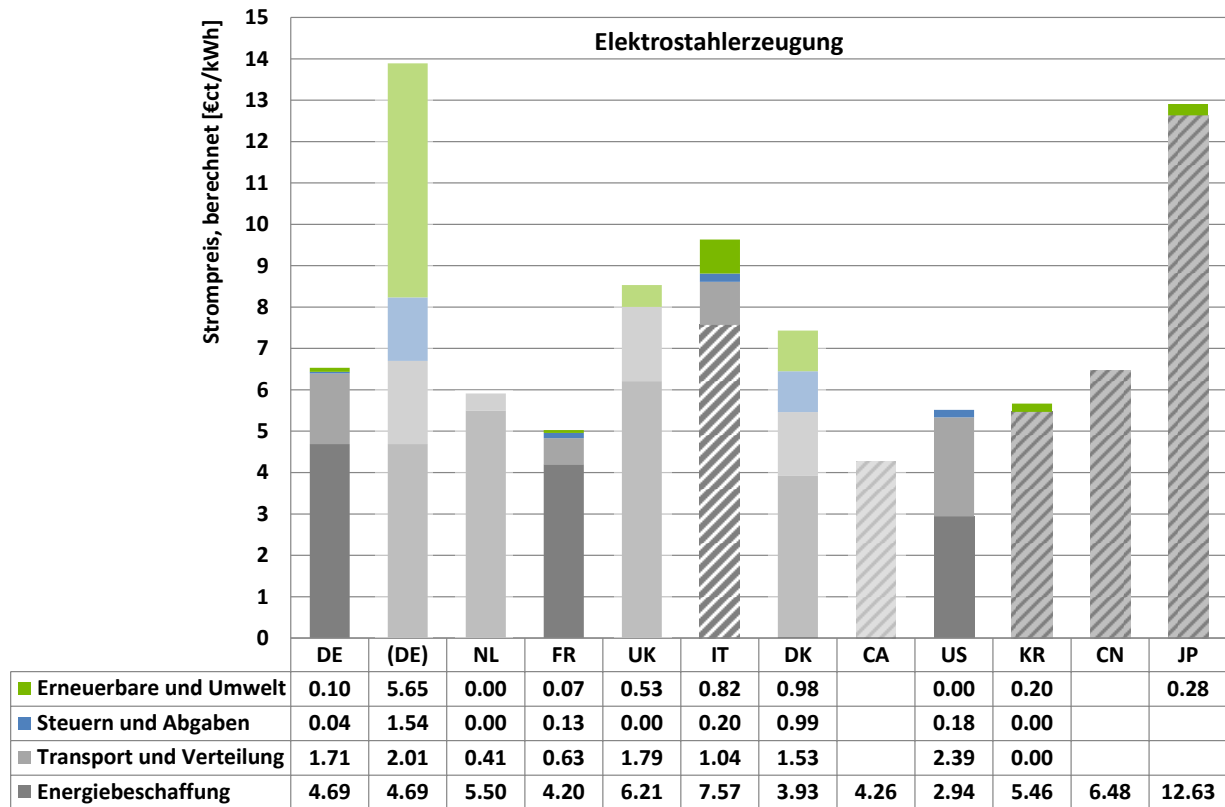


Abbildung 4: Strompreis für die Elektrostahlerzeugung (in ct/kWh)

Im zweiten Fall (Hochofenstahl-Erzeuger) sind die deutschen Strompreise pro Einheit durch die volle EEG-Umlage deutlich höher. Lediglich Italien und Japan hätten in diesem Fall deutlich höhere Strompreise für Strom aus dem öffentlichen Netz, wobei in beiden Ländern die angegebenen Beschaffungspreise die Obergrenze für Strompreise zeigen, die durch weitere Politikmaßnahmen reduziert werden können. Aufgrund des im Beispielfall vorgegebenen hohen Leistungsbezuges im Vergleich zum Stromverbrauch sind die US-amerikanischen Netzentgelte sehr hoch. Auch hier stellt der angegebene Wert eine Obergrenze dar. In der Abbildung 5 werden die Niederlande, Italien, Dänemark und Kanada hellgrau unterlegt, weil in diesen Ländern nur unbedeutende Mengen oder kein Hochofenstahl erzeugt wird.

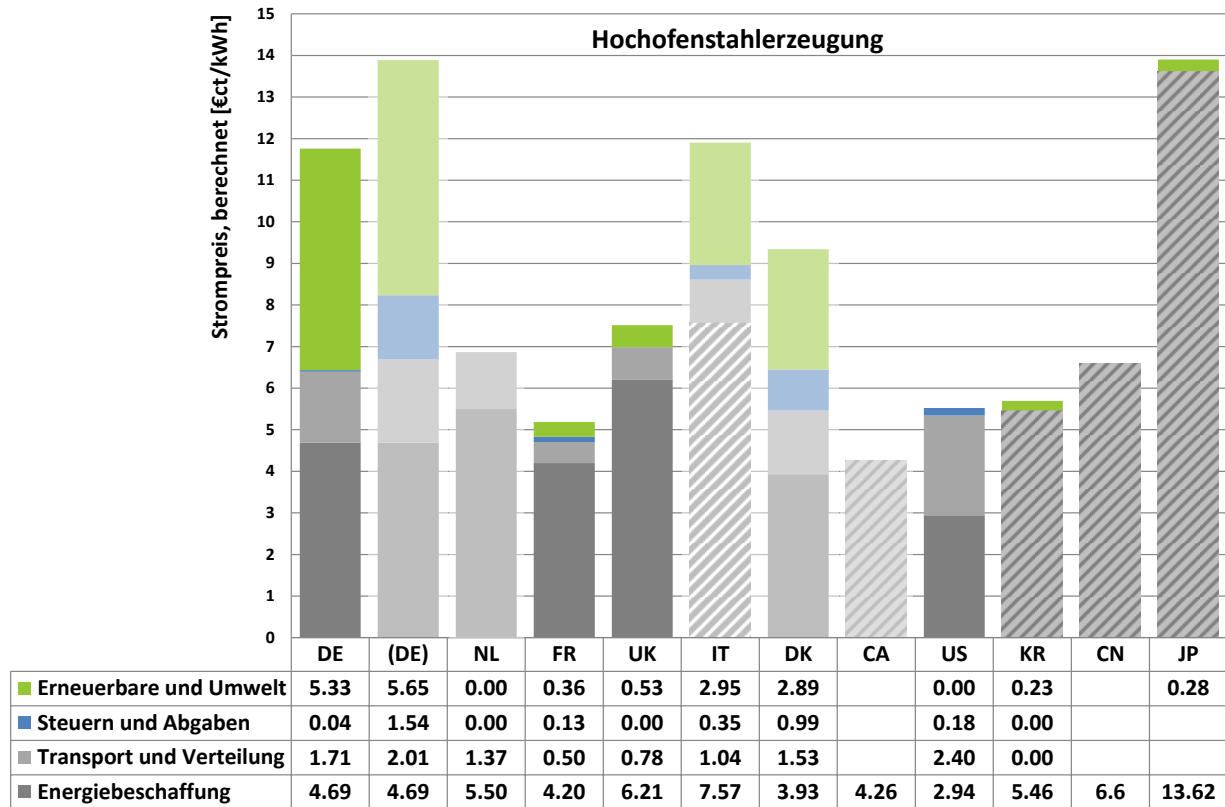


Abbildung 5: Strompreis für die Oxygenstahlerzeugung (vom öffentlichen Netz bezogen) (in ct/kWh)

Anmerkung: Beispielhaft für die USA und Kanada werden Texas und Quebec dargestellt.

Wettbewerbsfähigkeit auf Produkt- und Unternehmensebene

Wie stark sich der Strompreis im Produktpreis niederschlägt und somit die Wettbewerbsfähigkeit auf Produktebene beeinflussen kann, ist für den Anteil der Stromkosten am Produkt Walzdraht dargestellt. Die Stromkosten basieren auf den Annahmen zur Stromintensität für die Walzdrahtherstellung auf Basis von EAF. Darüber hinaus werden auch Materialkosten sowie Arbeitskosten grob abgeschätzt. Der Anteil der Stromkosten am Produktpreis beträgt mit Privilegierung rund 9 %, bei nicht privilegierter Produktion liegt dieser bei rund 18 %. Die verbleibende Marge zwischen dem Preis und den dargestellten Produktionskosten muss für Kapital (AfA) und sonstige laufende Ausgaben ausreichen.

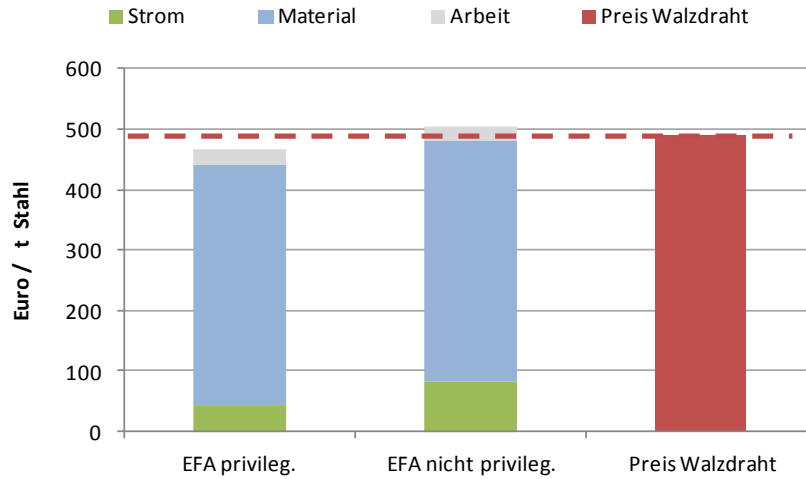


Abbildung 6: Vergleich von Produktpreis und Stromkosten (EAF und Walzen) unter Berücksichtigung von Arbeits- und Materialaufwand

Die in Abbildung 6 verwendeten Angaben basieren auf Umwelt- und Jahresberichten von Unternehmen aus der Stahlbranche. Weitere Kosten, beispielsweise für Anlagen, Ausstattung und Zusatzmaterial sind hier nicht weiter erfasst und abgebildet.

Die Wettbewerbsfähigkeit eines Unternehmens wird anhand betriebswirtschaftlicher Kennzahlen (E-BIDTA, EBIT, EBT) aus der Gewinn- und Verlustrechnung (GuV) abgebildet. Die Sensitivität der Unternehmen hinsichtlich eines Wegfalls der BesAR zeigt sich über die Veränderung dieser Kennzahlen. Die absolute Höhe weist auf die Belastungsgrenze für das Unternehmen hin. Angenommen wird hierbei, dass die höheren Stromkosten nicht über den Produktpreis an die Kunden weitergegeben werden, sondern sich direkt im Gewinnrückgang manifestieren.

Abbildung 7 zeigt die Daten aus dem Geschäftsabschluss eines realen deutschen Stahlherstellers. Die Angaben aus den GuV und den Umweltberichten lassen darauf schließen, dass das Unternehmen bei voller EEG-Umlage Verluste ausweisen müsste. Die Auswirkungen wären stärker als bei einer angenommenen Erhöhung der Arbeitskosten um 20 %.

Fall 1: Deutscher Stahlhersteller

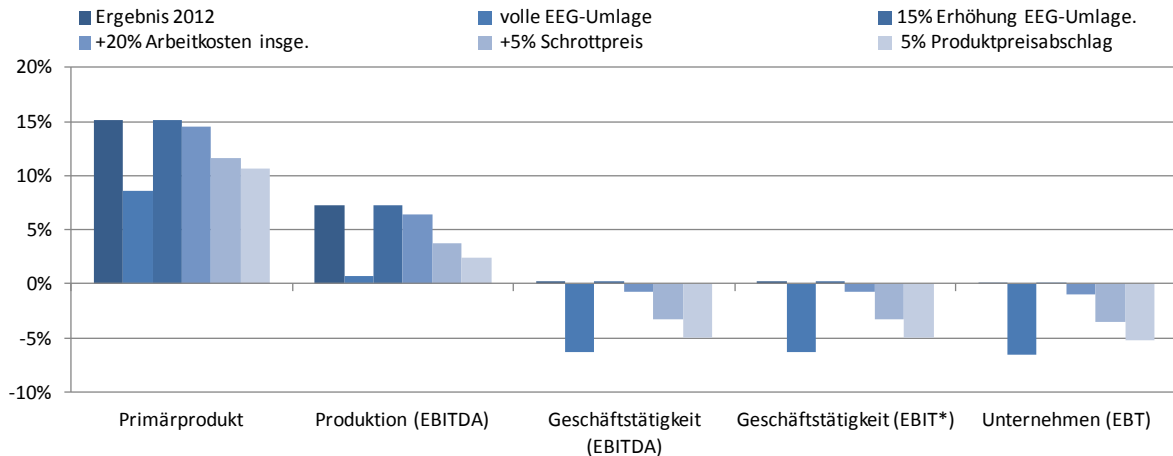


Abbildung 7: Wettbewerbsfähigkeit eines deutschen Stahlherstellers

Abbildung 8 zeigt die Unternehmensergebnisse eines spezialisierten deutschen Stahlverarbeiters, der einen relativ hohen Produktpreis erzielt und somit die höheren Stromkosten relativ gut kompensieren kann. Aufgrund des Spezialprodukts nimmt dieses Unternehmen eine gewisse Monopolstellung ein. Es könnte die Kosten einer vollen EEG-Umlage, aber auch höhere Materialkosten oder höhere Löhne teilweise an Kunden weitergeben und mit einem positiven Ergebnis abschließen.

Fall 2: Deutscher Stahlverarbeiter

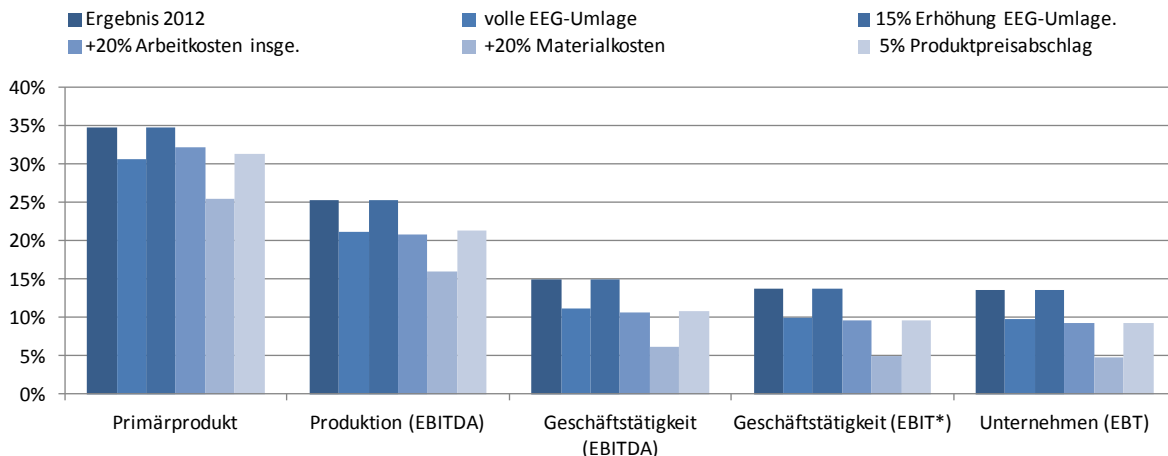


Abbildung 8: Wettbewerbsfähigkeit eines verarbeitenden Unternehmens aus der Stahlbranche

Quelle: eigene Berechnung und Darstellung

Wettbewerbsfähigkeit auf Branchenebene

Der Einfluss der Strompreise auf die Wettbewerbsfähigkeit der Branche wird über die Veränderung von Produktpreisen, Nachfrage und Produktion erfasst. Untersucht wird die Wirkung, wenn nur in der betrachteten Branche die BesAR wegfällt. Grundlage dieser Abschätzung sind aggregierte Branchendaten (Input-Output-Tabelle des Statistischen Bundesamtes und Handelsdaten der UNComTrade Datenbank) und die Annahme, dass Unternehmen höhere Strompreise vollständig auf den Produktpreis überwälzen können.

