

R2B ENERGY CONSULTING GMBH



# Warum brauchen wir eine stärkere Harmonisierung der Energiepolitik in der EU?

*Thesenpapier der r2b energy consulting für die RWE AG*

**Köln, 17. Dezember 2013**

**Kontakt:**

r2b energy consulting GmbH

Zollstockgürtel 61

50969 Köln

Tel.: +49 (0)221 - 78 95 98 60

<http://www.r2b-energy.com>

**Bearbeiter:**

Dr. Alexander Bade

Prof. Dr. Felix Müsgens

## Inhaltsverzeichnis

<b>ABBILDUNGSVERZEICHNIS .....</b>	<b>III</b>
<b>TABELLENVERZEICHNIS.....</b>	<b>V</b>
<b>EINLEITUNG.....</b>	<b>1</b>
<b>PROLOG .....</b>	<b>4</b>
Der EU-Binnenmarkt ist ein Erfolgsmodell und sorgt für Wohlfahrtsgewinne.	
<b>THESE 1 .....</b>	<b>9</b>
Die europäische Strommarktharmonisierung zeigt Erfolge.	
<b>THESE 2 .....</b>	<b>16</b>
Werden Kapazitätsmärkte zur Steigerung der Versorgungssicherheit angestrebt, so sollten sie auf europäischer Ebene angelegt sein.	
<b>THESE 3 .....</b>	<b>20</b>
Das ETS ist ein geeignetes System, um CO <sub>2</sub> -Emissionen effizient zu reduzieren.	
<b>THESE 4 .....</b>	<b>25</b>
Klimaschutz durch das EEG findet momentan nicht statt und wäre zudem teurer als durch den CO <sub>2</sub> -Handel im ETS.	
<b>THESE 5 .....</b>	<b>31</b>
Ein überproportionaler Ausbau erneuerbarer Energien in einzelnen Ländern kann dazu führen, dass diese Länder Strom günstig ins Ausland verkaufen und teuer zurückkaufen.	
<b>THESE 6 .....</b>	<b>38</b>
Durch den Ausbau erneuerbarer Energien in einem Land wird der CO <sub>2</sub> -Preis gesenkt, davon profitieren überwiegend die anderen Länder.	
<b>THESE 7 .....</b>	<b>42</b>
Verbraucher in wenigen Ländern finanzieren die Lernkurve für erneuerbare Energien, Länder mit späteren Investitionen profitieren.	

---

<b>THESE 8</b> .....	<b>50</b>
Durch eine europäische Harmonisierung der EE-Förderung würde die Energiewende kostengünstiger.	
<b>THESE 9</b> .....	<b>55</b>
Eine multi- oder binationale Zusammenarbeit bei der EE-Förderung wäre ein wichtiger Schritt in die richtige Richtung.	
<b>THESE 10</b> .....	<b>60</b>
Der europäische Emissionshandel kann die Energiewende effizient steuern (und mittelfristig das EEG ersetzen).	
<b>ZUSAMMENFASSUNG</b> .....	<b>64</b>
<b>APPENDIX</b> .....	<b>66</b>
Preisbildung auf Energiemärkten	
<b>LITERATURVERZEICHNIS</b> .....	<b>72</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Wohlfahrtsgewinne durch Außenhandel .....	10
Abbildung 1-2: Monatliche Strompreise in Deutschland, Dänemark West, Niederlande, Frankreich und der Schweiz bis Ende 2010 .....	12
Abbildung 1-3: Monatliche Strompreise in Deutschland, Dänemark West, Niederlande, Frankreich und der Schweiz ab 2011 .....	13
Abbildung 2-1: Kraftwerksparks in zwei Ländern ohne Kapazitätzahlungen.....	17
Abbildung 2-2: Kraftwerksparks in zwei Ländern mit Kapazitätzahlungen in Land A .....	18
Abbildung 3-1: Individuelle Grenzvermeidungskosten für CO <sub>2</sub> ohne Handel .....	21
Abbildung 3-2: Gemeinsame Grenzvermeidungskosten CO <sub>2</sub> mit Handel.....	22
Abbildung 4-1: Grenzvermeidungskosten CO <sub>2</sub> mit und ohne EE .....	26
Abbildung 4-2: Historische CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten von Wind und PV .....	27
Abbildung 4-3: Prognostizierte CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten für 2020.....	28
Abbildung 5-1: Installierte Erzeugungsleistung an erneuerbaren Energien in Deutschland.....	31
Abbildung 5-2: Gleichgewichtspreis bei Außenhandel .....	32
Abbildung 5-3: Gleichgewicht bei hoher EE-Produktion in Land A .....	33
Abbildung 5-4: Gleichgewicht bei geringer EE-Produktion .....	34
Abbildung 6-1: Preisbildung für CO <sub>2</sub> -Zertifikate unter Berücksichtigung von erneuerbaren Energien 39	
Abbildung 6-2: CO <sub>2</sub> -Emissionen der Länder im EU ETS.....	40
Abbildung 7-1: Mittlerer Preis PV-Module im Zeitverlauf.....	42
Abbildung 7-2: Mittlerer Preis PV-Module in Abhängigkeit der installierten Leistung.....	43
Abbildung 7-3: Installierte PV-Kapazität in Deutschland und der Welt sowie Anteile Deutschlands seit 2002 .....	44
Abbildung 7-4: Durchschnittliche Kosten für die installierte PV-Leistung nach Ländern.....	46
Abbildung 7-5: Neu installierte PV-Leistung im Jahr 2012 nach Hersteller .....	47
Abbildung 7-6: Herstellerländer neu installierter PV-Leistung im Jahr 2012 .....	48
Abbildung 8-1: EE-Grenzzubaukosten ohne Harmonisierung .....	51
Abbildung 8-2: EE-Grenzzubaukosten im europäischen Gleichgewicht.....	51
Abbildung 8-3: Renteneffekte bei einheitlichen Grenzzubaukosten .....	52
Abbildung 9-1: Grenzzubaukosten EE ohne Harmonisierung.....	55
Abbildung 9-2: Gemeinsames Ausbauziel bei zwei Ländern .....	56
Abbildung 9-3: Harmonisierungseffekte bei zwei Ländern.....	57

---

Abbildung 10-1: Vollkosten in Abhängigkeit des CO <sub>2</sub> -Preises.....	61
Abbildung A-1: Strompreisbildung in unterschiedlichen Ländern ohne Außenhandel .....	67
Abbildung A-2: Konsumenten- und Produzentenrente ohne Außenhandel.....	68
Abbildung A-3: Strompreisbildung bei Außenhandel.....	69
Abbildung A-4: Wohlfahrtsveränderungen durch Außenhandel.....	70
Abbildung A-5: Preisbildung CO <sub>2</sub> -Zertifikate ohne EE.....	71

---

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1:	Stunden der Preisgleichheit (in %) im Zeitraum 2009 bis 2012.....	14
Tabelle 5-1:	Mittlerer Strom-Exportüberschuss Deutschlands in den 100 Stunden mit hoher EE-Einspeisung im Vergleich zu den 100 Stunden mit niedriger EE-Einspeisung.....	36
Tabelle 5-2:	Mittlerer Strompreis in Deutschlands in den 100 Stunden mit hoher EE-Einspeisung im Vergleich zu den 100 Stunden mit niedriger EE-Einspeisung.....	36

---

## Einleitung

---

Nach mehr als 50 Jahren fortschreitender europäischer Integration kann in vielen Bereichen ein positives Fazit gezogen werden: Der Waren- und Personenverkehr ist innerhalb der Außengrenzen der europäischen Union frei, Unternehmen dürfen ihre Dienstleistungen in allen Mitgliedsstaaten anbieten, Arbeitnehmer dürfen ihren Arbeitsplatz unabhängig von nationalen Grenzen wählen. Diese Freiheit bedeutet auch handfeste ökonomische Vorteile in Form von Wahlfahrtsgewinnen und zusätzlichem Wachstum. Studien zeigen, dass der Wohlstand in Europa auch dank der europäischen Integration in den letzten Jahrzehnten stetig zugenommen hat. Weitere Vorteile entstehen den einzelnen Bürgern im privaten Bereich (Erleichterungen bei Passkontrollen, einheitliche Währung, etc.).

Auch im Energiesektor sind bereits Schritte in Richtung eines harmonisierten Binnenmarktes unternommen worden. Die Verflechtung der nationalen Energiesysteme zur Schaffung eines gemeinsamen europäischen Binnenmarktes hat auch in diesem Bereich zu einer Angleichung der Großhandelspreise und zu Wachstumsgewinnen und Effizienzvorteilen geführt. Mit der Einführung des ‚emissions trading scheme‘ (ETS) und des darin enthaltenen Handels mit CO<sub>2</sub>-Zertifikaten wurde die europäische Harmonisierung darüber hinaus um ein zentrales Instrument zum Klimaschutz erweitert.

Allerdings ist der europäische Binnenmarkt insbesondere im Energiesektor noch nicht vollendet. In den letzten Jahren sind sogar wieder Tendenzen zu erkennen, die der Harmonisierung entgegen laufen. Dies gilt sowohl dann, wenn bei einer mögliche Einführung von Kapazitätsmechanismen allein nationale Aspekte berücksichtigt werden, als auch beim Ausbau erneuerbarer Energien, der auch Rückwirkungen auf die Nachbarländer hat und beispielsweise Netzengpassproblematiken zwischen Mitgliedsstaaten verschärfen kann. Darüber hinaus verfolgen einzelne Staaten (beispielsweise die Niederlande mit der dort geltenden Kohlesteuer oder Großbritannien mit einem ‚carbon price floor‘) vermehrt zusätzliche nationale Strategien zur Minderung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes. Solche Maßnahmen sind im europäischen Kontext oftmals nicht sinnvoll und unter Umständen sogar schädlich, da nationale Alleingänge im Vergleich zu harmonisierten Lösungen meist zu Wohlfahrtsverlusten führen.

Während sich aber eine Vielzahl von Studien mit der Energiewende und der Weiterentwicklung des Energiemarktes in Deutschland beschäftigt, spielt die europäische Dimension dabei meistens keine Rolle. Stattdessen betrachten die meisten Studien die Situation aus einer rein nationalen Perspektive. Das explizite Ziel der vorliegenden Studie ist dagegen, die Betrachtungsperspektive von der nationalen auf die europäische Ebene zu heben.

Darüber hinaus hat sich in der Energiewirtschaft in den letzten Jahren neben einer Diskussion um volkswirtschaftliche Kosten und ökonomische Effizienz eine ausgeprägte Verteilungsdiskussion entwickelt. Partikularinteressen und Fragen von partiellen Vermögensänderungen einzelner Akteure scheinen zunehmend in den Vordergrund der politischen Diskussion zu rücken. Dies gilt sowohl auf der Seite der Energieverbraucher als auch auf der Seite der Anbieter. Auf der Verbraucherseite kreist die Diskussion um die



Kostenbelastung für Haushalte (oft weiter differenziert nach Eigenheimbesitzern auf der einen und einkommensschwachen Mietshaushalten auf der anderen Seite) und die Kostenbelastungen für die Industrie (wiederum differenziert in groß und klein). Auf der Anbieterseite wird differenziert zwischen (kleinen) Stadtwerken und (großen) Versorgern. Auch die Rentenverteilung innerhalb der Anbieter von Strom aus erneuerbaren Energien und Verteilungsfragen zwischen den Bundesländern spielen in der Diskussion eine große Rolle. Obwohl es sich bei der Energiewende um eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe handelt und somit ein Fokus auf Partikularinteressen der Zielerreichung (wenigstens teilweise) im Weg steht, müssen solche Fragen als Bestandteil der derzeitigen Diskussion mit analysiert werden.

In diesem Bericht wird dies erreicht, indem auch die Verteilungseffekte unterschiedlicher Maßnahmen betrachtet werden. Einerseits können sich so politische Entscheidungsträger, die derartige Fragen in ihren Analysen berücksichtigen, besser informieren. Andererseits lassen sich dadurch Reaktionen und Stellungnahmen einzelner Marktteilnehmer besser einordnen.

Weiter erschwert wird die Diskussion durch eine häufige Vermischung von Zielen und Instrumenten. Insbesondere im Kontext der Energiewende stellt sich zunehmend die Frage, welche Ziele erreicht werden sollen – und ob die jeweils gewählten Instrumente die beste Möglichkeit darstellen, diese Ziele zu verfolgen. In diesem Gutachten wird davon ausgegangen, dass sowohl der Ausbau der erneuerbaren Energien als auch das europäische Emissionshandelssystem primär das Ziel des Klimaschutzes verfolgen. Dieses Ziel wurde explizit im von den EU-Mitgliedsstaaten ratifizierten Kyoto-Abkommen formuliert und ist daher für alle diese Länder bindend. Andere Ziele, beispielsweise industriepolitischer Natur, werden zwar betrachtet, stehen aber nicht im Zentrum der Analyse, da diese Ziele in aller Regel sehr viel kontroverser diskutiert werden.

In der vorliegenden Arbeit wird dargestellt, welche Harmonisierungsgewinne sich durch eine stärkere europäische Integration erzielen ließen – und an welchen Stellen es neben Gewinnern auch Verlierer gäbe. Die Ausarbeitung erfolgt dabei in insgesamt zehn Thesen. Die Thesen sind jeweils identisch strukturiert: Auf das Aufstellen der These folgt zunächst ein mikroökonomisch fundierter Beleg für die These. Um die Aussage der jeweiligen These möglichst einfach und verständlich zu transportieren, wurde dabei bewusst eine auch aus mikroökonomischen Lehrbüchern bekannte vereinfachte grafische Darstellungsweise gewählt. Wo immer hilfreich werden empirische Belege zur weiteren Untermauerung der These angeführt. Anschließend werden weitere zur These gehörende Aspekte diskutiert. Hierbei handelt es sich beispielsweise um in der öffentlichen Diskussion angeführte Gegenargumente oder um angrenzende Themen mit direktem Bezug zur These. Am Ende jeder These erfolgt eine Zusammenfassung der vorgebrachten Argumente.

Diese Arbeit beginnt mit einem Prolog. In diesem werden die bereits erzielten Erfolge der EU-Binnenmarktpolitik dargestellt und der bisherige Stand der Liberalisierung und Harmonisierung der Energiemärkte beleuchtet. Anschließend folgt die Darstellung der zehn Thesen. In den Thesen 1 und 2 wird allgemein der Bereich der Strommärkte behandelt. Hierbei wird neben einer Würdigung der Strommarktharmonisierung ebenfalls auf Aspekte der Versorgungssicherheit mittels Kapazitätsmechanismen eingegangen. Die folgenden Thesen

---

behandeln Harmonisierungsmaßnahmen zur Erreichung von Klimaschutzziele. Dabei wird explizit auf das ETS und die Steuerung des Ausbaus erneuerbarer Energien eingegangen. Die grundsätzliche Notwendigkeit dieses Ausbaus zur Erreichung von Klimaschutzziele wird dabei nicht infrage gestellt. Vielmehr wird die Frage aufgeworfen, wie sich die gesetzten Ziele zum Klimaschutz möglichst effizient und zu volkswirtschaftlich möglichst niedrigen Kosten erreichen lassen. Anschließend werden die erarbeiteten Argumente in einer Zusammenfassung übersichtlich dargestellt. Im Appendix wird zudem die Preisbildung auf Energiemärkten ohne und mit Außenhandel vorgestellt, welche die Basis für die Argumentation vieler der vorliegenden Thesen darstellt.

---

## Prolog

### **Der EU-Binnenmarkt ist ein Erfolgsmodell und sorgt für Wohlfahrtsgewinne.**

---

#### Wohlfahrtsgewinne durch Harmonisierung

Schon die im Jahr 1958 durch die Bundesrepublik Deutschland, Belgien, Luxemburg, die Niederlande, Frankreich und Italien gegründete Europäische Wirtschaftsgemeinschaft (EWG) hatte zum Ziel, „durch die Errichtung eines gemeinsamen Marktes und die schrittweise Annäherung der Wirtschaftspolitik der Mitgliedstaaten eine harmonische Entwicklung des Wirtschaftslebens innerhalb der Gemeinschaft, eine beständige und ausgewogene Wirtschaftsausweitung, eine größere Stabilität, eine beschleunigte Hebung der Lebenshaltung und engere Beziehungen zwischen den Mitgliedstaaten zu fördern.“<sup>1</sup> 1967 wurde aus den Institutionen der EWG und weiteren europäischen Zusammenschlüssen die Europäische Gemeinschaft (EG) gegründet.<sup>2</sup> Ein Hauptziel der Europäischen Gemeinschaft war die Schaffung eines gemeinsamen Binnenmarktes in Europa.<sup>3</sup>

Die erste Stufe der Integration wurde 1968 durch die Errichtung einer Zollunion (einheitliche Zölle für Warenverkehr mit Ländern außerhalb der Freihandelszone) und einer Freihandelszone (keine Zölle auf und Mengenbegrenzungen von Waren) erreicht. Bis Ende des Jahres 1992 waren die angestrebten Harmonisierungen zu 95% abgeschlossen (und zu 80% in nationales Recht umgesetzt). Ab dem Vertrag von Maastricht, der im selben Jahr unterzeichnet wurde und 1993 in Kraft trat, spricht man von der Europäischen Union (EU), der nach und nach weitere Länder beitraten. Mitte 2013 hat die EU 28 Mitgliedsstaaten, hinzu kommen mehrere Beitrittskandidaten. Heute können sich alle EU-Bürger auf dem gesamten Gebiet des Binnenmarktes so frei bewegen wie in ihrem Heimatland und haben das Recht auf wirtschaftliche Freizügigkeit. Das heißt, sie können überall innerhalb der EU arbeiten und auch Unternehmen gründen. Neben dem freien grenzüberschreitenden Warenverkehr dürfen Gewerbetreibende ihre Dienstleistungen in jedem Land anbieten, ohne dort eine Niederlassung haben zu müssen. Auch der grenzüberschreitende Kapital- und Zahlungsverkehr unterliegt fast keinen Beschränkungen mehr (die über die Regeln innerhalb der Länder hinaus gehen) und der Euro-Zahlungsverkehrsraum SEPA ermöglicht Finanztransaktionen so einfach wie im Inland.<sup>4</sup>

Aus der volkswirtschaftlichen Theorie ist bereits seit den Arbeiten von David Ricardo<sup>5</sup> bekannt, dass freier Handel den Wohlstand mehren kann. Diese Aussage gilt nicht nur für einige der teilnehmenden Länder, sondern unter bestimmten Voraussetzungen für alle beteiligten

---

<sup>1</sup> Vgl. Artikel 2 EWGV von 1957.

<sup>2</sup> Neben der EWG waren dies die Europäische Gemeinschaft für Kohle und Stahl (EGKS) und die Europäische Atomgemeinschaft (EURATOM).

<sup>3</sup> Vgl. Europäische Zentralbank, (2013)

<sup>4</sup> Vgl. Europäisches Parlament (2013).

<sup>5</sup> David Ricardo, 1772-1823, relevant hier insbesondere sein Werk 'Principles of Political Economy and Taxation' von 1817.

Nationen. Diese theoretischen Überlegungen werden im Bereich der europäischen Union durch empirische Untersuchungen untermauert, die den wirtschaftlichen Erfolg der Harmonisierungen im Rahmen von EWG, EG und EU untersuchen. So geht die Bilanz der EU-Kommission zur Vollendung des Binnenmarktes 1993 von einem zusätzlichen jährlichen Wachstum von 0,5% durch die Integration aus.<sup>6</sup> Hinzu kommen weitere, schwer zu monetarisierende Erleichterungen für die Bürger wie der Wegfall von Grenzkontrollen, die Verwendung einer einheitlichen Währung in zentralen Teilen der EU, u.v.m. Die europäische Integration hat damit zu einem Anstieg des Wohlstandsniveaus in Europa geführt.

Quantifizierende Untersuchungen der positiven Effekte der Europäischen Harmonisierung sind auch in einzelnen Teilbereichen vorgenommen worden. Beispielsweise wurde die Umsetzung der EU-Dienstleistungsrichtlinie aus Dezember 2006, die die EU-weite Erbringung von Dienstleistungen, insbesondere durch kleine und mittelständische Unternehmen verbessert, untersucht. Allein dieser Baustein der Gesamtintegration hat im Zeitraum von 2007 bis Mai 2013 laut der EU-Kommission c. p. zu BIP-Gewinnen von 101 Mrd. € geführt.<sup>7</sup> Schätzungen der EU gehen davon aus, dass ein BIP-Anstieg von 2,6% realisierbar ist, wenn alle Mitgliedsstaaten das Integrationsniveau der besten fünf Länder erreichen.<sup>8</sup>

Weitere Studien untersuchen, welchen Ländern die erzielten Wohlfahrtsgewinne primär zugutekommen. Wünschenswert wäre natürlich, dass nicht nur die ohnehin schon wohlhabenden Nationen profitieren, sondern alle Nationen. Im Idealfall kommt es sogar zu Aufholeffekten bei den schwächeren Ländern, die zu einer Angleichung auf höherem Niveau führen. Tatsächlich zeigen Studien, dass es neben den allgemeinen Wachstumsschüben auch zu einer Konvergenz des Bruttoinlandsprodukts (BIP) pro Kopf auf Mitgliedsstaatenebene gekommen ist. In Irland beispielsweise ist das BIP pro Kopf von 64 % des EU-Durchschnitts 1983 auf 90 % des EU-Durchschnitts 1993 gestiegen. Die Intensität der Steigerung ist allerdings nicht bei allen Mitgliedsstaaten gleich.<sup>9</sup>

Bei Ländern mit niedrigerem Pro-Kopf-Einkommen ist der Wachstumsschub durch eine Mitgliedschaft in der EU also ausgeprägter, da bei ihnen ein Aufholprozess stattfindet. Zum einen erhalten diese Länder als Mitglieder in der EU nun besseren Zugang zu neuem technologischen Wissen. Zum anderen werden auch Finanzhilfen bezahlt. Deshalb ist zu vermuten, dass Länder mit niedrigem BIP pro Kopf auf lange Sicht stärker von einer EU-Mitgliedschaft profitieren als Länder mit hohem BIP. Schätzungen gehen davon aus, dass EU-Transferzahlungen an ärmere Länder im Zeitraum von 1994 bis 1999 dort für 0,7% BIP-Wachstum verantwortlich waren.<sup>10</sup>

#### Der bereits erreichte Status quo der Harmonisierung im Energie-Binnenmarkt

Die oben angeführten allgemeinen Vorteile einer europäischen Harmonisierung und Integration gelten natürlich auch für den Energiesektor im Speziellen. Dieser Sektor ist darüber hinaus ein

---

<sup>6</sup> Vgl. Ziltener (2002), S. 12.

<sup>7</sup> Vgl. Europäische Kommission (2012).

<sup>8</sup> Vgl. European Commission (2012), S. 9.

<sup>9</sup> Vgl. Götz (2001).

<sup>10</sup> Vgl. Crespo-Cuaresma, Dimitz, und Ritzberger-Grünwald (2002), S. 205f.

volkswirtschaftlicher Schlüsselsektor, der einige Besonderheiten aufweist. Aus diesen Gründen haben sich die europäischen Institutionen schon früh explizit mit diesem Sektor beschäftigt. Letztlich begann die europäische Integration bereits vor dem EWG-Vertrag von 1958 mit der Schaffung der Europäischen Gemeinschaft für Kohle und Stahl (EGKS) im Jahr 1951, die nach den verheerenden Auswirkungen des zweiten Weltkriegs die zentralen Sektoren Energie und Montan friedlich harmonisieren sollte.

Die nächsten entscheidenden Schritte in Richtung einer gemeinsamen europäischen Energiepolitik erfolgten als Konsequenz aus der Ölkrise 1973/74.<sup>11</sup> So wurden in der „Entschließung des Rates vom 17. September 1974 betreffend eine neue energiepolitische Strategie für die Gemeinschaft“ Energieziele für das Jahr 1985 benannt.<sup>12</sup>

Einen weiteren Meilenstein auf dem Weg zu einer harmonisierten EU-Energiepolitik bildet der Klimaschutz. Bereits an den Verhandlungen zum 1997 verabschiedeten Kyoto-Protokoll nahm die EU-Kommission als Vertreter der EU teil. In diesem Abkommen verpflichteten sich 37 Industrienationen und die Europäische Union völkerrechtlich bindend, ihren CO<sub>2</sub>-Ausstoß zwischen 2008 und 2012 um durchschnittlich 5 % jährlich im Vergleich zu 1990 zu reduzieren.<sup>13</sup> Um dieses Ziel zu erreichen startete mit Inkrafttreten des Protokolls 2005 als Konsequenz das EU-Emissionshandelssystem (EU ETS), durch welches Emissionsrechte grenzübergreifend gehandelt werden können. Wie später in dieser Arbeit noch gezeigt wird, handelt es sich dabei um eine wirkungsvolle Maßnahme, den CO<sub>2</sub>-Ausstoß effizient zu begrenzen.

Im Jahre 2007 stimmten die Staatsoberhäupter dem ersten Energie-Aktionsplan zu, der die drei größten Herausforderungen der EU-Energiepolitik enthält: Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit und Wettbewerb.<sup>14,15</sup> Im selben Jahr einigten sich die EU-Staaten auf die „20-20-20“ Ziele, die im Rahmen des Aktionsplanes 2007-2009 verwirklicht werden sollen. Angestrebt werden 20% weniger Treibhausgasemissionen im Vergleich zu 1990 im EU-Durchschnitt, 20% des Energieverbrauchs aus erneuerbaren Energien und 20% weniger Primärenergieträgerverbrauch durch erhöhte Effizienz. Zu erreichen sind diese Ziele bis 2020.<sup>16</sup>

Der am 1. Dezember 2009 in Kraft getretene Lissabon-Vertrag formuliert neben allgemeinen Zielen, die die Organisation und Außenwirkung der EU betreffen, explizit Ziele der Europäischen Energiepolitik, die in Artikel 176a des Vertrags genannt sind:

- a) Sicherstellung des Funktionierens des Energiemarkts;
- b) Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit in der Union;
- c) Förderung der Energieeffizienz und von Energieeinsparungen sowie Entwicklung neuer und erneuerbarer Energiequellen und

---

<sup>11</sup> Vgl. Langsdorf (2011), S. 5.

<sup>12</sup> Zu diesen Zielen zählen beispielsweise die Entwicklung von Maßnahmen zum Energiesparen oder die Sicherstellung der Versorgungssicherheit durch eine diversifizierte Versorgung – hierzu wird explizit auch die Entwicklung der Kernenergieerzeugung genannt.

<sup>13</sup> Vgl. UNFCCC (2013).

<sup>14</sup> Vgl. Langsdorf (2011), S. 6.

<sup>15</sup> Vgl. Europäische Kommission (2007).

<sup>16</sup> Vgl. Sabathil (2007).

d) Förderung der Interkonnektion der Energienetze.<sup>17,18</sup>

Im Ende 2011 von der EU-Kommission veröffentlichten ‚Energiefahrplan 2050‘ sind die wichtigsten Ziele enthalten, die richtungsweisend für die Zeit nach 2020 sein sollten. Da Investitionen in Energieinfrastruktur langfristiger Natur sind, sollte so Planungssicherheit geschaffen werden, um dringend benötigte Investitionen in der Zukunft nicht zu hemmen.<sup>19,20</sup> Die EU-Kommission hebt dabei die Ziele einer vollständigen Integration der Energienetze und -systeme sowie die weitere Öffnung der Energiemärkte besonders hervor.

#### Erlöse durch Liberalisierung im Energie-Binnenmarkt

Die Energieversorgung nimmt auch deshalb eine Sonderstellung ein, da dieser Sektor historisch von (natürlichen) Monopolen und Regulierung geprägt war. In den 1990er Jahren wurden von der EU jedoch in diesem Bereich zusätzlich zur bereits erfolgten Harmonisierung weitere mögliche Gewinne durch eine Liberalisierung gesehen. Neben den Harmonisierungsgewinnen ist im Zusammenhang mit dem Energiesektor also auch noch zu prüfen, inwieweit die Liberalisierung und die Abschaffung der Monopolstrukturen zu zusätzlichen Erlösen geführt haben. Da auf die für unsere Analyse zentralen Harmonisierungsgewinne in späteren Thesen eingegangen wird, soll hier zunächst die Liberalisierung des Energiemarktes diskutiert werden. Diese wurde vorangetrieben durch die Verabschiedung einer Reihe von Richtlinien (im Strombereich angefangen mit der Richtlinie 96/92/EG<sup>21</sup>), die die Schaffung eines liberalisierten, wettbewerblich organisierten Energiebinnenmarktes festschrieben. Obwohl im Hinblick auf die Quantifizierung der Wohlfahrtsgewinne der Liberalisierung im Energiesektor weiterhin Forschungsbedarf besteht, gibt es (einige wenige) Arbeiten, die sich mit dieser Frage auseinandersetzen. So hat Copenhagen Economics (2005) untersucht, welchen Wohlfahrtsgewinn die Reformen in den Netzwerkindustrien (neben Strom auch Gas, Telekommunikation, Bahntransport für Güter und Personen, Luftverkehr, ÖPNV und Post) von 1990 bis 2001 verursacht haben. Die Studie schätzt den Nutzen der Liberalisierung mit einem makroökonomischen Modell auf insgesamt rund 2% des Bruttosozialprodukts (den größten Teil davon verursachen die Reformen in den Bereichen Strom und Telekommunikation).<sup>22,23</sup>

Ein weiterer Autor, der sich mit diesem Thema befasst hat, ist Michael Pollitt. In zwei Artikeln aus dem Jahr 2009<sup>24</sup> zeigt er, dass es durch die Liberalisierung der Energiemärkte Wohlfahrtsgewinne auf europäischer Ebene gegeben hat. In Pollitt (2012) wird ein Überblick

---

<sup>17</sup> Vgl. ‚Vertrag von Lissabon zur Änderung des Vertrags über die Europäische Union und des Vertrags zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft, unterzeichnet in Lissabon am 13. Dezember 2007‘, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:12007L/TXT:DE:HTML>

<sup>18</sup> Vgl. Langsdorf (2011), S. 6.

<sup>19</sup> ebd..

<sup>20</sup> Vgl. Europäische Kommission (2011).

<sup>21</sup> Vgl. „Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt“

<sup>22</sup> Vgl. Copenhagen Economics (2005), S. 22.

<sup>23</sup> Eine detailliertere Einordnung der Stärken und Schwächen dieser Studie findet sich bei Booz&Company, Newbery, Strbac, Pudjianto, Noel, und LeighFisher (2013).

<sup>24</sup> Vgl. Pollitt (2009a), S. 13-23, Pollitt (2009b).

---

über einige weitere Studien gegeben, die Wohlfahrtsgewinne durch Liberalisierung untersuchen, allerdings nicht auf europäischer, sondern auf nationaler Ebene.<sup>25</sup>

Durch die Liberalisierung der Strommärkte konnten also bereits erste Erfolge in Form von Wohlstandsgewinnen erzielt werden. Ideal ergänzt wird eine Liberalisierung allerdings mit einer weitgehenden Harmonisierung, damit ein wirklich europäischer Energiemarkt entstehen kann.<sup>26</sup> So sollte beispielsweise ein freier Zugang auf die nationalen Energiemärkte erfolgen können, Energie sollte über Ländergrenzen hinweg handelbar sein, und auch die handelbaren Produkte sollten harmonisiert sein. Die Erfolge der entsprechenden Schritte werden am Beispiel der Strommärkte in der folgenden These 1 dargestellt.

---

<sup>25</sup> Vgl. Pollitt (2012), S. 128-137.

<sup>26</sup> Die Harmonisierung der europäischen Energiemärkte wäre zwar auch unabhängig von der Liberalisierung sinnvoll, wird im folgenden jedoch nicht isoliert betrachtet, da die EU sich wie dargestellt auf die Schaffung eines gemeinsamen Binnenmarktes auch für Energie verständigt hat.