Die Modellierungsergebnisse der eingesetzten Input-Output und Handelsmodule zeigen unter dieser Annahme einen Anstieg der Produktpreise für die intensiven Unternehmen der Branche um 3,3 %, die nicht-stromintensiven um 1,5 %. Die aus dieser Annahme resultierende Produktpreiserhöhung hat einen Rückgang der Export- und Binnennachfrage um ca. 16 % bzw. 5 % sowie der Produktion von ungefähr 18 % zur Folge.

Fazit

Der Wettbewerb in der Stahlbranche ist hoch und verstärkt sich zunehmend, da die Produzenten sich einen schrumpfenden Markt teilen müssen. Deutsche Stahlhersteller haben im Preiswettbewerb gegenüber anderen Ländern kaum eine Chance, wohl aber im Qualitätswettbewerb mit hohen Veredelungsstufen. Allerdings holen die anderen Länder, insbesondere in Asien (China, Korea), auf und die Margen bei Premiumprodukten verringern sich. Sowohl in der EU als auch weltweit, vor allem in China, bestehen Überkapazitäten. Aufgrund der hohen Kosten bei der Erzeugung von Stahl spielen die Transportkosten eher eine untergeordnete Rolle, d.h. Stahl kann bis zu gewissen Grenzen im- bzw. exportiert werden. Allerdings bestehen lokale und regionale Bezugspräferenzen.

Die wichtigsten Stärken der inländischen Stahlindustrie sind laut der DG Unternehmen und Industrie der Europäischen Union die hohe Qualität der Produkte, Innovationskraft und technischer Vorsprung der Branche, Material- und Energieeffizienz sowie das Qualifikationsniveau der Arbeitskräfte. Branchenvertreter gaben als wichtigste Standortfaktoren auch die Kundennähe/Kundenbindung und das hohe Maß an Integration innerhalb der Wertschöpfungskette an. Ein weiterer wichtiger Vorteil ist die geographische Lage, insbesondere Wassernähe, weil beispielsweise der Transport von Schrott (für Elektro Stahl) mit hohen Kosten verbunden ist. Auch die gute Infrastruktur und die Personalqualifikation werden als Vorteile gesehen. Ein Unternehmen gab außerdem an, dass es den Kunden in Deutschland auf Qualität ankomme und sie nicht unbedingt das günstigste Produkt haben wollten. Nachteilig sei die hohe Unsicherheit in der Politik insbesondere in Bezug auf die Entwicklung der Energiekosten.

Die Zahlung der vollen EEG-Umlage oder wie im untersuchten Beispiel von nur 5 % der EEG-Umlage würde zu Verlusten und somit ggf. Produktionsaufgabe bei Unternehmen führen, die keine Prämienproduktmärkte bedienen. Die Eigenkapitalrendite bei Standardprodukten im obigen Beispiel ist trotz hoher Stromeffizienz sehr gering, bei Prämienprodukten ist sie hoch. Die Branchenanalyse zeigt deutliche Nachfrageeinbrüche und Produktionsrückgänge in der Stahlbranche unter der Annahme eines Wegfalls der BesAR und Weitergabe der Strompreiserhöhung im Produktpreis. Diese Ergebnisse basieren jedoch auf aggregierten Branchendaten, welche die unternehmensspezifische Situation und die

bestehenden intraindustriellen Verflechtungen nicht widerspiegeln können. Die Analyse zeigt auf, dass keine generellen Aussagen für Unternehmen der Stahlbranche hinsichtlich ihrer Strompreissensitivität getroffen werden können, sondern im Gegenteil, dass das Ausmaß des Strompreiseinflusses auf die Wettbewerbsfähigkeit von verschiedenen – unternehmensspezifischen – Faktoren abhängt.

4.2 Aluminiumindustrie

Die Produkte der Aluminiumindustrie teilen sich grob in drei Gruppen: (i) Rohaluminium (bspw. hochreine Aluminiumbarren), (ii) Aluminiumhalbzeuge (bspw. Bänder, Bleche, Stangen, Profile, Rohre etc.) und (iii) Aluminiumendprodukte (bspw. Aluminiumfolien, Aluminiumdrähte, Aluminiumkühlkörper). Die Erzeugung metallischen Aluminiums aus Aluminiumoxid (über Schmelzflusselektrolyse) ist extrem stromintensiv.

Die größten Primäraluminiumhersteller weltweit sind China. Deutschland spielt mit einem Anteil von 1 % an der Weltproduktion eine kleine Rolle, produziert aber immerhin noch die dritthöchste Menge in Europa im Jahr 2010. Der deutsche Rohaluminiumverbrauch kann mit den heimisch produzierten Mengen nicht gedeckt werden. In Deutschland betrug der Anteil der Aluminiumproduktion an der gesamten Bruttowertschöpfung des Produzierenden Gewerbes im Jahr 2010 etwa 0,5 %.

Strompreise der Industrie im Vergleich

Für den internationalen Vergleich der Strompreise wird nur der primäre Aluminiumsektor betrachtet. Er hat einen hohen Anteil am Stromverbrauch der Branche. Für die Abschätzung der Stromkosten wird eine fiktive primäre Aluminiumhütte modelliert, die auf durchschnittlichen produktionstechnischen Daten europäischer Hütten basiert (Stromverbrauch 1950 GWh/a., 0 % Eigenerzeugung, 230 MW Anschlussleistung, 8585 Abnahmestunden, 15.000kWh/t spezifischer Stromverbrauch).

Die ermittelten Strompreise der Primäraluminiumhersteller in Abbildung 9 zeigen einen starken Einfluss der Strombeschaffungskosten. Bei den staatlich regulierten Strompreiskomponenten können die Unternehmen in allen Ländern Ausnahmeregelungen in Anspruch nehmen. In einigen Ländern liegt der Preis für die Energiebeschaffung deutlich über dem Preisniveau in Deutschland, beispielsweise in Japan, aber auch in den Niederlanden, Italien und in UK. In Deutschland beziehen die Unternehmen ihren Strom inzwischen über die Börse oder OTC zu Börsenkonditionen, bilaterale Verträge gibt es nach Angaben der Gesprächspartner nicht mehr. Dagegen bestehen in den anderen Ländern häufig spezielle Instrumente, die die Preisdifferenz ausgleichen, z.B. in Italien. Dort erhalten Unternehmen aus einer Abschaltverordnung 17,5 €/MWh auf dem Festland und 35 €/MWh auf den Inseln. Zusätzlich besteht eine Regelung, nach der Strom zu gleichen Tarifen wie in angrenzenden Strommärkten bezogen werden kann. Aus diesem Grund ist der Wert der Strombeschaffungskosten für Italien in Abbildung 9 schraffiert dargestellt. In Dänemark und in Japan wird kein Primäraluminium hergestellt, deshalb sind die entsprechenden Preise in der Abbildung hellgrau unterlegt.

Auch im nicht detailliert untersuchten Konkurrenzmarkt Spanien erhalten Unternehmen Flexibilitätszuschläge in Höhe von etwa 20 €/MWh. Im Vergleich dazu gibt es in den USA und Schweden langlaufende Stromlieferverträge mit deutlich niedrigeren Preisen als in Deutschland. Nach Angaben des Branchenverbandes Wirtschaftsvereinigung Metalle waren im Betrachtungsjahr 2013 Strompreise über 5 ct/kWh nicht wettbewerbsfähig. In den Niederlanden, in Italien und im Vereinigten Königreich sind in den vergangenen Jahren aus Kostengründen Standorte geschlossen worden.

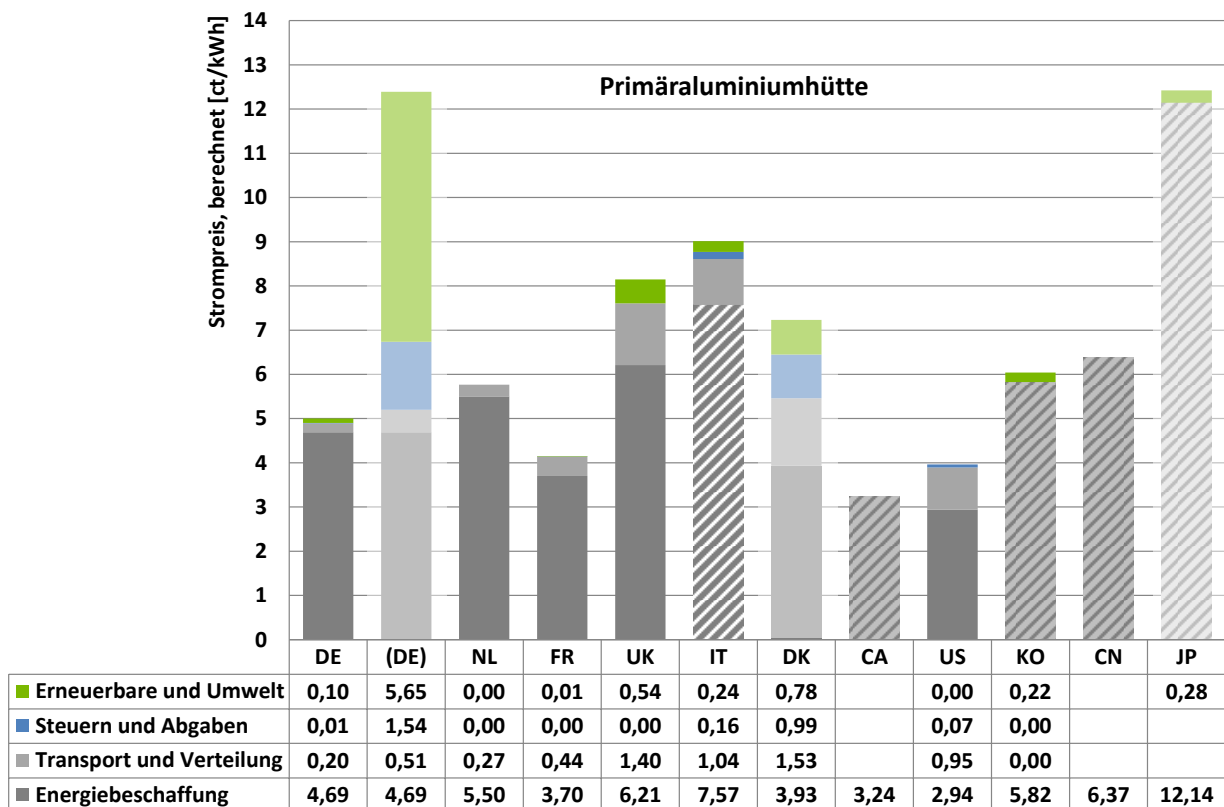


Abbildung 9: Strompreis einer Aluminiumhütte mit einem Verbrauch von 1950 GWh im Jahr

*Anmerkung: Für die USA und Kanada wurden hier beispielhaft Texas und Quebec betrachtet

Wettbewerbsfähigkeit auf Produkt- und Unternehmensebene

Wie stark sich der Strompreis im Produktpreis niederschlägt und somit die Wettbewerbsfähigkeit auf Produktebene beeinflussen kann, ist über den Anteil der Stromkosten am Standardprodukt Primäraluminium dargestellt. Der Weltmarktpreis für Aluminium an der LME (London Metal Exchange, Aluminium Cash LME Daily official in \$/t) wies für den Zeitraum Mai 2011 – April 2013 einen durchschnittlichen Preis von rund 1.550 € aus. Ohne Privilegierung hätten allein die Stromkosten für eine Tonne Aluminium den Marktpreis für Aluminium überschritten. Neben den Stromkosten sind jedoch noch die Arbeitskosten, Kosten für Alumina (bzw. Aluminiumoxid-) und Anodenkosten von Bedeutung, die hier aus Vereinfachungsgründen nicht dargestellt sind. Nur zwei der vier Kostenbestandteile variieren regional signifikant, da Aluminiumoxid und Kohlen (der Grundstoff für die Anoden) hauptsächlich an

Rohstoffbörsen gehandelt und somit ebenfalls global bepreist werden. Der Anteil der Stromkosten an den Herstellkosten liegt üblicherweise zwischen 30 und 50 %.

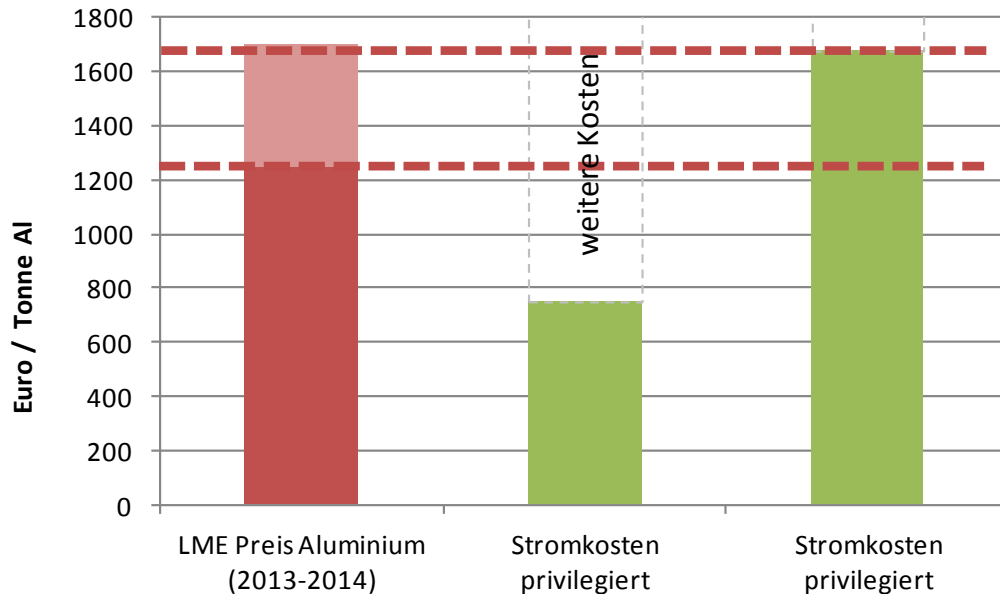


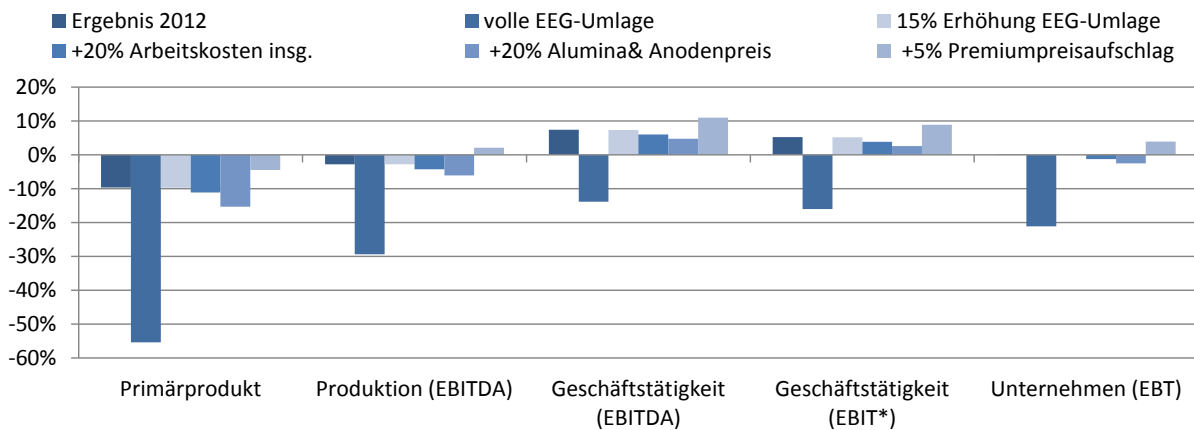
Abbildung 10: Preise für Primäraluminium und Stromkosten im Vergleich

Quelle: eigene Berechnung auf Basis von Literatur und LME Angaben; Der Balken mit weiteren Kosten ist nicht quantifiziert sondern nur zur Illustration eingefügt.