---

## These 1

### Die europäische Strommarktharmonisierung zeigt Erfolge.

---

Bereits im Prolog wurde aufgezeigt, dass die europäische Harmonisierung vom freien Warenverkehr bis hin zur Dienstleistungsfreiheit Harmonisierungsgewinne hervorbringt. Weiterhin wurden dort Liberalisierungsmaßnahmen speziell im Energiebereich dargestellt, bei denen Harmonisierungsgewinne bereits angefallen oder noch zu erwarten sind.<sup>27</sup> In dieser These werden die spezifischen Vorteile einer europäischen Harmonisierung im Stromsektor dargestellt. Dabei konzentriert sich die Analyse in dieser These auf Effekte, die durch die Harmonisierung im Großhandelsmarkt auftreten.

Die Wohlfahrtsgewinne, die durch eine grenzüberschreitende Optimierung der Stromproduktion entstehen, sind bereits in der Fachliteratur diskutiert worden.<sup>28</sup> Die entsprechende mikroökonomisch fundierte Argumentation ist zentral für die Überlegungen in diesem Gutachten. Deshalb wurde eine ausführliche Herleitung in den Appendix aufgenommen, die die wohlfahrtssteigernden Effekte des Stromaußenhandels an einem Zwei-Länder-Modell aufzeigt. Dort wird auch erklärt, wie die Preisbildung funktioniert und welche Unterschiede zwischen den Gleichgewichten mit und ohne Außenhandel bestehen. Diese resultieren insbesondere aus einem einheitlichen Marktpreis, der zur Verschiebung von Erzeugung in das Land mit den niedrigeren Produktionskosten führt.

Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass keine bindenden Kuppelleitungsrestriktionen bestehen, d.h. dass genug freie Übertragungskapazität besteht. Stellen die verfügbaren Kuppelleitungen dagegen eine Beschränkung dar, so ist es umso wichtiger, die vorhandenen Mengen effektiv zu nutzen, um die angrenzenden Märkte zumindest teilweise zu integrieren. Die Auswirkungen einer solchen Beschränkung der Kuppelleitungskapazität wird in Schwarz und Lang (2006) ausführlich beschrieben.

In Abbildung 1-1 sind die Wohlfahrtseffekte des länderübergreifenden Stromhandels dargestellt. Dabei werden die Marktgleichgewichte ohne Außenhandel („nationale Autarkie“) mit der Situation mit Außenhandel (integrierter Markt) verglichen. Ohne Außenhandel ergeben sich in den beiden Ländern unterschiedliche Strompreise (im Beispiel hat Land A bei Autarkie einen deutlich höheren Preis (Preis<sup>A</sup>) als Land B (Preis<sup>B</sup>)). Jedes Land produziert genauso viel Strom wie es auch konsumiert.<sup>29</sup> Findet dagegen ein effizienter Austausch statt, so gleichen sich die Preise zu einem gemeinsamen Marktpreis  $P^M$  an, wobei der Preis in Land A sinkt und in Land B steigt. Wesentliche Eigenschaften des neuen Gleichgewichts sind im Beispiel im Appendix

---

<sup>27</sup> Hier kann beispielsweise der Klimaschutz genannt werden.

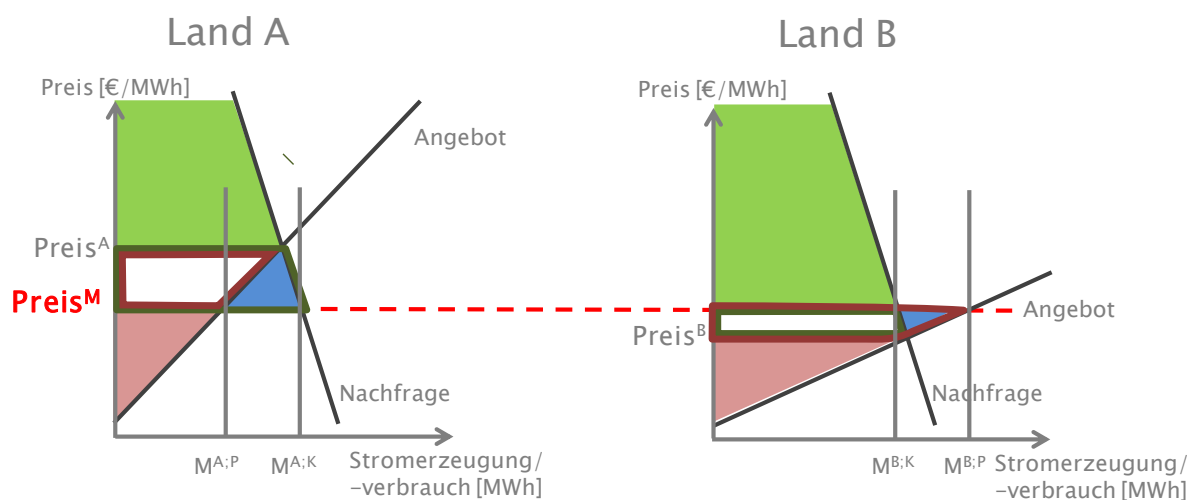
<sup>28</sup> Vgl. beispielsweise Schwarz und Lang (2006).

<sup>29</sup> Die entsprechenden Mengen sind nicht explizit abgetragen. Sie ergeben – wie die Autarkiepreise auch – aus dem Schnittpunkt der jeweiligen Angebots- und Nachfragekurve. Für eine ausführliche Herleitung sei auf den Appendix verwiesen.



beschrieben. Hier soll der Fokus auf dem erzielbaren Effizienzgewinn liegen, von dem die Bürger in beiden Ländern profitieren. Dieser Effizienzgewinn resultiert daraus, dass im Vergleich zur Autarkie die relativ günstige Erzeugung in Land B ausgeweitet wird und die relativ teure Erzeugung in Land A ersetzt. Damit einhergehend verändern sich die produzierten und konsumierten Strommengen in beiden Ländern. In Land A sinkt im Vergleich zum Autarkiefall die produzierte Menge auf  $M^{A:P}$  (entsprechend der zum Preis $^M$  angebotenen Menge), während die konsumierte Menge auf  $M^{A:K}$  steigt (nachgefragte Menge zum Preis $^M$ ). Umgekehrt steigt in Land B die produzierte Menge auf  $M^{B:P}$ , während die konsumierte Menge auf  $M^{B:K}$  sinkt. Die jeweilige Differenzmenge wird entsprechend zwischen den Ländern gehandelt, also von Land B nach Land A exportiert.

ABBILDUNG 1-1: WOHLFAHRTSGEWINNE DURCH AUßENHANDEL



Quelle: Eigene Darstellung r2b.

Obwohl die Gesellschaft insgesamt und auch die Volkswirtschaften in den einzelnen Ländern jeweils vom Handel profitieren, gibt es in beiden Ländern einzelne Interessengruppen, für die das nicht zutrifft. In Land A profitieren vom durch den Außenhandel gesunkenen Strompreis insbesondere die Konsumenten. Dies ist in der Abbildung auch dadurch zu erkennen, dass die Konsumentenrente (dunkelgrün eingerahmte Fläche begrenzt durch Preis<sup>A</sup> und Preis<sup>M</sup>) in Land A größer wird. Dies lässt sich intuitiv dadurch erklären, dass durch den niedrigeren Preis zusätzliche Kunden in Land A (mit einer Zahlungsbereitschaft zwischen  $p^A$  und  $p^M$ ) konsumieren möchten. Darüber hinaus kommt der jetzt niedrigere Strompreis aber auch den bereits bei nationaler Autarkie konsumierenden Kunden zugute. Diese haben alle eine Wertschätzung für Strom, die  $p^A$  übersteigt, müssen nun aber nur noch  $p^M$  bezahlen. Auf der anderen Seite sinkt die Produzentenrente in Land A um die rot eingerahmte Fläche. Es gibt aufgrund des jetzt niedrigeren Strompreises weniger Produzenten, die bereit sind zu produzieren. Deren Rente ist aus demselben Grund gesunken. In Land A wird nun also mehr konsumiert ( $M^{A:K}$ ) als produziert ( $M^{A:P}$ ). Die blaue Fläche zeigt den (stets positiven) Netto-Zugewinn an volkswirtschaftlicher Rente. Der Nutzenzugewinn der Konsumenten übersteigt bei Land A stets den Nutzenrückgang der Produzenten.

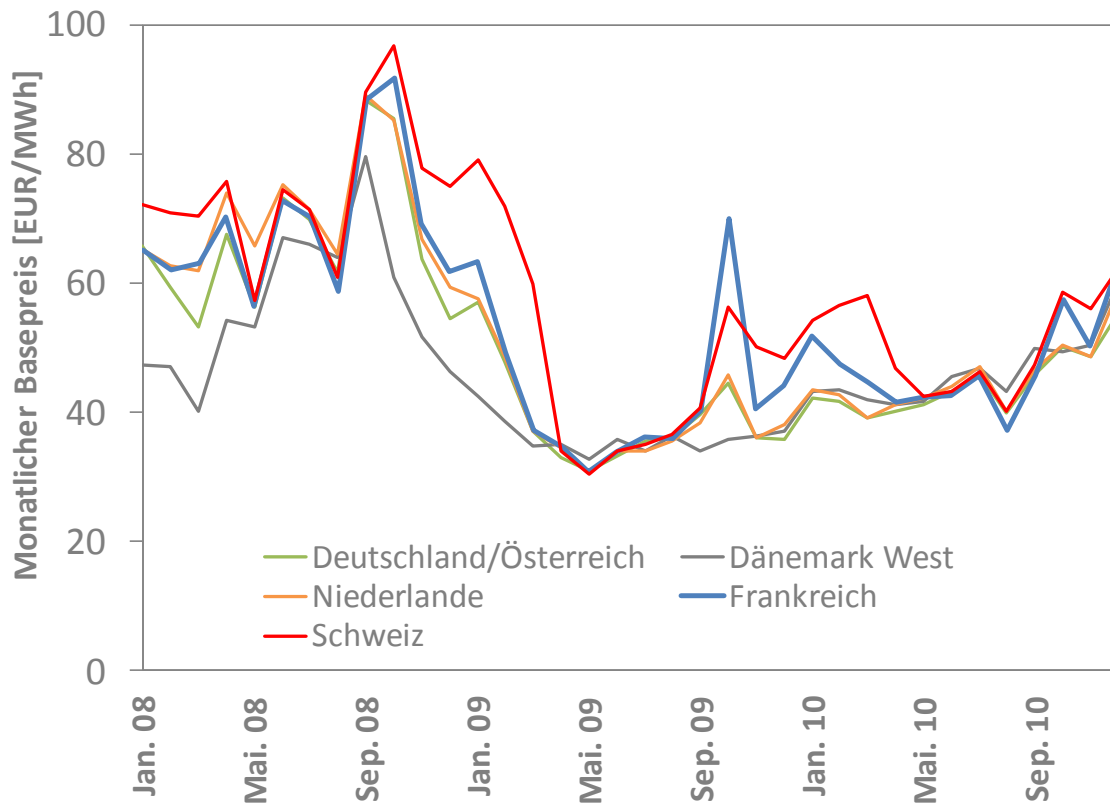
---

In Land B stellt sich die Situation genau umgekehrt dar. Hier erhöht sich die Produzentenrente, während sich die Konsumentenrente verringert. Allerdings ist auch hier der Nettoeffekt stets positiv. Insgesamt profitieren also in Land A die Konsumenten mehr, als die dortigen Produzenten verlieren, während in Land B die Produzenten mehr profitieren, als die Konsumenten dort verlieren. Der gesamte volkswirtschaftliche Nutzen des Außenhandels mit damit einher gehenden einheitlichen Marktpreisen ist positiv.

Grenzüberschreitende Stromflüsse zwischen den europäischen Ländern gibt es bereits seit Jahrzehnten. Relevant für eine Analyse der europäischen Integration ist also, inwieweit es durch die Harmonisierung zu Verbesserungen gekommen ist. Ebenso wichtig ist die Frage, ob es in Zukunft weiteres Potential für Verbesserungen geben kann.

Wenn man zunächst der Frage folgt, inwieweit die europäische Harmonisierung zu Verbesserungen geführt hat, so kann man dies unter anderem durch einen Vergleich der Preise in den unterschiedlichen Ländern analysieren. Falls eine Preiskonvergenz festgestellt werden kann, so wäre dies ein Beleg für eine vertiefte Integration. Für die entsprechende Analyse wurden Preisdaten aus zentralen europäischen Staaten gesammelt und im Zeitverlauf verglichen. Die empirischen Daten (monatliche Großhandelspreise für Strombezug in der Grundlast) zeigen, dass die Liberalisierung der europäischen Strommärkte zu genau diesem Effekt geführt hat. In Abbildung 1-2 sind die entsprechenden Preise für Deutschland, Niederlande, Schweiz, Dänemark (West) und Frankreich dargestellt, und zwar von Anfang 2008 bis Ende 2010. Gab es zu Beginn dieser Periode noch Preisunterschiede von über 20 €/MWh, haben sich die monatlichen Basepreise aufgrund einer zunehmenden Marktintegration bis Ende 2010 sichtbar angenähert.

ABBILDUNG 1-2: MONATLICHE STROMPREISE IN DEUTSCHLAND, DÄNEMARK WEST, NIEDERLANDE, FRANKREICH UND DER SCHWEIZ BIS ENDE 2010



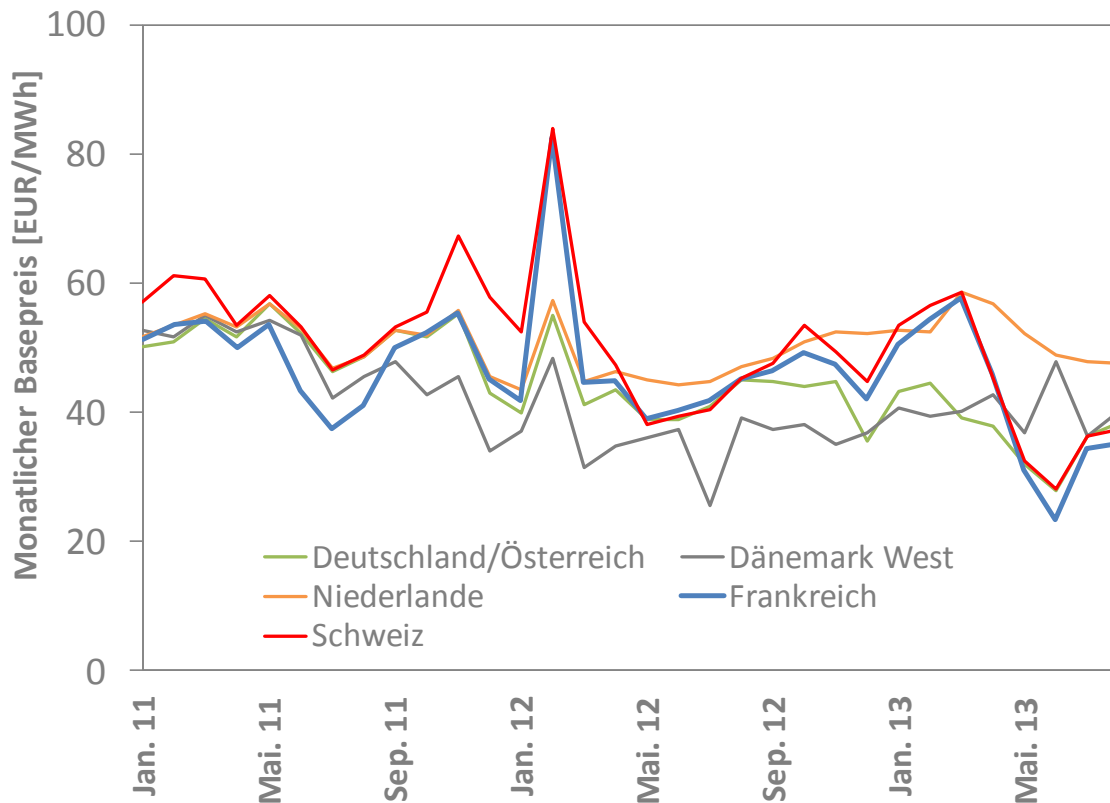
Quelle: Eigene Darstellung r2b.

Ergänzend herangezogen werden kann eine zu unserer Untersuchung komplementäre Studie von Nitsche et al.<sup>30</sup> Die Autoren zeigen, dass sich die Preiskonvergenz bereits im Zeitraum von 2004/05 bis 2008/09 deutlich verbessert hat. Als Ergebnis beider Studien ist also naheliegend, dass sich die Preiskonvergenz in den letzten zehn Jahren deutlich verbessert hat.

Seit 2010 scheint sich dieser Trend jedoch umgekehrt zu haben. Zeitlich zusammenfallend mit dem starken Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland entwickeln sich die Preise wieder auseinander. Abbildung 1-3 stellt die entsprechende Entwicklung der monatlichen Basepreise von Januar 2011 bis Mitte 2013 dar. Lagen diese anfangs in den untersuchten Ländern noch deutlich zusammen, so haben sich die Preisdifferenzen bis Mitte 2013 wieder deutlich erhöht und liegen wieder bei teilweise deutlich über 20 €/MWh.

<sup>30</sup>Vgl. Nitsche, Ockenfels, Röller, und Wiethaus (2010).

ABBILDUNG 1-3: MONATLICHE STROMPREISE IN DEUTSCHLAND, DÄNEMARK WEST, NIEDERLANDE, FRANKREICH UND DER SCHWEIZ AB 2011



Quelle: Eigene Darstellung r2b.

Je ähnlicher die Preise in unterschiedlichen Ländern sind, desto mehr ist der potentielle Nutzen eines effizienteren Kraftwerkseinsatzes zwischen den beiden Ländern ausgeschöpft. Insofern sind die wieder divergierenden Preise ein Anzeichen für Verbesserungspotential. Daher sollte diesem Trend durch Harmonisierungsmaßnahmen entgegen gewirkt werden. Allerdings wäre eine vollständige Preiskonvergenz zwischen allen Ländern in allen Stunden nur dann realisierbar, wenn zu keinem Zeitpunkt Engpässe in den grenzüberschreitenden Kuppelleitungen bestünden.<sup>31</sup> Dafür wäre jedoch ein signifikanter weiterer Netzausbau erforderlich (der sich bis zum Transport der letzten Megawattstunde auch nicht rechnen würde).

Eine bessere Auslastung *bestehender Kuppelleitungskapazitäten* führt dagegen immer zu Wohlfahrtsgewinnen. Um eine möglichst optimale Ausnutzung der bestehenden Kuppelleitungen zu gewährleisten, wird in Europa vermehrt das sogenannte ‚market coupling‘ angewandt. Hierbei erfolgt die Bewirtschaftung bestehender Kuppelleitungskapazitäten mittels eines integrierten Auktionsverfahrens, das eine annähernd optimale Ausnutzung der

<sup>31</sup> Die negativen volkswirtschaftlichen Auswirkungen eines nicht hinreichenden Netzausbaus sind beispielsweise in Schwarz und Lang (2006) beschrieben.

Kapazitäten sicherstellt.<sup>32,33</sup> Ein Beispiel für die Anwendung eines solchen Verfahrens findet sich in der Region Central-Western-Europe (CWE), die die Länder Deutschland, Frankreich, Belgien, die Niederlande und Luxemburg umfasst. Hier werden seit dem 9. November 2010 für den Folgetag die länderübergreifenden Kuppelleitungen in einer gemeinsamen Auktion bewirtschaftet. Diese Maßnahme schlug sich unmittelbar in einer Angleichung der Strompreise in den teilnehmenden Ländern nieder. Tabelle 1-1 stellt den Anteil der Stunden mit Preisgleichheit zwischen Deutschland und anderen CWE-Ländern im Zeitraum von 2009 bis 2012 dar. Seit Einführung des ‚market coupling‘ hat sich die Anzahl der Stunden mit Preisgleichheit deutlich erhöht, was – wie oben beschrieben – zu einem Zugewinn an Wohlfahrt führt.

TABELLE 1-1: STUNDEN DER PREISGLEICHHEIT (IN %) IM ZEITRAUM 2009 BIS 2012

<i>Zeitraum</i>	<i>Deutschland – Belgien</i>			<i>Deutschland – Frankreich</i>			<i>Deutschland – Niederlande</i>		
	<i>gesamt</i>	<i>off-peak</i>	<i>peak</i>	<i>gesamt</i>	<i>off-peak</i>	<i>peak</i>	<i>gesamt</i>	<i>off-peak</i>	<i>peak</i>
2009	0,18%	0,18%	0,19%	0,18%	0,17%	0,19%	0,21%	0,20%	0,21%
2010 <sup>V</sup>	0,40%	0,44%	0,37%	0,40%	0,47%	0,35%	0,44%	0,50%	0,39%
2010 <sup>N</sup>	55,27%	49,91%	59,80%	54,09%	48,89%	58,49%	80,50%	85,08%	76,63%
2011	67,22%	60,29%	73,09%	67,42%	60,34%	73,40%	88,03%	87,71%	88,30%
2012	59,02%	58,99%	59,04%	64,27%	64,75%	63,87%	55,46%	59,85%	51,74%
<i>Zeitraum<sup>2</sup></i>	<i>Deutschland – Dänemark West</i>			<i>Deutschland – Dänemark Ost</i>			<i>Deutschland – Schweden (Zone 4 – Malmö)</i>		
	<i>gesamt</i>	<i>off-peak</i>	<i>peak</i>	<i>gesamt</i>	<i>off-peak</i>	<i>peak</i>	<i>gesamt</i>	<i>off-peak</i>	<i>peak</i>
2011 <sup>3</sup>	19,75%	22,32%	17,58%	20,68%	22,40%	19,22%	11,89%	16,39%	8,07%
2012	29,43%	30,11%	28,86%	29,00%	27,65%	30,14%	16,67%	17,37%	16,08%

1 Peakstunden sind gemäß EPEX SPOT definiert als Zeitraum von 8 bis 21 Uhr. Preisgleichheit gilt, wenn  $|\text{Preisdifferenz}| < 0,01$  Euro/MWh, da einige Börsenpreise mehr als zwei Nachkommastellen aufweisen können.

2010<sup>V</sup>: Zeitraum vor „Market Coupling“ bzw. vor dem 9. November 2010; 2010<sup>N</sup>: Zeitraum nach „Market Coupling“, d.h. ab dem 9. November 2010.

2 Daten für Dänemark und Schweden erst ab 2011 verfügbar.

3 Da Schweden erst seit 1. November 2011 in 4 Gebotszonen unterteilt ist, beziehen sich die errechneten Werte lediglich auf November und Dezember des Jahres 2011.

Quelle: Monopolkommission (2013), S. 50

Neben den zur Verfügung stehenden Übergangskapazitäten werden zukünftig auch die Lastflüsse und Netzauslastungen berücksichtigt. Hierzu haben die Übertragungsnetzbetreiber der CWE im Jahr 2011 das ‚flow based market coupling‘ ins Leben gerufen, welches momentan

<sup>32</sup> Die konkreten Auktionsverfahren sind hierbei unterschiedlich. Für eine Übersicht über die möglichen Verfahren zur Engpassbewirtschaftung und die momentan existierenden regionalen Verfahren siehe z. B. Monopolkommission (2011), S. 107ff.

<sup>33</sup> Ein Grund für eine nicht effiziente Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Kuppelleitungskapazitäten können beispielsweise unterschiedliche ‚gate closure‘-Zeiten an den unterschiedlichen Handelsplätzen für Strom sein. Eine Harmonisierung dieser Zeiten wird als notwendig angesehen, um Strommärkte in benachbarten Ländern bestmöglich zu harmonisieren (vgl. frontier economics (2007)).

in der CWE-Region Stück für Stück umgesetzt wird. Hierdurch sind weitere volkswirtschaftliche Kosteneinsparungen zu erwarten.<sup>34</sup> Die Bemühungen der europäischen Union, das ‚market coupling‘ zwischen den europäischen Ländern weiter voranzutreiben, sind somit zu begrüßen – und mitverantwortlich für die beobachteten Preiskonvergenzen.<sup>35</sup>

Der Frage, wie groß zukünftige zusätzliche Potentiale für Verbesserungen noch sind, kann man sich mit einer Literaturlauswertung nähern. Es gibt jedoch nur wenige Studien, die sich mit diesem Thema auf wissenschaftlicher Basis auseinander setzen. Neuhoff et al. (2011) geben einen Überblick über die Literatur und untersuchen auch die möglichen Gewinne einer weiter verbesserten Auslastung der Kuppelleitung.

#### Diskussion weiterer Effekte

Ein weiterer positiver Effekt einer verstärkten Marktintegration ist, dass damit in der Regel auch eine höhere Handelsliquidität einhergeht. Eine bessere Liquidität verbessert beispielsweise die Möglichkeit der Investoren, die oftmals jahrzehntlang anfallenden Zahlungsströme besser abzusichern. Darüber hinaus reduziert ein besser integrierter Markt auch die Anfälligkeit für Marktmacht, da die relative Größe der einzelnen Anbieter (und damit auch deren Möglichkeiten zur Preisbeeinflussung) mit zunehmender Marktgröße sinkt.

#### Ergebnisse der Analyse

Außenhandel mit Strom führt zu Effizienzsteigerungen und Einkommenszuwächsen in den teilnehmenden Ländern. Im Land mit höheren Produktionskosten profitieren die Konsumenten von sinkenden Preisen, im Land mit niedrigeren Produktionskosten die Produzenten. In beiden Ländern entsteht ein positiver volkswirtschaftlicher Effekt. In Zentraleuropa lassen sich solche Preiskonvergenzen für die letzten zehn Jahre empirisch belegen. Verstärkt wurde dieser Trend durch die Einführung des ‚market couplings‘. Mit dem fortschreitenden Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland treten in den letzten Monaten jedoch wieder steigende Preisunterschiede auf. Dieser Tendenz kann durch Harmonisierungsmaßnahmen (z. B. weiter verbesserte Auslastung bestehender Kuppelleitungskapazitäten) entgegengesteuert werden. Eine verstärkte Marktintegration führt zudem zu mehr Liquidität im Stromhandel, was die Absicherung langfristiger Zahlungsströme für Investoren vereinfacht.

---

<sup>34</sup> Für eine Übersicht über das ‚flow-based market coupling‘ siehe beispielsweise [http://www.amprion.net/sites/default/files/pdf/FAQ\\_-\\_update\\_121211.pdf](http://www.amprion.net/sites/default/files/pdf/FAQ_-_update_121211.pdf)

<sup>35</sup> Für eine beispielhafte empirische Auswertung der Flüsse zwischen Frankreich und den Niederlanden siehe Moss (2009).

---

## These 2

### **Werden Kapazitätsmärkte zur Steigerung der Versorgungssicherheit angestrebt, so sollten sie auf europäischer Ebene angelegt sein.**

---

Versorgungssicherheit war schon vor der Liberalisierung der Energiemärkte ein zentrales energiepolitisches Ziel. Dies drückt sich beispielsweise im energiewirtschaftlichen Zieldreieck aus, das die Ziele Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit aufführt. Ob der liberalisierte Energiemarkt die Versorgungssicherheit allein erreichen kann oder ob zusätzliche Markteingriffe erforderlich sind, wird 15 Jahre nach der Liberalisierung in Deutschland jedoch kontrovers diskutiert. Dazu gibt es mittlerweile eine umfangreiche Literatur.<sup>36</sup> Dennoch sind nach wie vor viele Fragen offen: Es ist weder die grundsätzliche Notwendigkeit einer Einführung von Kapazitätsinstrumenten geklärt noch deren Ausgestaltung im Bedarfsfall (umfassende Kapazitätsmechanismen, strategische Reserve, selektive Kapazitätsmechanismen). Diese Fragen liegen jedoch nicht im Fokus unserer Untersuchung, die sich mit Fragen der Harmonisierung und der europäischen Integration beschäftigt.

Auch in diesem Bereich ergeben sich mit der Einführung von Kapazitätsmechanismen jedoch Rückwirkungen. Diese liegen in der Beeinflussung der Handelsflüsse und Austauschsalen, die sich zwischen den Ländern in einem gemeinsamen Binnenmarkt ergeben. Die Einführung von Kapazitätsmärkten in einem Land hat dadurch direkte Auswirkungen auf die umliegenden Länder. Schon aus diesem Grund sollten in einem harmonisierten europäischen Binnenmarkt nationale Alleingänge vermieden und durch ein abgestimmtes Vorgehen ersetzt werden.

Weiterhin zeigt diese These, dass nationale Alleingänge bei Kapazitätsmechanismen im Extremfall keinen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten und in anderen Bereichen sogar schädlich sein können. Dies wird erneut mit einem vereinfachten Zwei-Ländersystem verdeutlicht. Da es sich bei Fragen von Kapazitätsmechanismen jedoch nicht um kurzfristige Fragen des Kraftwerkseinsatzes handelt, sondern um langfristige Überlegungen, zeigen die Abbildungen in unserem Beispiel diesmal langfristige Angebotsfunktionen (Grenz-Vollkosten). Die Vollkosten der langfristigen Angebotsfunktion umfassen dabei neben den variablen Erzeugungskosten auch die Investitionskosten, unter Annahme einer durchschnittlichen Auslastung ausgedrückt in Euro je erzeugter MWh Strom.<sup>37</sup> In der Darstellung wird davon ausgegangen, dass die Kuppelleitungen zwischen den beiden Ländern keinen bindenden Engpass darstellen, d.h. die beiden Länder können sich zu einem vollständig integrierten Gesamtmarkt ergänzen. Abbildung 2-1 zeigt unter diesen Voraussetzungen den resultierenden

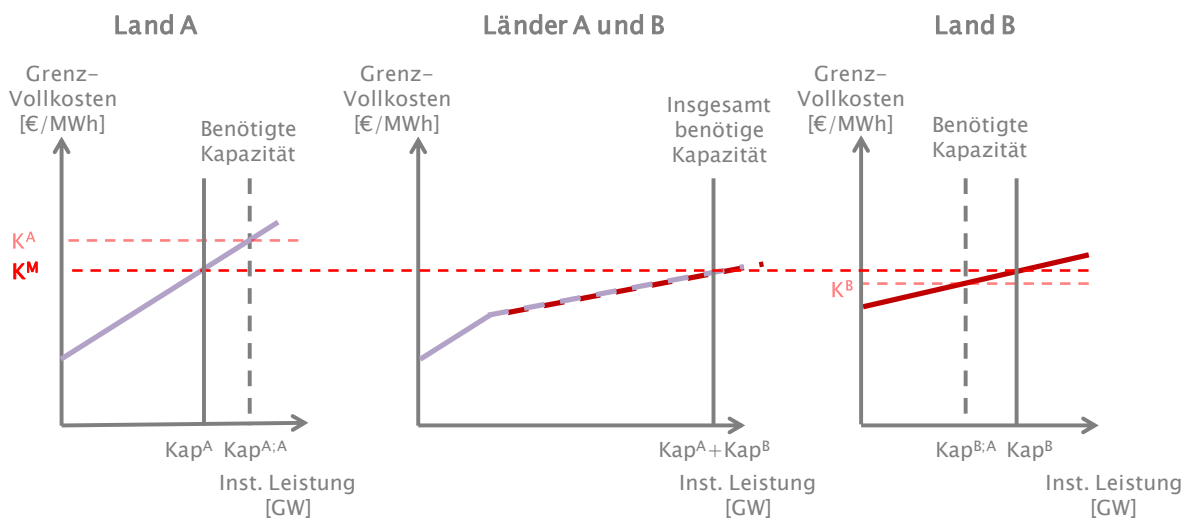
---

<sup>36</sup> Eine Übersicht findet sich beispielsweise in Agora Energiewende (2012) oder Ecofys (2012).

<sup>37</sup> In der Literatur werden diese Kosten oft als ‚levelized costs of electricity‘ (LCOE) bezeichnet.