Die Wettbewerbsfähigkeit eines Unternehmens wird anhand betriebswirtschaftlicher Kennzahlen (E-BIDTA, EBIT, EBT) aus der GuV abgebildet. Die Sensitivität der Unternehmen hinsichtlich eines Wegfalls der BesAR zeigt sich über die Veränderung dieser Kennzahlen. Die absolute Höhe weist auf die Belastungsgrenze für das Unternehmen hin. Angenommen wird hierbei, dass die höheren Stromkosten nicht über den Produktpreis an die Kunden weitergegeben werden, sondern sich direkt im Gewinnrückgang manifestieren.

Die Analyse umfasst zwei Unternehmen, die sowohl über die Primär- als auch Sekundärroute Aluminiumprodukte in unterschiedlicher Fertigungstiefe herstellen. Hauptunterschied sind die erzielten Produktpreise und ggf. günstigere Bezugspreise bei Rohmaterialien aufgrund einer ausgeprägten, vertikalen Integration (verschiedener Wertschöpfungsstufen). Die Darstellung in Abbildung 11 zeigt, dass eine Erhöhung der EEG-Umlage Unternehmen 1 unmittelbar in seiner Existenz gefährden würde, Unternehmen 2 hingegen würde ein negatives Ergebnis bei der Primärproduktion erzielen. Inwieweit, bzw. wie lange eine Strompreiserhöhung durch den höheren Produktpreis der weiterverarbeiteten Produkte aufgefangen oder sogar über den Produktpreis weitergegeben werden kann, kann nicht beantwortet werden. Wird von den internationalen Kapitalgebern bzw. Investoren eine Verzinsung des eingesetzten Kapitals von 11 % erwartet, könnte diese von Unternehmen 2 bei einer vollen EEG-Umlage gerade noch bedient werden.

Fall 1: Diversifizierung, Unternehmen mit internationaler Verflechtung



Fall 2: Differenzierung, internationales Unternehmen

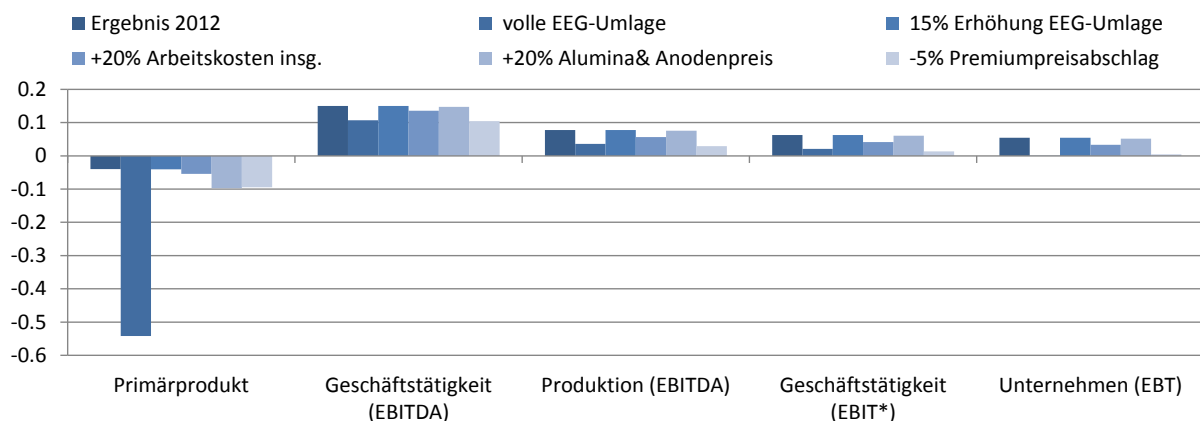


Abbildung 11: Ergebnisse der Unternehmensanalyse in der Aluminiumbranche

Quelle: eigene Berechnung

Anmerkung: bei Unternehmen 1 wurde mit einem Preisaufschlag gerechnet, um aufzuzeigen, inwieweit eine Produktpreiserhöhung von 5 % das Unternehmen in die Gewinnzone führen könnte.

Wettbewerbsfähigkeit auf Branchenebene

Der Einfluss der Strompreise auf die Wettbewerbsfähigkeit der Branche wird über die Veränderung von Produktpreisen, Nachfrage und Produktion erfasst. Untersucht wird die Wirkung, wenn nur in der betrachteten Branche die BesAR wegfällt. Grundlage dieser Abschätzung sind aggregierte Branchendaten (Input-Output-Tabelle des Statistischen Bundesamtes und Handelsdaten der UNComTrade Datenbank) und die Annahme, dass Unternehmen höhere Strompreise vollständig auf den Produktpreis überwälzen können. Aufgrund der Datenlage wird nicht die Aluminiumbranche, sondern die NE-Metallbranche untersucht.

Die Modellierungsergebnisse der eingesetzten Input-Output- und Handelsmodule zeigen für die NE-Metallbranche unter dieser Annahme einen Anstieg der Produktpreise für die intensiven Unternehmen der Branche um 4,7 %, für die nicht-stromintensiven um 0,2 %. Die aus dieser Annahme resultierende durchschnittliche Produktpreiserhöhung hat einen Rückgang der Export- und Binnennachfrage um ca. 18 % bzw. 5 % sowie der Produktion von ungefähr 17 % zur Folge.

Fazit

Aufgrund der Preisnotierung von Aluminium an der LME (London Metal Exchange) ist Aluminium als globales Produkt zu betrachten und unterliegt so einem starken Wettbewerb. Die Produktionskosten sind extrem durch Strompreise getrieben, die regional unterschiedlich hoch sind.

Aufgrund der Fähigkeit einiger Unternehmen, spezielle Bedürfnisse der nachgelagerten Industrie zu bedienen bzw. durch enge Kooperation angepasste Produkte zu entwickeln, stellt sich die Wettbewerbsfähigkeit einzelner Unternehmen durchaus positiv dar. Das Bild ist jedoch heterogen. Unternehmen, die keine Prämiensprodukte liefern, erwirtschaften bei hohen Strompreisen Verluste. Trotz der Prämiensprodukte ist zu bedenken, dass die Weitergabe der Strompreiserhöhung an nachgelagerte Branchen z.B. Automobil begrenzt ist, da zum einen weiterverarbeitete Aluminiumprodukte am LME Preis indexiert sind und zum anderen die Kostenweitergabe die Wettbewerbsfähigkeit nachgelagerter Unternehmen beeinträchtigt: höhere Kosten im Automobilsektor beeinflussen dessen Wettbewerbsfähigkeit.

Als wichtige Standortfaktoren für die Aluminiumindustrie wurden in Gesprächen insbesondere die Nähe zu den Kunden und die integrierte Wertschöpfungskette und damit verbunden die Vernetzung mit den Kunden genannt. Weiterhin spielt auch die Kundenstruktur eine Rolle, die in Deutschland insbesondere Spezialprodukte nachfragen. Ebenfalls betont wurde die Infrastruktur in Deutschland sowie die Transportkosten, die insbesondere bei Sekundäraluminium einen relevanten Faktor darstellen. Ein wichtiger Punkt war den Gesprächspartnern die Planungssicherheit, d.h. eine Verlässlichkeit bei den Strompreisen, die ihnen größere Investitionssicherheit bietet.

Auf Branchenebene zeigt sich bei unter der Annahme der Weitergabe von Strompreiserhöhungen an die Kunden ein deutlicher Rückgang bei Nachfrage und Produktion der NE-Metallbranche. Hiervon dürfte die Aluminiumindustrie deutlich stärker betroffen sein als beispielsweise Unternehmen der Kupferindustrie, da sie extrem stromintensiv produziert (Aluminium: 15000kWh/t; Kupfer: 1500kWh/t). Aufgrund intra- und interindustrieller Verflechtungen sind Auswirkungen auf andere Bereiche der Industrie möglich, werden jedoch durch die statistischen Daten auf Branchenebene nicht erfasst. Letztendlich entscheiden unternehmensspezifische Faktoren darüber, wie stark der Wegfall der BesAR die Wettbewerbsfähigkeit der Aluminiumindustrie beeinflusst.

4.3 Kupferindustrie

Kupfer ist ein universeller Grundwerkstoff, der in allen Sektoren der Volkswirtschaft Verwendung findet. Der Ausgangsstoff für die Kupferverhüttung ist Kupferkonzentrat, das nach Deutschland importiert wird. Etwa die Hälfte des in Deutschland erzeugten Kupfers stammt aus sekundären Quellen der

Technosphäre und wird nicht als Konzentrat importiert. Der stromintensivste Prozess der Kupferherstellung ist die Raffinationselektrolyse (Primär- und Sekundärkupfer), bei der 99,99 % grädiges Kupfer entsteht (Kathodenkupfer). Das Kathodenkupfer wird eingeschmolzen und je nach Weiterverarbeitungspfad zu Rundbarren, Blöcken oder Walzdraht vergossen. Die thermische Energie für das Erwärmen und Einschmelzen des Kathodenkupfers kann mit Hilfe von Feuerungen oder in elektrischen Induktionsöfen aufgebracht werden.

Der größte Produzent von Kupfer ist mit großem Abstand China. Deutschland trägt mit knapp 4 % zur globalen Produktion bei. In Europa ist Deutschland der größte Produzent. Allerdings sind in Deutschland nur 64 Unternehmen gelistet, so dass die Daten in der amtlichen Statistik teilweise der Geheimhaltung unterliegen. Deutschland weist beständig einen starken Exportüberschuss beim Handel mit Kupferhalbzeug aus. Der Anteil der Bruttowertschöpfung (zu Faktorkosten) der Kupferindustrie an der Bruttowertschöpfung des verarbeitenden Gewerbes betrug in Deutschland 0,28 % (2010) und ist unter den verglichenen europäischen Ländern mit Ausnahme von Italien (ca. 0,41 %) am höchsten.

Strompreise der Industrie im Vergleich

Auf Basis dreier fiktiver Beispielunternehmen in der Kupferindustrie wurden Industriestrompreise abgeleitet. Zwei davon sind nachfolgend vorgestellt. Sie zeigen die Bandbreite der möglichen Preise. Das erste Unternehmen produziert raffiniertes Kupfer und Halbzeuge (500 GWh/a Stromverbrauch, 60 MW Anschlussleistung, 8600 Abnahmestunden, keine Eigenerzeugung, Stromkosten > 20 % der Bruttowertschöpfung), das zweite Unternehmen ist ein Endprodukthersteller z.B. von hochwertigen Technologiegütern (5 GWh/a Stromverbrauch, 0,85 MW Anschlussleistung, 6000 Abnahmestunden, keine Eigenerzeugung und Anteil der Stromkosten liegt unter 20 % der Bruttowertschöpfung).

Die Ergebnisse in Abbildung 12 und Abbildung 13 zeigen für Deutschland, Frankreich und Dänemark deutliche Unterschiede bei Netzentgelten, Steuern und Umlagen. Der Kupferendprodukthersteller ist weniger privilegiert und zahlt jeweils deutlich mehr. Wie auch bei Aluminium sind die Strombeschaffungskosten die treibende Komponente. Diese liegt in Nordamerika am niedrigsten. In Deutschland zahlt die Kupferindustrie laut eigener Aussage einen Preis um die 5 ct/kWh und liegt damit etwas über den Börsenpreisen. Weltweit schätzen die Kupferhersteller die Preise dagegen auf ca. 3 ct/kWh und sind damit deutlich niedriger. Nach Angaben eines Kupferherstellers ist der Stromverbrauch bei der Elektrolyse in Deutschland aufgrund von Umweltauflagen um etwa 30 % höher als in Ländern ohne strenge Umweltauflagen.

Beide Abbildungen zeigen für Deutschland den Vergleichswert eines Strompreises ohne Privilegierung, der deutlich höher liegen würde. Die italienischen Strompreise sind schraffiert, da in diesem Land weitere Energiepolitiken die Strombeschaffungspreise energieintensiver Unternehmen deutlich senken können. In Italien, Dänemark, UK und den Niederlanden wird kein Primärkupfer produziert, deshalb sind die Werte dieser Länder in der ersten Grafik hellgrau unterlegt. Da in Dänemark Kupfer auch nicht weiterverarbeitet wird, ist auch in der zweiten Grafik der dänische Preishellgrau unterlegt.

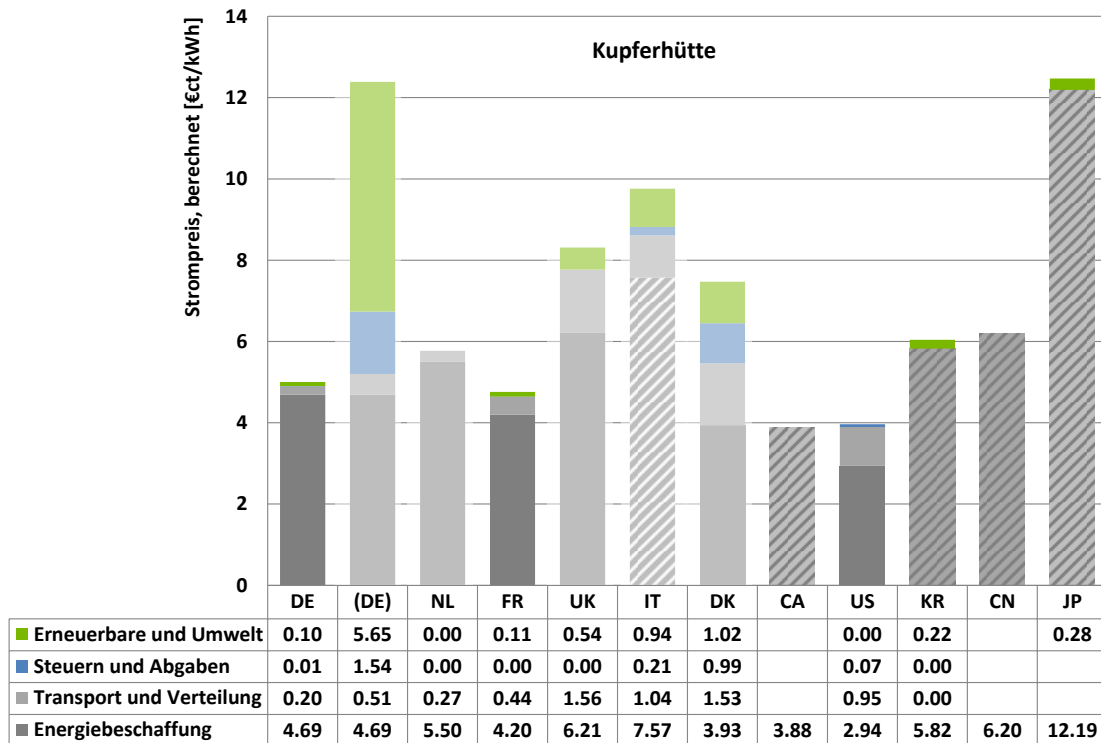


Abbildung 12: Strompreis für die exemplarische Kupferhütte (Verbrauch 500 GWh p.a.)

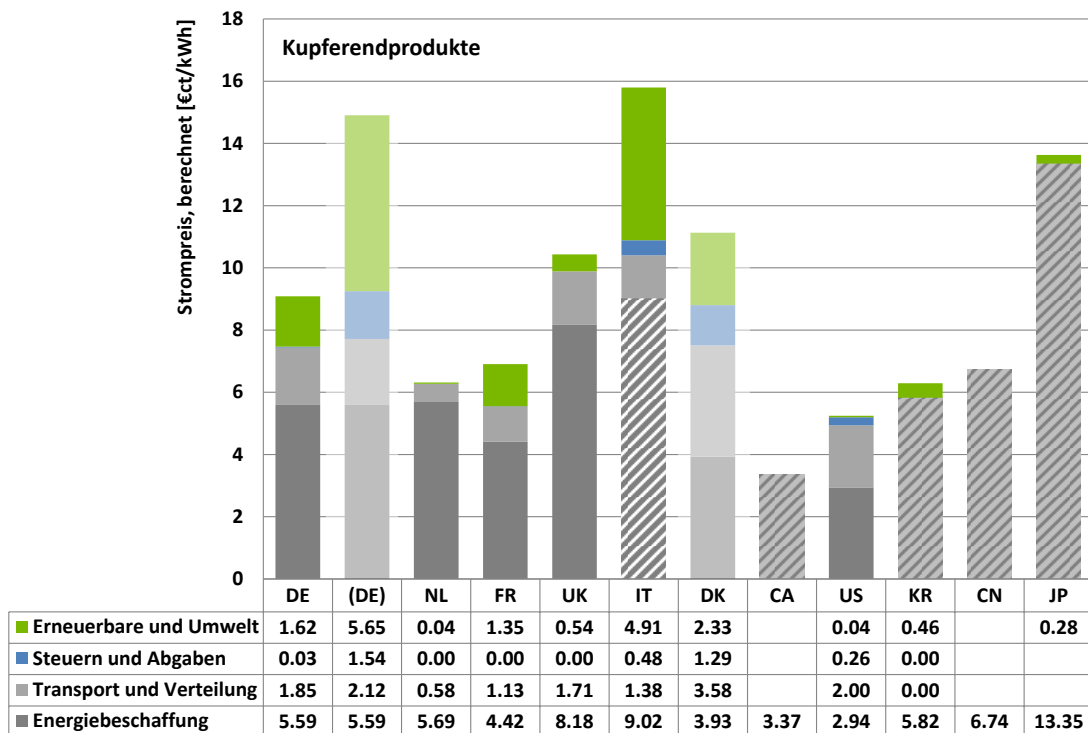


Abbildung 13: Strompreis für den exemplarischen Hersteller von Kupferendprodukten (Verbrauch 5 GWh p.a.)

Wettbewerbsfähigkeit auf Produkt- und Unternehmensebene

Wie stark sich der Strompreis im Produktpreis niederschlägt und somit die Wettbewerbsfähigkeit auf Produktebene beeinflussen kann, ist über den Anteil der Stromkosten am Standardprodukt Kathodenkupfer dargestellt. Da die Materialkosten bei Kupferherstellern besonders hoch sind, werden hier die Stromkosten zusätzlich den Schmelz/Raffinierlöhnen (TC/RC) gegenübergestellt, denn Minen- und Recyclingunternehmen erhalten für ihr Kupferkonzentrat bzw. -schrott den notierten LME Kupferpreis abzüglich der TC/RC. Mit diesen TC/RC sind Stromkosten, Arbeitskosten, restliches Verbrauchsmaterial (z.B. Zuschlagstoffe) und Investitionen (Afa) der Kathodenkupferproduktion zu decken. Der Preis für hochwertiges Kathodenkupfer (Grad A) an der LME lag in 2011 und 2012 bei rund 5.800 €/t, wobei dieser Preis stark schwankt. Beide, sowohl Schmelz/Raffinierlöhne wie auch Kathodenkupferpreis, sind überregional und global notierte Preise und somit aus Sicht eines Unternehmens als gegeben anzulegen. Die Stromkosten beziehen sich auf die Herstellung von (weiterverarbeiteten) Kupferprodukten, für die ein effizienter Stromeinsatz von 1300kWh/t Kupfer angesetzt wird.

Abbildung 14 stellt die Stromkosten sowie die Kosten wichtiger Inputmaterialien dem LME-Preis für Kathodenkupfer gegenüber. Dieser ist aufgrund seiner Volatilität in einer Bandbreite angegeben. Das gleiche gilt für die TC/RC, denen die Stromkosten für ein Kupferprodukt gegenüberstehen. Die Rohmaterialkosten unterliegen ebenfalls einer hohen Volatilität, da sie vom LME Preis und TC/RC abhängen. Ansatzweise sind weitere Kosten angedeutet, die nicht quantifiziert werden können.

Die vorliegende Abbildung verdeutlicht, dass im Gegensatz zur Aluminiumproduktion die Materialkosten in der Kupferindustrie eine deutlich größere Rolle einnehmen. Ein Vergleich mit den TC/RC hebt die Bedeutung der Stromkosten für die Primärkupferproduktion hervor. Je nach Höhe der TC/RC können die nicht privilegierten Stromkosten die Einnahmen (TC/RC) überschreiten und die Primärkupferherstellung, ohne dass weitere Kosten berücksichtigt werden, unrentabel machen. Mögliche Prämien für Qualität und Weiterverarbeitung sind nicht berücksichtigt.

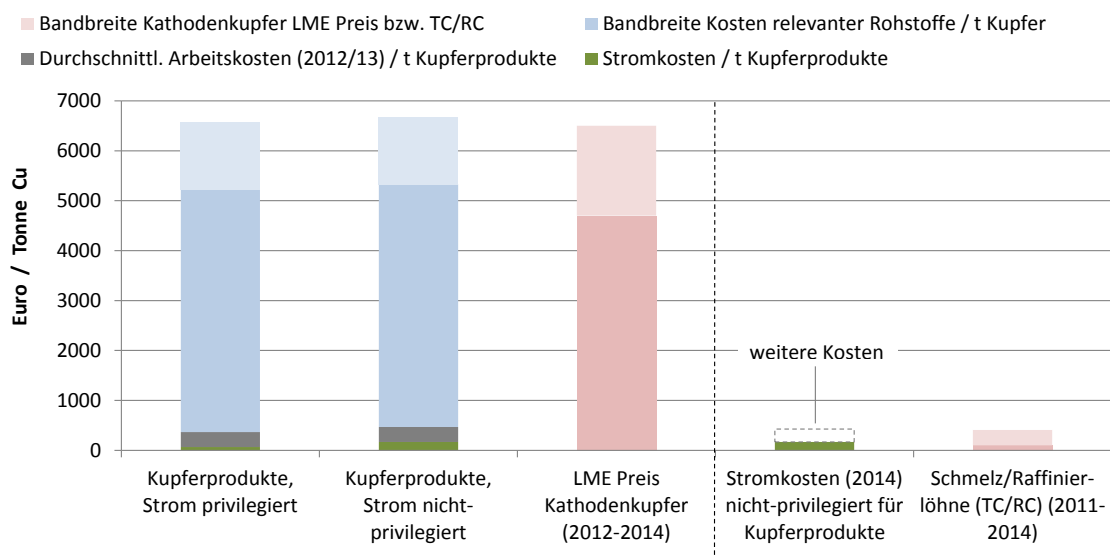


Abbildung 14: Vergleich von Stromkosten und Prämien für die Verarbeitung von Kupferkonzentrat

Quelle: eigene Darstellung auf Basis verschiedener Quellen (Unternehmensberichte, Pressemeldungen)

Die Wettbewerbsfähigkeit eines Unternehmens wird anhand betriebswirtschaftlicher Kennzahlen (E-BIDTA, EBIT, EBT) aus der GuV abgebildet. Die Sensitivität der Unternehmen hinsichtlich eines Wegfalls der BesAR zeigt sich über die Veränderung dieser Kennzahlen. Die absolute Höhe weist auf die Belastungsgrenze für das Unternehmen hin. Angenommen wird hierbei, dass die höheren Stromkosten nicht über den Produktpreis an die Kunden weitergegeben werden, sondern sich direkt im Gewinnrückgang manifestieren.

Für das ausgesuchte Fallbeispiel wird hinsichtlich des Strompreises eine volle Privilegierung des gesamten Unternehmens unterstellt und diese mit der Zahlung der vollen EEG-Umlage für 2014 verglichen. Obwohl die Privilegierung sicherlich nicht für alle Abnahmestellen voll zutrifft, muss aufgrund fehlender Informationen mit diesem Ansatz gerechnet werden.

Die Strompreissensibilität des hier betrachteten Unternehmens verdeutlicht, dass die Zahlung der vollen EEG-Umlage (auch auf den Eigenstromverbrauch) die Margen stärker beeinflusst als die Erhöhung der Arbeitskosten um 20 %. Die hier dargestellte Sensitivitätsanalyse lässt vermuten, dass der Strompreis neben den Materialkosten und dem Produktpreis die wichtigste Rolle für den Unternehmensgewinn spielt. Da jedoch bei Kathodenkupfer die Materialkosten an den Kupferpreisen indexiert sind, stellen diese einen sehr hohen, gegebenen, Kostenblock dar, der aus Unternehmenssicht nicht beeinflussbar ist. Allerdings ist zu bedenken, dass neben dem Kathodenkupfer weitere Produkte wie Schwefelsäure oder Silber anfallen, die deutlich zum Umsatz beitragen. Insgesamt bleibt offen, bis zu welchem Grad die höheren Strompreise über Prämien kompensiert bzw. weitergegeben werden können.

Beispiel Kupfer: internationales Unternehmen

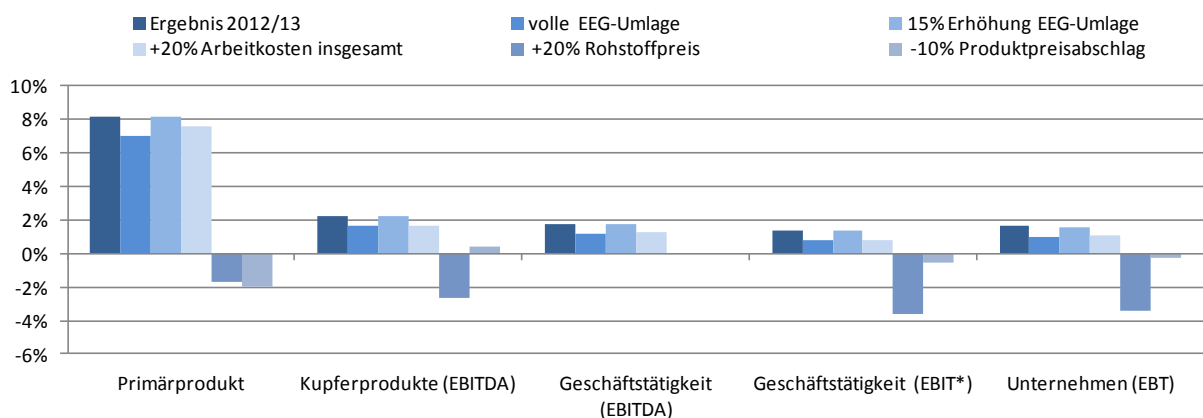


Abbildung 15: Ergebnis des Unternehmens aus der Kupferbranche (Quelle: Eigene Darstellung)

Wettbewerbsfähigkeit auf Branchenebene

Der Einfluss der Strompreise auf die Wettbewerbsfähigkeit der gesamten Branche wird über die Veränderung von Produktpreisen, Nachfrage und Produktion erfasst. Untersucht wird die Wirkung, wenn nur in der betrachteten Branche die BesAR wegfällt. Grundlage dieser Abschätzung sind aggregierte

Branchendaten (Input-Output-Tabelle des Statistischen Bundesamtes und Handelsdaten der UNCom-Trade Datenbank) und die Annahme, dass Unternehmen höhere Strompreise vollständig auf den Produktpreis überwälzen können. Aufgrund der Datenlage wird nicht die Kupferbranche, sondern die NE-Metallbranche insgesamt untersucht.

Die Modellierungsergebnisse der eingesetzten Input-Output- und Handelsmodule für die NE-Metallbranche zeigen unter dieser Annahme einen Anstieg der Produktpreise für die intensiven Unternehmen der Branche um 4,7 %, die nicht-stromintensiven um 0,2 %. Die aus dieser Annahme resultierende durchschnittliche Strompreiserhöhung hat einen Rückgang der Export- und Binnennachfrage um ca. 18 % bzw. 5 % sowie der Produktion von ungefähr 17 % zur Folge.

Fazit

Kupfer wird am Weltmarkt gehandelt und es gelten demnach Weltmarktpreise. Der globale Wettbewerb ist intensiv. Daher ist eine Einpreisung von Zusatzkosten z.B. durch höhere Stromkosten nur möglich, wenn die Wertschöpfungstiefe hoch ist und kundenspezifische Premiumprodukte erzeugt werden können, deren Preise nicht am LME-Preis indexiert sind.

Insgesamt sind die Umweltauflagen in Deutschland deutlich höher als in anderen Ländern und verteuern die Herstellung von Kupfer deutlich. Noch ist die Herstellung von Kupfer dennoch möglich, weil Deutschland immer noch als Technologievorreiter in den Bereichen Ressourcen- und Energieeffizienz sowie bei der Kupferqualität angesehen wird. Dieser Qualitätsvorteil kompensiert noch die derzeit etwas höheren Stromkosten, wie das Unternehmensbeispiel zeigt. Auf Branchenebene sind unter Annahme eines Wegfalls der BesAR sowie der Weitergabe von Strompreiserhöhungen an den Kunden Rückgänge der Produktion zu erwarten, die sich aufgrund intra- und interindustrieller Verflechtungen auf die Industrie insgesamt auswirken können.

Nach Angaben eines Branchenvertreters ist langfristige Planungssicherheit ein wichtiger Aspekt, um die Amortisation von Investitionen zu garantieren und damit Investitionen zu ermöglichen. Marginale Zuschläge auf den Strompreis seien kein Problem, Aufschläge in Höhe z.B. der derzeitigen EEG-Umlage seien jedoch nicht marginal. Wichtig sei dabei zu beachten, dass der relative Strompreis (gegenüber den Wettbewerbern) ausschlaggebend ist und nicht der absolute. Weitere Pluspunkte seien die Stromversorgungssicherheit und die Nähe zu den Kunden und Märkten sowie die Personalqualität. Als ein weiterer wichtiger Punkt wurde in Interviews die Finanztransaktionssteuer angesprochen, die für das Hedgen von Materialien und Devisen anfallen könnte und ebenfalls mit größeren Kosten für die Unternehmen verbunden sein könnte.

4.4 Papierindustrie

Die Papierindustrie umfasst die Herstellung von Holz- und Zellstoff sowie veredelten Papiererzeugnissen. Die Herstellung von weiterverarbeitetem Papier und Papiererzeugnissen werden nur am Rande in die Analyse mit einbezogen, da die Weiterverarbeitung deutlich weniger energieintensiv ist.

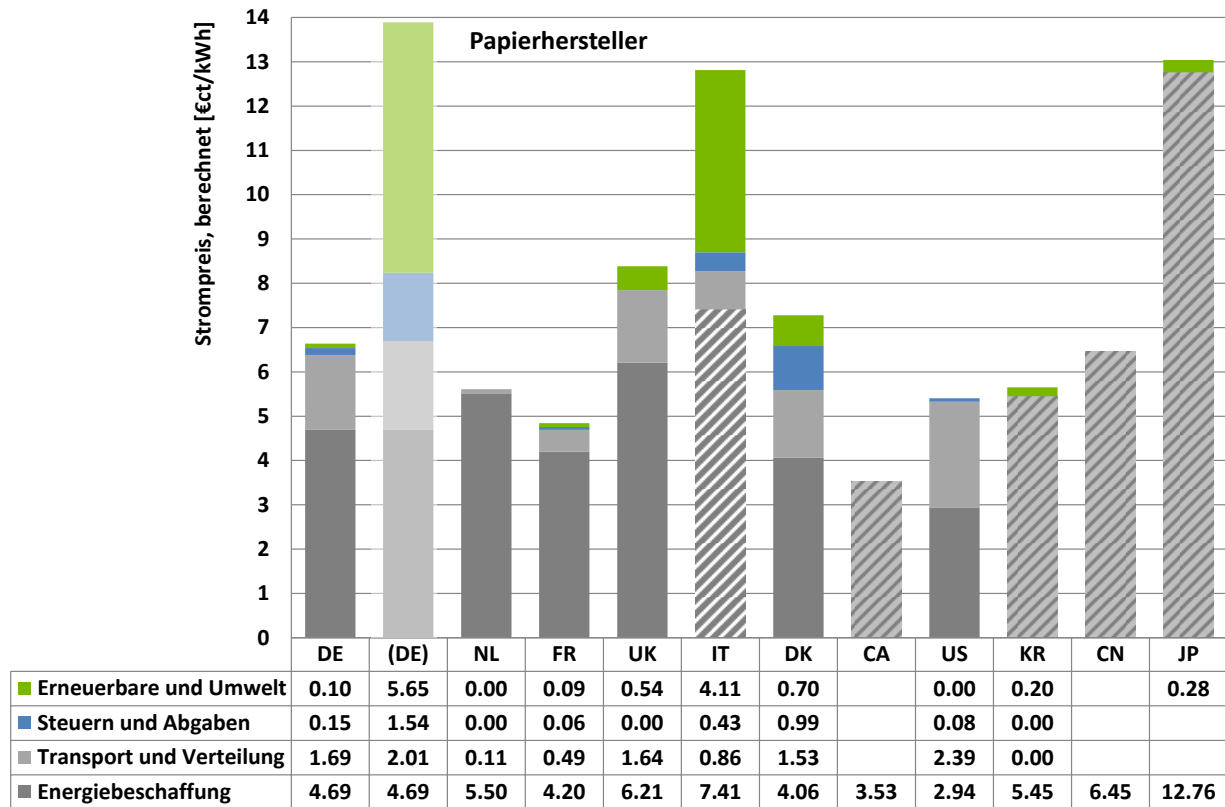
Der Energiebedarf hängt grundsätzlich von der benötigten Faserstoffqualität für die produzierte Papiersorte ab: für Verpackungspapiere ist der geringste Energieaufwand, für Zeitungspapiere ein mittlerer und für grafische und Hygienepapiere ein hoher Energieaufwand notwendig.