Kapazitätsausbau in beiden Ländern ( $Kap^A$  und  $Kap^B$ ) ohne Kapazitätsmechanismen.<sup>38</sup> Dieser ergibt sich durch den Schnittpunkt der Grenz-Vollkostenfunktion mit der jeweiligen benötigten Kapazität. Letztere entspricht in etwa der Jahreshöchstlast („Jahrespeak“), also dem maximalen Stromverbrauch im entsprechenden Land.<sup>39</sup>

ABBILDUNG 2-1: KRAFTWERKSPARKS IN ZWEI LÄNDERN OHNE KAPAZITÄTSZAHLUNGEN



Quelle: Eigene Darstellung r2b.

Die unilaterale Einführung eines Kapazitätsmarktes in einem der beiden Länder (angenommen Land B) verändert diese Situation. Der Kapazitätsmarkt eröffnet Kapazität in Land B eine zusätzliche Einnahmequelle für installierte Kapazität. Durch diese Zahlung verschiebt sich die langfristige Angebotskurve in Land B nach unten, da Kapazität nun bereits bei geringeren Erlösen auf dem Strommarkt in den Markt eintritt. Die langfristige Angebotskurve in Land B zeigt nun also die Vollkosten *nach Abzug der Kapazitätszahlung*. Dies entspricht den verbleibenden auf dem Strommarkt zu verdienenden Vollkosten. In Abbildung 2-2 werden die Konsequenzen analysiert, wobei vereinfachend davon ausgegangen wird, dass die langfristige Angebotsfunktion in Land B *parallel* nach unten verschoben wird. Durch die einseitige Einführung des Kapazitätsmarkts wird also die Angebotssituation der Kraftwerksbetreiber in Land B, insbesondere relativ zu den Wettbewerbern in Land A, verbessert. Deshalb wird auch entsprechend mehr Kapazität in Land B zugebaut. In Land A dagegen wird nun weniger zugebaut. Da jedoch in der integrierten Lösung die Gesamtkapazitätsnachfrage gerade der Summe der nationalen Nachfragen entspricht, baut Land A nun exakt genauso viel weniger Kapazität, wie der Kapazitätsmarkt in Land B mehr bringt. Im Ergebnis ist also im integrierten

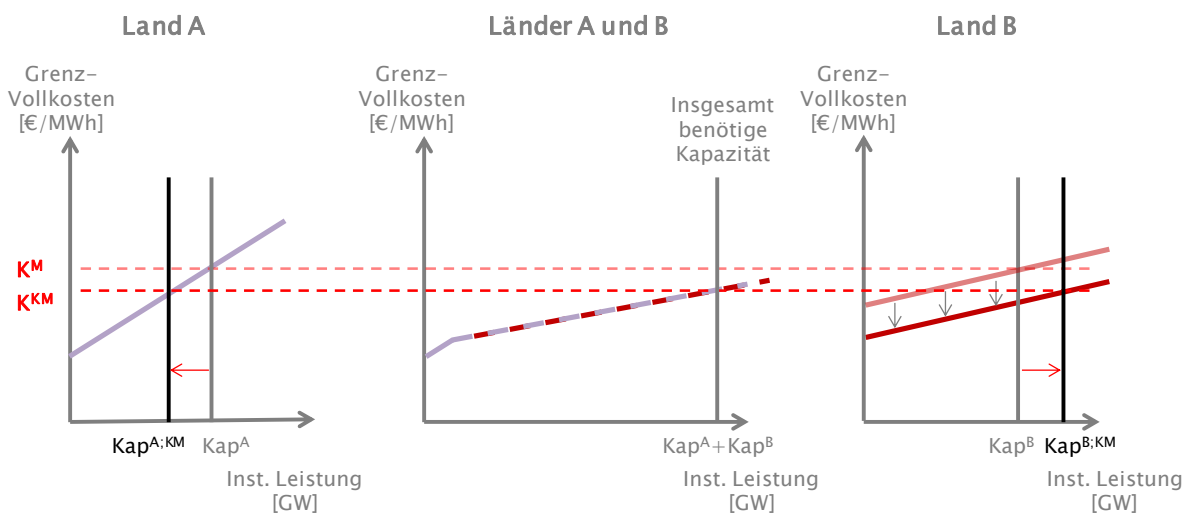
<sup>38</sup> Gestrichelt mit dem hochgestellten ‚A‘ ( $Kap^{A:A}$ , bzw.  $Kap^{B:A}$ ) werden auch die Ergebnisse bei nationaler Autarkie dargestellt. Gegenüber der national autarken Lösung ergeben sich durch die Integration Wohlfahrtsgewinne. Für die diesbezügliche Argumentation sei auf den Anhang verwiesen.

<sup>39</sup> Fragen nach der zur Verfügung stehenden Leistung („gesicherte Leistung“) und die praktischen Schwierigkeiten einer Bedarfsschätzung für mehrere Jahre in der Zukunft liegende Höchstlasten unter Berücksichtigung der dann realisierbaren Preiselastizität sind für die Diskussion zur Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten zentral, jedoch nicht unmittelbar für den Untersuchungsschwerpunkt der europäischen Harmonisierung.



Markt kein einziges zusätzliches Megawatt an gesicherter Leistung errichtet worden. Desweiteren werden nun Kraftwerke in Land B zugebaut, die höhere Vollkosten haben als die nicht mehr gebauten freien Kapazitäten in Land A. Die nationale Einführung eines Kapazitätsmarkts verursacht hier also eine Ineffizienz.

ABBILDUNG 2-2: KRAFTWERKSPARKS IN ZWEI LÄNDERN MIT KAPAZITÄTZAHLUNGEN IN LAND A



Quelle: Eigene Darstellung r2b.

## Diskussion weiterer Effekte

Die einseitige nationale Einführung von Kapazitätsmärkten berührt natürlich auch die Grundsätze des europäischen Binnenmarktes. In dieser Richtung hat sich die Europäische Kommission bereits in der Richtlinie 2009/72/EG<sup>40</sup> geäußert. Die Einführung von nationalen Kapazitätsmechanismen wird in der Richtlinie zwar nicht verboten, die EU schreibt aber: „(...) Verfahren [zur Investitionslenkung] kommen jedoch nur in Betracht, wenn die Versorgungssicherheit durch die im Wege des Genehmigungsverfahrens geschaffenen Erzeugungskapazitäten bzw. die getroffenen Energieeffizienz-/Nachfragesteuerungsmaßnahmen allein nicht gewährleistet ist.“<sup>41</sup>

Weiterhin besteht bei nationalen Regelungen die Gefahr, dass die entsprechend vorgehaltene Menge nicht den politisch vorgegebenen Zielen entspricht. Wenn beispielsweise alle Länder ihren nationalen Kapazitätsbedarf so festlegen, dass die nationale Jahreshöchstlast (unter Berücksichtigung von Sicherheitsmargen und gesicherter Leistung) durch die jeweiligen nationalen Kapazitäten gedeckt werden können, entsteht eine Überausstattung an Kapazität, da die Höchstlasten nicht in allen Ländern gleichzeitig auftreten (insbesondere bei einer Betrachtung der residualen Lasten unter Berücksichtigung der EE-Einspeisungen). Hinzu kommt

<sup>40</sup> Vgl. „Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG“.

<sup>41</sup> Richtlinie 2009/72/EG, Art. 8, Abs. 1, Satz 2.

natürlich, dass einige Länder bereits seit Jahrzehnten eher Exporteure von elektrischer Energie sind, während andere Länder eher importieren. Dabei kann es durchaus vorkommen, dass ein Land auch in Zeiten von hoher Last auf freie Kapazität in einem anderen Land zurückgreift. Nationale Kapazitätsmärkte, die sich an nationalen Jahreshöchstlasten orientieren, wären also nicht nur ein Zurück gegenüber dem bereits erreichten Status-Quo der europäischen Harmonisierung, sondern sogar gegenüber jahrzehntealten gewachsenen Strukturen (die oftmals Erzeugungsvor- bzw. Nachteile der einzelnen Länder widerspiegeln). Obwohl hier weiterer Forschungsbedarf für quantitative Untersuchungen besteht, gehen erste Schätzungen des Wohlfahrtsverlusts bei nationalen Alleingängen in der Kapazitätsvorhaltung von einem mittleren einstelligen Milliarden-Euro-Betrag bis 2030 aus.<sup>42</sup>

### Ergebnisse der Analyse

Falls die Politik sich entscheidet, Kapazitätsmärkte einzuführen, so ist eine koordinierte europäische Vorgehensweise nationalen Alleingängen vorzuziehen. Bei einem allein nationalen Kapazitätsmarkt erhalten lediglich Kraftwerksbetreiber in diesem Land eine Prämie dafür, dass sie Kraftwerksleistung zur Verfügung stellen. Dadurch sinken die zur Finanzierung von Kraftwerken in diesem Land notwendigen stromseitigen Einnahmen – und in der Folge auch die mittleren Preise auf einem wettbewerblichen Strommarkt. Sind die Märkte mehrerer Länder gekoppelt, haben die Kraftwerksbetreiber in dem Land mit Kapazitätzahlungen dadurch einen Kostenvorteil gegenüber den Nachbarländern ohne solche Zahlungen. In dem Land mit Kapazitätsmarkt entsteht dadurch mehr Kapazität, in dem Land ohne Kapazitätsmarkt jedoch weniger. Dies schränkt den Zugewinn an insgesamt installierter Leistung ein – ohne Netzengpässe bliebe die installierte Gesamtleistung sogar unverändert. Eine Steigerung der Versorgungssicherheit wird dann also nicht erreicht. Durch nationale Kapazitätsmärkte würde darüber hinaus der bereits erreichte Stand der Harmonisierung in Europa teilweise rückgängig gemacht. Der europäische Kraftwerkspark würde weniger effizient und es entstünden unnötige volkswirtschaftliche Kosten.

---

<sup>42</sup> Vgl. Booz et al. (2013), S. 89.

---

## These 3

### **Das ETS ist ein geeignetes System, um CO<sub>2</sub>-Emissionen effizient zu reduzieren.**

---

Das ‚EU emissions trading scheme‘ (EU ETS) ist ein marktwirtschaftliches Instrument der EU-Klimapolitik mit dem Ziel, den Ausstoß an Treibhausgasen zu reduzieren. Dieses Ziel soll zu möglichst geringen volkswirtschaftlichen Kosten erreicht werden. Das EU ETS wurde 2005 eingeführt und umfasst aktuell rund 11.000 Energieerzeugungs- und Produktionsanlagen mit hohem Energieverbrauch. Das ETS basiert auf dem sogenannten ‚Cap and Trade‘-Prinzip. Dies bedeutet, dass eine Obergrenze („Cap“) für die Gesamtemissionen eingeführt und dann den Marktakteuren durch Handel („Trade“) ermöglicht wird, innerhalb dieser Obergrenze für eine effiziente Allokation – in diesem Fall des ausgestoßenen Treibhausgases CO<sub>2</sub> – zu sorgen. Dies erfolgt in Form von Emissionszertifikaten, wobei jedes Zertifikat zum Ausstoß von einer Tonne CO<sub>2</sub> berechtigt. Zum Beginn einer Handelsperiode wird die Anzahl an ausgegebenen Zertifikaten von der EU festgelegt und veröffentlicht. Diese Menge ist nachträglich nicht mehr veränderbar, d. h. über die ausgegebene Menge an Zertifikaten kann die insgesamt emittierte Menge an CO<sub>2</sub> effektiv begrenzt werden. In der ersten Handelsperiode von 2005 bis 2007 betrug die zugewiesene Menge an CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen knapp 2.300 Mio. Tonnen pro Jahr. In der zweiten Handelsperiode von 2008 bis 2012 sank diese auf 2.087 Mio. Tonnen pro Jahr. Die EU strebt eine Emissionsreduktion von 20% bis 2020 und mindestens 80 % bis 2050 gegenüber 1990 an<sup>43</sup>. Dies resultiert in einer linearen jährlichen Absenkung der Zertifikatsobergrenzen (also der Menge an handelbaren Zertifikaten) um 1,74 % bis 2020. Damit wird 2020 die Anzahl der Emissionszertifikate 21 % unter dem Niveau von 2005 liegen.<sup>44</sup>

Die CO<sub>2</sub>-Zertifikate sind frei und allgemein handelbar. Dadurch wird ein Anreiz geschaffen, CO<sub>2</sub>-Emissionen an den kostengünstigsten Stellen einzusparen. Der Zertifikatspreis signalisiert dann, mit welchen Kosten die Vermeidung einer weiteren Tonne CO<sub>2</sub>-Ausstoß verbunden ist. Je höher der Preis für CO<sub>2</sub>-Zertifikate ist, desto höher ist der Aufwand für weitere Vermeidung und damit auch die Grenzvermeidungskosten. Dieses System funktioniert europaweit. Das bedeutet, dass das Preissignal in allen teilnehmenden Ländern identisch ist. Je nachdem, welche Technologien und welche Möglichkeiten zur Vermeidung in den einzelnen EU-Ländern vorhanden sind, ergeben sich von Land zu Land unterschiedliche Kurven der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten. Die jeweiligen Kurven bilden sämtliche Vermeidungsoptionen und die damit verbundenen Kosten ab – zunächst ohne eine Aussage darüber, ob diese tatsächlich in Anspruch genommen werden.<sup>45</sup>

---

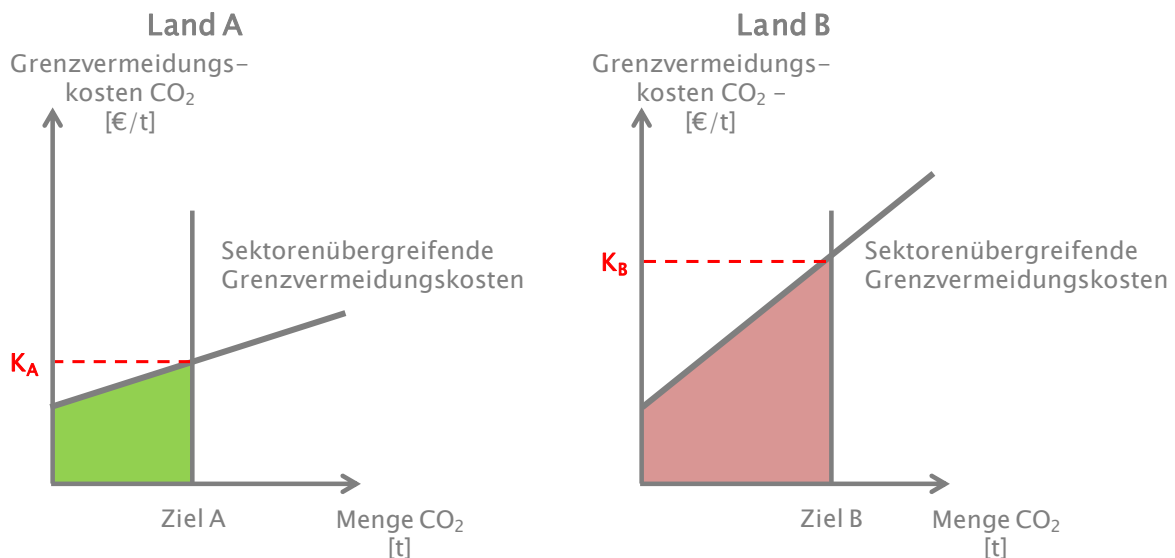
<sup>43</sup> Europäische Kommission (2011), S. 3.

<sup>44</sup> Vgl. European Commission (2013), Europäische Union (2009).

<sup>45</sup> Das Preisbildungsverfahren für CO<sub>2</sub>-Zertifikate ist ausführlich am Appendix dargestellt.

In Abbildung 3-1 sind beispielhaft die CO<sub>2</sub>-Grenzvermeidungskosten<sup>46</sup> zweier Länder dargestellt, zwischen denen kein Austausch oder Handel von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten stattfindet. Am linken Ende der Kurve befinden sich jeweils die Technologien, mit denen es verhältnismäßig günstig ist, CO<sub>2</sub> zu vermeiden, während die Kosten nach rechts weiter ansteigen. Je mehr CO<sub>2</sub> eingespart werden soll, umso teurer wird demnach jede zusätzlich einzusparende Tonne CO<sub>2</sub>.

ABBILDUNG 3-1: INDIVIDUELLE GRENZVERMEIDUNGSKOSTEN FÜR CO<sub>2</sub> OHNE HANDEL



Quelle: Eigene Darstellung r2b.

Die Kostenkurve verläuft in unserem Beispiel in Land A flacher als in Land B. Dies bedeutet, dass es dort im Vergleich zu Land B mehr Technologien gibt, die verhältnismäßig geringe CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten aufweisen. Zunächst setzen sich beide Länder jeweils ein individuelles Ziel zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung. Dies bedeutet, dass in jedem Land eine bestimmte Menge (Ziel A' bzw. Ziel B') an maximal zu emittierendem CO<sub>2</sub> regulatorisch vorgegeben wird. Grafisch ist dies durch die jeweilige vertikale Linie dargestellt. Zur Emissionsvermeidung werden in beiden Ländern – unabhängig voneinander und zur Erreichung der nationalen Ziele – jeweils die Technologien mit den geringsten CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten herangezogen. Da sowohl die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten als auch die individuellen Ziele in beiden Ländern unterschiedlich sind, werden sich in der Praxis im Gleichgewicht in jedem Land unterschiedliche Grenzkosten K<sub>A</sub>, bzw. K<sub>B</sub> für die CO<sub>2</sub>-Vermeidung einstellen. Im einen Land ist es also teurer eine weitere Tonne CO<sub>2</sub> zu vermeiden als im anderen. Die Fläche unter der jeweiligen Grenzvermeidungskostenkurve stellt die gesamten volkswirtschaftlichen Kosten der CO<sub>2</sub>-Vermeidung dar.<sup>47</sup> Da die Kurve in Land A flacher und zudem das Ziel niedriger ist als in Land B, sind die Gesamtkosten der CO<sub>2</sub>-Vermeidung dort

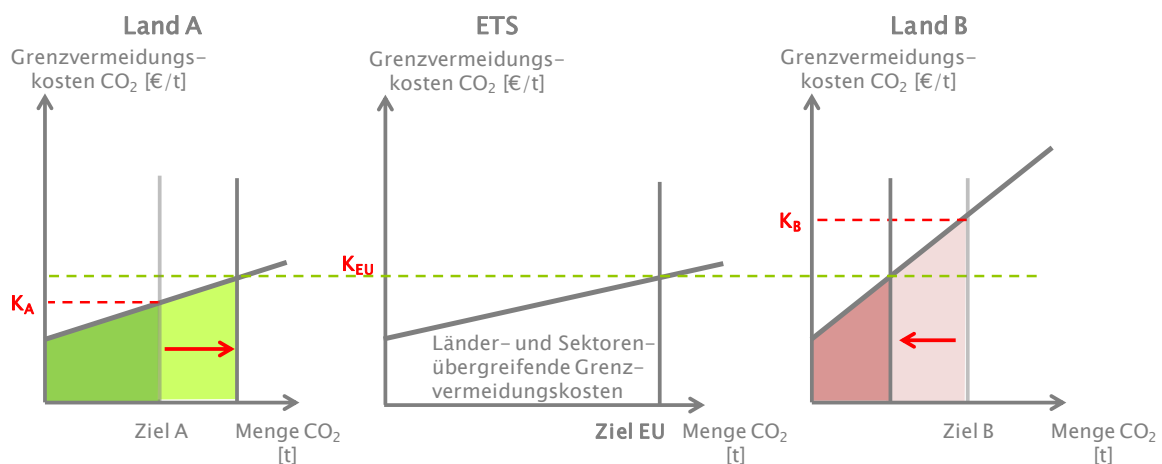
<sup>46</sup> Der Begriff der Grenzkosten ist ein zentraler ökonomischer Ausdruck. Er bezeichnet die Kosten einer zusätzlichen Einheit. Die Grenzvermeidungskosten bezeichnen die Kosten, die durch die Vermeidung einer weiteren Tonne CO<sub>2</sub> entstehen. Eine Erläuterung der mikroökonomischen Analysemethodik zur Preisbildung findet sich – am Beispiel der Stromerzeugung – im Appendix.

<sup>47</sup> Dem stehen jedoch auch Gewinne gegenüber, da durch die Beschränkung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes ja die negativen Folgen des Klimawandels bekämpft werden.

insgesamt geringer, was seinen grafischen Ausdruck durch eine kleinere Fläche findet. Hierdurch entsteht Potential für eine Kostenreduktion: Wenn in dem Land mit den niedrigen Grenzvermeidungskosten (im Beispiel Land A) weitere freie Potentiale zur Vermeidung genutzt werden, könnte im anderen Land (Land B) die Nutzung teurerer Potentiale zurückgefahren werden – bei gleichbleibender Gesamtemission. Die beste Lösung ergibt sich bei einem gemeinsamen Emissionsziel der beiden Länder, das identische Grenzvermeidungskosten in beiden Ländern sicherstellt.

Dieses Argument kann auch durch grafische Analysen untermauert werden. In Abbildung 3-2 ist derselbe Sachverhalt dargestellt, wobei hier ein länderübergreifendes Handelssystem wie im ETS implementiert ist. Hierdurch werden die beiden Kurven zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung zusammengeführt und anstatt zweier Ziele für die Menge an zu vermeidendem CO<sub>2</sub> ist – wie im ETS auch – ein Gesamtziel vorgegeben, welches der Summe der beiden Einzelziele entspricht. Insgesamt wird in diesem System also die gleiche Menge CO<sub>2</sub> emittiert wie bei nationaler Autarkie. Damit ist auch der Gesamtvorteil des Klimaschutzes, der sich aus den insgesamt eingesparten Mengen ergibt, in beiden Fällen identisch. Die Möglichkeit, CO<sub>2</sub>-Zertifikate auch zwischen den Ländern zu handeln, sorgt dafür, dass sich nun einheitliche Grenzvermeidungskosten für CO<sub>2</sub> einstellen. Im vorliegenden Beispiel liegen diese über den ursprünglichen Grenzkosten in Land A und unter denen in Land B.

ABBILDUNG 3-2: GEMEINSAME GRENZVERMEIDUNGSKOSTEN CO<sub>2</sub> MIT HANDEL



Quelle: Eigene Darstellung r2b.

Die Menge an zusätzlich emittiertem CO<sub>2</sub> in Land A entspricht genau der Menge an CO<sub>2</sub>, welche in Land B weniger emittiert wird (da die Gesamtmenge definitionsgemäß dieselbe bleibt). Somit steigen im Vergleich zum Fall ohne Handel aufgrund der zusätzlich emittierten CO<sub>2</sub>-Menge in Land A die volkswirtschaftlichen Kosten um die hellgrüne Fläche. Gleichzeitig sinken jedoch in Land B aufgrund der geringeren emittierten CO<sub>2</sub>-Menge die volkswirtschaftlichen Kosten um die hellrote Fläche. Da die eingesparten CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten in Land B höher sind als die zusätzlichen Kosten in Land A, ist die hellgrüne Fläche kleiner als die hellrote. Insgesamt werden

also aufgrund der länderübergreifend effizienten Vermeidung von CO<sub>2</sub> Kosten eingespart. Das harmonisierte System sorgt für eine effiziente Allokation der CO<sub>2</sub>-Vermeidung. Die Gesamtkosten werden – bei gleichbleibendem Klimaschutz – minimiert. Im gesamtwirtschaftlichen Optimum sind die Grenzvermeidungskosten im Gleichgewicht in beiden Ländern identisch.

#### Diskussion weiterer Effekte

Das ETS ist – wie in dieser These gezeigt – ein geeignetes System, um die formulierten Klimaschutzziele zu erreichen. Dennoch wird es von verschiedenen Seiten kritisiert. Die Kritik zielt dabei meist auf den momentan niedrigen CO<sub>2</sub>-Preis<sup>48</sup> ab. Dieser führt dazu, dass Kraftwerke mit verhältnismäßig hohen spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen (beispielsweise Braunkohlekraftwerke) – wegen des Brennstoffkostenvorteils der Braunkohle und den derzeit moderaten CO<sub>2</sub>-Preisen – einen Kostenvorteil gegenüber emissionsärmeren Kraftwerken (insbesondere auch neuen GuD-Anlagen) haben. Dieser Argumentation folgend konterkariere der momentan niedrige CO<sub>2</sub>-Preis die Energiewende und die Klimaziele in Deutschland, da er die Erzeugung aus Kohle gegenüber Gaskraftwerken attraktiv mache.<sup>49</sup>

Hierzu ist anzumerken, dass es sich beim ETS um ein Instrument zur Mengensteuerung handelt. Die von der europäischen Politik festgelegten Klimaziele werden effektiv eingehalten. Dafür sorgt die Ausgabe genau der gewünschten Menge an Emissionsrechten. Im Rahmen dieser Zielvorgaben ist es natürlich möglich, dass auch Technologien zur Anwendung kommen, die verhältnismäßig emissionsreich sind – solange das Gesamtziel auf europäischer Ebene eingehalten wird. Der momentan vergleichsweise niedrige CO<sub>2</sub>-Preis zeigt, dass das politisch vorgegebene Klimaziel zu niedrigeren Kosten möglich ist, als dies ursprünglich möglicherweise vermutet wurde. Gründe dafür werden beispielsweise in These 6 diskutiert, liegen aber auch in der europäischen Wirtschaftskrise. Es ist nicht nachvollziehbar, warum die günstigere Erreichung eines vorgegebenen Ziels (Emissionsreduktion um 20 % bis 2020) das Instrument des CO<sub>2</sub>-Handels oder gar die Energiewende konterkarieren soll.

Ein weiteres gegen den Emissionshandel vorgebrachtes Argument betrifft die Strompreise auf dem Großhandelsmarkt, die unter anderem auch wegen der geringen CO<sub>2</sub>-Preise derzeit relativ niedrig sind. Es wird teilweise argumentiert, dass der niedrige CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis und der daraus resultierende niedrige Strompreis zu einer höheren EEG-Umlage führen. In der Tat ist es so, dass ein steigender Großhandelspreis die EEG-Umlagekosten senkt, da sich die Preisdifferenz zwischen der Einspeisevergütung und dem Wert des dadurch erzeugten Stroms (ausgedrückt im Großhandelspreis) verringert. Dennoch ist dieses Argument aus Sicht der Verbraucher zurückzuweisen. Denn während die Verbraucher in Deutschland rund 550 TWh pro Jahr verbrauchen, erzeugen die EE-Anlagen derzeit weniger als 150 TWh. Und den Preis für 550 TWh zu erhöhen, damit 150 TWh günstiger werden, kann kaum im Interesse der Verbraucher liegen.

---

<sup>48</sup> Der Preis für European Emission Allowances lag am 06.09.2013 bei 4,95 €/t, im Vergleich dazu lag er kurz nach Einführung des ETS zwischenzeitlich bei fast 30 €/MWh.

<sup>49</sup> Vgl. Agentur für Erneuerbare Energie (2013).

Hinzu kommt, dass die Verbraucher den Klimaschutz ja bereits durch die Förderung erneuerbarer Energien bezahlen. Die Kosten für die aus der Energiewende resultierenden Emissionsreduktionen werden also bereits an anderer Stelle – nämlich durch die EEG-Umlage – auf die Verbraucher umgelegt.<sup>50</sup> Der durch die erneuerbaren Energien eingespeiste CO<sub>2</sub>-freie Strom senkt jedoch die Preise im Markt für Emissionszertifikate. Dies ist positiv zu bewerten, da andernfalls der Klimaschutz doppelt bezahlt werden müsste.

Zudem wirkt das ETS antizyklisch. Das bedeutet, dass in Zeiten guter Konjunktur (und entsprechend hohen Energieverbrauchs) eine hohe Nachfrage nach Zertifikaten herrscht und sich somit ein hoher Preis für diese einstellen wird. Dieser kann in der Boomphase jedoch auch leichter verschmerzt werden. In der Situation eines Wirtschaftseinbruchs, wie er zunächst in ganz Europa und nach wie vor in Südeuropa zu beobachten ist, helfen hingegen niedrige CO<sub>2</sub>-Preise bei der Wirtschaftserholung.

Es war und ist nicht das Ziel des ETS, bestimmte Kraftwerkstypen (z. B. GuD-Anlagen) zu bevorzugen oder deren Ausbau zu unterstützen. Das Ziel des ETS ist es, durch eine festgelegte Zertifikatsobergrenze und freien Handel dieser Zertifikate ein Marktsystem zu installieren, innerhalb dessen die Marktakteure für eine effiziente Allokation der notwendigen Technologien sorgen. Welcher Mix an CO<sub>2</sub>-emittierenden Technologien sich letztendlich einstellt, bleibt der freien Wahl der Investoren überlassen.

### Ergebnisse der Analyse

Das europäische Emissionshandelssystem ist ein geeignetes Instrument für den Klimaschutz. Durch das ETS werden auf gesamteuropäischer Ebene politisch entschiedene Zielvorgaben zur Emissionsreduktion (minus 20% bis 2020) effektiv erreicht. Der freie Handel stellt dabei sicher, dass die Vermeidung effizient erfolgt. Ein herausragender Vorteil ist, dass durch den Handel in ganz Europa und über alle beteiligten Industrien identische Grenzvermeidungskosten erreicht werden. Obwohl es natürlich Verbesserungsmöglichkeiten im Design dieses Marktes gibt, sind diese gradueller und nicht prinzipieller Natur.

Die derzeit niedrigen CO<sub>2</sub>-Preise sind einerseits durch die Wirtschaftskrise verursacht, andererseits eine Folge des Klimaschutzes im Bereich erneuerbare Energien.<sup>51</sup> Bei erstem ist ein antizyklischer CO<sub>2</sub>-Preis hilfreich, der in Zeiten der Krise niedrig ist. Bei zweitem ist der Klimaschutz bereits an anderer Stelle (über das EEG) bezahlt worden. Ein unverändert hoher CO<sub>2</sub>-Preis würde bedeuten, dass Klimaschutz doppelt bezahlt würde.

---

<sup>50</sup> Die Gesamtkosten für die Förderung von erneuerbaren Energien werden 2014 in Deutschland auf insgesamt knapp 23,6 Mrd. € geschätzt (vgl. [http://www.eeg-kwk.net/de/file/Pressemitteilung\\_EEG-Umlage\\_2014.pdf](http://www.eeg-kwk.net/de/file/Pressemitteilung_EEG-Umlage_2014.pdf)).

<sup>51</sup> frontier economics und r2b energy consulting (2013) haben die in dieser Form nicht erwarteten Effekte zwischen 2009 und 2011 quantifiziert: So kam es aufgrund der Wirtschaftskrise in diesem Zeitraum insgesamt zu Einsparungen von 1.099 Mio. t CO<sub>2</sub>. Der Einspareffekt aufgrund des über den ursprünglichen Erwartungen liegenden Ausbaus der erneuerbaren Energien beträgt nach ihren Berechnungen 105 Mio. t CO<sub>2</sub>. Die Europäische Kommission berichtet von einem Überschussangebot von 950 Mio. t CO<sub>2</sub>. Ohne diese beiden Effekte wäre es also zu einem deutlichen Nachfrageüberhang gekommen.