In Deutschland, Italien, den Niederlanden, Frankreich und Großbritannien hatte die Herstellung von Holz- u. Zellstoff, Papier, Karton u. Pappe (WZ 17.1) einen Anteil von 0,5 %-0,8 % an der Bruttowertschöpfung des produzierenden Gewerbes in den Jahren 2008-2010.

Strompreise der Industrie im Vergleich

Da in der Papierindustrie neben Strom auch Wärme benötigt wird, verfügen eigentlich alle großen und mittleren Unternehmen über zumeist wärmegeführte KWK-Anlagen. Der übrige Strom wird an der Börse oder OTC zugekauft. Eine Teilnahme am Strommarkt durch Anbieten von Regelenergie oder über die Verordnung zu abschaltbaren Lasten wäre zwar theoretisch möglich, ist allerdings sehr aufwendig. Die interviewten Unternehmen handeln deshalb nicht direkt an der Strombörse.

Auf Basis eines fiktiven Unternehmens mit rund 400 GWh Stromverbrauch pro Jahr und ohne Eigenherzeugung werden die Strompreiskomponenten abgeschätzt. Wie nachfolgende Abbildung 16 zeigt, zahlen in vielen Ländern die Unternehmen kaum Umlagen oder Steuern. Die Energiebeschaffungskosten bestimmen auch hier letztendlich die Höhe des Strompreises. Deutschland liegt hierbei im Mittelfeld. Angaben von Unternehmen zufolge können Strombezugspreise in Deutschland ähnlich wie z.B. in China sein. Ein anderes Unternehmen gab an, dass die von ihm gezahlten Preise ähnlich den Börsenpreisen seien. Damit liegen die Strompreise unterhalb der Strompreise in UK und Italien, aber über den Preisen in Skandinavien und Russland, das seine Preise strategisch unter denen von Deutschland hält.



Für die USA wurde hier beispielhaft Texas betrachtet.

Abbildung 16: Strompreis für Beispielunternehmen ohne Eigenerzeugung

Wettbewerbsfähigkeit auf Produkt- und Unternehmensebene

Wie stark sich der Strompreis im Produktpreis niederschlägt und somit die Wettbewerbsfähigkeit auf Produktebene beeinflussen kann, ist über die Stromkosten pro Tonne Papier dargestellt. Gezeigt werden die Kosten bei unterschiedlicher Materialeinsatzstruktur sowie privilegierten und nicht privilegierten Strompreisen.

Der Produktpreis ist je nach gelieferter Qualität unterschiedlich hoch. Im Gesamtbild wird ersichtlich, dass die Marge zur Deckung weiterer Kosten, beispielsweise Kapitalkosten (Maschinen, Gebäude) relativ gering ist, insbesondere für die Zellstoff basierte Produktion, sollte eine volle Zahlung der EEG-Umlage erfolgen.

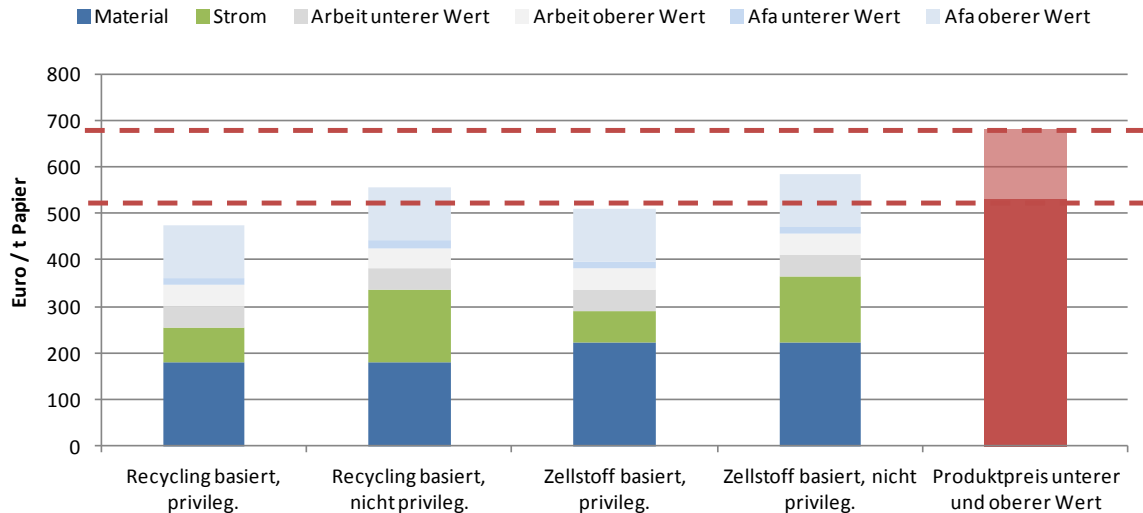


Abbildung 17: Vergleich von Produktpreis und Stromkosten unter Berücksichtigung von Afa, Arbeits- und Rohmaterialaufwand.

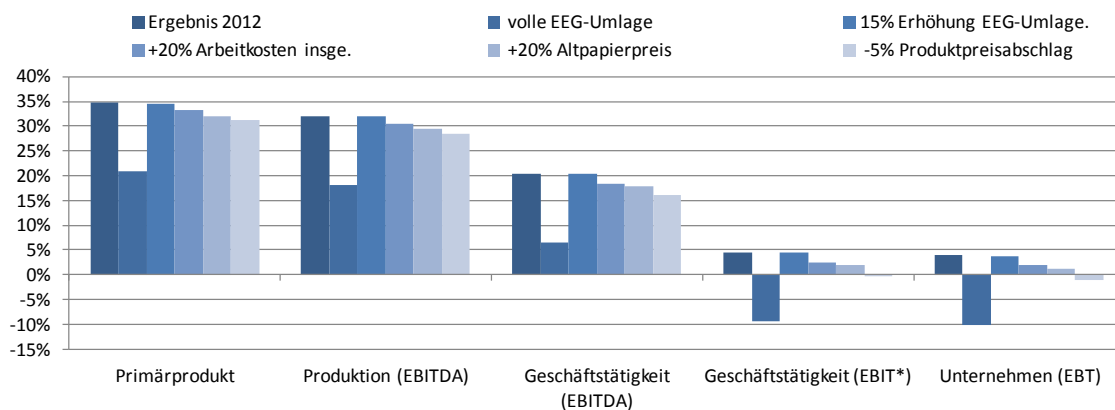
Quelle: eigene Berechnung auf Basis diverser Quellenangaben (Jahres- und Umweltberichte). Anmerkung: Weitere Kosten z.B. für Zusatzmaterial oder sonstige Dienstleistungen sind hier nicht erfasst und dargestellt.

Die Wettbewerbsfähigkeit eines Unternehmens wird anhand betriebswirtschaftlicher Kennzahlen (E-BIDTA, EBIT, EBT) aus der GuV abgebildet. Die Sensitivität der Unternehmen hinsichtlich eines Wegfalls der BesAR zeigt sich über die Veränderung dieser Kennzahlen. Die absolute Höhe weist auf die Belastungsgrenze für das Unternehmen hin. Angenommen wird hierbei, dass die höheren Stromkosten nicht über den Produktpreis an die Kunden weitergegeben werden, sondern sich direkt im Gewinnrückgang manifestieren.

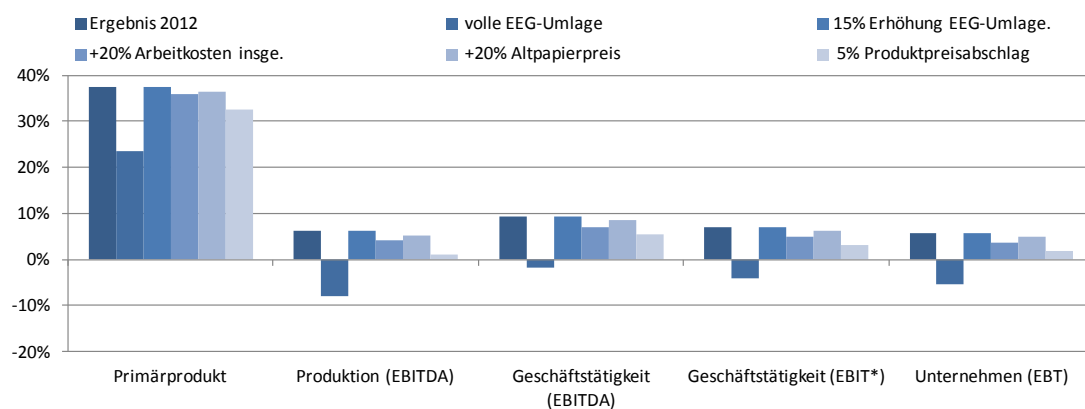
Nachfolgend sind die Ergebnisse von drei Unternehmen der Papierbranche dargestellt. Zwei der hier betrachteten Unternehmen sind Töchter großer internationaler Konzerne, das dritte Unternehmen ist Tochter eines europäischen Unternehmens. Die EEG-Umlageerhöhung bezieht sich auf den gesamten Stromeinsatz, d.h. Eigen- wie Fremdstrombezug. Unternehmen 1 erzielt einen etwas höheren Preis für sein Produkt (hoher Anteil Altpapier) als Unternehmen 2, das vermehrt Zellstoff zur Papierherstellung einsetzt. Unternehmen 3 verwendet überwiegend Holzhackschnitzel (TMP) mit einem hohen Wassergehalt und benötigt hierfür einen relativ hohen Stromeinsatz.

Alle Unternehmen würden bei einer vollen EEG-Umlagezahlung rote Zahlen schreiben. Unternehmen 2 könnte bei Zahlung von 20 % der EEG-Umlage eine Rendite für das eingesetzte Eigenkapital von rund 12 % ausweisen, Unternehmen 1 hingegen nur 0,5 %. Insgesamt könnte nur Unternehmen 2 die Stromkostenerhöhung aufgrund seiner guten Umsatzsituation bis zu einem gewissen Grad kompensieren bzw. auch teilweise an den Kunden weitergeben.

Fall 1: GmbH eines internationalen Konzerns



Fall 2: GmbH eines großen internationalen Konzerns



Fall 3: GmbH eines europäischen Unternehmens

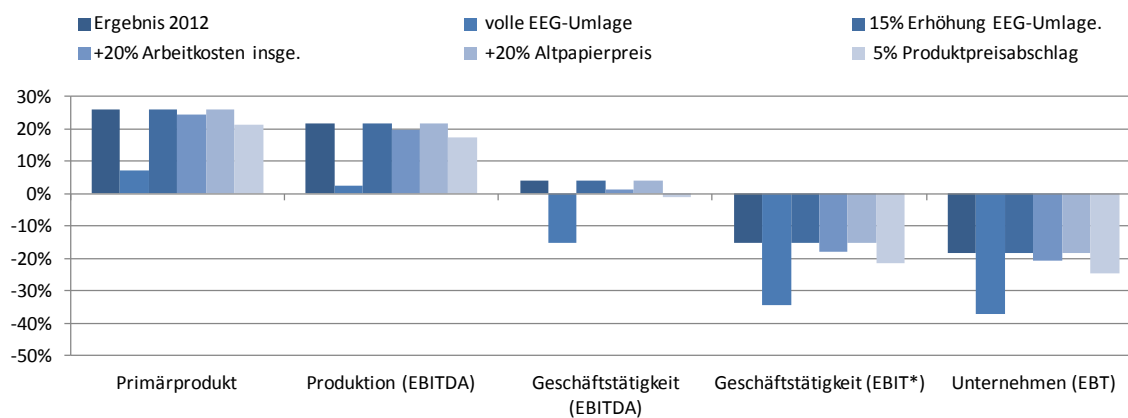


Abbildung 18: Ergebnisse der Unternehmensanalyse in der Papierindustrie (Quelle: Eigene Berechnung)

Wettbewerbsfähigkeit auf Branchenebene

Der Einfluss der Strompreise auf die Wettbewerbsfähigkeit der Branche wird über die Veränderung von Produktpreisen, Nachfrage und Produktion erfasst. Untersucht wird die Wirkung, wenn nur in der betrachteten Branche die BesAR wegfällt. Grundlage dieser Abschätzung sind aggregierte Branchendaten (Input-Output-Tabelle des Statistischen Bundesamtes und Handelsdaten der UNComTrade Datenbank) und die Annahme, dass Unternehmen höhere Strompreise vollständig auf den Produktpreis überwälzen können.

Die Modellierungsergebnisse der eingesetzten Input-Output und Handelsmodule zeigen unter dieser Annahme einen Anstieg der durchschnittlichen Produktpreise für die intensiven Unternehmen der Branche um ca. 5 %, für die nicht-stromintensiven um 0,5 %. Die unter dieser Annahme resultierende durchschnittliche Produktpreiserhöhung hat einen Rückgang der Export- und Binnennachfrage um ca. 15 % bzw. knapp 5 % sowie der Produktion von ungefähr 11 % zur Folge.

Fazit

Je nach Art des Papierprodukts gibt es entweder einen hohen Preiswettbewerb, wenn keine oder nur wenig Differenzierungsmöglichkeiten gegeben sind, wie z.B. bei Lebensmittelpapieren, oder aber einen Qualitätswettbewerb, wie z.B. bei Spezialpapieren. Papier wird zwar international gehandelt, jedoch eher in länderübergreifenden Regionen. Bei Hygienepapieren ist dagegen aufgrund der hohen Transportkosten der Transport und Handel begrenzt, dies ist bei Vorprodukten (also z.B. Zellstoff) anders.

Die Analysen zeigen eine hohe Sensitivität der Unternehmensgewinne hinsichtlich der Strompreise, jedoch in unterschiedlicher Ausprägung. Auf Branchenebene sind deutliche Rückgänge der Nachfrage und Produktion zu erwarten. Diese Analysen spiegeln jedoch nur die Ergebnisse wider, die mit aggregierten Daten erzielt wurden. Gerade in der Papierbranche herrscht eine große Vielfalt an Produkten, Produktionsschritten und -verfahren, Unternehmen und Strukturen, etc., so dass hier mit Einzelfallanalysen ein exakteres Bild zu gewinnen wäre.

Zu den positiven Standortfaktoren der deutschen Papierindustrie gehören nach Angaben von Branchenvertretern insbesondere die Marktnähe, aber auch die Altpapierversorgung und das qualifizierte Personal, obwohl Papier ein eher kapitalintensives Produkt ist. Markt- bzw. Wassernähe seien positiv, weil die Transportkosten ein wichtiger Faktor bei Transport sind. Negative Standortfaktoren seien dagegen die Strompreise und die hohe Unsicherheit bei der Planung, die z.B. durch Unsicherheiten in der Energiepolitik hervorgerufen wird. Weiterhin wurde der hohe personelle Aufwand bei der Antragsstellung für Ausnahmeregelungen angemahnt.

4.5 Chemieindustrie

Die Chemieindustrie ist durch eine Vielzahl von Prozessen und Produkten gekennzeichnet. In vielstufigen und vielfach verzweigten Wertschöpfungsketten werden in komplexen und sehr unterschiedlichen

Prozessen mehr als 30.000 Produkte hergestellt. Die statistische Darstellung der Chemieindustrie ist schwierig, da viele Chemieunternehmen verschiedene Prozesse und Produkte in sich vereinen. Aufgrund des hohen Strombedarfs wird im Rahmen der vorliegenden Untersuchung der Fokus auf die Herstellung von Chlor und Sauerstoff in der Gruppe „Herstellung von chemischen Grundstoffen, Düngemitteln und Stickstoffverbindungen, Kunststoffen in Primärformen sowie synthetischem Kautschuk in Primärformen“ gelegt.

Chlor ist in der chemischen Industrie ein Schlüsselement und stellt einen wichtigen Bestandteil der Wertschöpfungskette innerhalb der Branche dar. Chlor ist beispielsweise ein Grundstoff für die Herstellung von Kunststoffen. Die Chlorproduktion zählt zu den mit Abstand stromintensivsten Produktionsprozessen der chemischen Industrie. Etwa 50 % der Herstellkosten entfallen auf den dazu benötigten elektrischen Strom (VCI 2012). Die Chemieindustrie ist auf eine hohe Versorgungsqualität mit Strom angewiesen. Ein vollständiger Ausfall der Anlagen zum Beispiel bei der Chlor-Alkali-Elektrolyse wäre sehr kostspielig.

Deutschland ist innerhalb Europas der mit Abstand führende Chemieproduzent und liegt global betrachtet hinter China, den USA und Japan auf Platz 4. Im Jahr 2011 trug die Grundstoffchemie allein mit rund 5 %, die gesamte Chemieindustrie mit rund 8 % zur Bruttowertschöpfung des produzierenden Gewerbes in Deutschland bei. In dem verarbeitenden Gewerbe in Deutschland macht die Chemieindustrie 3,3 % der Anzahl der Betriebe aus und 5,4 % der Beschäftigten. Die Chlorchemie ist für rund 60 % des Umsatzes der chemischen Industrie direkt oder indirekt verantwortlich.

Strompreis der Industrie im Vergleich

Für den internationalen Vergleich der Strompreise in der Industrie wird auf zwei fiktive Unternehmen zurückgegriffen. Das erste Unternehmen ist ein Chlorproduzent mit einem Jahresstromverbrauch von 650 GWh, ohne Eigenerzeugung, 90 MW Anschlussleistung, 8000 Abnahmestunden und einer Stromkostenintensität von 50 % an der Bruttowertschöpfung. Das zweite Unternehmen ist ein kleiner Industriegashersteller mit einem Jahresverbrauch von rund 950 MWh, ohne Eigenerzeugung, einer Anschlussleistung von 152 MW und 6240 Abnahmestunden und einer Stromkostenintensität von 20 % an der Bruttowertschöpfung.

Wie Abbildung 19 zeigt, ist beim Chlorproduzenten der Strombeschaffungspreis für die Höhe der Strompreise ausschlaggebend. Länder in Nordamerika sowie in Frankreich zahlen hierfür am wenigsten. Deutschland liegt im unteren Mittelfeld. Im Gegensatz dazu beeinflussen die Umlagen und Netzentgelte beim kleinen Industriegashersteller zumindest in Deutschland, Dänemark, UK und Italien den Strompreis deutlich (s. Abbildung 20).

In einer internen Analyse hat ein großes deutsches Chemieunternehmen die eigenen Stromkosten an verschiedenen Standorten verglichen, ohne zwischen Bezugsquellen (Eigenerzeugung/Fremdbezug) zu unterscheiden. Im groben Vergleich liegen Strompreise in den USA etwa 50 % niedriger als die Strompreise in Deutschland. Ein anderes Unternehmen berichtete, dass Stromkostenlevel in den USA ungefähr bei 60 % des deutschen Stromkostenlevels lägen, während in den Niederlanden das Kostenlevel ungefähr gleich wäre.

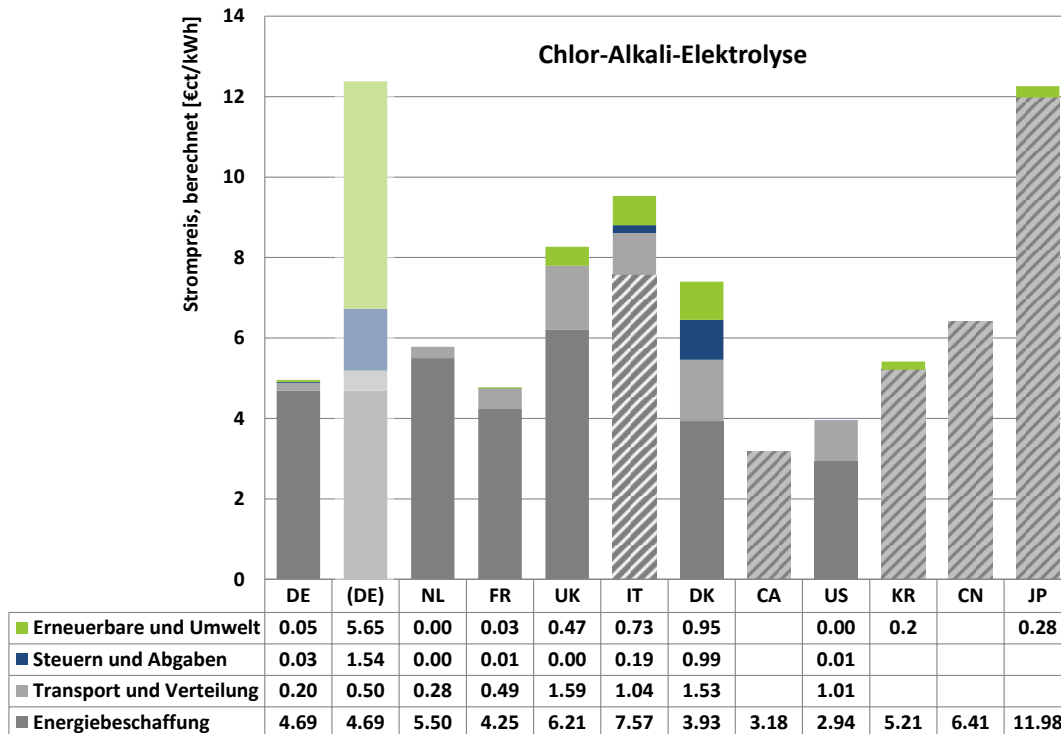


Abbildung 19: Strompreis für die Chlor-Alkali-Elektrolyse [ct/kWh]

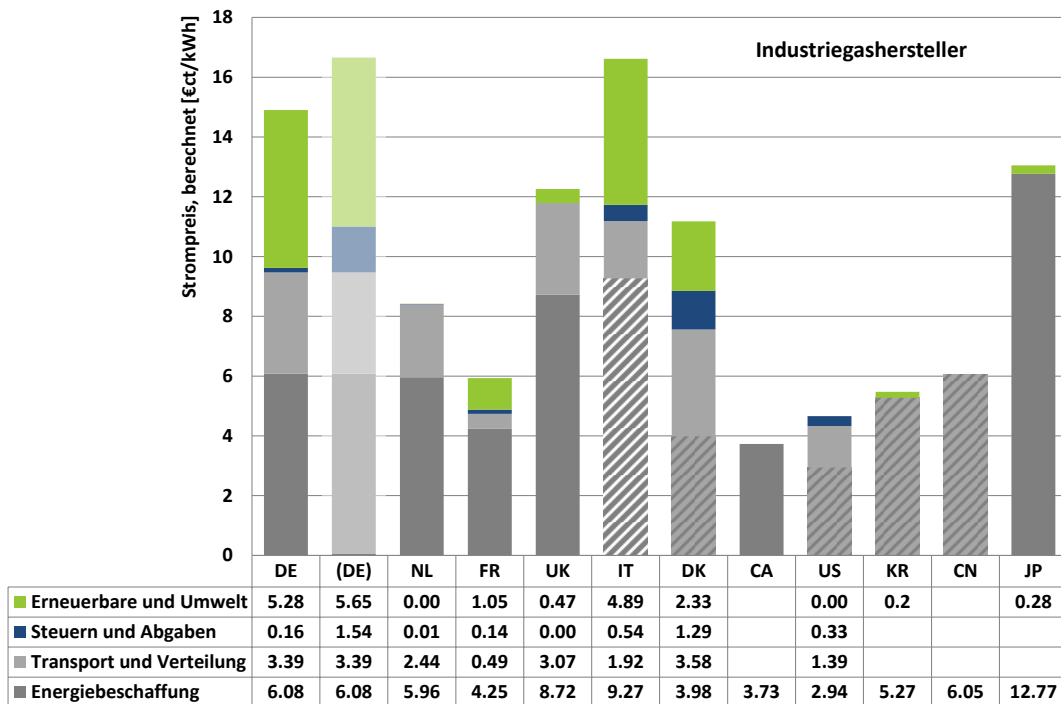


Abbildung 20: Strompreis für die Industriegasherstellung [ct/kWh]

Wettbewerbsfähigkeit auf Produkt- und Unternehmensebene

Der Einfluss des Strompreises wird anhand eines Vergleichs zwischen Produktpreis und Stromkosten am Beispiel Chlor dargestellt. Besondere Herausforderung ist in diesem Zusammenhang, dass Chlor selbst nicht als Produkt gehandelt, sondern innerhalb eines Unternehmens zu einer langen Reihe von halbfertigen oder Endprodukten weiterverarbeitet wird z.B. zu Plastik, Serienprodukten bis hin zu High-Tech-Produkten. Aus diesem Grund besteht kein einheitlicher Welthandelspreis für Chlor. Trotzdem kann ein „Preis“ abgeschätzt werden, mit dem Unternehmen intern rechnen müssen. Für Westeuropa liegt dieser Preis zwischen 288 und 383 €/t flüssiges Chlor.

Die untenstehende Grafik zeigt die Produktionskosten pro Tonne flüssiges Chlor, bestehend aus den Elementen Rohmaterial, Strom und Arbeitskosten. Die Kosten außerhalb der Stromkosten sind Durchschnitte aus Jahres- und Umweltberichten. Die Kosten wurden für zwei Chlor-Produktionsmethoden differenziert: Das Membran-Verfahren ist die meistgenutzte Art der Chlorproduktion in Deutschland, das Amalgam-Verfahren liegt weit dahinter auf Platz zwei.

Unabhängig vom Produktionsverfahren ist die Chlorproduktion alleinstehend sogar bei privilegierten Unternehmen kaum oder nicht profitabel. Bei derzeitigen Preisen machen die Stromkosten ungefähr 40 bis 45 % der Produktionskosten aus. Wird die Besondere Ausgleichsregelung abgeschafft, würden sich die Kosten für Strom mehr als verdoppeln.

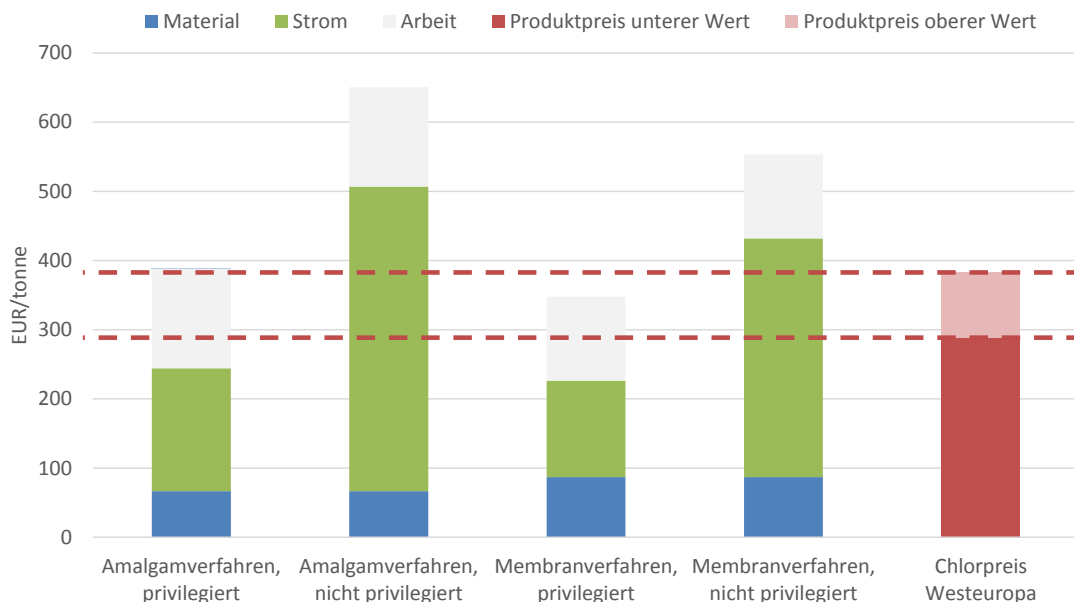


Abbildung 21: Bestandteile der Produktionskosten in der Chlorproduktion

Die Wettbewerbsfähigkeit eines Unternehmens wird anhand betriebswirtschaftlicher Kennzahlen (E-BIDTA, EBIT, EBT) aus der GuV abgebildet. Die Sensitivität der Unternehmen hinsichtlich eines Wegfalls der BesAR zeigt sich über die Veränderung dieser Kennzahlen. Die absolute Höhe weist auf die

Belastungsgrenze für das Unternehmen hin. Angenommen wird hierbei, dass die höheren Stromkosten nicht über den Produktpreis an die Kunden weitergeben werden, sondern sich direkt im Gewinnrückgang manifestieren.

Aufgrund der schlechten Datenlage wurde die Wettbewerbsanalyse nur für ein Beispielunternehmen durchgeführt. Es repräsentiert den deutschen Teil einer internationalen Gruppe. Die Daten basieren auf dem Jahresbericht und dem Umweltbericht für das Jahr 2012. Abbildung 22 zeigt, wie sich die Gewinnmarge des Unternehmens für das Jahr 2012 verändern würde, wenn sich bestimmte Elemente der Produktionskosten und Preise verändern. Die Division enthält die Chlorproduktion, das Unternehmenslevel umfasst nur den deutschen Teil des internationalen Unternehmens.

Das Ergebnis für das Jahr 2012 zeigt eine negative Marge für die Chlorproduktion. Profitabel wird die Produktion erst in der Weiterverarbeitung, in der Division. Anhand der relativen Veränderungen in der Gewinnmarge zeigen sich die großen Effekte der Privilegierungen. Wenn die EEG-Umlage auf den vollen Tarif von 6,2 ct/kWh erhöht würde, läge die Marge deutlich unter -50 %. Erhöhen sich die Arbeitskosten oder die Kosten der Rohmaterialien um 20 %, verdoppeln sich die internen Verluste der Chlorproduktion. Auch ist das Produkt Chlor relativ preissensitiv – wenn der Produktpreis um etwa 5 % steigt, sinken die Verluste deutlich. Auf der Divisions- und auf der Unternehmensebene hätten Veränderungen in den Produktionskosten bei Chlor nur geringe Effekte. Grund dafür ist die starke Diversifizierung der Produktion.