---

## These 4

### **Klimaschutz durch das EEG findet momentan nicht statt und wäre zudem teurer als durch den CO<sub>2</sub>-Handel im ETS.**

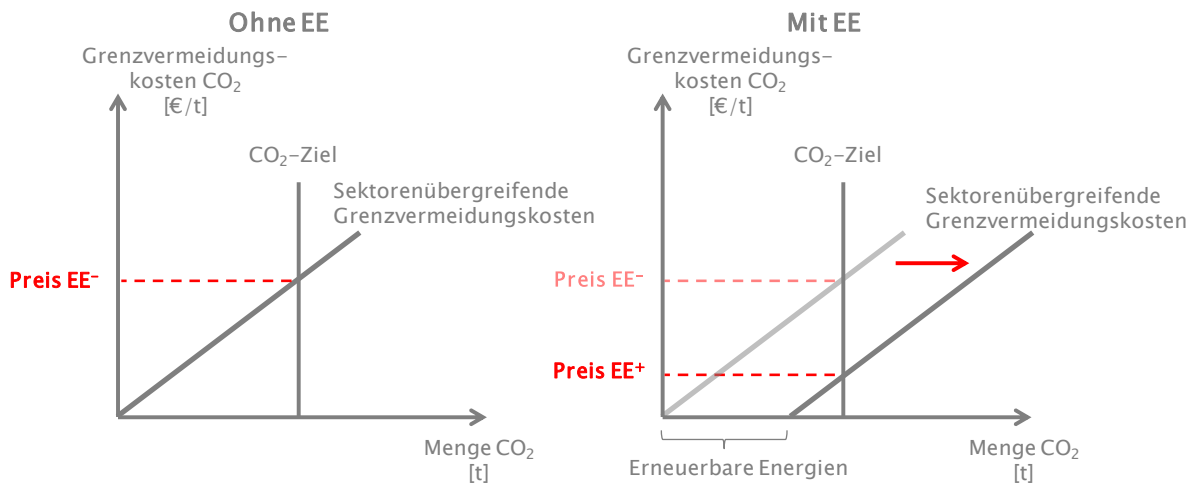
---

Wie im Rahmen von These 3 dargestellt wurde, wird die Gesamtmenge an CO<sub>2</sub>, die innerhalb des ETS emittiert werden kann, effektiv durch politische Vorgaben begrenzt. Das ETS wirkt als ‚Cap and Trade‘-System.

Dagegen ist die Anreizwirkung im EEG eine andere. Durch die technologiespezifische Einspeisevergütung werden der Ausbau (und die Einspeisung) verschiedener Technologien separat gefördert. Eine Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen wird nicht explizit vergütet. Durch Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird zwar CO<sub>2</sub> vermieden, da diese Stromerzeugung ansonsten i.d.R. mit konventionellen Kraftwerken stattfinden würde. Allerdings bleibt der ‚Cap‘ des ETS –also die Menge CO<sub>2</sub>, die insgesamt europaweit emittiert werden darf – davon unberührt. Die Anzahl der CO<sub>2</sub>-Vermeidungs-Zertifikate bleibt gleich, das durch die erneuerbaren Energien eingesparte CO<sub>2</sub> wird an andere Stelle emittiert.

Der Effekt der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien auf das ETS ist demzufolge keine Senkung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes, sondern eine Senkung des CO<sub>2</sub>-Preises. Wie im Appendix beschrieben wird, bildet sich der Preis für CO<sub>2</sub>-Zertifikate auf Basis der sektorenübergreifenden Grenzvermeidungskosten für CO<sub>2</sub> aller Anlagen im ETS. In Abbildung 4-1 ist dieser Fall auf der linken Seite dargestellt, wobei hier zunächst davon ausgegangen wird, dass keine erneuerbaren Energien existieren und alle fossil befeuerten Anlagen bei der Stromerzeugung CO<sub>2</sub> emittieren. Am linken Ende der Grenzvermeidungskostenkurve liegen Anlagen und Technologien mit niedrigen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten. Durch die Vorgabe eines CO<sub>2</sub>-Ziels, also der Festlegung auf eine Obergrenze für die gesamte CO<sub>2</sub>-Emission, stellt sich ein CO<sub>2</sub>-Preis ein, welcher dem Grenzpreis der CO<sub>2</sub>-Vermeidung entspricht. Dieser ist als ‚Preis EE‘ in Abbildung 4-1 dargestellt.



ABBILDUNG 4-1: GRENZVERMEIDUNGSKOSTEN CO<sub>2</sub> MIT UND OHNE EE

Quelle: Eigene Darstellung r2b.

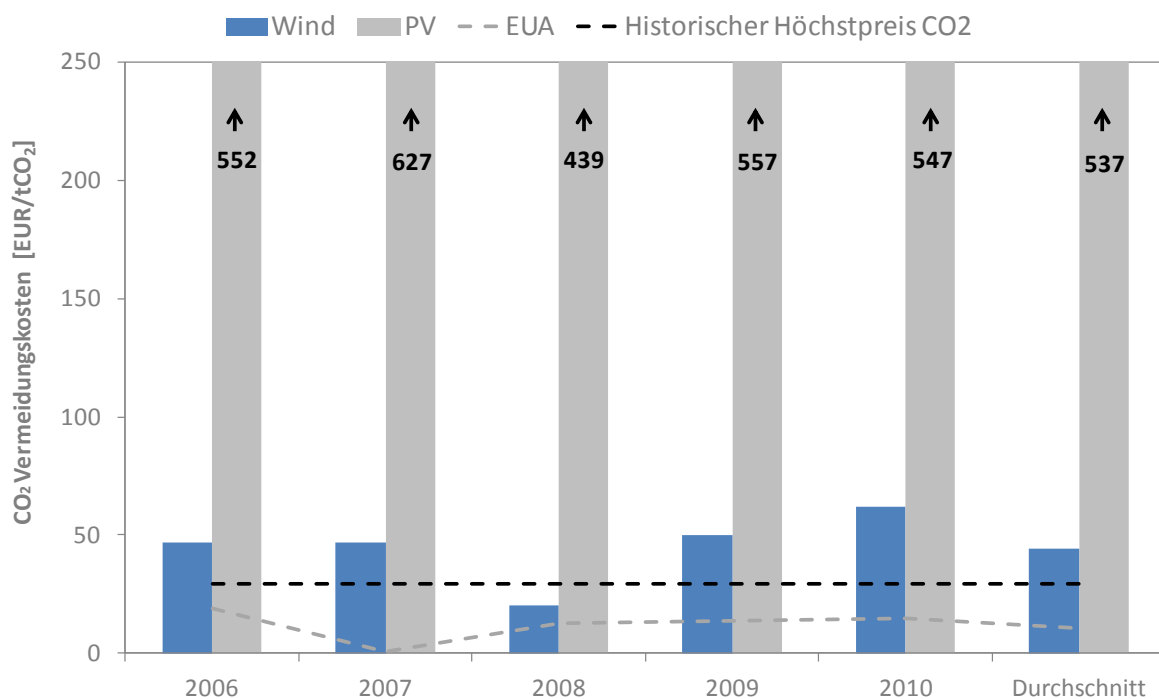
Wird nun zusätzlich Strom auch aus EE-Anlagen erzeugt, so entspricht dies einer Verschiebung der Grenzvermeidungskostenkurve nach rechts, da weiterer Strom mit niedrigeren CO<sub>2</sub>-Grenzvermeidungskosten ins System kommt (und an anderer Stelle, nämlich im EEG, bezahlt wird). Dieser Fall ist auf der rechten Seite von Abbildung 4-1 dargestellt. Die Verschiebung kommt deswegen zustande, weil bei der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien kein CO<sub>2</sub> emittiert wird und die Grenzkosten der Stromerzeugung von EE-Anlagen nahe Null liegen. Der ‚Cap‘, also die Gesamtmenge an CO<sub>2</sub>-Ausstoß innerhalb des ETS bleibt jedoch gleich. Dies führt, wie in Abbildung 4-1 ersichtlich ist, zu einem niedrigeren Grenzpreis für die CO<sub>2</sub>-Vermeidung und somit zu einem Absinken des CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreises auf ‚Preis EE+‘. Eine Reduktion der Gesamtemissionen findet jedoch nicht statt. Der niedrigere Preis führt stattdessen dazu, dass in anderen Sektoren und in anderen Ländern mehr emittiert wird.

Aufgrund des Mechanismus des EU ETS wird wie oben dargestellt durch die EEG-Förderung kein CO<sub>2</sub> eingespart. Die Erreichung der identischen Klimaschutzziele mittels EEG-Förderung wäre zudem deutlich teurer als über das EU-ETS. Dies lässt sich durch eine Betrachtung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten erneuerbarer Energien darstellen. Durch die Förderung erneuerbarer Energien wird zusätzlicher Strom produziert, wodurch thermische Erzeugung verdrängt wird. Gleichzeitig entstehen durch diese Stromproduktion zusätzliche Kosten, da die Erzeugung von EE-Strom gefördert wird. Die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten (in €/t) erneuerbarer Energien werden als diejenigen Kosten definiert, die für die Vermeidung einer Tonne CO<sub>2</sub> aufgewendet werden müssen, indem der Strom nicht mit konventionellen thermischen Kraftwerken, sondern mit einer EE-Technologie erzeugt wird. Zur Berechnung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten einer bestimmten EE-Technologie (z. B. Wind Onshore) müssen dann die Kosten bestimmt werden, die die Erzeugung einer bestimmten Menge Strom (z. B. eine MWh) durch diese Technologie aufgrund der Förderung im EEG kostet. Weiterhin muss berechnet werden, wie viel CO<sub>2</sub> emittiert worden wäre, wäre der Strom mit einem konventionellen Kraftwerk erzeugt worden.

Im Ergebnis stehen die Kosten je Tonne vermiedenenem CO<sub>2</sub>-Ausstoß. Dieser Effekt ist in der Literatur bereits mehrfach quantifiziert worden.

In Abbildung 4-2 sind auf Basis einer beispielhaften Literaturlauswertung die historischen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten für die beiden Technologien Wind (Onshore und Offshore) sowie Photovoltaik (PV) angegeben.<sup>52</sup> Wie man sehen kann, liegen die Kosten für PV deutlich über denen für Wind, was auf die höheren Fördersätze für Strom aus Photovoltaikanlagen im EEG zurückzuführen ist. Die Vermeidung einer Tonne CO<sub>2</sub> durch die alternative Stromerzeugung mit Photovoltaik kostete in den Jahren 2006 bis 2010 zwischen 439 €/t und 627 €/t. Im Durchschnitt lagen die Kosten bei 537 €/t. Bei Wind lagen sie im Vergleich dazu zwischen 20 €/t und 62 €/t, im Schnitt über den gesamten Zeitraum betragen sie 44 €/t.

ABBILDUNG 4-2: HISTORISCHE CO<sub>2</sub>-VERMEIDUNGSKOSTEN VON WIND UND PV



Quelle: eigene Darstellung r2b basierend auf Marcantonini und Ellerman (2013)

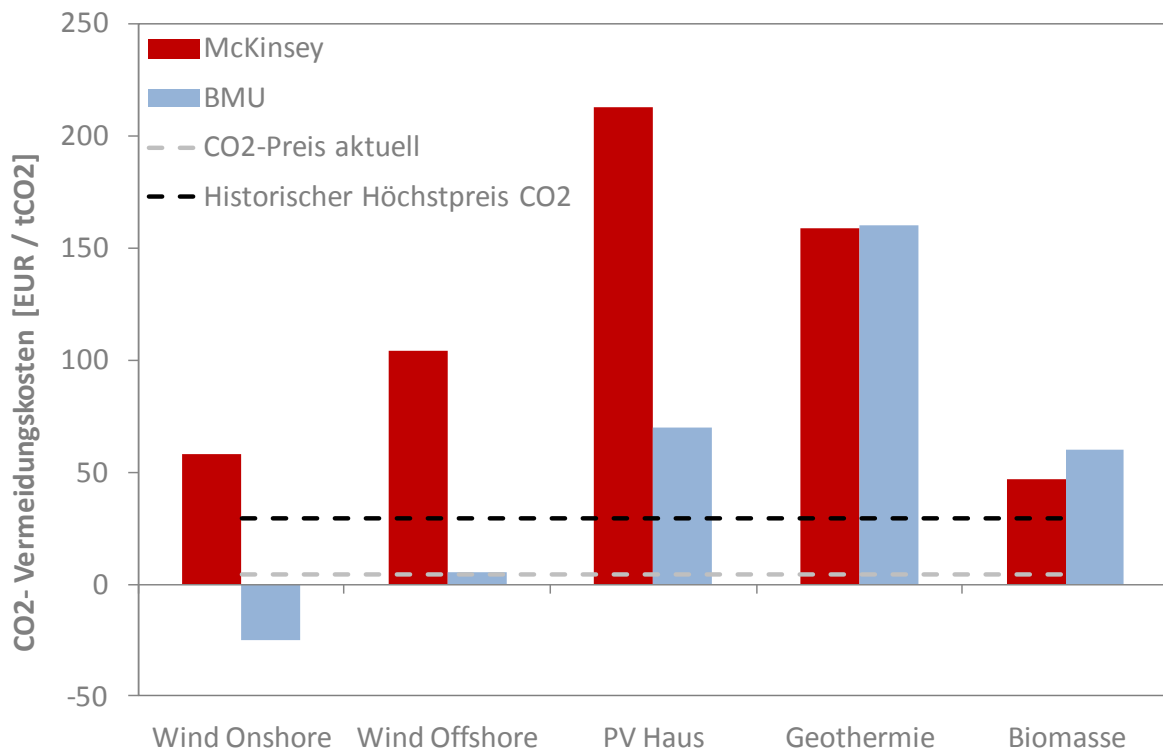
Diese Kosten resultieren in erster Linie aus den relativ hohen Stromerzeugungskosten dieser Technologien – und den entsprechend hohen Einspeisevergütungssätzen im EEG. Dagegen entspricht der CO<sub>2</sub>-Preis im ETS den sektorübergreifenden CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten in Europa.<sup>53</sup> Wie in Abbildung 4-2 ersichtlich ist, lag der durchschnittliche CO<sub>2</sub>-Preis mit 10,70 €/t stets deutlich unter den CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten von Wind und PV. Ebenso lagen die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten insbesondere von PV auch deutlich über dem historisch höchsten CO<sub>2</sub>-Preis

<sup>52</sup> Vgl. Marcantonini und Ellerman (2013). Die Autoren bestimmen die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten, indem (weitestgehend) alle Kosten durch die Energieerzeugung aus einer EE-Technologie erfasst werden. Dies sind neben den reinen EEG-Vergütungskosten auch beispielsweise Zusatzkosten aufgrund des erhöhten Einsatzes von Regelenergie, aber auch Kosteneinsparungen wie z. B. aufgrund des Merit-Order-Effekts. Diese Kosten werden dann durch die gesamte Menge an eingespartem CO<sub>2</sub> geteilt.

<sup>53</sup> Die Funktionsweise des ETS wurde in These 3 ausführlich dargestellt.

von knapp 30 €/t CO<sub>2</sub>. Dies gilt weitgehend auch für Wind. Allerdings lagen hier die Vermeidungskosten zumindest einmal (nämlich im Jahr 2008) unter dem höchsten historisch beobachteten CO<sub>2</sub>-Preis. Es war also innerhalb des ETS stets möglich, CO<sub>2</sub> zu deutlich niedrigeren Kosten zu vermeiden, als dies durch die Förderung im Rahmen des EEG getan wurde.

ABBILDUNG 4-3: PROGNOSTIZIERTE CO<sub>2</sub>-VERMEIDUNGSKOSTEN FÜR 2020



Quellen: McKinsey & Company, Inc. (2007), BMU( 2011)

Prognosen gehen davon aus, dass insbesondere bei PV unter den klimatischen Bedingungen in Deutschland die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten auch mittel- und langfristig über dem CO<sub>2</sub>-Preis liegen werden. Beispielhaft seien hier die Studien von McKinsey & Company, Inc. (2007) und BMU (2011) genannt. Die Prognose der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten von Wind Onshore, Wind Offshore, PV auf Hausdächern, Geothermie sowie Biomasse sind in Abbildung 4-3 dargestellt. Die hohen Vermeidungskosten für PV spiegeln zum großen Teil die vergleichsweise starke Förderung von Strom aus Photovoltaik wider. Dagegen geht die Studie des Bundesumweltministeriums davon aus, dass Wind Onshore im Jahr 2020 bereits negative CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten aufweist.<sup>54</sup> Im Gegensatz dazu geht die McKinsey-Studie auch hier noch von positiven Vermeidungskosten aus, allerdings liegen diese mit 58 €/t für Wind Onshore deutlich niedriger als die von PV und Geothermie und in der Größenordnung vom historisch höchsten Preis für CO<sub>2</sub>-Zertifikate von

<sup>54</sup> Die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten können dann negativ werden, wenn die Stromerzeugung durch die erneuerbare Technologie günstiger ist als durch die Technologie (oder Technologien), bei der CO<sub>2</sub> emittiert würde und die durch die EE-Erzeugung verdrängt wird. Somit würde nicht nur CO<sub>2</sub>, sondern auch noch Kosten gespart.

knapp unter 30 €/t. Gleiches gilt für Biomasse, wo beide Studien ähnliche Vermeidungskosten von etwa 50 bis 60 €/t prognostizieren. Durch diese Technologien kann also in Deutschland zukünftig am ehesten CO<sub>2</sub> zu Marktpreisen vermieden werden.

Die hohen Unterschiede in den Vermeidungskosten zwischen den Technologien weisen auf Reform- bzw. Harmonisierungsbedarf im EEG hin: Aus ökonomischer Sicht ist es nicht sinnvoll, bestimmte EE-Technologien in der Förderung zu bevorzugen und somit ihre CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten im Vergleich zu anderen Technologien zu erhöhen. Für den Klimaschutz ist es unerheblich, durch welche Technologie er erbracht wurde.

#### Diskussion weiterer Effekte

Die Wirkung des EEG wurde hier nur aus nationaler Perspektive diskutiert. Dabei wurde gezeigt, dass durch eine eigenständige Förderung erneuerbarer Energien kein CO<sub>2</sub> eingespart wird, solange gleichzeitig das ETS als Steuerungsinstrument die gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen begrenzt. Sind jedoch gezielte Förderungen bestimmter Technologien gewünscht, so sollte deren Ausbau zumindest über Ländergrenzen hinweg harmonisiert werden. Diese Thematik wird in These 8 und These 9 ausführlich diskutiert.

Soll der Klimaschutz technologieunabhängig vorangetrieben werden, so ist – wie in These 3 dargestellt – das ETS ein geeignetes Instrument. Nationale Alleingänge zum Klimaschutz sind wie beschrieben kontraproduktiv und mit volkswirtschaftlichen Kosten verbunden.<sup>55</sup> Idealerweise würde das ETS langfristig auf weitere Regionen ausgeweitet. Erste Ansätze dazu gibt es bereits im aktuellen ETS: Maßnahmen der ETS-Mitgliedsländer zur Emissionsenkung können bereits heute unabhängig von dem Erfüllungsort angerechnet werden. Dahinter steht die Idee, dass der Klimaschutz ein globales Problem und somit der Ort der CO<sub>2</sub>-Reduktionsmaßnahme unerheblich ist. Der Mechanismus zur umweltverträglichen Entwicklung („Clean Development Mechanism“ – kurz CDM) und die gemeinsame Umsetzung von Emissionsreduktionen („Joint Implementation“ – kurz JI) sind die zentralen Mechanismen zur Flexibilisierung des Klimaschutzes unter dem Kyoto Protokoll. Sie schaffen die Möglichkeit, Teile der Emissionsminderungen durch Klimaschutzprojekte im Ausland zu erfüllen.<sup>56</sup>

Gelegentlich wird argumentiert, dass die EE-Förderung im EEG nicht nur darauf abzielt, den Ausbau der entsprechenden Erzeugungsanlagen in Deutschland zu fördern, sondern dass es sich dabei auch um eine industriepolitische Maßnahme handelt. Diese habe zum Ziel, Deutschland einen Technologievorsprung bei den erneuerbaren Energien und somit potentielle Erlöse aus dem Export von EE-Anlagen zu verschaffen. Dieses Argument wird in These 7 diskutiert und am Beispiel der Photovoltaik auch entkräftet.

---

<sup>55</sup> Ein weiteres Beispiel für einen solchen nationalen Alleingang stellt die Kohlesteuer in den Niederlanden dar. Diese wurde 2008 eingeführt und gilt für Steinkohle, Braunkohle und Koks, bzw. Schwelkoks. Bei Einführung dieser Steuer betrug der Steuersatz 12,95 € je Tonne Kohle, seit 1.1.2013 liegt er bei 14,03 € je Tonne. Dies entspricht bei einem durchschnittlichen Heizwert von 8,14 MWh/t für Steinkohle einer Mehrbelastung von 1,57 €/MWh<sub>th</sub>, bzw. je nach Brennwert (2,2 bis 5,5 MWh/t) zwischen 2,32 und 5,80 €/MWh<sub>th</sub> für Braunkohle. Aufgrund der in dieser These dargelegten Argumentation wird mit dieser Maßnahme – analog zu EEG – kein zusätzliches CO<sub>2</sub> eingespart.

<sup>56</sup> Vgl. BMU (2013).

---

## Ergebnisse der Analyse

Durch die Förderung erneuerbarer Energien wird zusätzlicher CO<sub>2</sub>-freier Strom ins System gebracht. Die marginalen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten dieses Stroms sind näherungsweise Null, da der CO<sub>2</sub>-freie EE-Strom an anderer Stelle bezahlt wird. Durch die zusätzliche CO<sub>2</sub>-freie Stromerzeugung wird die Grenzvermeidungskostenkurve für CO<sub>2</sub> nach rechts verschoben. Die Vermeidung von CO<sub>2</sub> im ETS wird also günstiger. Das Angebot an Zertifikaten ist jedoch politisch festgelegt durch einen Zielwert für das Jahr 2020 und einen Minderungspfad bis dorthin. Dieses Ziel ändert sich durch den EE-Ausbau nicht. Trifft die veränderte CO<sub>2</sub>-Vermeidungskostenkurve auf eine unveränderte Angebotsmenge an Zertifikaten, so sinkt der Preis für die Zertifikate. Die Zielmenge (und damit auch die Emissionsmenge im Jahr 2020) bleibt jedoch unverändert. Es wird also durch den Ausbau der erneuerbaren Energien keine Tonne CO<sub>2</sub> gespart. Dies wurde bereits 2004 vom wissenschaftlichen Beirat des Bundeswirtschaftsministeriums so gesehen: „Mit dem Beginn eines funktionierenden Marktes für CO<sub>2</sub>-Emissions-Lizenzen in Europa verändert sich die Wirkung des EEG. Hat es bisher, wenn auch mit sehr hohen volkswirtschaftlichen Kosten, zur Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen beigetragen, so wird sein Gesamteffekt auf die Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen nach der Implementierung dieses Lizenzmarktes gleich Null sein. Es wird dann zu einem ökologisch nutzlosen, aber volkswirtschaftlich teuren Instrument und müsste konsequenterweise abgeschafft werden.“<sup>57</sup>

Sowohl historisch als auch in Prognosen bis zum Jahr 2020 liegen die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten der meisten Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien deutlich über den Preisen für CO<sub>2</sub>-Zertifikate, die die alternativen Kosten zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung widerspiegeln. Die Thematik der vermeintlich zu niedrig bewerteten EUAs wurde in These 3 dargestellt und entkräftet. Selbst wenn man davon ausgeht, dass CO<sub>2</sub>-Vermeidung beim momentanen Preis von unter 5 €/t<sup>58</sup> unterbewertet ist und langfristig ein CO<sub>2</sub>-Preis von 30 bis 40 €/t realistisch erscheint, so wäre auch dieses Preisniveau noch deutlich von dem entfernt, was die CO<sub>2</sub>-Vermeidung mittels PV kostet. Ähnliches gilt für Geothermie und Biomasse. Dagegen sind gute Wind-Onshore-Standorte in den CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten in absehbarer Zeit in der Nähe der CO<sub>2</sub>-Preise.

Die relativ hohen Kosten des Klimaschutzes durch die Förderung erneuerbarer Energien sind auch vielen Befürwortern dieser Förderung bewusst. Daher werden zusätzliche Argumente wie die Förderung heimischer Industriezweige, Versorgungssicherheit oder Ressourcenschonung vorgebracht. Es ist jedoch zumindest fraglich, ob die bisherige Förderung erneuerbarer Energien tatsächlich der beste Weg ist, diese Ziele zu erreichen.

---

<sup>57</sup> Vgl. Wissenschaftlicher Beirat des BMWA (2004).

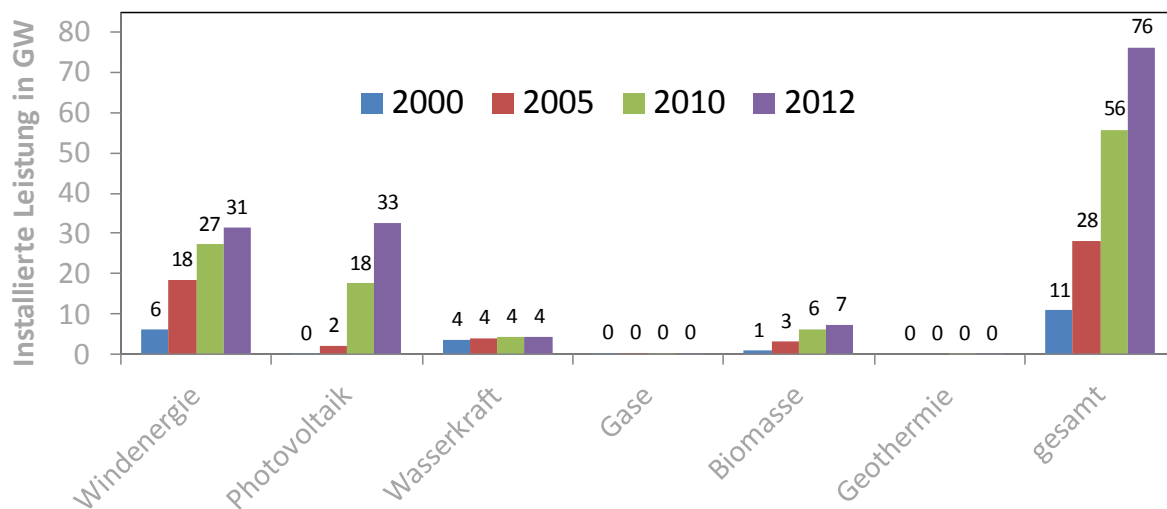
<sup>58</sup> Stand September 2013.

## These 5

### Ein überproportionaler Ausbau erneuerbarer Energien in einzelnen Ländern kann dazu führen, dass diese Länder Strom günstig ins Ausland verkaufen und teuer zurückkaufen.

Innerhalb Europas und insbesondere in Deutschland hat in den letzten Jahren ein massiver Zubau an Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien stattgefunden (vgl. Abbildung 5-1 für die installierte Leistung je erneuerbarem Energieträger in Deutschland). Dieser Zubau erfolgte in den Ländern aufgrund der unterschiedlichen Fördersysteme unterschiedlich schnell. Dies hat zur Folge, dass heute in einigen Ländern (beispielsweise in Deutschland) die Stromerzeugung insbesondere auch aus fluktuierenden erneuerbaren Energien einen signifikanten Anteil an der Gesamtstromerzeugung hat,<sup>59</sup> während diese Energiequellen in anderen Ländern nur wenig erschlossen sind und die Stromerzeugung weitgehend auf Basis konventioneller Energieträger erfolgt.

ABBILDUNG 5-1: INSTALLIERTE ERZEUGUNGSLEISTUNG AN ERNEUERBAREN ENERGIEN IN DEUTSCHLAND



Quellen: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

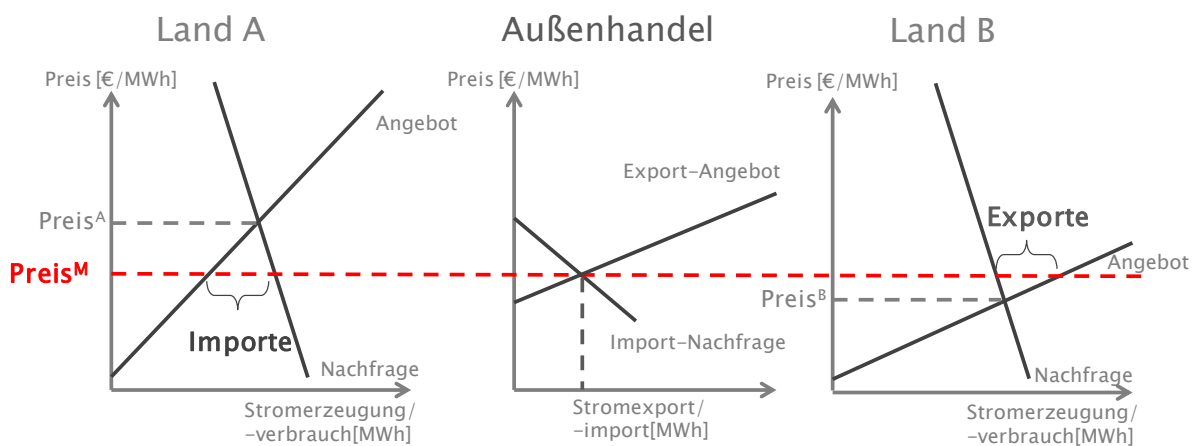
Ein derartiges Ungleichgewicht hat Auswirkungen auf den Außenhandel mit Strom, die Preise, die dabei erzielt werden, und die Verteilung der Erlöse. Im Appendix dieser Arbeit ist der grundsätzliche Effekt von Außenhandel beschrieben. Darauf aufbauend wird im Folgenden

<sup>59</sup> Gemäß Angaben des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit stieg der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung von 17,1% im Jahr 2010 auf 22,9% im Jahr 2012 an.

erläutert, was die Auswirkungen eines hohen Anteils an Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien in einem Land auf dessen grenzüberschreitenden Stromaustausch sind.

In Abbildung 5-2 ist zunächst der einfache Fall dargestellt, in dem zwei Länder ohne nennenswerte EE-Anteile Außenhandel betreiben (vgl. Appendix), wobei aus Gründen der übersichtlichen Darstellung vom Fall ausgegangen wird, dass keine Beschränkung der Kuppelleitungskapazität vorliegt. Für eine Diskussion der Auswirkungen von Kuppelleitungsrestriktionen sei erneut auf Schwarz und Lang (2006) verwiesen. Im linken Teil der Abbildung sind Angebots- und Nachfragekurve in Land A und im rechten Teil in Land B dargestellt, wobei die Angebotskurven annahmegemäß jeweils eine unterschiedliche Form haben, was einer unterschiedlichen Zusammensetzung an Energieerzeugungsanlagen entspricht.<sup>60</sup>

ABBILDUNG 5-2: GLEICHGEWICHTSPREIS BEI AUßENHANDEL



Quelle: Eigene Darstellung r2b.

Durch den Außenhandel stellt sich in beiden Ländern ein einheitlicher Marktpreis  $\text{Preis}^M$  ein. Dieser ergibt sich durch den Schnittpunkt der Export-Angebots- und der Import-Nachfragefunktion, welche in der Mitte von Abbildung 5-2 dargestellt sind. Im gewählten Beispiel wird also von Land A eine bestimmte Strommenge importiert, welche entsprechend von Land B dorthin exportiert wird.

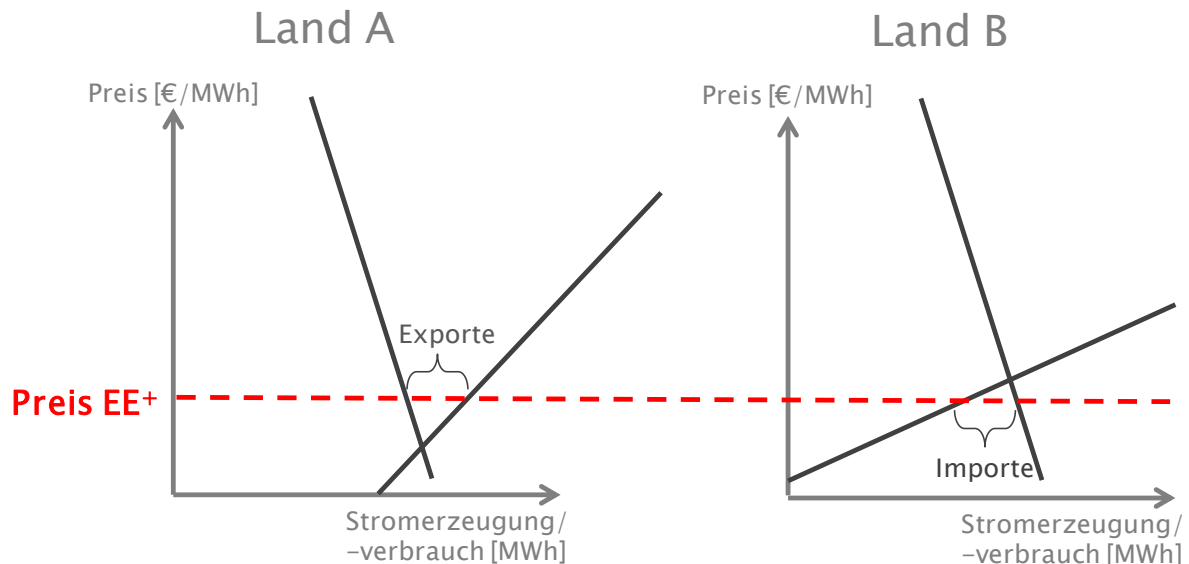
Wird darüber hinaus die Einspeisung erneuerbarer Energien berücksichtigt, verändern sich die Stromflüsse. Im folgenden Beispiel wird davon ausgegangen, dass eines der Länder (Land A) über relativ viel nicht-steuerbare EE-Erzeugung verfügt und das Nachbarland (Land B) zur besseren Illustration nicht über eine signifikante EE-Erzeugung verfügt. EE-Anlagen wie Wind und PV haben kurzfristige Grenzkosten der Erzeugung von nahezu Null. Eine Integration dieser Anlagen in die Angebotsfunktion sorgt deshalb für eine Verschiebung der Angebotsfunktion

<sup>60</sup> Als praktisches Beispiel können hier die Länder Deutschland und Frankreich dienen. Der Erzeugungsmix an konventionellen Anlagen in Deutschland ist sehr heterogen. Neben Anlagen mit niedrigen Grenzkosten wie Kernkraft- und Braunkohleanlagen sind hier momentan ebenfalls viele Steinkohlekraftwerke und GuD-Anlagen. Im Gegensatz dazu setzt Frankreich zu einem überwiegenden Teil auf Kernkraftwerke mit vergleichsweise niedrigen Grenzkosten der Erzeugung.

nach rechts. Die Stromerzeugung mit diesen Anlagen erfolgt jedoch im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken dargebotsabhängig, also nur dann, wenn der entsprechende Energieträger (z. B. Wind oder Sonnenlicht) vorhanden ist. Weht ein starker Wind oder scheint viel Sonne, so wird ein großer Anteil der installierten Leistung dieser Anlagen in die Angebotsfunktion aufgenommen. Weht wenig oder gar kein Wind oder scheint die Sonne wenig oder gar nicht, so muss die Stromerzeugung fast ausschließlich durch konventionelle Kraftwerke erfolgen. Die Angebotsfunktion setzt sich dann allein aus den konventionellen Anlagen zusammen, also ohne Angebot von EE-Anlagen.

Demzufolge sind nun im Hinblick auf den Austausch zwei Fälle zu unterscheiden: a) Zeiten mit hoher EE-Einspeisung und b) Zeiten mit niedriger EE-Einspeisung. In Abbildung 5-3 ist der Fall dargestellt, wo die EE-Anlagen viel Strom einspeisen, d.h. der Wind weht und die Sonne scheint. Die vielen EE-Anlagen in Land A produzieren, die Angebotsfunktion der konventionellen Kraftwerke ist dadurch weit ‚nach rechts verschoben‘. Dies sorgt dafür, dass der Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragefunktion deutlich niedriger liegt als im Fall ohne EE-Erzeugung. Erfolgt nun ein Außenhandel mit Land B (annahmegemäß ohne nennenswerte EE-Kapazität), so stellt sich ein gemeinsamer Preis in Höhe von ‚Preis EE+‘ ein.<sup>61</sup> In diesem Beispiel ist es so, dass Land A aufgrund des hohen Angebots von EE-Strom mit niedrigen variablen Kosten Strom exportiert, während Land B die entsprechende Strommenge importiert.

ABBILDUNG 5-3: GLEICHGEWICHT BEI HOHER EE-PRODUKTION IN LAND A



Quelle: Eigene Darstellung r2b.

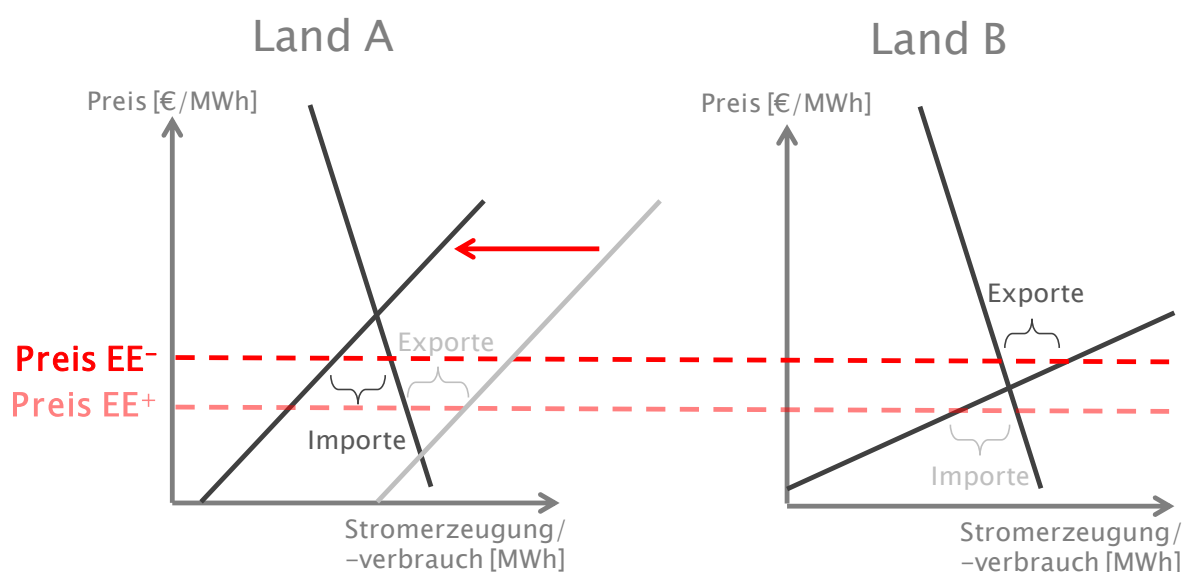
Im Gegensatz dazu ist in Abbildung 5-4 die Situation dargestellt, in der die erneuerbaren Energien nicht einspeisen (Windstille und Bewölkung). Der größte Teil der Stromerzeugung aus

<sup>61</sup> Auf die Darstellung von Export-Angebots- und Import-Nachfragefunktion wie in Abbildung 5-2 wurde aus Gründen der Übersichtlichkeit verzichtet. Vereinfacht gesprochen stellt sich im hier verwendeten Zwei-Länder-Modell ein Gleichgewichtspreis ein, bei dem die Exportmenge des einen Landes genau der Importmenge des anderen Landes entspricht.



erneuerbaren Energien in Land A entfällt also. Die Angebotsfunktion in Land A ist im Vergleich zum Fall mit viel EE-Strom (hier hellgrau dargestellt) daher deutlich nach links verschoben. Dies führt dazu, dass bei gleicher Nachfrage der Schnittpunkt zwischen Angebots- und Nachfragefunktion in Land A deutlich höher liegt als beim Fall einer Einspeisung von viel Strom aus erneuerbaren Energien. Findet nun ebenfalls Außenhandel statt, stellt sich ‚Preis EE-‘ als Gleichgewichtspreis zwischen den Ländern ein. Dieser liegt aufgrund der geringen Verfügbarkeit von ‚günstigem‘ Strom aus erneuerbaren Energien höher als ‚Preis EE+‘, welcher bei hoher EE-Produktion vorlag. Ein weiterer Unterschied zur vorherigen Situation ist, dass aus dem gleichen Grund Land A Strom importiert, während Land B nun Strom exportiert.

ABBILDUNG 5-4: GLEICHGEWICHT BEI GERINGER EE-PRODUKTION



Quelle: Eigene Darstellung r2b.

#### Diskussion weiterer Effekte

Um die Effekte zu quantifizieren, die in der oben geschilderten Situation entstehen, kann das Beispiel Deutschlands gewählt werden. Deutschland verfügt im Vergleich zu seinen Nachbarländern über einen hohen Ausbau an EE-Erzeugungskapazitäten. Gleichzeitig ist es über leistungsfähige Kuppelleitungen mit diesen verbunden. Wie in These 1 belegt wurde, findet aufgrund der Marktkopplung zwischen den angrenzenden Ländern ein zunehmender Handel von Strom statt.

Aufgrund eines im Vergleich zu den Nachbarstaaten relativ hohen EE-Zubaus in den letzten Jahren ist das Stromangebot in Deutschland bei einer hohen Einspeisung aus erneuerbaren Energien vergleichsweise hoch. Dies führt dazu, dass Deutschland in solchen Stunden mehr Strom exportiert und weniger importiert als in Stunden mit niedriger EE-Einspeisung. Dabei sind jedoch auch andere Effekte zu berücksichtigen, die den Stromaustausch überlagern, da sowohl aus politischen Gründen (z. B. Kernkraft) als auch geographischen Bedingungen (Wasserkraft) in den Ländern unterschiedliche Produktionsbedingungen herrschen. Die Frage

ist jedoch, ob sich hier in den letzten Jahren durch den überdurchschnittlichen EE-Ausbau in Deutschland Veränderungen ergeben haben. Dies wird anhand von Daten der letzten drei Jahre untersucht. In diesem Zeitraum nahm in Deutschland der EE-Anteil um mehr als ein Drittel von 17,1 % auf 22,9 % Anteil am Bruttostromverbrauch zu.

Ziel der empirischen Analyse ist also zu überprüfen, ob eine hohe EE-Einspeisung den Austausch mit dem Ausland beeinflusst. Um sich dieser Frage zu nähern, wird für die einzelnen Jahre der durchschnittliche Export zu Zeiten hoher EE-Einspeisung mit dem durchschnittlichen Export zu Zeiten niedriger EE-Einspeisung verglichen. Die Ergebnisse werden in Tabelle 5-1 für die 100 Stunden mit der jeweils höchsten und niedrigsten EE-Einspeisung eines Jahres dargestellt. Die Tabelle zeigt, wie viel Strom in ein Nachbarland im Durchschnitt *mehr* exportiert (oder *weniger* importiert) wird, wenn es sich um eine der 100 Stunden mit der höchsten EE-Einspeisung im jeweiligen Jahr handelt im Vergleich zu den 100 Stunden mit der niedrigsten EE-Einspeisung. Im Jahr 2012 hat Deutschland in einer Stunde mit hoher EE-Einspeisung im Mittel 473 MW mehr in die Schweiz exportiert als in einer Stunde mit niedriger EE-Einspeisung. Im gleichen Jahr hat Deutschland in einer Stunde mit hoher EE-Einspeisung im Mittel 648 MW weniger aus Frankreich importiert als in einer Stunde mit niedriger EE-Einspeisung.<sup>62</sup> Im Jahr 2010 waren die Salden für Frankreich und Dänemark West noch negativ (es wurde also bei viel EE-Einspeisung im Verhältnis mehr im- bzw. weniger exportiert als bei wenig EE). Allerdings bewegen sich die Salden für die Niederlande und Schweiz bereits 2010, für alle Länder anderen Länder ab 2011, im Fall einer Stunde mit hoher EE-Einspeisung in Deutschland hin zu mehr Export, bzw. weniger Import aus dem Nachbarland.<sup>63</sup> Dies entspricht genau dem erwarteten Effekt: In Stunden mit hoher EE-Einspeisung exportiert Deutschland im Mittel mehr (bzw. importiert weniger) in seine Nachbarländer als in Stunden mit niedriger EE-Einspeisung.

---

<sup>62</sup> Sowohl in den 100 Stunden hoher EE-Einspeisung importiert Deutschland im Mittel Strom aus Frankreich und exportiert Strom in die Schweiz. Im Jahr 2012 lag die durchschnittliche EE-Einspeisung in den 100 höchsten Stunden bei 25,5 GW, während sie in den 100 niedrigsten Stunden bei 3,4 GW lag (2011: 26,7 GW, bzw. 3,4 GW, 2010: 23,4 GW, bzw. 4,0 GW).

<sup>63</sup> Insgesamt wies Deutschland in den Jahren 2010 bis 2012 stets ein positives Exportsaldo für Strom auf. Lag es 2010 noch bei 17,7 TWh, so sank es 2011 auf 6,3 TWh, stieg im Jahr 2012 jedoch auf insgesamt 23,1 TWh an. (Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie).

**TABELLE 5-1: MITTLERER STROM-EXPORTÜBERSCHUSS DEUTSCHLANDS IN DEN 100 STUNDEN MIT HOHER EE-EINSPEISUNG IM VERGLEICH ZU DEN 100 STUNDEN MIT NIEDRIGER EE-EINSPEISUNG**

	2010	2011	2012
Frankreich	-276 MW	884 MW	648 MW
Niederlande	880 MW	2060 MW	825 MW
Schweiz	504 MW	1282 MW	473 MW
Dänemark West	-44 MW	251 MW	799 MW
Summe	1065 MW	4477 MW	2744 MW

Quelle: Eigene Darstellung r2b

Die Frage, zu welchem Preis der Strom ex- bzw. importiert wird, wird in Tabelle 5-2 dargestellt. Sowohl 2010, als auch 2011 und 2012 lag der Strompreis in den 100 Stunden mit hoher EE-Einspeisung deutlich unter dem mit niedriger EE-Einspeisung. Das bedeutet, dass der in Tabelle 5-1 aufgeführte zusätzliche Export (oder geringere Import) in Stunden mit hoher EE-Einspeisung zu niedrigeren Preisen stattfand als in den Stunden mit niedriger EE-Einspeisung. Dies belegt die theoretische Aussage dieser These, dass ein zusätzlicher Export aufgrund von EE-Strom zu niedrigeren Preisen stattfindet als der Import in Zeiten niedriger EE-Einspeisung.

**TABELLE 5-2: MITTLERER STROMPREIS IN DEUTSCHLANDS IN DEN 100 STUNDEN MIT HOHER EE-EINSPEISUNG IM VERGLEICH ZU DEN 100 STUNDEN MIT NIEDRIGER EE-EINSPEISUNG**

	2010	2011	2012
Hohe EE-Einspeisung	36,72 €/MWh	44,82 €/MWh	31,13 €/MWh
Niedrige EE-Einspeisung	42,96 €/MWh	50,38 €/MWh	45,56 €/MWh

Quelle: Eigene Darstellung r2b

Der schnelle Ausbau der erneuerbaren Energien stellt das bestehende Strommarktdesign vor weitere Herausforderungen, die über die oben dargestellten Auswirkungen auf den grenzüberschreitenden Handel hinaus gehen. So spielen die Veränderungen im konventionellen Kraftwerkspark, die Volatilität der Strompreise, langfristige Trends bei der Entwicklung der Export-Import-Bilanz und der Auslastung von Kuppelleitungen eine zunehmende Rolle. Vor diesem Hintergrund hat die Deutsche Energie-Agentur (dena) in einer Studie zur Integration der EE aus 2012 eine langfristige Betrachtung dieser ausgewählten Aspekte bis 2050 vorgenommen.<sup>64</sup> Als erster Effekt lässt sich festhalten, dass die Höhe der Strompreise zukünftig nicht mehr primär durch die Last, sondern zunehmend durch die Residuallast maßgeblich

<sup>64</sup> Vgl. Deutsche Energie Agentur (dena) (2012).

bestimmt wird.<sup>65</sup> Damit sinkt der relative Einfluss des zeitlichen Nachfrageverlaufs auf die Preise an der Strombörse und der Einfluss der fluktuierenden EE-Einspeisung nimmt zu. Als Folge ist mit einer zunehmenden Schwankungsbreite und Volatilität der Strompreise zu rechnen. Insbesondere wird es vermehrt Stunden mit sehr niedrigen Preisen, aber auch Stunden mit sehr hohen Preisen, geben. In Ansätzen kann dies in Deutschland bereits beobachtet werden.<sup>66</sup> Dieser Effekt wird nicht nur in Deutschland, sondern in allen Ländern mit hohen Anteilen fluktuierender Energieerzeugung auftreten. Auch benachbarte Länder werden die Auswirkungen durch grenzüberschreitende Übertragungsnetze spüren.<sup>67</sup>

Erfolgt der EE-Ausbau zukünftig nach Kosteneffizienzgesichtspunkten, wird sich Deutschland nach Einschätzung der dena langfristig vom Stromexporteur zum Stromimporteuer entwickeln. Aufgrund der Korrelation zwischen EE-Direktimporten und der Auslastung der Grenzkuppelstellen ist anzunehmen, dass auch die Volatilität der Auslastung der Kuppelleitungen steigt. Die resultierenden Schwankungen in den Preisen und den Kuppelleitungsflüssen sind jedoch schwer vorhersagbar.<sup>68</sup>

Der EE-Ausbau hat darüber hinaus signifikante Auswirkungen auf die zukünftige Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks, was zu zusätzlichen Preiseffekten an der Strombörse führt. Die Integration der erneuerbaren Energien führt zu Veränderungen des konventionellen Kraftwerksparks, die insbesondere zu kürzeren Betriebszeiten der Anlagen und niedrigerer Auslastung führen. Zusätzlich steigen die Flexibilitätsanforderungen, was ebenfalls zu einer veränderten Zusammensetzung des Kraftwerksparks führen wird.

## Ergebnisse der Analyse

Da der Strom aus erneuerbaren Energien dargebotsabhängig ist, ist die Stromproduktion in einem Land mit viel EE c. p. volatil als in einem Land ohne EE. Bei hoher EE-Erzeugung entstehen in diesem Land deshalb Stromüberschüsse. Diese werden i. d. R. zumindest teilweise zu niedrigen Preisen in andere Länder exportiert. Bei geringer EE-Erzeugung entsteht in diesem Land dagegen Strombedarf. Dieser wird teilweise durch den Import von Strom aus anderen Ländern gedeckt, wobei wegen des niedrigeren Angebots im Gesamtsystem die Preise hoch sind. Das entsprechende Land verkauft also bei hoher EE-Einspeisung das Gut Strom zu niedrigen Preisen, muss es jedoch zu Zeiten niedriger EE-Einspeisung zu hohen Preisen (zurück-)kaufen.

---

<sup>65</sup> Die Residuallast ist die Last abzüglich der Einspeisung aus erneuerbaren Energien.

<sup>66</sup> Beispielhaft angeführt werden können hier die Weihnachtstage 2012. Am 25.12.2012 fiel der Spotpreis zwischen der siebten und der achten Stunde von -200,01 €/MWh auf -473,82 €/MWh, um in der darauffolgenden Stunde auf -1,49 €/MWh anzusteigen.

<sup>67</sup> Vgl. Deutsche Energie Agentur (dena) (2012), S. 105ff.

<sup>68</sup> Vgl. Deutsche Energie Agentur (dena) (2012), S. 100f.

---

## These 6

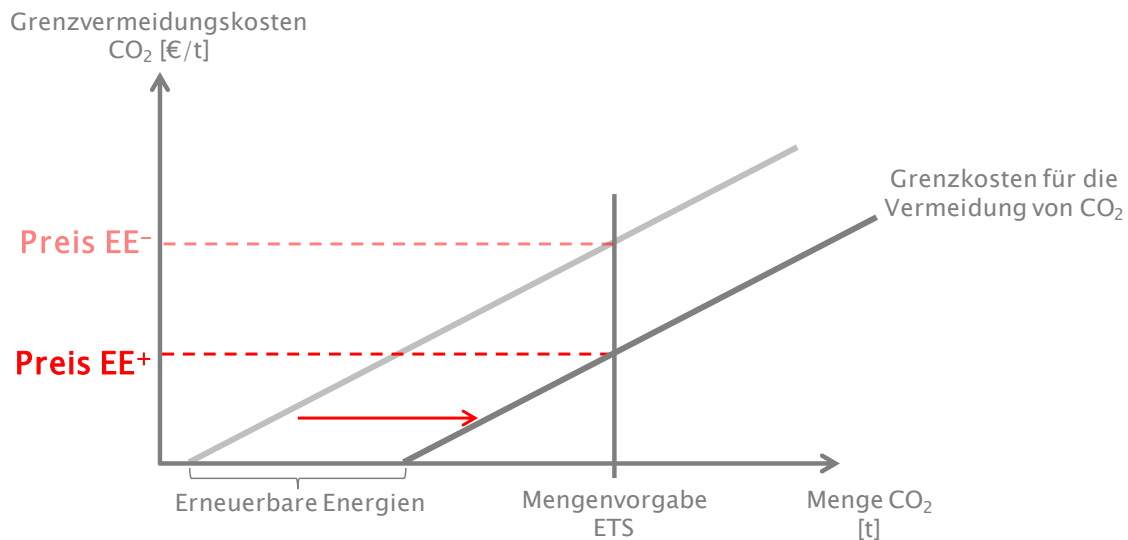
### **Durch den Ausbau erneuerbarer Energien in einem Land wird der CO<sub>2</sub>-Preis gesenkt, davon profitieren überwiegend die anderen Länder.**

---

In These 3 wurde das ETS beschrieben und wie sich innerhalb dieses Handelssystems der Preis für CO<sub>2</sub>-Zertifikate bildet. Hierzu wird eine Obergrenze an zu emittierendem CO<sub>2</sub> politisch vorgegeben. Durch die Ausgabe der entsprechenden Menge an Zertifikaten wird sichergestellt, dass jeder Marktteilnehmer innerhalb des ETS, der eine Tonne CO<sub>2</sub> emittieren möchte, hierfür ein entsprechendes zuvor erworbenes Zertifikat abgeben muss. Weiterhin wurde in These 4 gezeigt, dass eine separate Förderung erneuerbarer Energien keine CO<sub>2</sub>-Emissionen einspart, jedoch den Preis für Emissionszertifikate reduziert. Diese These zeigt, welche Verteilungseffekte sich dadurch ergeben.

Die Preisbildung für CO<sub>2</sub>-Zertifikate ohne erneuerbare Energien ist im Appendix dargestellt. Diese erfolgt gemäß einer Betrachtung der Grenzvermeidungskosten bei einem vorgegebenen CO<sub>2</sub>-Emissionsziel. In Abbildung 6-1 ist nun der Fall dargestellt, in dem ein signifikanter EE-Ausbau stattgefunden hat. Ein Zuwachs an erneuerbaren Energien entspricht einer Verschiebung der Kostenkurve für CO<sub>2</sub>-Vermeidung nach rechts, da die erneuerbaren Energien zusätzlichen CO<sub>2</sub>-freien Strom erzeugen. Die Mengenvorgabe des ETS ist jedoch politisch vorgegeben und konstant. Somit stellt sich – wie bereits in These 4 beschrieben – ein CO<sub>2</sub>-Preis ein („Preis EE+“), der unter dem Preis ohne erneuerbare Energien („Preis EE-“) liegt.

ABBILDUNG 6-1: PREISBILDUNG FÜR CO<sub>2</sub>-ZERTIFIKATE UNTER BERÜCKSICHTIGUNG VON ERNEUERBAREN ENERGIEN<sup>69</sup>



Quelle: Eigene Darstellung r2b.

Der durch erneuerbare Energien bedingt niedrigere CO<sub>2</sub>-Preis kommt allen Ländern, Sektoren und Technologien zugute, welche CO<sub>2</sub> emittieren und somit solche Zertifikate benötigen. Da sich die Gesamtmenge an emittiertem CO<sub>2</sub> innerhalb des ETS nicht ändert, werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen in andere Sektoren und andere Länder verschoben – allerdings zu niedrigeren Kosten. Dabei sind jedoch der Ausbau und die Förderung der erneuerbaren Energien nicht kostenlos. Diese Kosten werden aber nicht innerhalb des ETS getragen (und verteilt), sondern in einzelnen Ländern beispielsweise durch Einspeisevergütungen für erneuerbare Energien finanziert. Letztendlich werden diese Kosten<sup>70</sup> durch die Verbraucher über die Zahlung der EEG-Umlage getragen. Zusammenfassend bedeutet dies, dass Länder mit ehrgeizigen EE-Ausbauzielen die Kosten für CO<sub>2</sub>-freien Strom tragen, die dadurch erzielten Vorteile in Form von niedrigeren CO<sub>2</sub>-Preisen aber allen Ländern in Europa zugutekommen.

#### Diskussion weiterer Effekte

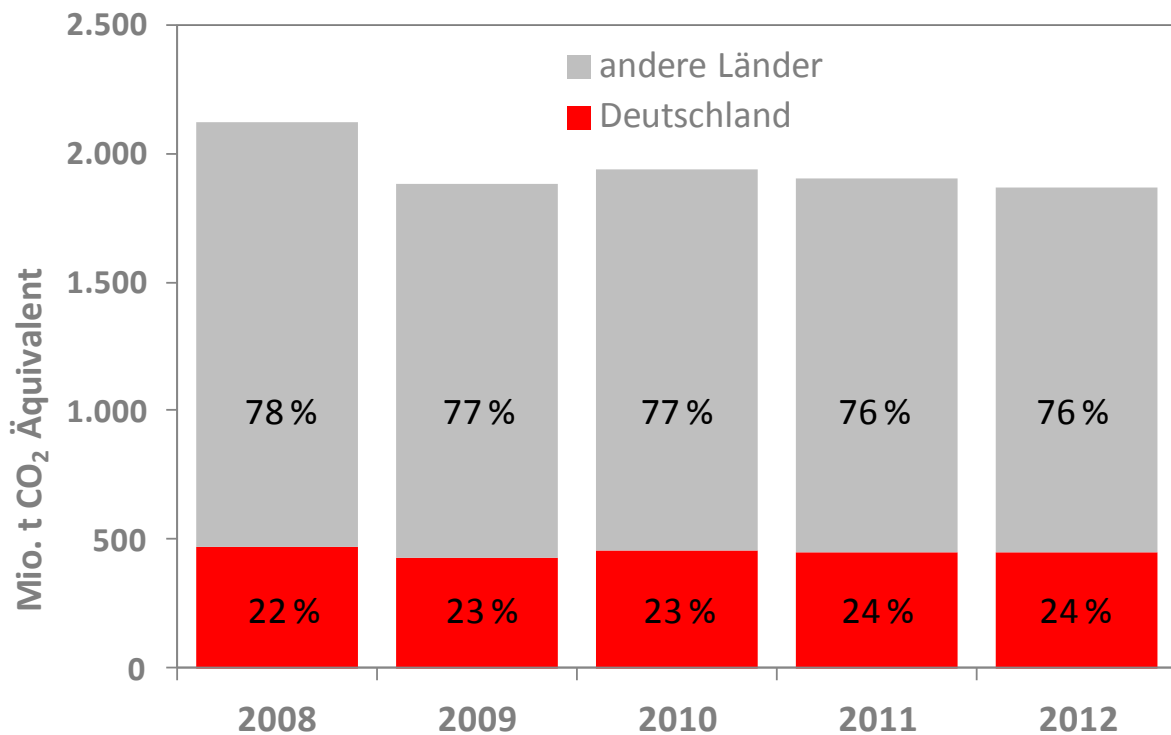
Über die nationale EE-Förderung trägt Deutschland einen großen Teil der Kosten, die zu einer Absenkung der CO<sub>2</sub>-Preise führen. Wäre es nun so, dass in Deutschland gleichzeitig ein großer Teil der CO<sub>2</sub>-Emissionen innerhalb des ETS entstünde, würde sich dieser Kostennachteil jedoch an anderer Stelle vorteilhaft auf die Verbraucher in Deutschland auswirken. Wie aus Abbildung 6-2 ersichtlich ist, ist dies jedoch nicht der Fall. Hier sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen im ETS in den Jahren 2008 bis 2012 nach Ländern aufgeschlüsselt, bzw. nach Deutschland und den anderen

<sup>69</sup> Hierbei handelt es sich lediglich um die Preisbildung für CO<sub>2</sub>-Zertifikate. Demgegenüber stehen die Kosten für die Einspeisung erneuerbarer Energien, die jedoch an anderer Stelle (in Deutschland momentan über das EEG) vergütet werden.

<sup>70</sup> Die Gesamtkosten für die Förderung von erneuerbaren Energien werden 2014 in Deutschland auf insgesamt knapp 23,6 Mrd. € geschätzt (vgl. [http://www.eeg-kwk.net/de/file/Pressemitteilung\\_EEG-Umlage\\_2014.pdf](http://www.eeg-kwk.net/de/file/Pressemitteilung_EEG-Umlage_2014.pdf)).

ETS-Ländern aufgeteilt. Deutschland emittiert zwar aufgrund seiner Größe und seines vergleichsweise großen Industriesektors einen hohen Anteil des europaweiten CO<sub>2</sub>. Allerdings lag der Anteil in den letzten fünf Jahren stets unter 25%. Dies bedeutet, dass Deutschland durch seine EE-Förderung für alle ETS-Länder den CO<sub>2</sub>-Preis überproportional senkt, jedoch selbst nur zu weniger als einem Viertel von dieser Kostensenkung profitiert.

ABBILDUNG 6-2: CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN DER LÄNDER IM EU ETS



Quelle: Eigene Darstellung r2b, Daten von [www.eea.europa.eu](http://www.eea.europa.eu).

Neben dem beschriebenen Einfluss des starken EE-Ausbaus in Deutschland werden in der Literatur weitere mögliche Gründe für den aktuell niedrigen CO<sub>2</sub>-Preis angeführt. Diese werden im Folgenden vorgestellt und diskutiert.

So argumentieren beispielsweise BUND und sandbag (2013), dass der Emissionshandel „nicht in der Lage ist, den CO<sub>2</sub>-Ausstoß zu reduzieren (...)“<sup>71</sup>. Als Beleg hierfür führen die Autoren an, dass die zulässige Menge von Klimaschutz-Gutschriften aus dem Ausland (aus CDM- oder JI-Projekten, vgl. These 4) vor Einsetzen der Wirtschaftskrise festgesetzt wurde und sehr hoch ist, was zu entsprechend niedrigen Preisen für diese Zertifikate führt. Weiterhin argumentieren sie, dass in der meisten Zeit des ETS-Handels ein Angebotsüberhang für CO<sub>2</sub>-Zertifikate vorlag, welcher deren Preise drückt.

Dass ein Angebotsüberhang für CO<sub>2</sub>-Zertifikate lange Zeit vorlag und momentan auch vorliegt erscheint wahrscheinlich und ist ein wesentlicher Grund für die im Augenblick niedrigen CO<sub>2</sub>-Preise. Es stellt sich jedoch die Frage, woher dieser Nachfrageüberhang kommt. Wie oben

<sup>71</sup> Vgl. BUND und sandbag (2013), S. 3.

argumentiert wurde, ist er unter anderem durch den hohen Ausbau von (CO<sub>2</sub>-Ausstoß mindernden) erneuerbaren Energien entstanden. frontier economics und r2b energy consulting (2013) zeigen noch weitere Gründe auf. So ging man beispielsweise bei der Festsetzung der Mengenziele für CO<sub>2</sub>-Zertifikate von einem anhaltenden Wirtschaftswachstum und damit einem höheren Bedarf an Zertifikaten aus: Ohne Wirtschaftskrise wären in den Jahren 2009 bis 2011 kumuliert insgesamt 1.099 Mio. t CO<sub>2</sub> mehr emittiert worden als tatsächlich geschehen. Die Europäische Kommission berichtet von einem Überschussangebot von 950 Mio. t CO<sub>2</sub>. Somit hätte ohne die Wirtschaftskrise ein Nachfrageüberhang bestanden, welcher zu höheren als den momentan vorliegenden Preisen geführt hätte. Die Wirtschaftskrise ist also einer der wesentlichen Gründe für die aktuell niedrigen CO<sub>2</sub>-Preise.