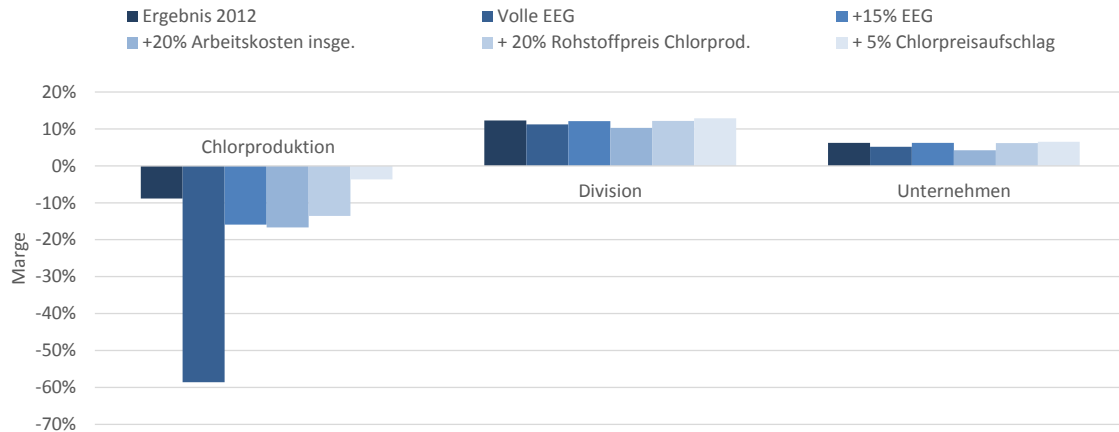


Abbildung 22: Kostenanalyse für ein Chemieunternehmen

Das Beispielunternehmen zeigt die Situation eines großen stark diversifizierten Unternehmens. Die Chlorproduktion erfolgt aber auch in Chemieunternehmen mit einer kleineren Produktpalette, beispielsweise bei PVC-Herstellern. Bei diesen Unternehmen wirken sich höhere Stromkosten deutlicher auf das Unternehmensergebnis aus. Höhere Stromkosten in der Chlor-Elektrolyse können in diesem Fall auch zu negativen Unternehmensergebnissen führen.

Wettbewerbsfähigkeit auf Branchenebene

Der Einfluss der Strompreise auf die Wettbewerbsfähigkeit der Branche wird über die Veränderung von Produktpreisen, Nachfrage und Produktion erfasst. Untersucht wird die Wirkung, wenn nur in der betrachteten Branche die BesAR wegfällt. Grundlage dieser Abschätzung sind aggregierte Branchendaten (Input-Output-Tabelle des Statistischen Bundesamtes und Handelsdaten der UNComTrade Datenbank) und die Annahme, dass Unternehmen höhere Strompreise vollständig auf den Produktpreis überwälzen können.

Die Modellierungsergebnisse der eingesetzten Input-Output- und Handelsmodule zeigen unter dieser Annahme einen Anstieg der Produktpreise für die intensiven Unternehmen der Branche um 4 %, die nicht-stromintensiven um 0,7 %. Die angenommene durchschnittliche Produktpreiserhöhung hat einen Rückgang der Export- und Binnennachfrage um ca. 3,5 % bzw. 1 % sowie der Produktion von ungefähr 4 % zur Folge. Diese relativ geringen Veränderungen in der Chemiebranche sind darauf zurückzuführen, dass zwar ein Großteil der stromintensiv produzierten Produkte Bestandteil verschiedener Endprodukte sind, aber diese Endprodukte nicht mehr stromintensiv sind. Darüber hinaus verbraucht die Chemieindustrie absolut mehr Strom als die anderen Fokusbranchen, so dass ihr Anteil am privilegierten Strom zwar hoch, aber im Vergleich zu ihrem Umsatz doch gering ist.

Auf Basis der statistischen Daten ist es nicht möglich, die Auswirkungen höherer Strompreise auf einzelne Abschnitte der Wertschöpfungsketten zu quantifizieren. Sollte die stromintensive Herstellung von chemischen Grundstoffen mit höheren Stromkosten belastet werden, könnte die Produktion in andere Länder verlegt werden. Aufgrund der starken Abhängigkeit einzelner Produktionsschritte und der Verflechtungen der Unternehmen könnte dies dazu führen, dass auch weniger stromintensive Prozesse der weiterverarbeitenden Chemieindustrie verlagert werden. Dies könnte deutlich höhere Einbußen in der Wertschöpfung nach sich ziehen und den Industriestandort Deutschland über die berechneten Ergebnisse hinaus schwächen.

Zudem ist die Chemieindustrie auch stark mit anderen Branchen verflochten. Dadurch würden potentielle Strompreiserhöhungen sich mitunter auch auf die Wertschöpfungsketten anderer Branchen negativ auswirken. Die Gestehungskosten für Hochofenstahle beispielsweise beinhalten Kosten für Sauerstoff aus der Chemieindustrie. Die Produktionskosten für Sauerstoff wiederum umfassen zum Großteil Stromkosten. Eine Stromkostenerhöhung bei der Sauerstoffproduktion würde sich demnach unmittelbar auf die Hochofenstahl-Produktion durchschlagen.

Fazit

Der Wettbewerb in der Chemiebranche ist intensiv, und mit Blick auf die Strompreise gefährden diese bei einem Anstieg die Wettbewerbsfähigkeit einzelner Prozesse oder Produkte. Inwieweit dies zu Produktionsverlagerungen führt, ist schwer abschätzbar. Die Unternehmens- und Produktanalyse verdeutlicht, dass bei gegebenen Produktpreisen negative Margen zu erwarten sind, und diese würde kein Unternehmen auf lange Sicht in Kauf nehmen. Es ist zu vermuten, dass Produktionsverlagerungen in der stromintensiven Grundstoffindustrie weitere Verlagerungen in der Wertschöpfungskette

nach sich ziehen und die Effekte damit deutlicher ausfallen als berechnet. Diese Wertschöpfungsketten umfassen sowohl Produktion innerhalb der Chemiebranche als auch in anderen Branchen, wie beispielsweise der Stahlindustrie.

Die Analyse auf Branchenebene zeigt die Grenzen der Abschätzbarkeit von Strompreiswirkungen auf. Da stromintensive Zwischenprodukte in weniger stromintensive (End)Produkte eingehen, zeigt sich bei letzteren nur eine geringe Veränderung in Nachfrage und Produktion. Sollte aber die Produktion des stromintensiven Zwischenprodukts ausfallen, sind nicht Substitutionen des Zwischenprodukts durch Importe, sondern Produktionsverlagerungen der (End)Produkte aufgrund der engen intra-industriellen Verflechtungen zu erwarten.

In Interviews wurden als wichtige Standortfaktoren für die Chemieindustrie insbesondere die Nähe zum europäischen Markt und den Kunden sowie die gute Ausbildung und qualifiziertes Personal genannt. Angaben zufolge gibt es jedoch immer Probleme mit dem Ingenieursnachwuchs. Auch Versorgungssicherheit mit Energie und Rohstoffen, die gute Infrastruktur und Logistik sowie Forschungsoperationen und politische Stabilität werden als Vorteile gesehen.

Hinsichtlich der Energiepolitik seien die Ausnahmeregelungen (2013) für deutsche Unternehmen akzeptabel, die Gefahr bestehe aber, dass die hohen Kosten umgelegt werden und die Kosten für die Industrie steigen. Stromintensive Prozesse werden voraussichtlich vor allem in die USA ausgelagert wegen der niedrigeren Energiekosten. Deutlich geringere Kosten für Rohmaterial und Energie sind auch der Grund für Standortverlagerungen in den Nahen Osten (Saudi Arabien). Investitionen der Chemieindustrie in Europa würden derzeit drastisch heruntergefahren. Erwähnt wurde aber auch der gute Zustand der bestehenden Anlagen als Standortfaktor für Deutschland. Da die Produktion sehr kapitalintensiv sei, wäre eine Standortverlagerung mit sehr hohen Kosten verbunden. Die Interviewpartner sprachen sich durchgehend für verlässliche und klare Rahmenbedingungen der Energiepolitik aus. Klare Rahmenbedingungen seien ein wichtiger Aspekt für langfristige Investitionen. Ein weiterer vielfach geäußelter Wunsch war die Vereinfachung der Anträge für Ausnahmeregelungen.

4.6 Textilindustrie

Die Herstellung von Textilien erfolgt im Normalfall über drei Schritte: Spinnen, Weben und Textilveredelung. Die Produktion eines Textilunternehmens kann den einzelnen Herstellungsprozessen nur selten klar zugeordnet werden. Abhängig vom Endprodukt besteht die Produktionskette eines bestimmten Unternehmens meist aus einer individuellen Mischung verschiedener Schritte. Die Endprodukte der Textilindustrie umfassen Bekleidungstextilien, Heim- und Haustextilien sowie technische Textilien, welche Industrietextilien und Funktionsbekleidungen beinhalten.

In Industrieländern spielt der Sektor eine sehr untergeordnete Rolle. Die Textilindustrie ist sowohl in Bezug auf die Produktion (0,68 % des Gesamtumsatzes des verarbeitenden Gewerbes in Deutschland) als auch in Bezug auf den absoluten Stromverbrauch der kleinste untersuchte Sektor.

Im Vergleich zu den anderen untersuchten Wirtschaftszweigen ist der privilegierte und nicht privilegierte Stromverbrauch der Textilindustrie im absoluten und relativen Vergleich gering (weniger als 1 % des Stromverbrauchs des Produzierenden Gewerbes).

Die Datenverfügbarkeit über den Stromverbrauch im Bereich Textilproduktion ist gering, da der Sektor wenig konzentriert ist und die Gesamtstromverbräuche der einzelnen Unternehmen vergleichsweise niedrig sind. Auch Aussagen über die Stromintensität einzelner Produkte sind nicht verfügbar. Der Stromverbrauch der Unternehmen ist stark abhängig vom Verfahren und vom Endprodukt. Die Stromintensität verschiedener Garne variiert je nach Art und Prozess beträchtlich. So sind die durchschnittlichen Stromintensitäten der Unterklassen sehr unterschiedlich. Spinnereien, Webereien und Vliesstoffhersteller erfüllen das Kriterium der hohen Stromkosten im Vergleich zur Bruttowertschöpfung. Dagegen liegen andere Unterklassen deutlich unter dem Schwellenwert der BesAR, so dass diese mit deutlich höheren Strompreisen zu produzieren haben.

Strompreis der Industrie im Vergleich

Für den Vergleich der Strompreise wird auf ein fiktives Unternehmen Bezug genommen, das rund 8,4 GWh/a Strom verbraucht, keine Eigenerzeugung hat, über eine Anschlussleistung von 1,6 MW verfügt und über rund 5250 Stunden Strom abnimmt.

Die Ergebnisse zeigen, dass in Deutschland, aber auch in anderen Ländern ein solches Unternehmen teilweise unter die Privilegierung fällt, jedoch in Deutschland mitunter stark belastet wird. Hierbei ist anzumerken, dass viele der deutschen Textilunternehmen sich hinsichtlich ihrer Stromintensität um den Schwellenwert des Stromkostenanteils an der BWS bewegen. Fällt ein Unternehmen mit seiner Stromkostenintensität nun gerade unter den Schwellenwert von 14, bzw. in Zukunft 16%, und erhält somit keine Privilegierung im Zuge der Besonderen Ausgleichsregelung, würde sein Strompreis sprunghaft um ca. 4 ct/kWh ansteigen (vgl. 1. Und 2. Säule v.li. in Abbildung 23). Dieser Umstand kann sich negativ auf das Investitionsverhalten der betroffenen Textilunternehmen auswirken und ihre Bemühungen hinsichtlich der Steigerung ihrer Energieeffizienz untergraben, nämlich dann, wenn die potentiellen Einsparungen im Stromverbrauch gerade zu einem Unterschreiten des Schwellenwerts für die BesAR führen würden.

Ein großer Standortvorteil Frankreichs sind die niedrigeren Stromkosten- auch für Textilunternehmen. Für den Strombezug arbeiten die deutschen Unternehmen hauptsächlich mit Jahresverträgen, sie sind nicht selbst an der Börse aktiv.

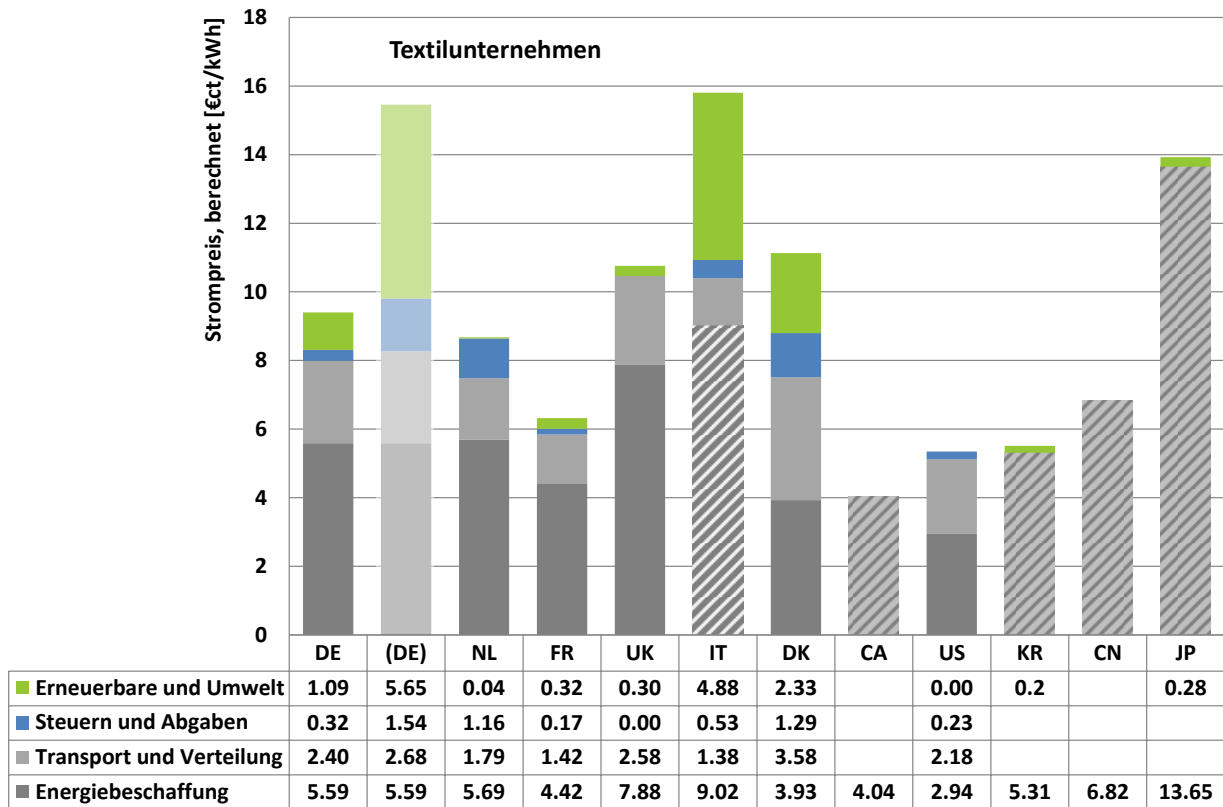


Abbildung 23: Strompreisbelastung der Textilunternehmen im Vergleich (Quelle: Eigene Berechnung)

Wettbewerbsfähigkeit auf Produkt- und Unternehmensebene

Die Produkte der Textilindustrie reichen von einfachen Garnen zu komplex gewebten Stoffen für spezielle Anwendungsfälle. Die Textilindustrie in Deutschland hat sich auf Nischenprodukte spezialisiert. Der Wettbewerb wird somit über Qualität entschieden. Die Unternehmen gehen intensiv auf die Kundenwünsche ein und produzieren kleine Mengen. Eine Analyse der Wettbewerbsfähigkeit auf Produktebene scheitert an der Vergleichbarkeit von Produkten und Produktionsprozessen.

Die deutschen Textilunternehmen sind vergleichsweise klein. Da sie nicht an Börsen vertreten sind, veröffentlichen sie keine Umwelt- und Jahresberichte. Eine Analyse der Wirkung von Strompreiserhöhungen auf die Wettbewerbsfähigkeit einzelner Unternehmen ist nicht möglich.