Dies widerspricht allerdings nicht dem Argument, dass durch das ETS der CO<sub>2</sub>-Ausstoß effektiv reduziert wird. Unabhängig von der gesamtwirtschaftlichen Situation sind im ETS politische Ziele in Form von Obergrenzen festgelegt, welche vollkommen unabhängig vom CO<sub>2</sub>-Preis auch eingehalten werden. Das Ziel einer Emissionsreduktion um 20 % bis 2020 wird also erreicht. Das Preissignal liefert dagegen einen Hinweis, mit welchen Kosten diese politischen Zielvorgaben bei den CO<sub>2</sub>-Einsparungen verbunden sind. Dies gilt sowohl für Emissionshandelszertifikate als auch für Zertifikate aus CDM- und aus JI-Projekten. Dass diese CO<sub>2</sub>-Einsparung zu niedrigeren Kosten (für CO<sub>2</sub>-Zertifikate) erreichbar ist als angenommen, liegt zum einen an der Wirtschaftskrise und der damit verbundenen vergleichsweise niedrigen Nachfrage. Zum anderen wird die CO<sub>2</sub>-Vermeidung – wie oben erläutert – an anderer Stelle (nämlich durch die Bezahlung einer EEG-Umlage) finanziert.

## Ergebnisse der Analyse

Der Ausbau erneuerbarer Energien senkt den Preis für CO<sub>2</sub>-Zertifikate. Die Kosten für diese Senkung entstehen an anderer Stelle, nämlich durch die Vergütung im Rahmen des EEG. Diese Kosten werden also vorwiegend durch die Verbraucher in Ländern mit überdurchschnittlich starkem EE-Ausbau getragen, während alle ETS-Teilnehmer von den daraus resultierenden Preisrückgängen im CO<sub>2</sub>-Markt profitieren. Dies könnte jedoch durch eine stärkere europaweite Harmonisierung des EE-Ausbaus und der EE-Förderung zumindest abgeschwächt werden.

Neben der hohen EE-Erzeugung in Deutschland ist ein aus der 2009 einsetzenden Wirtschaftskrise resultierender Angebotsüberhang an Zertifikaten der Hauptgrund für die aktuell niedrigen CO<sub>2</sub>-Preise. Diese Krise war bei der Zuteilung der Zertifikate nicht vorhersehbar. Das Preissignal liefert einen Hinweis darauf, zu welchen Kosten momentan CO<sub>2</sub>-Vermeidung realisierbar ist, wobei der Gesamtausstoß an CO<sub>2</sub> politisch festgelegt und stets eingehalten wird.

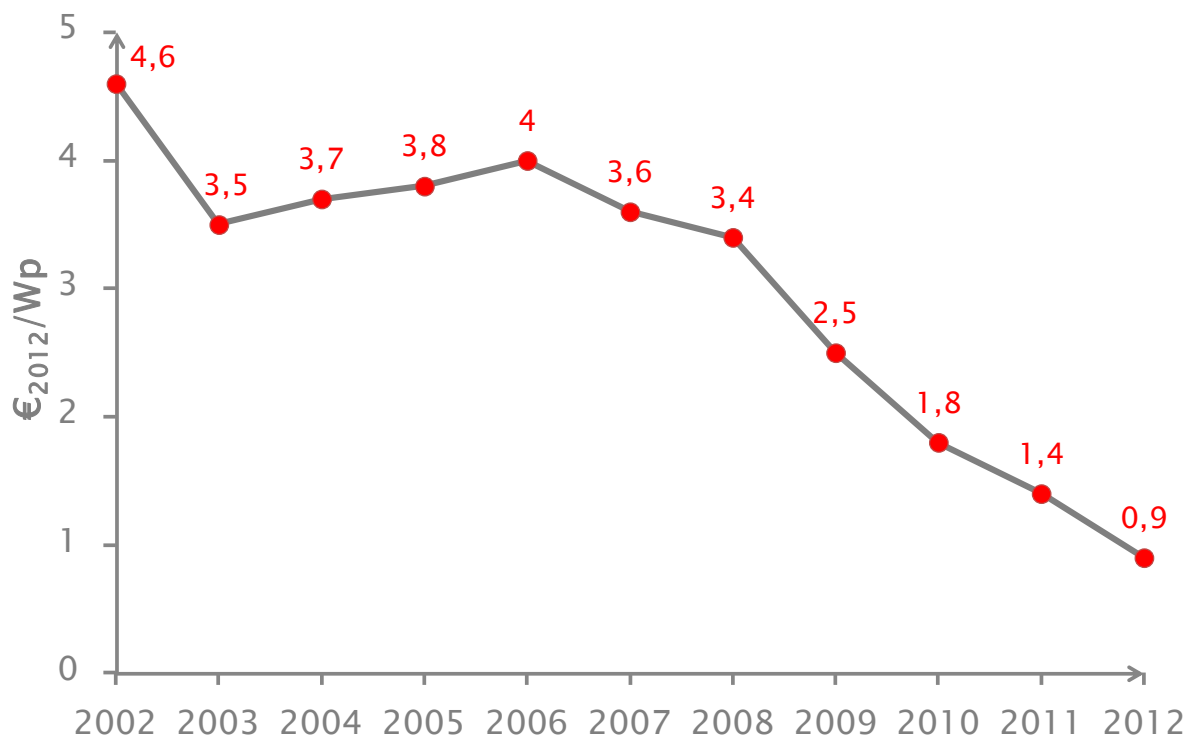


## These 7

### Verbraucher in wenigen Ländern finanzieren die Lernkurve für erneuerbare Energien, Länder mit späteren Investitionen profitieren.

Einer der Gründe für die Förderung erneuerbarer Energien im EEG war und ist es, solche Technologien an den Markt heranzuführen, die aufgrund hoher Kosten noch nicht marktfähig sind. Bei der Entwicklung bzw. Einführung einer neuen Technologie oder eines neuen Produktes müssen zunächst hohe Kosten pro Einheit aufgewendet werden. Diese Kosten werden jedoch aufgrund des Lerneffekts mit der Zeit bzw. mit zunehmendem Ausbau geringer. Dies bezeichnet man als Lernkurve.

ABBILDUNG 7-1: MITTLERER PREIS PV-MODULE IM ZEITVERLAUF

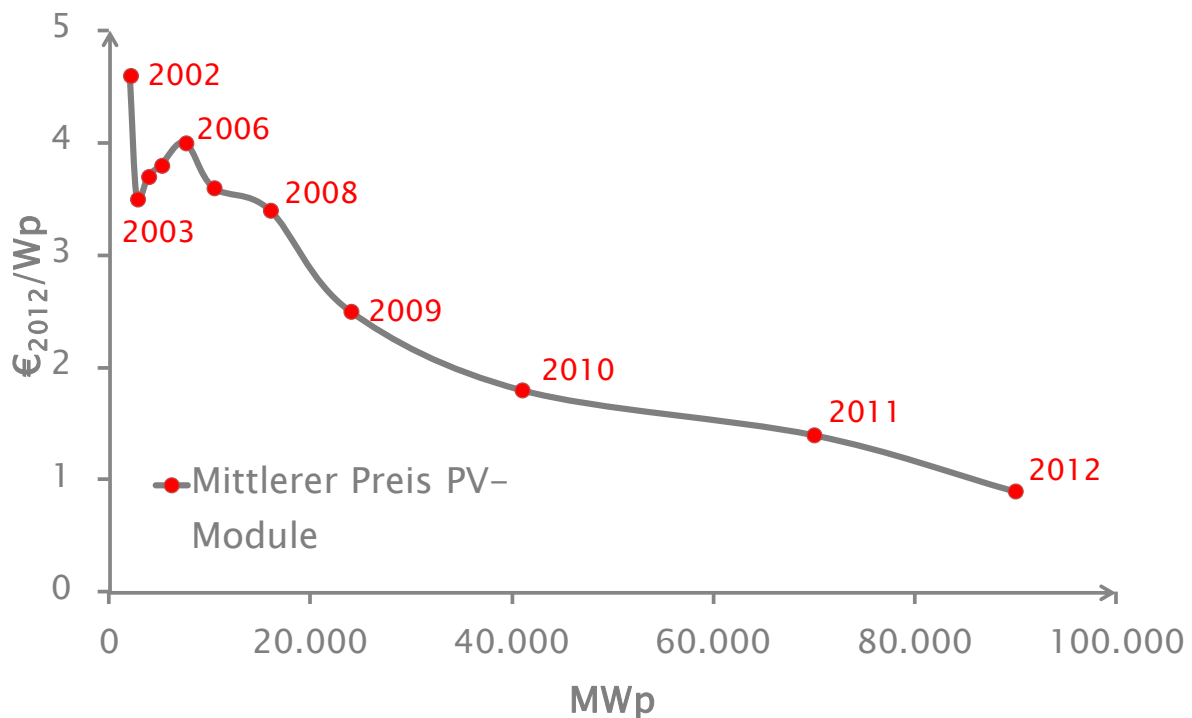


Quelle: Eigene Darstellung r2b in Anlehnung an Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) (2013).

Abbildung 7-1 zeigt den Verlauf der (inflationsbereinigten) durchschnittlichen weltweiten PV-Modulpreise. PV-Modulpreise werden typischerweise in ‚Euro je Watt Peak‘ (€/W<sub>p</sub>) angegeben. Ein Watt Peak bezeichnet die elektrische Leistung eines Moduls unter klar definierten

Bedingungen. Die Abbildung zeigt, dass die Preise in den Jahren seit 2006 stark rückläufig sind. Lag der PV-Modulpreis 2006 noch bei 4 €/W<sub>p</sub>, so ist er bis 2012 auf weniger als ein Viertel, nämlich 0,9 €/W<sub>p</sub>, gefallen. In dieser Darstellung erscheint der Preisverfall linear, allerdings nahm die weltweit installierte PV-Leistung in den letzten Jahren stark zu. Dies ist in Abbildung 7-2 berücksichtigt. Hier ist der durchschnittliche Modulpreis nicht in Abhängigkeit der Zeit, sondern in Abhängigkeit der weltweit installierten Leistung abgetragen.

ABBILDUNG 7-2: MITTLERER PREIS PV-MODULE IN ABHÄNGIGKEIT DER INSTALLIERTEN LEISTUNG



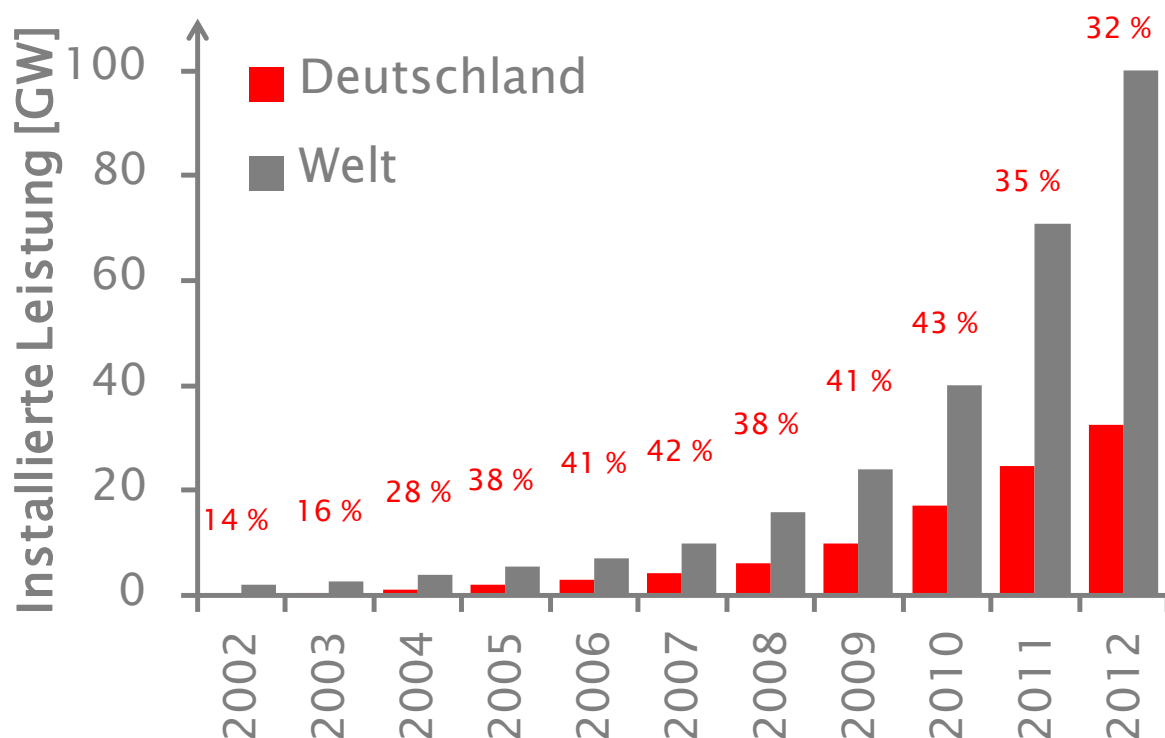
Quelle: Eigene Darstellung r2b in Anlehnung an Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) (2013).

Der Preisverfall bei PV-Modulen ist also nicht linear zur vorhandenen installierten Leistung, sondern anfangs deutlich höher und mit der Anzahl der installierten Module abnehmend. Dies ist ein typischer Verlauf, der die Entwicklung der entsprechenden Lernkurve in daraus resultierende Preise ‚übersetzt‘. Solange noch relativ wenige Module installiert sind, ist ein hoher Lerneffekt vorhanden, der dafür sorgt, dass die Preise für die Module schnell fallen. Je mehr Module vorhanden sind, umso geringer wird die Lernrate und damit auch der Preisverfall. Im Mittel sorgte bei PV-Modulen eine Verdopplung der installierten Kapazität für eine Preissenkung von etwa 21 %. Die Kostenreduktion war also signifikant. Dies hat aber auch Verteilungsimplicationen: Länder, die zu Beginn des PV-Booms die ersten (damals noch teuren) Module kauften, haben also einen deutlich höheren Preis bezahlt als Länder, die erst später (oder erst heute) einsteigen.

Im Folgenden wurde kurz empirisch analysiert, ob Deutschland hiervon profitiert oder eher den globalen Lernkosteneffekt bezahlt hat. Eine erste Indikation gibt bereits der Anteil Deutschlands

an der weltweit installierten PV-Kapazität. Dieser ist seit jeher überdurchschnittlich hoch. Dies lässt sich in Abbildung 7-3 erkennen. Er hat sich von 14 % im Jahr 2002 auf 41 % im Jahr 2006 erhöht und verharret seitdem auf einem hohen Niveau. Erst seit 2011 sinkt er aufgrund des stärker wachsenden Zubaus von PV-Kapazitäten im Rest der Welt. Der Anteil lag aber auch 2012 noch bei 32 %. Insbesondere zu Zeiten, als PV-Module noch teuer waren, hat Deutschland also im Vergleich zum Rest der Welt verhältnismäßig viel Photovoltaik zugebaut.

ABBILDUNG 7-3: INSTALLIERTE PV-KAPAZITÄT IN DEUTSCHLAND UND DER WELT SOWIE ANTEILE DEUTSCHLANDS SEIT 2002



Quelle: Eigene Darstellung r2b auf Basis öffentlicher Daten des Bundesverbands Solarwirtschaft e.V., <http://www.energies-renouvelables.org/>, <http://www.eurobserv-er.org/>, sowie REN21 (2013)

Je später in einem Land eine Technologie wie die Photovoltaik (mit hohen Lernkurveneffekten) zugebaut wurde, umso kleiner sind die Kosten für die Zubau. Dies schlägt sich in unterschiedlichen durchschnittlichen Kosten nieder, die pro installierte Leistungseinheit angefallen sind. In Abbildung 7-4 sind diese Kosten (in € je kW<sub>p</sub>) für die fünf europäischen Länder mit der größten installierten PV-Kapazität aufgeführt. Zur Berechnung wurde in jedem Jahr für jedes Land die neu installierte PV-Kapazität mit dem in Abbildung 7-1 dargestellten Weltmarktpreis für Photovoltaikanlagen bewertet.<sup>72</sup> Die so berechneten Gesamtkosten wurden durch die Ende 2012 gesamte installierte Leistung im jeweiligen Land geteilt. Hierdurch ergeben sich die durchschnittlichen Kosten pro installierte kW<sub>p</sub>. Diese liegen von den dargestellten fünf

<sup>72</sup> Da für den Zeitraum vor 2006 keine durchschnittlichen Weltmarktpreise vorlagen, wurde der hier stets der Preis von 2006 angenommen. Dies ist insofern kritisch, als vor diesem Zeitpunkt nur ein verschwindend geringer Anteil der heute installierten PV-Anlagen zugebaut wurde.

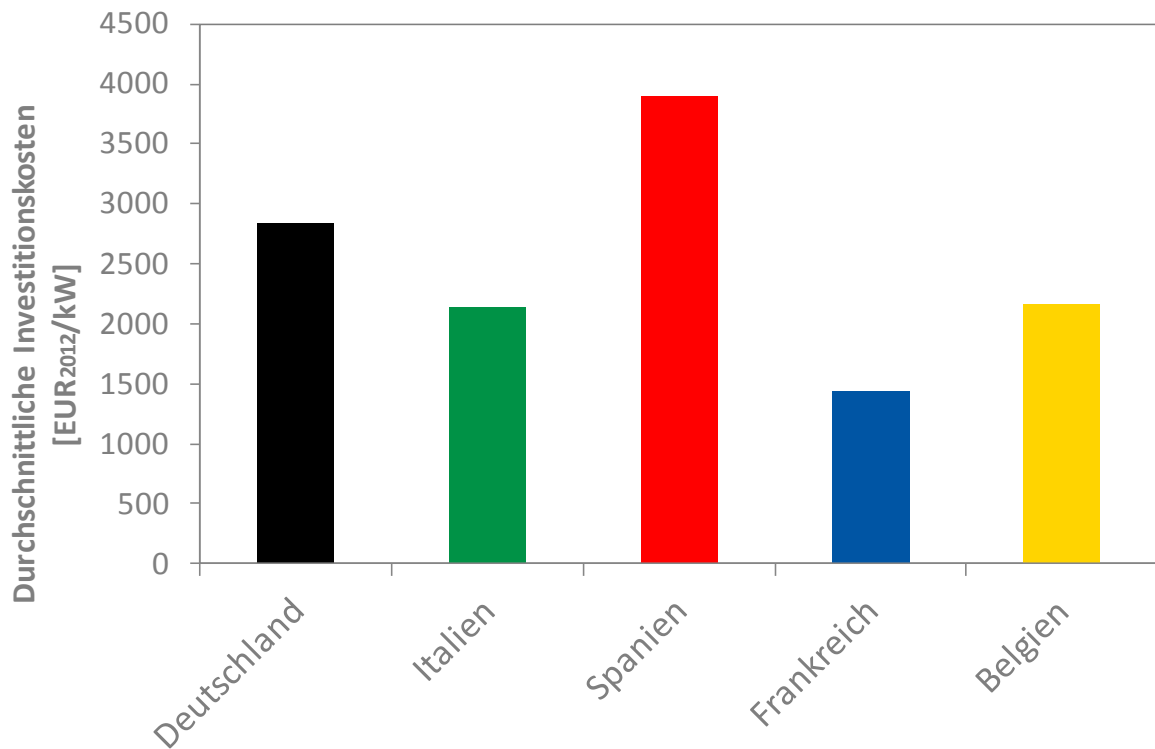
---

Ländern in Spanien am höchsten. Dies lässt sich damit erklären, dass dort in den Jahren 2007 und insbesondere auch 2008 sehr viel Photovoltaik zugebaut wurde, was sich – aufgrund der damals noch sehr hohen Modulpreise – in entsprechend hohen durchschnittlichen Zubaukosten niederschlägt. Ab 2009 wurde der weitere Ausbau in Spanien jedoch gedrosselt. An zweiter Stelle folgt Deutschland, gefolgt von Belgien, Italien und Frankreich. Die Unterschiede sind signifikant. Deutschland hat beispielsweise je installierter Leistungseinheit rund doppelt so viel bezahlt wie Frankreich. Bereits bei einer reinen Kostenbetrachtung ergeben sich also Verteilungseffekte zwischen den Ländern. Berücksichtigt man darüber hinaus die Stromgestehungskosten (für die neben den Installationskosten auch die durchschnittlichen Volllaststunden im entsprechenden Land relevant sind), verschlechtert sich die Situation Deutschlands weiter, da südliche Länder wie Spanien pro installiertem Modul eine weit höhere Ausbeute erzielen.<sup>73</sup>

---

<sup>73</sup> Beispielsweise liegt die durchschnittliche Anzahl Volllaststunden für PV in Granada (Spanien) bei etwa 2170. Im Vergleich dazu beträgt sie für den Standort Köln in Deutschland etwa 1220. Der mittlere Energieertrag in Granada liegt also um den Faktor 1,77 höher als in Köln. Um den gleichen Faktor verringern sich also die Installationskosten pro Modul und Energieeinheit. (Quelle: Online-Rechner unter <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>).

ABBILDUNG 7-4: DURCHSCHNITTLICHE KOSTEN FÜR DIE INSTALLIERTE PV-LEISTUNG NACH LÄNDERN

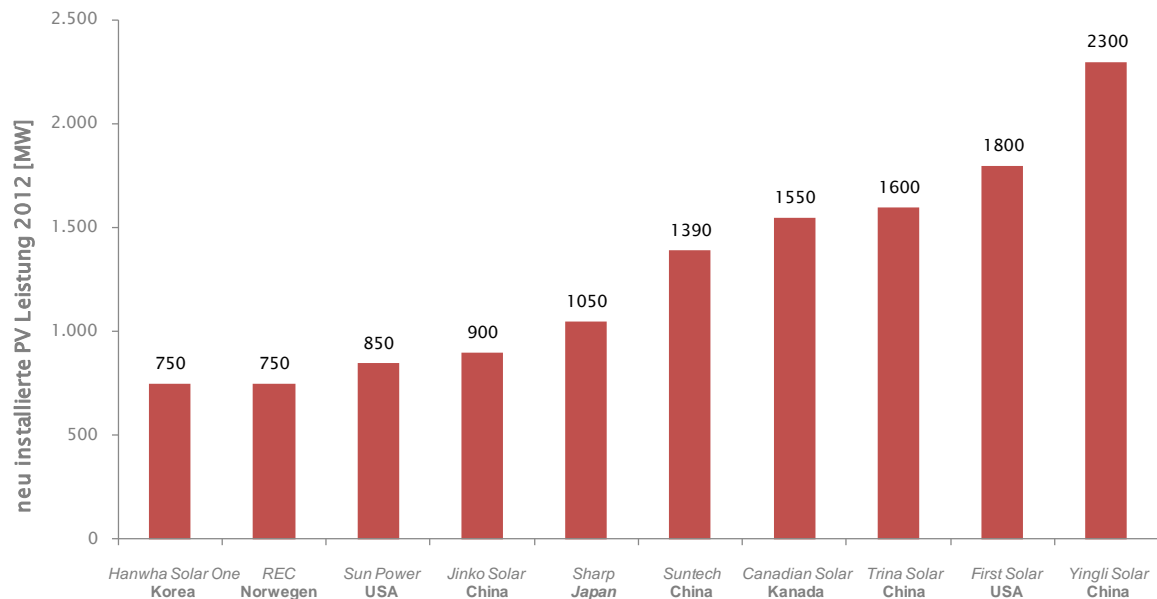


Quelle: Eigene Darstellung r2b auf Basis öffentlicher Daten des Bundesverbands Solarwirtschaft e.V., <http://www.energies-renouvelables.org/>, <http://www.eurobserv-er.org/>, sowie REN21 (2013)

#### Diskussion weiterer Effekte

Den überdurchschnittlich hohen Ausbaurkosten einzelner Länder (und der damit verbundenen überproportionalen Belastung) wird in der Diskussion oft das Argument gegenübergestellt, dass es sich hierbei um eine Anschubfinanzierung für neue Industrien handle und in späteren Jahren mit dem Export der entsprechenden Produkte und Technologien viele Arbeitsplätze entstünden und sich Geld verdienen ließe. Mit den entsprechenden Förderkosten würde also aktive Industriepolitik betrieben.

ABBILDUNG 7-5: NEU INSTALLIERTE PV-LEISTUNG IM JAHR 2012 NACH HERSTELLER



Quelle: Bloomberg, IHS, Handelsblatt

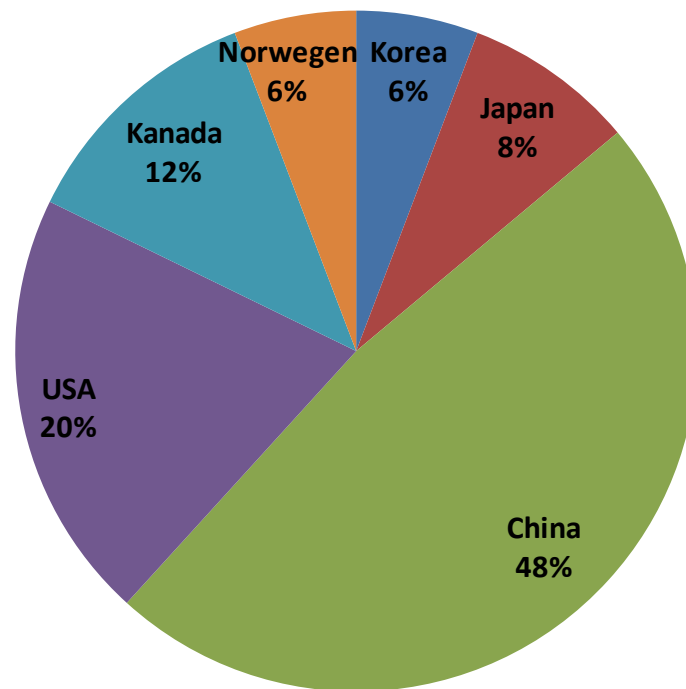
<http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/solarmodulhersteller-die-dominanz-der-chinesen-laesst-nach/8109556.html#image>

Mittlerweile müssten also deutsche PV-Unternehmen – gemessen am deutschen Anteil an der weltweit installierten PV-Leistung und der damit einhergehenden finanziellen Förderung – weltweit eine Vorrangstellung einnehmen. Wie Abbildung 7-5 zeigt, ist jedoch das Gegenteil der Fall. Hier sind die, bezogen auf die 2012 weltweit neu installierte PV-Leistung, zehn größten Hersteller von PV-Modulen aufgeführt. Der mit 2.300 MW installierter Leistung größte Hersteller – Yingli Solar – kommt aus China. Der zweitgrößte – First Solar – aus den USA. Weiterhin sind in den Top 10 Unternehmen aus Kanada, Japan, Norwegen und Korea vertreten. Deutsche Hersteller fehlen in der Liste gänzlich.

---

 ABBILDUNG 7-6: HERSTELLERLÄNDER NEU INSTALLIERTER PV-LEISTUNG IM JAHR 2012
 

---



Quelle: Bloomberg, IHS, Handelsblatt

<http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/solarmodulhersteller-die-dominanz-der-chinesen-laesst-nach/8109556.html#image>

---

Dieses Bild verdichtet sich, wenn man die 2012 installierten PV-Module nach deren Herstellungsland betrachtet. Annähernd die Hälfte der Anlagenleistung wurde in China hergestellt, ein weiterer beträchtlicher Teil (20 %) in den USA. Danach folgen Kanada, Japan, Norwegen und Korea. Deutsche Unternehmen spielen in der weltweiten Herstellung von Photovoltaikanlagen praktisch keine Rolle mehr.<sup>74</sup> Zusammengefasst lässt sich also sagen: Die Industrieförderung mittels hoher Einspeisevergütung für die Photovoltaik ist gescheitert. In Anbetracht der starken allgemeinen Position deutscher Firmen auf den Weltmärkten muss sogar die Frage erlaubt sein, ob es ohne förderinduzierten ‚Boom und Bust‘-Zyklus nicht mehr deutsche Exporte im Bereich Photovoltaik gäbe als heute.

### Ergebnisse der Analyse

Aufgrund des Lerneffekts bei der Herstellung von PV-Modulen sank der Preis für installierte Leistung inflationsbereinigt seit 2006 von etwa 4 auf unter 1 €/W<sub>p</sub>. Je später Investitionen in PV-Anlagen stattfanden, umso günstiger waren diese. Dies sorgt dafür, dass in Ländern, in denen verhältnismäßig früh viel PV zugebaut wurde (z. B. Spanien und Deutschland) im Mittel mehr pro Modul bezahlt wurde als in Ländern, wo der Zubau erst später stattfand (oder jetzt erst einsetzt). Solche Länder profitieren davon, dass ihnen First-Mover-Länder durch hohe

---

<sup>74</sup> Laut REN21 (2013), S. 41, befindet sich auch auf den Plätzen 11 bis 15 kein deutsches Unternehmen, d.h. unter den 15 weltgrößten PV-Herstellern 2012 ist kein einziges deutsches Unternehmen.

Investitionen zu Beginn des PV-Booms die Lernkurve und damit die heute verhältnismäßig niedrigen Modulpreise finanzierten.

Das industriepolitische Argument des Aufbaus einer wettbewerbsfähigen Exportindustrie durch die EE-Förderung kann im Hinblick auf die PV verworfen werden. PV-Module werden mittlerweile hauptsächlich in China und in den USA gefertigt. Unter den 15 größten Modulherstellern war im Jahr 2012 kein einziges deutsches Unternehmen vertreten.



---

## These 8

### **Durch eine europäische Harmonisierung der EE-Förderung würde die Energiewende kostengünstiger.**

---

Die bereits in These 3 für das europäische Emissionshandelssystem entwickelte Argumentation, dass ein europäisch harmonisiertes System Wohlfahrtsgewinne schafft, indem über ganz Europa einheitliche Grenzvermeidungskosten erreicht werden, kann auch auf den Ausbau der erneuerbaren Energien übertragen werden. Analog zum Emissionshandel ist es auch beim Ausbau erneuerbarer Energien für den Klimaschutz nicht entscheidend, in welchem Land die EE-Erzeugung stattfindet. Sinnvoll wäre also auch zur Förderung erneuerbarer Energien ein Instrument, das zu gleichen – oder zumindest ähnlichen – Grenzzubaukosten für erneuerbare Energien in allen Ländern Europas führt.

Bei individuellen nationalen Fördersystemen wird dieses Ziel in der Regel nicht erreicht. Dies verdeutlicht Abbildung 8-1. Die Abbildung veranschaulicht, dass es neben Land A noch weitere Länder gibt – im Beispiel Land B bis D.<sup>75</sup> Die Produktionsbedingungen (Sonneneinstrahlung, Windgeschwindigkeiten, ausgewiesene Potentiale, etc.) sind in allen Ländern unterschiedlich. Dies schlägt sich in unterschiedlich verlaufenden Grenzzubaukostenkurven nieder.

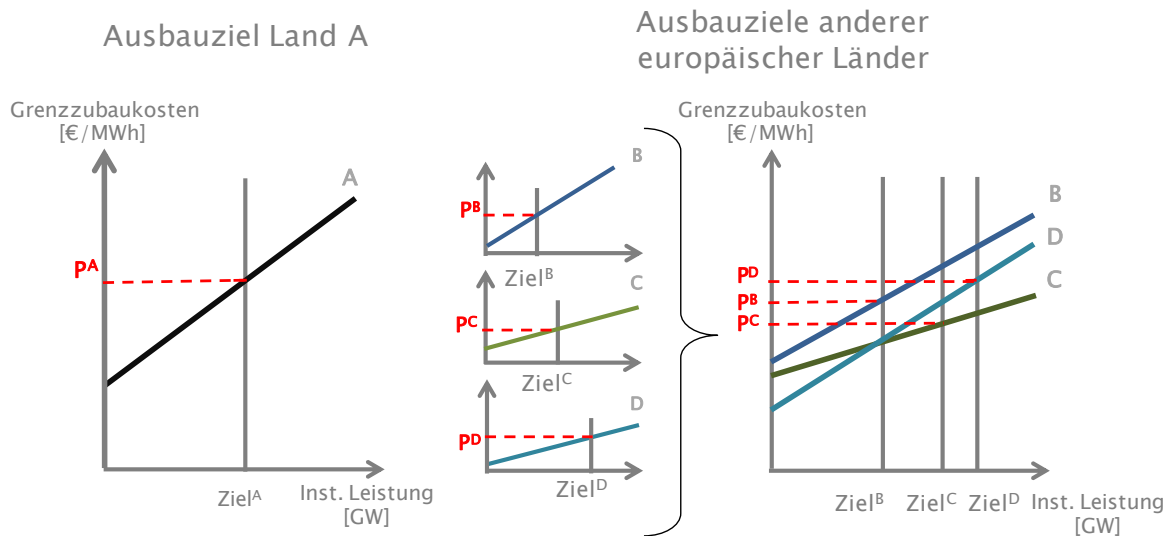
Legen die Länder dann jedoch auch individuelle Ausbauziele fest, so ergeben sich von Land zu Land unterschiedliche marginale Zubaukosten. In der Grafik zeigt sich dies in den unterschiedlichen Schnittpunkten von Angebot und Nachfrage bei  $P^A$ ,  $P^B$ ,  $P^C$  und  $P^D$ .<sup>76</sup> Dieser Zubau ist auf gesamteuropäischer Ebene nicht kosteneffizient. So könnten – bei insgesamt gleicher Zielerreichung – im Beispiel Kosten gespart werden, wenn in den teureren Ländern (hier Land D mit Zubaukosten  $P^D$ ) weniger und dafür in den günstigen Ländern mehr (Land C mit Zubaukosten  $P^C$ ) zugebaut würde.

---

<sup>75</sup> In der Realität hat die Europäische Union seit dem 1.7.2013 sogar 28 Mitgliedsstaaten.

<sup>76</sup> Dies bedeutet beispielhaft, dass in einem Land erneuerbare Energien zugebaut werden, bis die nächste MWh 200 Euro kostet, während in einem anderen Land ausgebaut wird, bis die nächste Einheit 80 Euro kostet. In diesem Fall könnten europaweit die Ausbaukosten gesenkt werden, wenn für (knapp unter) 200 Euro/MWh weniger zugebaut würde und dafür für (knapp über) 80 €/MWh. Der volkswirtschaftliche Gewinn, der zwischen beiden Ländern aufgeteilt werden könnte, betrüge in diesem Beispiel 120 €/MWh.

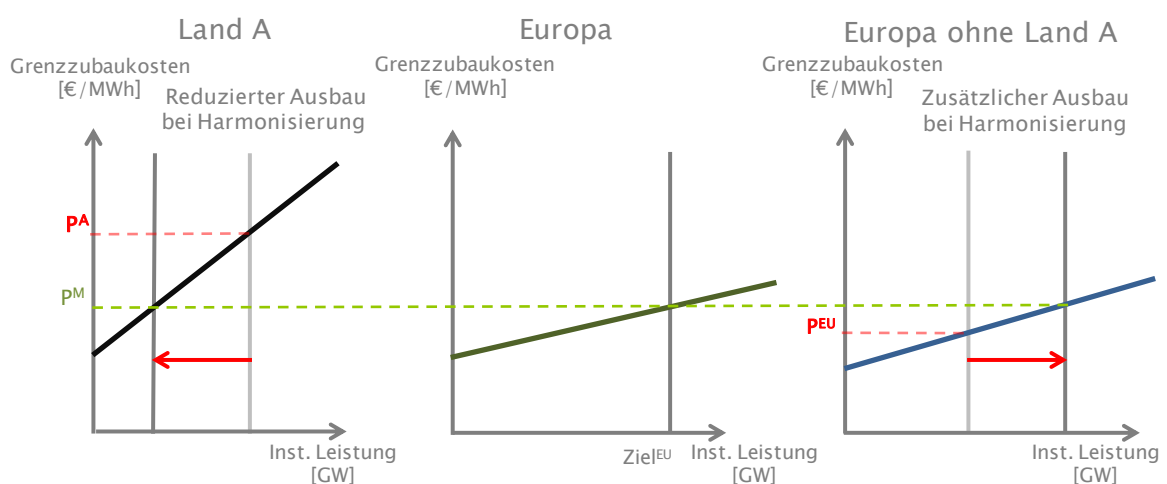
ABBILDUNG 8-1: EE-GRENZZUBAUKOSTEN OHNE HARMONISIERUNG



Quelle: Eigene Darstellung r2b.

In der volkswirtschaftlich optimalen Lösung sind dagegen die Grenzzubaukosten in allen Ländern in Europa gleich. Dies wird in Abbildung 8-2 dargestellt. Hierbei wird ein Land (Land A) betrachtet, das relativ ehrgeizige EE-Ziele und verhältnismäßig steil verlaufende Grenzzubaukosten hat. Daneben zeigt die Grafik auf der rechten Seite die bereits zusammengefassten Angebots- und Nachfragekurven für alle anderen europäischen Länder. In der integrierten Lösung ergeben sich statt national differenzierter Grenzzubaukosten identische, harmonisierte Grenzzubaukosten  $p^M$ .

ABBILDUNG 8-2: EE-GRENZZUBAUKOSTEN IM EUROPÄISCHEN GLEICHGEWICHT



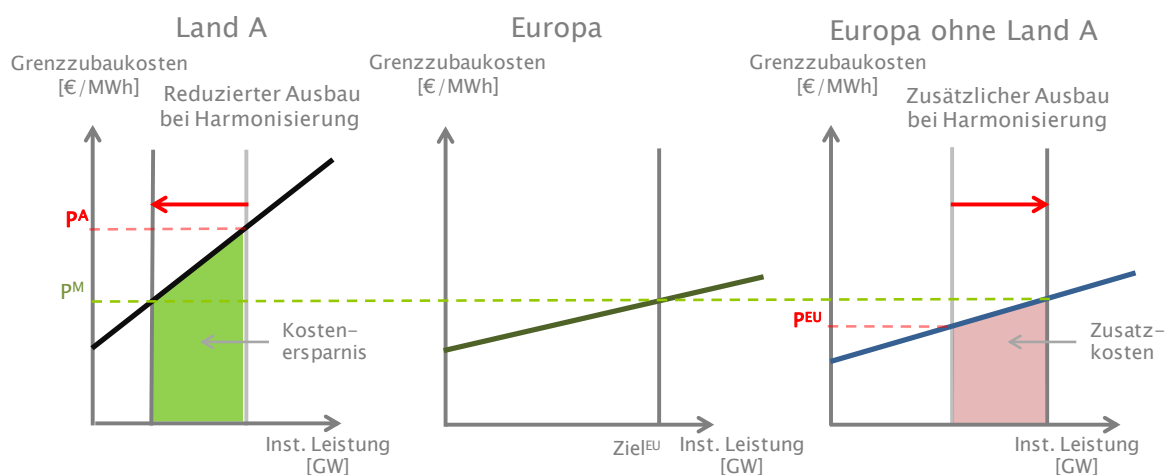
Quelle: Eigene Darstellung r2b.

Die kosteneffiziente harmonisierte Lösung kann sowohl durch ein gemeinsames Mengenziel (Ziel EU in der mittleren Grafik) erreicht werden, das beispielsweise durch ein Quotensystem

verfolgt wird. Dies wäre die zum EU ETS parallele Vorgehensweise. Alternativ könnten aber auch Instrumente der Preissteuerung (z.B. Festlegung einer einheitlichen Einspeisevergütung in Höhe von  $P^M$ ) verwendet werden. So würde auch ein europäisch harmonisierter Fördersatz, egal ob als feste Einspeisevergütung oder als Marktprämie, zu einheitlichen Grenzzubaukosten führen. Wichtig für die Effizienz ist allein die europäische Harmonisierung mit einer soweit koordinierten Förderung, dass überall ähnliche (ideal identische) Grenzzubaukosten erreicht werden.

Allerdings ergeben sich durch die Harmonisierung Verteilungseffekte, und zwar in zweifacher Hinsicht. Erstens verringert sich die Produzentenrente für Anbieter in den Ländern mit ungünstigeren Produktionsbedingungen (im Beispiel Land A). Dies wird in Abbildung 8-3 gezeigt: In der harmonisierten Lösung werden teure Potentiale in Land A nicht erschlossen und durch zusätzliche Mengen in Land B ersetzt. Dadurch gehen in Land A nach der Harmonisierung die Grenzzubaukosten von  $P^A$  auf  $P^M$  zurück. In der Folge verringert sich auch die Produzentenrente der EE-Erzeuger in Land A. Obwohl diesem Rückgang größere Wohlfahrtsgewinne an anderer Stelle gegenüber stehen, können Verschlechterungen bei einzelnen Interessensgruppen zu politischer Einflussnahme führen, die entsprechende Änderungen verhindert.

ABBILDUNG 8-3: RENTENEFFEKTE BEI EINHEITLICHEN GRENZZUBAUKOSTEN



Quelle: Eigene Darstellung r2b.

Zweitens treten Verteilungseffekte zwischen den Ländern auf. So wird im Falle einer europäischen Harmonisierung in Ländern mit guten Standorten mehr und in Ländern mit schlechten Standorten weniger zugebaut. Dabei stellt sich die Frage, wie mit den anfallenden Kostenunterschieden umgegangen werden soll. Obwohl in Summe alle Staaten profitieren, gibt es auf Ebene der einzelnen Nationalstaaten auch hierbei Gewinner und Verlierer. Im schlimmsten Fall könnte auch hier durch Partikularinteressen eine gesamtoptimale Lösung verhindert werden. Voogt et al. (2001) schlagen als mögliche Lösung vor, die Gesamtlasten des EE-Ausbaus auf die einzelnen Mitgliedsländer aufzuteilen. Länder, die mehr beitragen möchten, tragen dann auch größere Lasten in Form von Kostenbeiträgen – unabhängig davon, wo die

Anlagen letztlich gebaut werden. Die tatsächliche Allokation der Anlagen auf die einzelnen Länder und Standorte erfolgt jedoch wie beschrieben durch die freie Wahl der Investoren. Je nach politischer Ausgestaltung entweder unterstützt durch eine Zertifikatslösung oder eine europaweit einheitliche Einspeisevergütung. Dieser Mechanismus ist ähnlich dem beim EU ETS, wo das europäische Kyoto-Ziel bezüglich CO<sub>2</sub>-Minderung auf die Mitgliedsstaaten umgelegt wurde und fortan ein Handel mit CO<sub>2</sub>-Zertifikaten erfolgen kann. Wichtig ist in diesem Zusammenhang, den finanziellen Beitrag eines Landes zu den Gesamtausbaukosten der erneuerbaren Energien von den letztlich in diesem Land errichteten Anlagen zu trennen.

#### Diskussion weiterer Effekte

Weitere Vorteile eines europäisch harmonisierten EE-Ausbaus liegen darin, dass – unabhängig von nationalen Grenzen – die besten Standorte für die Produktion gewählt werden können. Dies bedeutet, dass Windkraftwerke an den windstärkeren Standorten (beispielsweise küstennah) errichtet würden und Photovoltaikkraftwerke an den günstigen Sonnenstandorten (beispielsweise in Südeuropa). Darüber hinaus lässt sich durch eine effizientere Verteilung der EE-Erzeugung – beispielsweise gesteuert durch ein am Marktpreis orientiertes Fördersystem – auch eine wertsteigernde Produktionsweise der EE-Erzeugung erreichen. Neben einer reinen Mengenmaximierung wird nämlich zunehmend auch die Wertigkeit des EE-Stroms von Bedeutung sein. Dabei ist ein weiteres Gigawatt Photovoltaik in einem ohnehin schon übersättigten Markt weniger Wert als in einer anderen Region, in der noch relativ wenig PV steht. Auch diese Argumente sprechen für eine europäisch harmonisierte Förderung, da es zukünftig im Hinblick auf die Werthaltigkeit und damit auf den Beitrag der EE-Anlagen noch stärker auf den Standort ankommen wird.

Diese Effekte sind bereits mehrfach in der Literatur untersucht und quantifiziert worden. Bereits im Jahr 2001 schätzt eine Studie von Voogt et al.<sup>77</sup> den Gewinn durch einen harmonisierten EE-Ausbau bis zum Jahr 2010 auf 15 bis 70 Prozent der bis dahin anfallenden EE-Ausbaukosten (von 17 Mrd. €). EWI (2010) schätzt die möglichen Einsparungen bis zum Jahr 2020 auf mehr als 100 Mrd. €. Dabei wird von einem europaweit gleichen Gesamtausbauziel ausgegangen. Die EE-Erzeugung wird also nur räumlich verschoben, nicht jedoch in der Menge verändert. Wissen (2011) untersucht neben räumlichen Verschiebungen auch zeitliche Verschiebungen des Zubaus und ermittelt ebenfalls – sowohl in räumlicher wie in zeitlicher Dimension – signifikante Einsparungen. Ein aktuelles Papier von Fürsch und Lindenberger<sup>78</sup> schätzt die möglichen Einsparungen von 2021 bis 2030 auf mehr als 40 % der EE-bedingten Zusatzkosten. In den drei untersuchten Szenarien variieren die Einsparungen allein für den Zehnjahreszeitraum von 2021 bis 2030 zwischen 54 und 73 Mrd. €<sub>2010</sub>.

In Anbetracht von möglichen Einsparungen in diesen Größenordnungen stellt sich umso mehr die Frage, warum die entsprechenden Potentiale nicht gehoben werden. Neben den bereits beschriebenen Verteilungseffekten und Partikularinteressen gibt es jedoch weitere Gründe, die eine europäische Harmonisierung beim EE-Ausbau erschweren. Beispielsweise sind

---

<sup>77</sup> Vgl. Voogt et al. (2001).

<sup>78</sup> Vgl. Fürsch und Lindenberger (2013).

Wechselwirkungen mit dem Ausbau der Interkonnektoren zu nennen. Dabei ist bereits die Bestimmung des für einen europäisch harmonisierten EE-Ausbau erforderlichen Interkonnektorausbaus schwierig. Auch sind Planungs- und Genehmigungsfristen zu beachten. Und auch in diesem Bereich bestehen möglicherweise Herausforderungen bei der Kostenverteilung zwischen den Mitgliedsstaaten. Schließlich mögen einzelne Staaten auch nationale Ziele verfolgen, die sich nur mit nationalen EE-Ausbauten erreichen lassen.

### Ergebnisse der Analyse

Unterschiedliche Länder haben unterschiedliche Kostenpotentiale für erneuerbare Energien. Dies liegt daran, dass die Produktionsbedingungen in allen Ländern unterschiedlich sind. Legen die Länder unabhängig voneinander individuelle Zubauziele für erneuerbare Energien fest, so werden daraus in der Regel unterschiedliche Grenzzubaukosten resultieren. Die Kosten der jeweils letzten zugebauten Einheit sind also in den Ländern unterschiedlich. Als Folge treten volkswirtschaftliche Ineffizienzen auf durch die höhere Gesamtkosten entstehen als bei harmonisiertem Zubau, denn bei diesem wären die Grenzzubaukosten in allen Ländern identisch. Dies würde zu einer optimalen Allokation der Produktionskapazitäten und somit minimalen volkswirtschaftlichen Gesamtkosten führen. Der Zubau würde von relativ teuren Ländern in relativ günstige Länder verlagert.

Mit einer solchen Verschiebung würden auch Verteilungseffekte einhergehen. In Ländern mit vormals hohen Grenzzubaukosten würde Produzentenrente verlorengelassen, in solchen mit vormals niedrigen Grenzzubaukosten würde sich die Produzentenrente erhöhen. Der gesamte volkswirtschaftliche Nutzen ist jedoch unbestritten und liegt gemäß verschiedener Studien im Bereich eines zwei- bis dreistelligen Euro-Milliardenbetrags bis 2030. Dennoch können Partikularinteressen die Umsetzung verhindern.

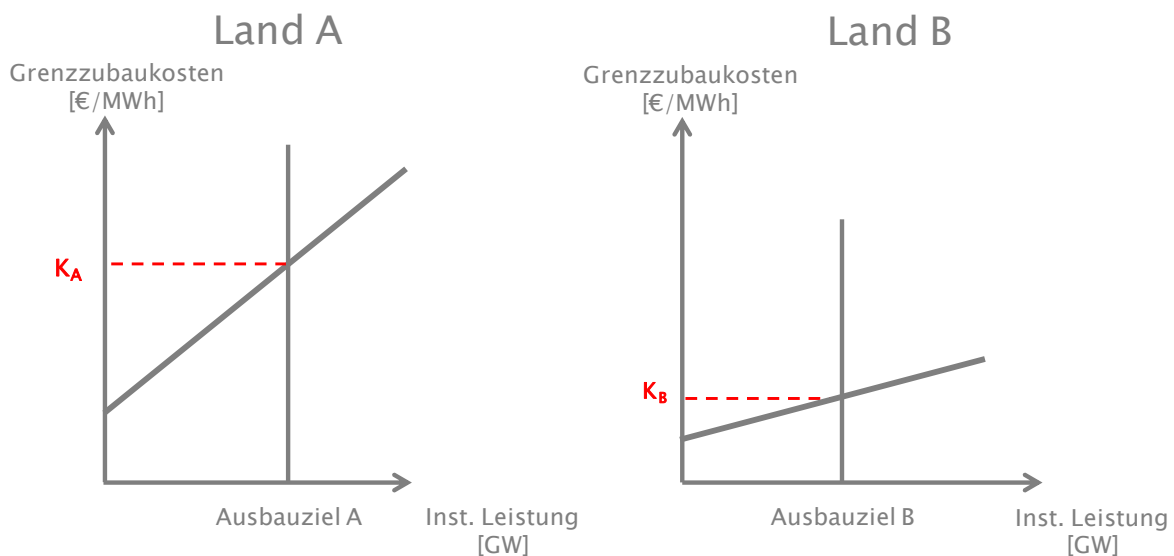
## These 9

### Eine multi- oder binationale Zusammenarbeit bei der EE-Förderung wäre ein wichtiger Schritt in die richtige Richtung.

In These 8 wurde gezeigt, dass ein europaweit harmonisierter Ausbau der erneuerbaren Energien sinnvoll und wünschenswert ist. Allerdings scheint die hierfür nötige Beschlussfassung in den entsprechenden Gremien aufwändig und kurz- bis mittelfristig politisch kaum zu realisieren.

Dies bedeutet jedoch nicht, dass in dieser Richtung keine weiteren Schritte unternommen werden sollten. Bereits durch eine schrittweise Harmonisierung lassen sich Effizienzgewinne in Form von reduzierten Ausbaurückstellungen erzielen, auch wenn nur einige wenige Länder (oder sogar nur zwei) ihren EE-Ausbau koordinieren. Praktisch wäre also auch ein ‚Europa der zwei Geschwindigkeiten‘ geeignet, den Ausbau erneuerbarer Energien effizienter als heute voranzutreiben. Im Folgenden wird dies am Beispiel zweier Länder dargestellt.

ABBILDUNG 9-1: GRENZZUBAUKOSTEN EE OHNE HARMONISIERUNG



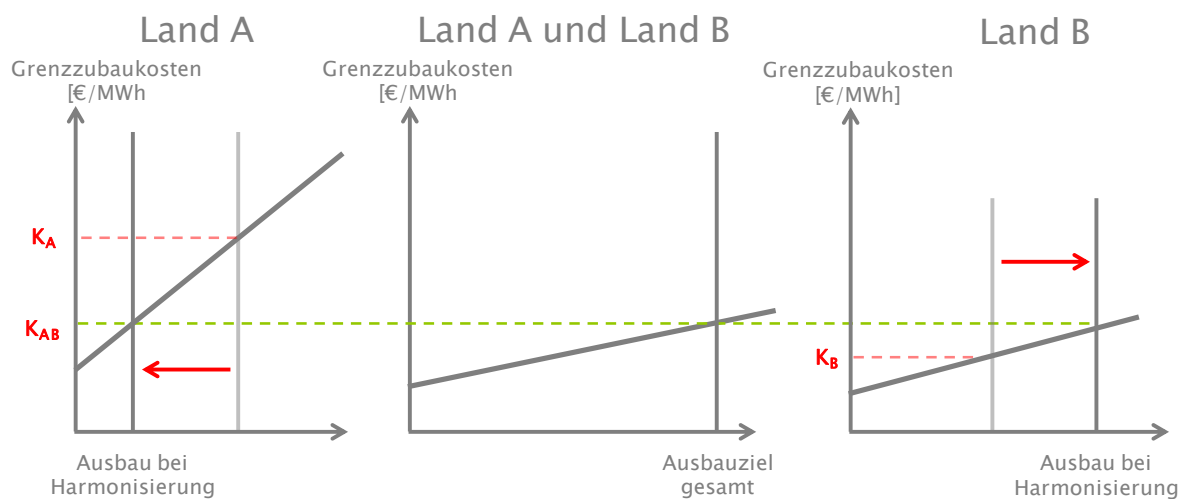
Quelle: Eigene Darstellung r2b.

In Abbildung 9-1 sind die EE-Zubaukosten zweier Länder beispielhaft dargestellt. Die Form der Zubaukosten in den beiden Ländern hängt von verschiedenen Gegebenheiten wie Zubaupotentialen, lokalen Zubaukosten und Verfügbarkeiten von EE-Energieträgern (z. B. Wind oder PV) ab. In Land A beginnt die Zubaukostenkurve auf der Ordinatenachse an einem höheren Punkt als in Land B. Außerdem ist der Verlauf der Kurve in Land A deutlich steiler. Praktisch bedeutet das, dass in Land A im Vergleich zu Land B weniger günstige Zubaumöglichkeiten für

erneuerbare Energien vorhanden sind. Beide Länder setzen sich jeweils unterschiedliche Ausbauziele für die gesamte installierte Leistung erneuerbarer Energien. Angenommen, in beiden Ländern erfolgt der Zubau der erneuerbaren Technologien effizient, dass also jeweils die günstigsten Technologien zugebaut werden, so führt dies aufgrund des unterschiedlichen Verlaufs der Kostenkurven zu unterschiedlichen Grenzzubaukosten  $K_A$  bzw.  $K_B$ . Dies sind die volkswirtschaftlichen Kosten, die für die teuerste (bzw. die zukünftig nächste) EE-Anlage aufgewendet werden müssen. In Land A liegen diese deutlich höher als in Land B.

Im Folgenden wird angenommen, dass die beiden Länder ihren EE-Ausbau koordinieren. Dies bedeutet, dass ein gemeinsames Ausbauziel formuliert wird und der Ausbau so erfolgt, dass die in beiden Ländern effizientesten Technologien zugebaut werden. Das gemeinsame Ausbauziel – also die Menge an insgesamt zu bauender Kapazität an erneuerbaren Energien – entspricht der Summe der beiden individuellen Ausbauziele. Somit ist sichergestellt, dass länderübergreifend dieselbe Menge an erneuerbaren Energien ausgebaut wird wie bei einem nicht harmonisierten Zubau.

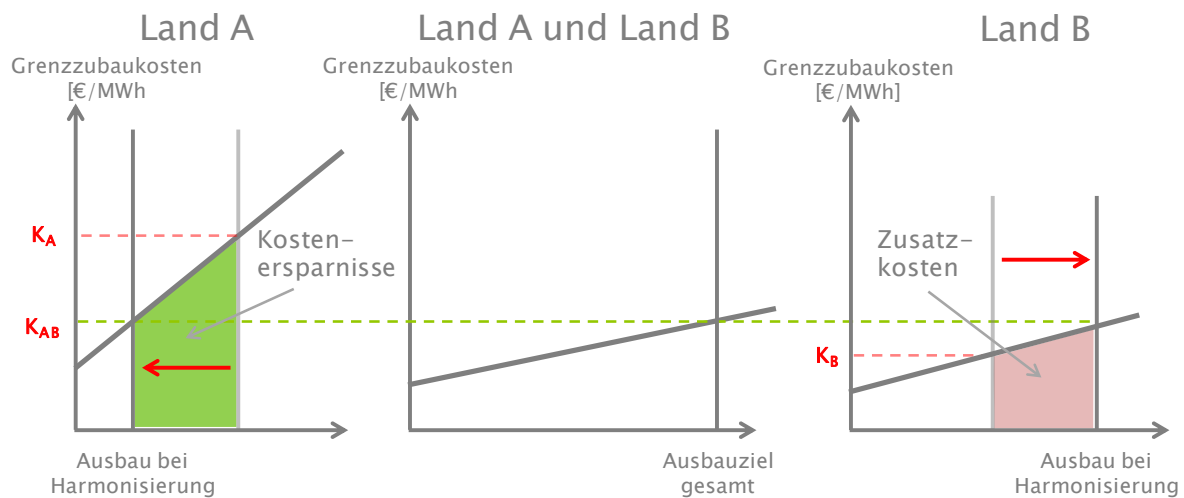
ABBILDUNG 9-2: GEMEINSAMES AUSBAUZEIL BEI ZWEI LÄNDERN



Quelle: Eigene Darstellung r2b.

Die Grenzkostenkurve für den Zubau der beiden Länder ergibt sich durch ein Zusammenführen der beiden individuellen Kostenkurven und ist in der Mitte von Abbildung 9-2 dargestellt. Wird diese mit dem gemeinsamen Ausbauziel geschnitten, so ergeben sich die Grenzzubaukosten  $K_{AB}$ , die sich von den beiden individuellen Grenzzubaukosten  $K_A$  und  $K_B$  unterscheiden: Sie liegen niedriger als in Land A und höher als in Land B. Dies ist darin begründet, dass Land B die günstigeren Zubaukosten aufweist. Somit sinkt bei einer Harmonisierung der Ausbau in Land A, während er in Land B steigt.

ABBILDUNG 9-3: HARMONISIERUNGSEFFEKTE BEI ZWEI LÄNDERN



Quelle: Eigene Darstellung r2b.

In Abbildung 9-3 ist dargestellt, welche volkswirtschaftlichen Effekte aus einem harmonisierten Zubau in zwei Ländern resultieren. Wie beschrieben wird bei einer Harmonisierung in Land A im Vergleich zu einem nicht harmonisierten Ausbau weniger zugebaut, während der Zubau in Land B erhöht wird. Dies führt c. p. zu einer Senkung der Kosten des Ausbaus in Land A und zu einer Erhöhung der Kosten in Land B. Allerdings erfolgt der höhere Zubau in Land B ja zu geringeren Kosten, als dies in Land A möglich gewesen wäre. Somit werden volkswirtschaftliche Kosten eingespart. Die Kostensenkung durch die Harmonisierung in Land A entsprechen der grünen Fläche in Abbildung 9-3, während die Zusatzkosten in Land B rot dargestellt sind. Da beide Flächen gleich breit sind (der höhere Zubau in Land B entspricht genau dem geringeren Zubau in Land A) ist die Netto-Kostensparnis als Differenz der grünen und der roten Fläche immer positiv. Durch eine Harmonisierung des Ausbaus zweier Länder werden also c. p. volkswirtschaftliche Kosten eingespart.

#### Diskussion weiterer Effekt

Als europäische Vorreiter für eine multinationale Harmonisierung der Energiemärkte können die skandinavischen Länder angesehen werden. Die ersten Schritte in einen gemeinsamen Markt wurden durch eine Erklärung der nordischen Energieminister bereits 1995 eingeleitet. Ziel war es damals, einen „grenzenlosen nordischen Markt mit einem effektiven Handel mit den umgebenden Ländern“ zu schaffen. Weiterhin sollten bessere Bedingungen für Wettbewerb geschaffen und dadurch unter anderem eine bessere Ausnutzung der Produktionskapazitäten erreicht werden. Die Liberalisierungsbemühungen begannen in Norwegen bereits 1990, während Schweden und Finnland Mitte der 1990er Jahre und Dänemark 1998 nachzogen.<sup>79</sup>

Um Beschränkungen der Kuppelleitungskapazität möglichst gering zu halten, die zukünftig höher zu erwartende Einspeiseleistung aus erneuerbaren Energien möglichst restriktionsfrei

<sup>79</sup> Vgl. Nordic Energy Regulators (2006).



übertragen zu können und auch die Übertragungskapazitäten zu den Nachbarnetzen in Deutschland und Polen sinnvoll zu erweitern, erfolgt seit 2002 ein gemeinsamer koordinierter Netzausbau, der im Rahmen von bisher vier ‚Master-Plänen‘ (2002, 2004, 2008 und 2009) durchgeführt wurde und wird.<sup>80</sup>

Die Harmonisierung im skandinavischen Strommarkt umfasst mittlerweile auch den Ausbau erneuerbarer Energien. Im Jahr 2009 wurde zwischen den Ländern Schweden und Norwegen eine Grundsatzvereinbarung über die Gründung eines gemeinsamen Marktes für Grünstromzertifikate unterzeichnet. Im Rahmen einer nationalen Quote geben beide Länder Grünstromzertifikate aus. Diese können fortan zwischen den beiden Ländern frei gehandelt werden. Seit dem 1. Januar 2012 ist dieser Zertifikatehandel aktiv.<sup>81</sup> Da die Zertifikate zwischen beiden Ländern frei gehandelt werden können, stellt sich ein einheitlicher Grenzpreis ein. Wie in dieser These dargelegt, erfolgt so der EE-Ausbau dort fortan effizienter und es werden hierdurch – zumindest im bilateralen Rahmen – volkswirtschaftliche Kosten verringert.

Die multinationale Zusammenarbeit beschränkt sich jedoch nicht auf eine reine Harmonisierung der EE-Förderung, sondern umfasst auch angrenzende Bereiche wie beispielsweise den Bezug von Rohstoffen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse. Auch hier greift das Argument, dass durch eine Harmonisierung positive volkswirtschaftliche Effekte zu erwarten sind.

Bei Biomasse-Rohstoffen – insbesondere feste Biomasse – herrschen in unterschiedlichen EU-Ländern unterschiedliche Standards bezüglich der Herstellung, bzw. des Bezugs des Rohstoffs. Insbesondere bei der nachhaltigen Waldbewirtschaftung verfügen verschiedene Länder über unterschiedliche Zertifizierungsrichtlinien und -label. Zwar liegen den Mitgliedsstaaten der EU die Empfehlungen zur Gestaltung der Nachhaltigkeitskriterien vor – die Umsetzung ist jedoch weder verpflichtend geregelt noch einheitlich in der Gesetzgebung verankert.<sup>82</sup> Dies führt dazu, dass in manchen Ländern das Angebot künstlich verknappt wird. So liegt z. B. in Großbritannien seit August 2013 ein gesetzlicher Beschluss vor, die Kriterien zur Kontrolle der Wertschöpfungskette von fester Biomasse massiv zu verschärfen – sogar über internationale Standards und die Empfehlung der Europäischen Kommission hinaus. Da viele der Energieerzeuger aus UK bereits aufgrund ihrer Größe als Anführer der nachhaltigen Gestaltung von Wertschöpfungsketten gelten, sehen sich Regierung und Stakeholder darin bestärkt hier weitere Maßnahmen zur Stabilisierung der Biomasse-Produktion zu ergreifen.<sup>83</sup> Dieser nationale Alleingang eines großen Einfuhrlandes ist nicht immer kompatibel mit der Nachhaltigkeitspolitik anderer Anbauländer, denn nicht in allen EU-Staaten sind die Empfehlungen der Europäischen Kommission bereits vollständig in nationales Recht umgesetzt worden.<sup>84</sup> Hierdurch ergeben sich in den betroffenen Ländern unterschiedliche Angebotskurven für dasselbe Produkt. Es kann also nicht – wie in Abbildung A-3 des Appendix für das Produkt Strom dargestellt – ein freier Außenhandel des Produkts stattfinden. Als Folgestellen sich

---

<sup>80</sup> Vgl. Statnet, Energinet, Svenska Kraftnät, Fingrid (2012).

<sup>81</sup> Vgl. Svenska Kraftnät (2012), siehe auch [http://www.energimyndigheten.se/Global/Foretag/Elcertifikat/Bilder/Illustration\\_gemensammarknad.pdf](http://www.energimyndigheten.se/Global/Foretag/Elcertifikat/Bilder/Illustration_gemensammarknad.pdf).

<sup>82</sup> Europäische Kommission (2010), S. 3.

<sup>83</sup> UK Government - Department of Energy & Climate Change (2012), S. 5f.