Wettbewerbsfähigkeit auf Branchenebene

Da der Anteil der Textilindustrie an der privilegierten Strommenge rund 1 % beträgt, ist die Modellierung der Strompreiswirkung nicht möglich. Die Ergebnisse würden aufgrund ihrer Höhe nicht sichtbar sein.

Fazit

Der Textilverband gibt an, dass eine gute Ausbildung der Beschäftigten, eine gut ausgebaute Infrastruktur und Innovationen zu den deutschen Standortvorteilen zählen. 16 Textilforschungsinstitute erforschen neue Anwendungsgebiete für Textilien, insbesondere für technische Textilien und in der Bauwirtschaft. Die Institute ermöglichen eine gute Ausbildung der Mitarbeiter. Die deutsche Textilindustrie habe sich auf Qualitätsprodukte spezialisiert. Modernste Spinnmaschinen können an konkrete Aufgaben angepasst werden. Gefährlich für den deutschen Standort sei der Fachkräftemangel.

Die Textilindustrie ist traditionell stark international vernetzt. Die Rohstoffe und Produkte werden global gehandelt. Globale Hauptkonkurrenten sind China und die Türkei, in Europa stehen deutschen Unternehmen vor allem mit französischen Konkurrenten im Wettbewerb. Es gibt ein Büro der China-Europe Textile Alliance (CETA) in China, über das europäische Textilunternehmen in den chinesischen Markt kommen wollen.

Der Strukturwandel der Textilindustrie in Deutschland wurde ohne Subventionen vollzogen. Arbeitsintensive Bereiche der Industrie wurden ins Ausland verlagert. Die verbliebenen Unternehmen in Deutschland konzentrieren sich auf innovative Textilien, jedoch ist der technische Vorsprung gering. Nach Angaben des Verbandes wandelt sich die Situation derzeit auch in China, wegen steigender Lohnkosten. Die Produzenten von Billigware wären immer stärker in Myanmar aktiv.

Deutsche Textilunternehmen handeln mit Funktionsfasern, Spezialgarnen und Nischenprodukten. Endprodukte reichen von Freizeitkleidung (Funktionskleidung), Berufskleidung und Heimtextilien zu schwer entflammaren Gewebe, beispielsweise für Auto-Sitzbezüge, Sofas und das Militär. Bei den technischen Textilien ist vor allem die Konkurrenz aus Frankreich stark.

Der Export der deutschen Textilindustrie geht grob geschätzt zu etwa 50 % in die EU und ist zu 50 % außereuropäisch. Häufig kaufen inländische Unternehmen Garne und bringen diese dann verarbeitet ins Ausland.

Die Stromintensität deutscher Textilunternehmen liegt derzeit häufig nah am Schwellenwert für die Privilegierung in der Besonderen Ausgleichsregelung. Gesteigerte Energieeffizienz kann dazu führen, dass die Strompreise einzelner Unternehmen deutlich steigen, wenn durch Energieeffizienz der Schwellenwert für die BesAR nicht weiter erreicht wird. Ein Eckpunkte-Papier der Textilindustrie und sechs anderer Verbände zum Thema EEG fordert deshalb, dass der Bundeshaushalt die Energiewende finanzieren sollte. Aufgrund der hohen Zahlungen für die EEG-Umlage werde nicht mehr in Deutschland investiert, sondern eher in Frankreich und in Osteuropa.

Einsparpotenziale werden unterschiedlich eingeschätzt. Während ein Unternehmen noch Optimierungspotenzial sieht, konnten andere Unternehmen bereits rund 15 % des Energieverbrauchs und bis zu 20 % des Stromverbrauchs einsparen.

5 Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen

In dieser Analyse wird aufgezeigt, welche langfristigen gesamtwirtschaftlichen Wirkungen zu erwarten sind, wenn es keine Privilegierung gäbe. In vier Szenarien wird berechnet, wie sich Änderungen der Ausnahmeregelungen bei den Fokusbranchen auf Produktion, Wertschöpfung, Beschäftigung, Investitionen und Außenhandel auswirken. Diese Untersuchung grenzt sich von den vorhergehenden Analysen insofern ab, dass sie nicht einzelne Unternehmens- oder Branchendaten und Effekte eines Jahres, sondern nur gesamtwirtschaftliche Größen und Wirkungen für die Analyse anlegt und die Wirkungen aggregiert für 48 Sektoren bis zum Jahr 2020 ausweist.

In den Szenarien werden die Auswirkungen von Politikänderungen auf die Gesamtwirtschaft durch veränderte Strompreise in Deutschland (aber unveränderter Strompreise in den anderen Ländern) analysiert. Für die Sektoren der privilegierten und nicht privilegierten Industrien, GHD und Haushalte in Deutschland wird berechnet, wie sich die Durchschnittspreise mit und ohne Ausnahmeregelung gestalten. Drei kontrafaktische Szenarien werden mit einem Referenzszenario verglichen, das die derzeitige Gesetzeslage abbildet. Sie zeigen die Auswirkungen bei

- Abschaffung der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR),
- Abschaffung aller Privilegierungen (u.a. Stromsteuervergünstigungen),
- Senkung der Stromsteuer auf die von der EU vorgegebenen Mindeststeuersätze.

Bei Abschaffung der Privilegien würden alle Verbraucher die gleichen Steuern und Umlagen zahlen. Im Vergleich zur derzeitigen Regelung wären Industriestrompreise, insbesondere für die bisher privilegierten Unternehmen, dann deutlich höher. Dies würde zu steigenden Stückkosten in den stromintensiven Branchen und damit zu höheren Produktionspreisen führen. Im internationalen Handel würde in diesem Szenario die Wettbewerbsfähigkeit der stromintensiven Branchen sowohl auf der Export- als auch der Importseite sinken. Ein Teil der Wirkungen von höheren Strompreisen baut sich über die Zeit auf. Grund dafür sind schleichende Wirkungen durch geringere Investitionen. Vorübergehend könnten Unternehmen niedrigere Gewinne oder sogar Verluste hinnehmen, längerfristig würden sie aber die Produktion herunterfahren oder einstellen. Bei Abschaffung von Ausnahmeregelungen bei Umlagen würde gleichzeitig die Kaufkraft der Privathaushalte steigen, da die gleichen Kosten auf mehr Verbraucher umverteilt würden.

Die Ergebnisse zeigen: Gesamtwirtschaftlich sind die Ausnahmeregelungen bei Industriestrompreisen ex-post 2013 (Abbildung 24) sowie ex-ante (Abbildung 25) vorteilhaft. Im Szenario der vollständigen Abschaffung der BesAR steigen die Produktionspreise im Mittel um bis zu 3,5 %. Bei einzelnen Unternehmen liegen die Produktionskostensteigerungen deutlich höher. Im Vergleich zur Referenz, der Beibehaltung der derzeitigen Regelung, lägen nach dem Ansatz der Studie die deutschen Exporte im Jahr 2020 bis zu knapp 0,3 % oder 4,7 Mrd. Euro niedriger. In den Berechnungen beträgt die negative Gesamtwirkung auf das Bruttoinlandsprodukt 4 Mrd. Euro bzw. 0,15 % im Jahr 2020. Auf dem Arbeitsmarkt ergäbe sich eine Bandbreite der gesamtwirtschaftlichen Beschäftigungsverluste bei Wegfall der BesAR von zwischen 16.000 und 45.000 im Jahr 2020. Im Verarbeitenden Gewerbe insgesamt liegt der Effekt zwischen 8.000 und 35.000, in den stromintensiven Branchen zwischen 8.000

und 23.000. Bei Abschaffung aller Privilegierungen bei Stromsteuer und Umlagen ergeben die Modellrechnungen einen Wegfall von sogar bis zu 104.000 Beschäftigte bis zum Jahr 2020, davon über 70.000 im Verarbeitenden Gewerbe.

Die Kostenentlastung für Haushalte würde bei der Abschaffung der BesAR jährlich über 2 Mrd. Euro betragen. Auch ein Teil der übrigen Industrie (ca. 0,5 Mrd. Euro) sowie GHD (ca. 2 Mrd. Euro) würden entlastet. Dies schlägt sich in einem höheren privaten Konsum nieder. Im Zeitablauf schwächt sich jedoch der Konsumzuwachs ab, da das Reallohneinkommen geringer wird.

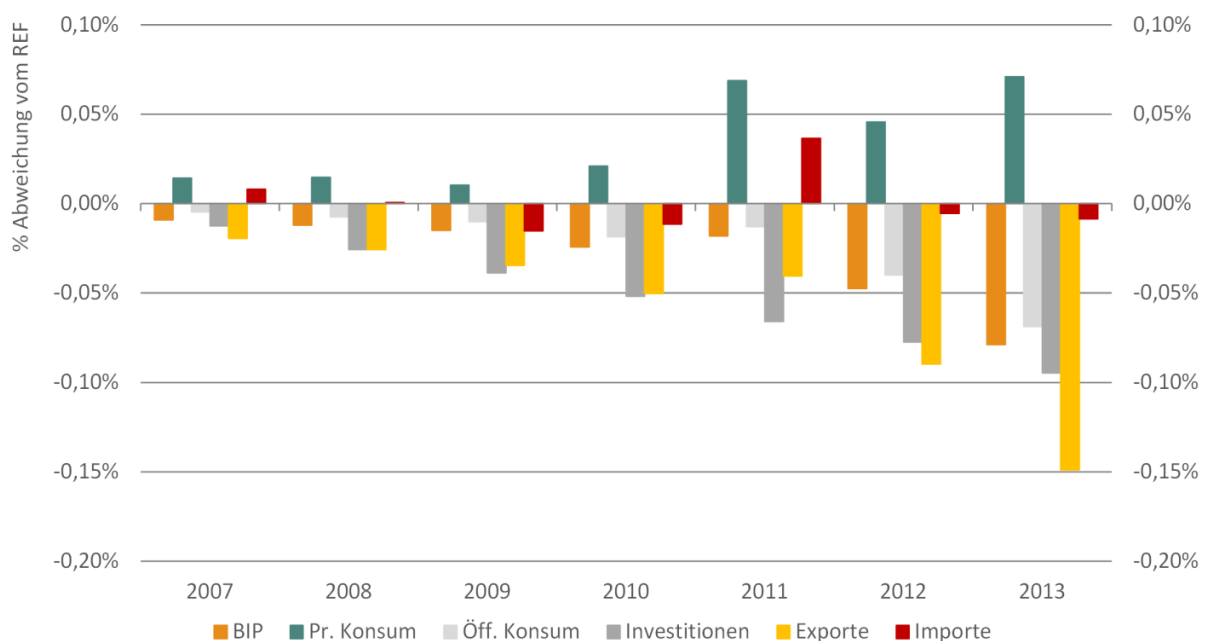


Abbildung 24: Wirkungen auf BIP und Komponenten bei Wegfall der Besonderen Ausgleichsregel ex post im Vergleich zur Referenz, 2007-2013, in %

Die Berechnungen zu den anderen Szenarien bestätigen diese Wirkungszusammenhänge. Bei vollständiger Abschaffung aller Privilegierungen beträgt die negative Gesamtwirkung auf das Bruttoinlandsprodukt etwa 0,37 % bzw. 10 Mrd. Euro im Jahr 2020. Würde hingegen die Stromsteuer auf die Mindestsätze gesenkt, könnte das BIP um etwa 0,19 % bzw. 5,1 Mrd. Euro steigen. Da der Staat in diesem Fall allerdings die Steuerausfälle durch geringere Ausgaben oder eine höhere Kreditaufnahme gegenfinanzieren müsste, würden insgesamt die Effekte geringer ausfallen.

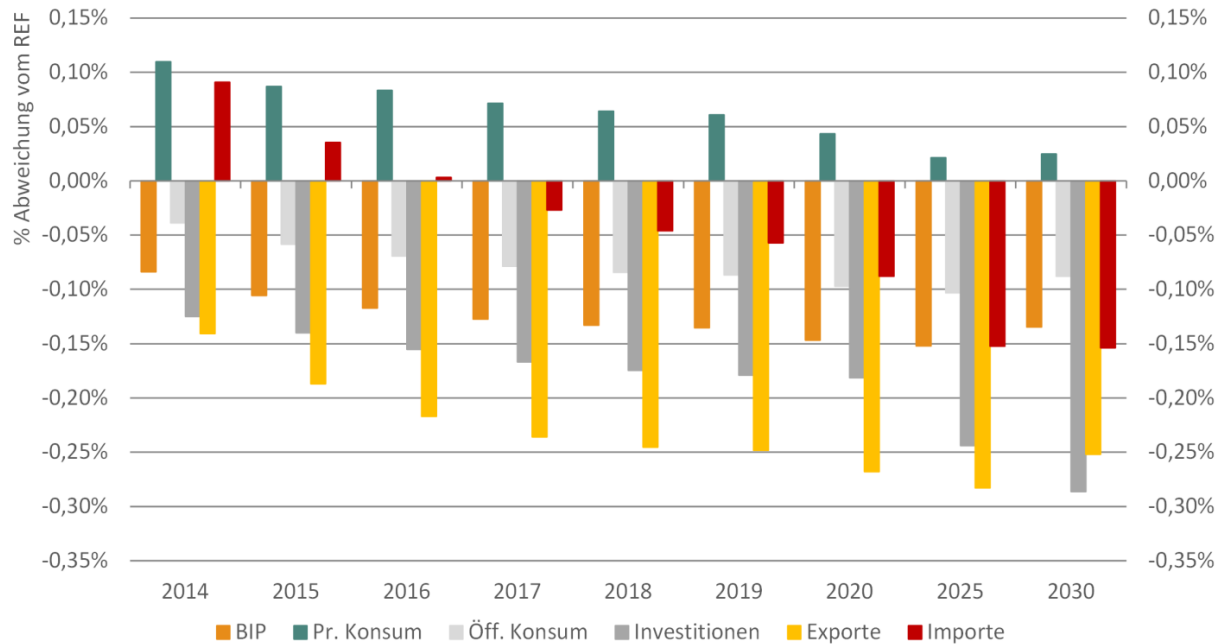


Abbildung 25: Wirkung auf BIP und Komponenten bei Wegfall der Besonderen Ausgleichsregel im Vergleich zur Referenz, 2014-2030, in %

Die ermittelten gesamtwirtschaftlichen Effekte entsprechen in der Richtung anderen Studien, die zu den Größenordnungen allerdings eine beträchtliche Bandbreite ausweisen. Alle Untersuchungen stehen vor der Herausforderung unternehmensspezifische Investitionsentscheidungen, die von verschiedenen Kriterien abhängen, auf Branchenebene abzubilden. Im Vergleich zu Untersuchungen im Auftrag von Industrieverbänden, die beispielsweise auch den Eigenverbrauch berücksichtigen, liegen die Wirkungen in dieser Studie im unteren Bereich. Unterschiedlich bewertet wurden vor allem die direkten Impulse, die durch höhere Strompreise für stromintensive Unternehmen ausgelöst werden. Hierbei bestehen die größten Unsicherheiten bei der Bewertung von unmittelbaren Produktionsstillegungen und bei der Entwicklung der zukünftigen Investitionen.

Im Gegensatz zur Analyse der Wettbewerbsfähigkeit auf Sektor- und Unternehmensebene werden in der gesamtwirtschaftlichen Analyse keine einzelnen Branchen oder Unternehmen betrachtet, sondern die Industrie mit allen 48 Sektoren erfasst. Durch diese Aggregation können sich positive und negative Extremfälle ausgleichen, beispielsweise in der Kupfer und Aluminiumbranche.

Die im Modell ausgelösten negativen Effekte in den privilegierten Unternehmen bei Wegfall geltender Regelungen vor allem durch geringere preisliche internationale Wettbewerbsfähigkeit überwiegen die positiven Effekte bei den etwas geringer belasteten nicht privilegierten Verbrauchern. Bestehende Ausnahmeregelungen für stromintensive Unternehmen sind gesamtwirtschaftlich positiv.



ECOFYS Germany GmbH

Albrechtstraße 10 c
10117 Berlin

T: +49 (0) 30 29773579-0

F: +49 (0) 30 29773579-99

E: info@ecofys.com

I: www.ecofys.com