<sup>84</sup> Agentur für Erneuerbare Energien (2011), S. 4.

---

unterschiedliche Grenzpreise für faktisch dasselbe Produkt – in diesem Fall Holz – ein. Dies führt zu höheren volkswirtschaftlichen Gesamtkosten in beiden Ländern. Bereits durch eine bilaterale Harmonisierung, z. B. in Form eines einheitlichen Standards zur nachhaltigen Waldbewirtschaftung, könnten diese Kosten reduziert werden.

### Ergebnisse der Analyse

Eine europaweite Harmonisierung des EE-Ausbaus erscheint kurz- und auch mittelfristig unwahrscheinlich. Einsparungen ergeben sich jedoch bereits dann, wenn nur einige wenige Länder kooperieren, gegebenenfalls auch bilateral. Bei nationalen Alleingängen sind die Grenzzubaukosten in verschiedenen Ländern unterschiedlich. Auch eine bilaterale Harmonisierung kann also zu Kosteneinsparungen führen, wenn das teurere Land weniger und das günstigere Land entsprechend mehr erzeugt. Der Effekt ist umso größer, je unterschiedlicher die Zubaukosten in den beiden Ländern sind und je stärker sich die einzelnen Ausbauziele unterscheiden.

Eine solche Zusammenarbeit im Bereich des EE-Ausbaus existiert bereits heute in Norwegen und Schweden. Obwohl auch hier im Detail noch weitere Verbesserungen möglich wären, haben beide Länder einen gemeinsamen Markt für Grünstromzertifikate und erhöhen so die volkswirtschaftliche Effizienz.

Weitere Potentiale zu bi- oder multilateralen Harmonisierungen ergeben sich beispielsweise bei einheitlichen Standards für Biomasse-Rohstoffe. Eine fehlende Vereinheitlichung der Standards führt zu Ineffizienzen und höheren volkswirtschaftlichen Gesamtkosten.

---

## These 10

### **Der europäische Emissionshandel kann die Energiewende effizient steuern (und mittelfristig das EEG ersetzen).**

---

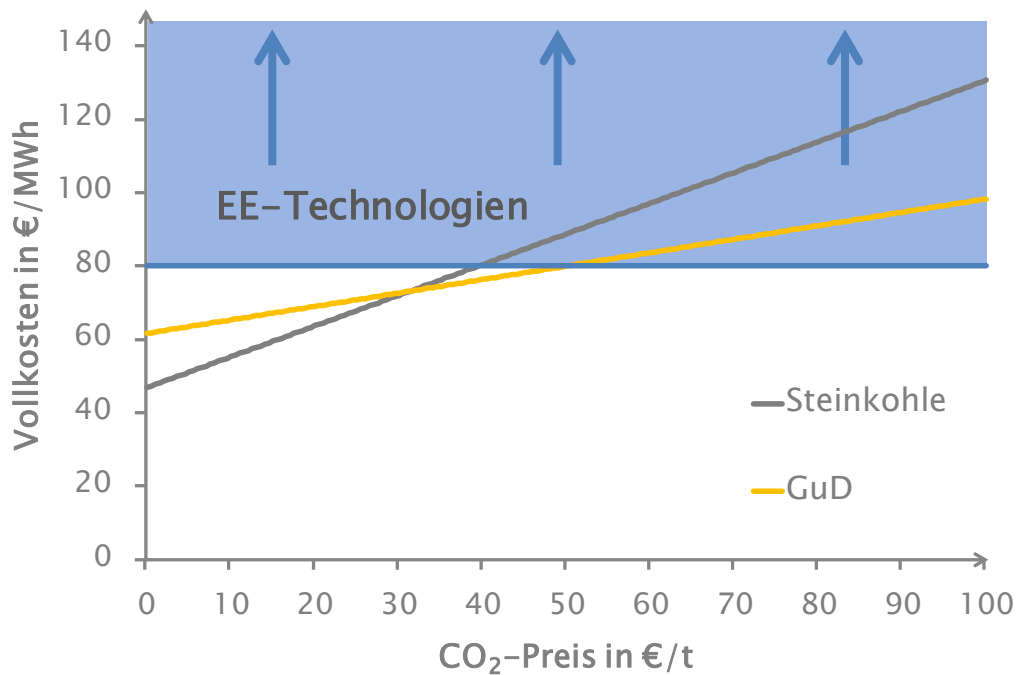
Die Energiewende erfordert den Umbau des Energiesystems in Richtung von Niedrigemissionstechnologien im Stromerzeugungssektor. Eine Begrenzung der Gesamtemissionen kann durch den CO<sub>2</sub>-Handel im Rahmen des ETS erreicht werden (vgl. These 3). Dort wird eine effiziente Allokation der CO<sub>2</sub>-Emissionen mittels Handel erreicht.

Eine solche effiziente Allokation mittels CO<sub>2</sub>-Zertifikaten hat Auswirkungen auf die Zusammensetzung des Kraftwerksparks. Das Ziel des ETS ist es, die politisch vorgegebene Menge an europaweit ausgestoßenem CO<sub>2</sub> effizient unter den CO<sub>2</sub>-emittierenden Marktteilnehmern aufzuteilen. Das freie Zusammenspiel der Investoren regelt dabei, welche Technologien zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung am besten geeignet sind - und welcher Marktpreis sich für die Emission von CO<sub>2</sub> einstellt. Dieser Preis wird von den CO<sub>2</sub>-emittierenden Kraftwerken bei den Erzeugungskosten berücksichtigt. Je höher der Preis für CO<sub>2</sub>-Zertifikate ist, desto höher sind die Anreize, in Kraftwerke zu investieren, die spezifisch wenig CO<sub>2</sub> emittieren.

Über diesen Mechanismus sorgt das Emissionshandelssystem dafür, dass die Vollkosten von stark CO<sub>2</sub>-emittierenden Kraftwerkstechnologien langfristig steigen und ein Anreiz für einen Wechsel zu emissionsarmen Technologien geschaffen wird. Dabei ist es im Emissionshandelssystem nicht von Bedeutung, aus welcher Niedrigemissionstechnologie die CO<sub>2</sub>-Vermeidung resultiert. Ebenso wenig ist dies aber auch für die globale Erwärmung von Bedeutung. Eine vermiedene Tonne CO<sub>2</sub> ist eine vermiedene Tonne CO<sub>2</sub>, egal durch welche Technologie. Aus diesen Gründen bezeichnet der Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung das ETS als das „ökonomisch sinnvollste Instrument zur Einhaltung der Klimaziele, es bedarf keiner weiteren Instrumente“.<sup>85</sup>

---

<sup>85</sup> Vgl. Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2012), S. 9.

ABBILDUNG 10-1: VOLLKOSTEN IN ABHÄNGIGKEIT DES CO<sub>2</sub>-PREISES

Quelle: Eigene Darstellung r2b.

In Abbildung 10-1 ist dargestellt, was dies für die Kosten unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien bedeutet. Hier sind die Vollkosten der Stromerzeugung zweier unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien (Steinkohlenkraftwerk und eine mit Erdgas gefeuerte GuD-Anlage) abgetragen. Bei den Vollkosten sind neben den (annuitätischen) jährlichen Fixkosten die variablen Erzeugungskosten mit berücksichtigt.<sup>86</sup> Diese hängen neben der Anzahl der jährlichen Betriebsstunden<sup>87</sup> auch vom CO<sub>2</sub>-Preis ab. Je geringer der spezifische CO<sub>2</sub>-Ausstoß einer bestimmten Technologie, desto geringer sind – bei entsprechend hohem CO<sub>2</sub>-Preis – die spezifischen Vollkosten.

GuD-Anlagen weisen im Vergleich zu Steinkohlekraftwerken einen spezifisch geringeren CO<sub>2</sub>-Ausstoß auf. Mit steigenden CO<sub>2</sub>-Preisen verbessert sich deshalb die Wirtschaftlichkeit des Gaskraftwerks. In diesem Beispiel ist es so, dass Steinkohlekraftwerke bei einem CO<sub>2</sub>-Preis von unter 30 €/t niedrigere Vollkosten aufweisen als GuD-Anlagen. Liegt der CO<sub>2</sub>-Preis jedoch über dieser Grenze, so sind die Vollkosten für GuD-Anlagen niedriger. Dies bedeutet, dass ab diesem CO<sub>2</sub>-Preis der spezifisch geringere CO<sub>2</sub>-Ausstoß von GuD-Anlagen dafür sorgt, dass deren Einsatz (bei den hier angenommenen 5.000 jährlichen Betriebsstunden) günstiger ist und entsprechende Investitionsanreize gesetzt werden. Es lohnt sich dann eher, in GuD-Anlagen zu investieren und diese zu betreiben. Die Steuerungswirkung des ETS-Handels führt also dazu,

<sup>86</sup> Die Parametrisierung erfolgte mittels typischer Werte für die entsprechende Technologie.

<sup>87</sup> Aus Gründen der Vergleichbarkeit wurde bei beiden Kraftwerkstypen von jeweils 5.000 Betriebsstunden ausgegangen.

dass bei steigenden CO<sub>2</sub>-Preisen Erzeugungsanlagen günstiger werden, die spezifisch weniger CO<sub>2</sub> emittieren.

Neben konventionellen Kraftwerken sind in Abbildung 10-1 ebenfalls die (beispielhaften) Vollkosten erneuerbarer Energien aufgeführt. Diese betragen derzeit in Deutschland in günstigen Fällen etwa 80 €/MWh für Wind-Onshore-Anlagen.<sup>88</sup> Windkraftanlagen in ungünstigeren Lagen und andere erneuerbare Erzeugungstechnologien liegen darüber. Wie man sehen kann, sind die Vollkosten für EE-Technologien unabhängig vom CO<sub>2</sub>-Preis. Dies sorgt dafür, dass ab einem bestimmten Zertifikatspreis (im Beispiel bei etwa 40 €/t) die ersten erneuerbaren Technologien niedrigere Vollkosten aufweisen als Steinkohlekraftwerke. Bei etwas unter 50 €/t sind die ersten EE-Technologien günstiger als die beispielhafte GuD-Anlage.<sup>89</sup> Der CO<sub>2</sub>-Handel sorgt also auch im Bereich der erneuerbaren Energien dafür, dass mit steigenden Zertifikatspreisen CO<sub>2</sub>-arme Technologien einen Kostenvorteil gegenüber solchen mit hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen erhalten.<sup>90</sup>

#### Diskussion weiterer Effekte

Dass ein Vorantreiben der Energiewende – und der damit verbundene Umbau des Energiesystems hin zu ‚low carbon technologies‘ – allein durch den Klimaschutz vorangetrieben werden kann, ist in der Forschung schon mehrfach belegt worden. So rechnen Jägermann, Fürsch, Hagspiel, und Nagl (2012) damit, dass das Ziel, bis 2050 (im Vergleich zu 1990) europaweit 90 % CO<sub>2</sub>-Ausstoß einzusparen mit einer rein CO<sub>2</sub>-Markt-basierten Lösung mit zusätzlichen Kosten von 171 Mrd. €<sub>2010</sub> erreichbar ist. Die *zusätzliche* Erfüllung eines (technologieneutralen) EE-Ziels von 85 % der erzeugten Strommenge bis 2050 führt in ihrem Modell zu Mehrkosten von 237 Mrd. €<sub>2010</sub>. Die Ausgaben für den Klimaschutz würden also durch die Erfüllung dieses zusätzlichen Ziels mehr als verdoppelt, obwohl exakt dieselbe Menge an CO<sub>2</sub> emittiert, bzw. eingespart würde.

Müsgens, Peichert, Perner, Riechmann, und Wissen (2013) kommen zu ähnlichen Ergebnissen. Sie untersuchen ebenfalls, in welcher Höhe Zusatzkosten auftreten, falls neben einer rein auf CO<sub>2</sub>-Handel basierenden Steuerung wie im ETS weitere EE-Ziele umgesetzt werden. Allerdings gehen sie nicht von einer technologieneutralen EE-Förderung aus, sondern implementieren technologiespezifische Förderungen, wie sie gegenwärtig existieren. Hierbei werden teure Technologien gegenüber günstigen bevorteilt. Durch eine Weiterführung dieser Förderung prognostizieren sie jährliche Zusatzkosten von bis zu 40 Mrd. € (davon bis zu 7 Mrd. € jährlich

---

<sup>88</sup> Einzelne Standorte werden sicherlich noch niedrigere Produktionskosten haben. Die Analyse ist hier eher vorsichtig.

<sup>89</sup> An dieser Stelle sei angemerkt, dass es sich hier lediglich um Beispielzahlen handelt, die der Illustration dienen. So wurde etwa aus Gründen der Vergleichbarkeit von einer festen Zahl von jährlichen Volllaststunden ausgegangen. Die Vollkostenbetrachtung von Erzeugungsanlagen ist in der Praxis deutlich komplexer und erfordert in der Regel eine Einzelfallbetrachtung. Das grundsätzliche Ergebnis bleibt hiervon allerdings unberührt: Mit steigendem CO<sub>2</sub>-Preis erlangen wenig CO<sub>2</sub> emittierende Anlagen einen Kostenvorteil gegenüber solchen mit hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen.

<sup>90</sup> Bedingt durch sinkende Marktwertfaktoren (‚Selbstkannibalisierungseffekt‘ der erneuerbaren Energien) werden weitere EE-Anlagen gegebenenfalls erst bei höheren Preisen wirtschaftlich. Dies reflektiert dann aber auch den sinkenden Wert eines weiteren MW dieser Technologie und ist insofern ein effizientes Steuerungssignal.

allein in Deutschland). Die gleichzeitige Umsetzung unterschiedlicher Förderinstrumente erzeugt also signifikante Zusatzkosten, obwohl das Klimaschutzziel unverändert bleibt.

### Ergebnisse der Analyse

Kraftwerksbetreiber preisen die Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate in ihre Erzeugungskosten ein. Damit sorgt das ETS dafür, dass Technologien bevorteilt werden, die niedrige spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen verursachen. Dies gilt insbesondere für EE-Technologien ohne CO<sub>2</sub>-Ausstoß. Diese erhalten bei steigenden Zertifikatpreisen einen zunehmenden Kostenvorteil gegenüber konventionellen Kraftwerken. Ab einem gewissen Schwellenwert für CO<sub>2</sub>-Preise sind die Vollkosten solcher Technologien geringer als die konventioneller Kraftwerke. Somit wird rein marktbasiert ein Anreiz geschaffen, CO<sub>2</sub> zu vermeiden. Der CO<sub>2</sub>-Preis dient dabei als Steuerungssignal für die Investitionen in die entsprechenden Technologien. Je höher dieser ist, umso höher werden die Produktionskosten konventioneller thermischer Erzeugungsanlagen und umso eher lohnt sich die Investition in erneuerbare Energien. Im Rahmen eines ‚Cap and Trade‘-Systems wie dem ETS ist es also möglich, marktbasiert und zu volkswirtschaftlich minimalen Kosten Klimaschutz zu betreiben. Eine zusätzliche Finanzierung über das EEG ist aus Gründen des Klimaschutzes mittel- und langfristig nicht erforderlich.

---

## Zusammenfassung

---

Die vorliegende Arbeit erweitert die Diskussion zur Energiewende und zur zukünftigen Ausgestaltung der Energiemärkte um eine detaillierte Betrachtung des europäischen Kontextes. Die EU-Binnenmarktpolitik und mit ihr die Harmonisierungsmaßnahmen haben im Energiebereich bereits zu Erfolgen in Form von Wohlstandsverbesserungen geführt. Jedoch könnten durch eine fortschreitende Harmonisierung weitere Effizienzgewinne in dreistelliger Milliardenhöhe erzielt werden. An anderen Stellen zeigen die Analysen auf, dass der bereits erreichte Status Quo der Harmonisierung nicht durch nationale Alleingänge gefährdet werden sollte.

So führt der Außenhandel mit Strom zu Effizienzsteigerungen und Einkommenszuwächsen in allen teilnehmenden Ländern. Allerdings besteht die Gefahr, dass sich dieser Prozess zukünftig abgeschwächt oder sogar umkehrt. Dies deutet sich beispielsweise seit Anfang 2011 in einem Auseinanderdriften der Großhandelspreise in den kerneuropäischen Staaten an. Grund hierfür ist insbesondere ein starker, jedoch ungleich verteilter und unzureichend koordinierter Ausbau erneuerbarer Energien. Dieser sorgt ebenfalls für Befürchtungen vor einem abnehmenden Niveau an Versorgungssicherheit, was zu einer kontroversen Diskussion über die Einführung nationaler Kapazitätsmärkte geführt hat. Falls solche Kapazitätsmärkte eingeführt werden sollten, so ist eine europäisch harmonisierte Vorgehensweise in jedem Fall nationalen Alleingängen vorzuziehen, da bei lokalen Kapazitätsmärkten die Gefahr besteht, dass sich die Investitionen in neue Kraftwerke lediglich zwischen den Ländern verschieben – dies allerdings zu höheren Gesamtkosten.

Im Bereich des Klimaschutzes sorgen nationale Alleingänge ebenfalls für Ineffizienzen und somit vermeidbar hohe Kosten. So kann Klimaschutz effizient und kostenminimal über den Mechanismus des ETS erreicht werden. Lokale *zusätzliche* Maßnahmen wie die Förderung erneuerbarer Technologien im EEG sorgen nicht für eine weitergehende Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes, da die Gesamtmenge an zu emittierendem CO<sub>2</sub> über das ETS politisch festgelegt und durch die Ausgabe einer entsprechenden Menge an Zertifikaten sichergestellt ist. Die derzeit niedrigen CO<sub>2</sub>-Preise sind kein Zeichen dafür, dass dieser Mechanismus nicht wirkt. Vielmehr sind sie einerseits durch die Wirtschaftskrise verursacht und andererseits eine Folge der Finanzierung des Klimaschutzes an anderer Stelle (in Deutschland über das EEG). Entgegen der verbreiteten Meinung, dass diese niedrigen Preise den Klimaschutz verhindern, sind sie vielmehr ein Abbild der Tatsache, dass er angestrebte Klimaschutz – in Form einer festgeschriebenen Emissionsreduktion bis zum Jahr 2020, wodurch die Menge an ausgestoßenem CO<sub>2</sub> effektiv begrenzt wird – momentan zu niedrigeren Kosten möglich ist, als ursprünglich erwartet wurde. Im Gegensatz dazu ist Klimaschutz durch eine direkte Förderung bestimmter EE-Technologien aufgrund deren hoher CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten nach wie vor teurer als im ETS. Da ein hoher Anteil an erneuerbaren Erzeugungstechnologien die CO<sub>2</sub>-Preise senkt, werden die Kosten hierfür zu großen Teilen von Ländern mit hohen EE-Anteilen getragen (in Deutschland etwa über die EEG-Umlage), während alle am ETS teilnehmenden Länder von den niedrigen CO<sub>2</sub>-Preisen profitieren.

Nationale Alleingänge beim EE-Ausbau sorgen jedoch auch an anderer Stelle für Ineffizienzen und zusätzliche Kosten. So besteht in Ländern mit hohem EE-Anteil die Gefahr einer relativen Verschlechterung der Zahlungsbilanz mit dem Ausland, da Strom in Zeiten mit starker EE-Einspeisung zu niedrigen Preisen exportiert und in Zeiten mit niedriger EE-Einspeisung zu hohen Preisen aus dem Ausland (zurück-)gekauft werden muss. Zudem tragen die Verbraucher in Ländern mit frühen EE-Investitionen den Hauptteil der entsprechenden Förderkosten, da aufgrund des Lernkurveneffekts zunächst zu überdurchschnittlich hohen Kosten zugebaut wird. Die Analysen zeigen beispielsweise bei Photovoltaik, dass die spezifischen Preise der in Deutschland und Spanien – wo verhältnismäßig früh viel Photovoltaik zugebaut wurde – installierten PV-Module deutlich über denen in anderen europäischen Ländern liegen. Von den später niedrigeren Preisen profitieren jedoch alle Länder. Das industriepolitische Argument im Hinblick auf den Aufbau einer wettbewerbsfähigen Exportindustrie durch die EE-Förderung kann im Hinblick auf die Photovoltaik verworfen werden. So befindet sich unter den weltweit 15 größten PV-Modulherstellern im Jahr 2012 nicht ein deutsches Unternehmen. Die Verbraucher in Ländern mit derartigen Fördersystemen tragen also einen Großteil der Kosten, die entsprechenden Volkswirtschaften haben hieraus jedoch relativ wenig Nutzen.

Dagegen würde ein harmonisierter Zubau zu einer optimalen Allokation der Produktionskapazitäten und minimierten Gesamtkosten führen. Zukünftiger Zubau würde teilweise von Ländern mit teuren Standorten in relativ günstigere Länder verschoben. Der volkswirtschaftliche Nutzen allein einer solchen Harmonisierung liegt gemäß verschiedener Studien im Bereich eines zwei- bis dreistelligen €-Milliardenbetrags bis 2030. Ist eine vollständige europäische Harmonisierung nicht erreichbar, so ergeben sich bereits dann Einsparungen, wenn nur einige wenige Länder kooperieren, gegebenenfalls auch bilateral. Eine solche Zusammenarbeit im Bereich des EE-Ausbaus existiert bereits heute in Norwegen und Schweden, wo ein gemeinsamer Markt für Grünstromzertifikate die Förderung harmonisiert und die Kosten optimiert – bei gleichem Gesamtziel für den Klimaschutz.

Allerdings können mittel- bis langfristig weitere Einsparungen erzielt werden, wenn Klimaschutzmaßnahmen durch eine Fokussierung auf das funktionierende Instrument des ETS verfolgt werden. Im Rahmen des ETS ist es nämlich möglich, marktbasierend, effizient und effektiv Klimaschutz zu betreiben. Der CO<sub>2</sub>-Preis dient hierbei als Steuerungssignal für die Investitionen in die entsprechenden Technologien. Ab einem gewissen Schwellenwert für CO<sub>2</sub>-Preise sind die Vollkosten CO<sub>2</sub>-armer Technologien (und darunter fallen auch erneuerbare Energien) geringer als die konventioneller Kraftwerke. Dadurch wird ein Anreiz geschaffen, diese Anlagen auszubauen und CO<sub>2</sub> zu vermeiden.



---

## Appendix

### Preisbildung auf Energiemärkten

---

#### Preisbildung bei Außenhandel

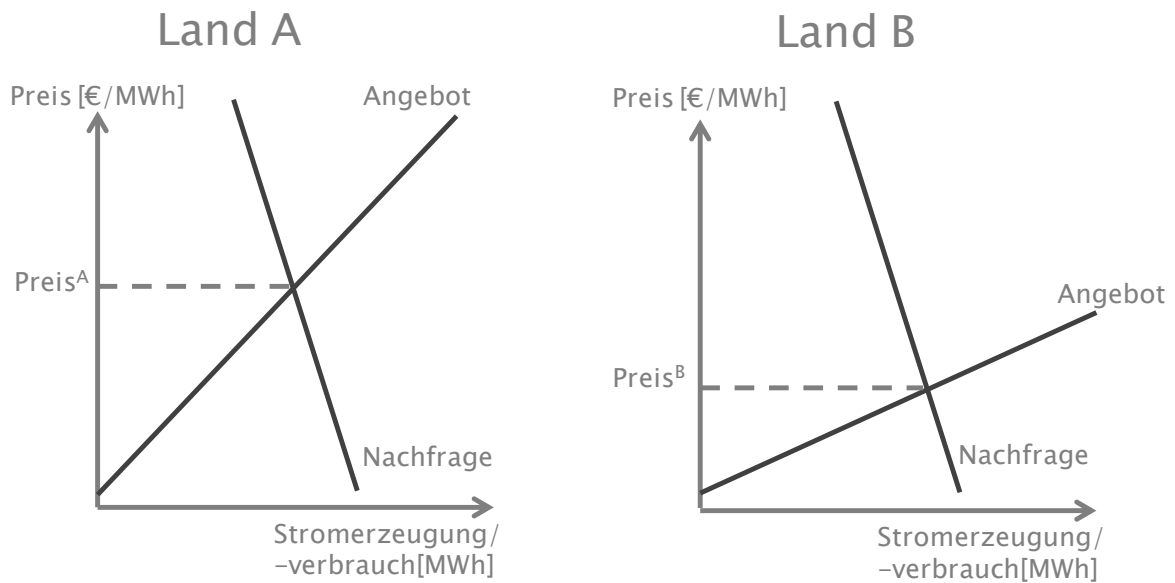
Vielen ökonomischen Ausführungen in dieser Arbeit liegen grundlegende Prinzipien der mikroökonomischen Theorie zugrunde. Um diese am Beispiel des Energiemarktes zu verdeutlichen, wird der Leser im Folgenden durch das Beispiel Strompreisbildung mit Außenhandel zwischen zwei Ländern geführt.<sup>91</sup> Das Prinzip der Argumentation (Angebot, Nachfrage, Preisbildung) kann jedoch auch auf die anderen in diesem Thesenpapier analysierten Gütermärkte übertragen werden. Dies gilt insbesondere auch für die intensiv analysierten Märkte für CO<sub>2</sub>-Zertifikate.

In liberalisierten Strommärkten bildet sich der Preis auf den Großhandelsmärkten durch Angebot und Nachfrage. Angebots- und Nachfragekurven sind in Abbildung A-1 für zwei Länder beispielhaft dargestellt. Das Angebot setzt sich aus allen zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazitäten zusammen, die gemäß ihrer kurzfristigen Grenzkosten zu einer Angebotskurve (sogenannte ‚merit order‘-Liste) aufsteigend sortiert werden. Kraftwerke mit niedrigen Grenzkosten stehen in der Angebotskurve jeweils links, während solche mit hohen Grenzkosten entsprechend rechts stehen. Die Nachfragekurve bestimmt sich über die Zahlungsbereitschaft der Verbraucher, die sich wiederum aus deren kurzfristigen Grenznutzen des Stromverbrauchs ergibt.

---

<sup>91</sup> Für eine vertiefende Einführung in die mikroökonomische Theorie sei der Leser beispielsweise auf das Standardwerk ‚Intermediate Microeconomics: A Modern Approach‘ von Hal R. Varian verwiesen.

ABBILDUNG A-1: STROMPREISBILDUNG IN UNTERSCHIEDLICHEN LÄNDERN OHNE AUßENHANDEL



Quelle: Eigene Darstellung r2b.

Der kurzfristige Strompreis (in der Regel ist dies der stündliche Preis, auch ‚Spotpreis‘ genannt) ergibt sich durch den Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage. In Abbildung A-1 wird der Fall dargestellt, in dem die beiden Länder keinen Außenhandel betreiben, also die gesamte Stromnachfrage eines Landes auch in dem Land selbst erzeugt wird. In diesem Fall sind die beiden Strommärkte vollkommen separiert und unabhängig voneinander. Dabei werden sich in den Ländern in der Regel unterschiedliche Strompreise bilden, da sowohl die Angebots- als auch die Nachfragekurven im Normalfall verschieden sind.<sup>92</sup> Es stellt sich in jedem Land ein Preis ein, der genau durch den Schnittpunkt der Angebots- mit der Nachfragekurve in diesem Land bestimmt wird. Jeder Produzent erzielt denselben Marktpreis Preis<sup>A</sup> in Land A, bzw. Preis<sup>B</sup> in Land B. Ebenso wird von jedem Konsument jeweils der entsprechende Marktpreis bezahlt.<sup>93</sup>

Die insgesamt gehandelte Menge lässt sich auf der Abszisse links vom Schnittpunkt ablesen. Anbieter links vom Schnittpunkt produzieren, Anbieter rechts vom Schnittpunkt produzieren nicht. Analog gilt für Verbraucher: Verbraucher links vom Schnittpunkt (deren Zahlungsbereitschaft den Strompreis übersteigt) konsumieren, Anbieter rechts vom Schnittpunkt nicht. Hierbei handelt es sich um ein Gleichgewicht, von dem keiner der Marktteilnehmer abweichen wollte: Anbieter mit Grenzkosten unterhalb des Gleichgewichtspreises produzieren und verdienen Geld, Anbieter mit Grenzkosten oberhalb des Preises produzieren nicht. Letztere verdienen in der entsprechenden Stunde zwar kein Geld, würden durch den Markteintritt aber sogar Verluste erleiden. Nachfrager mit einer Zahlungsbereitschaft oberhalb des Schnittpunktes konsumieren, da sie eine

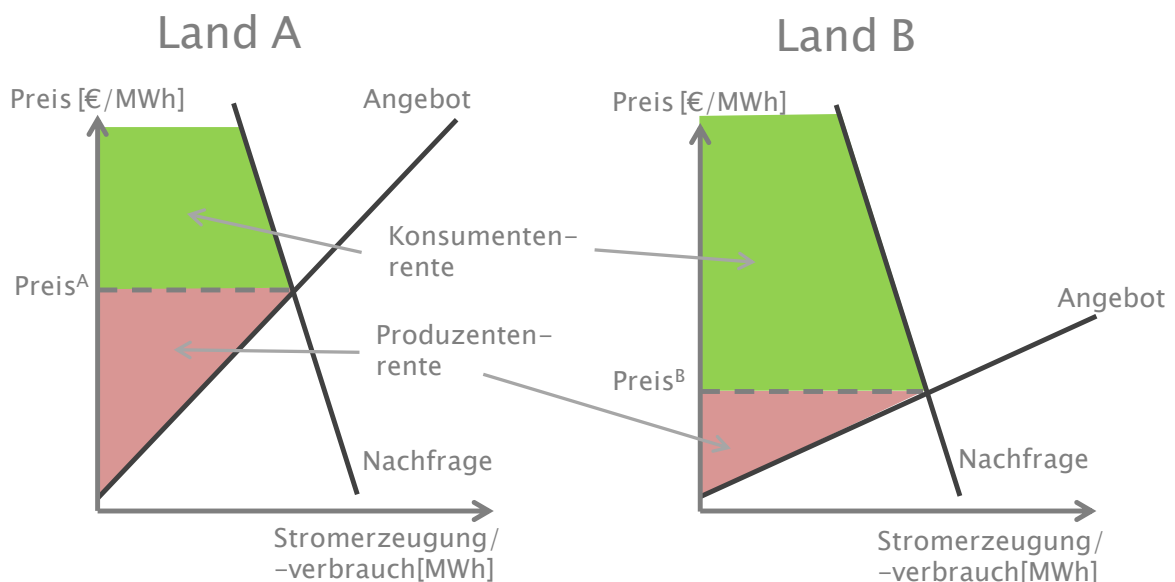
<sup>92</sup> Dies resultiert zum einen aus politischen Entscheidungen, zum anderen aus klimatischen und geographischen Gegebenheiten.

<sup>93</sup> Dieser einheitliche Marktpreis wird beispielsweise an der European Power Exchange (EPEX) täglich durch eine Auktion für alle stündlichen Spotpreise des darauffolgenden Tages bestimmt.

Zahlungsbereitschaft haben, die den Preis übersteigt. Nachfrager, die den Preis nicht zahlen möchten, da ihre Zahlungsbereitschaft niedriger ist, konsumieren nicht.

Sowohl die Produzenten- als auch die Konsumentenseite gewinnen durch den Konsum (sie erwirtschaften ökonomisch gesprochen eine Rente): Auf der einen Seite übersteigt der Preis die Kosten der produzierenden Anbieter. Diese Produzenten verbuchen die Differenz aus Grenzkosten und Preis als Deckungsbeitrag. Die gesamte Produzentenrente (als Summe der Deckungsbeiträge aller Produzenten) des jeweiligen Landes entspricht der jeweils roten Fläche in Abbildung A-2. Auf der anderen Seite gibt es in jedem Land Konsumenten, die bereit gewesen wären, einen höheren als den Marktpreis Preis für das Gut zu bezahlen. Diese erzielen eine Konsumentenrente. In der Abbildung entspricht die Konsumentenrente in jedem Land der jeweils grünen Fläche.

ABBILDUNG A-2: KONSUMENTEN- UND PRODUZENTENRENTE OHNE AUßENHANDEL



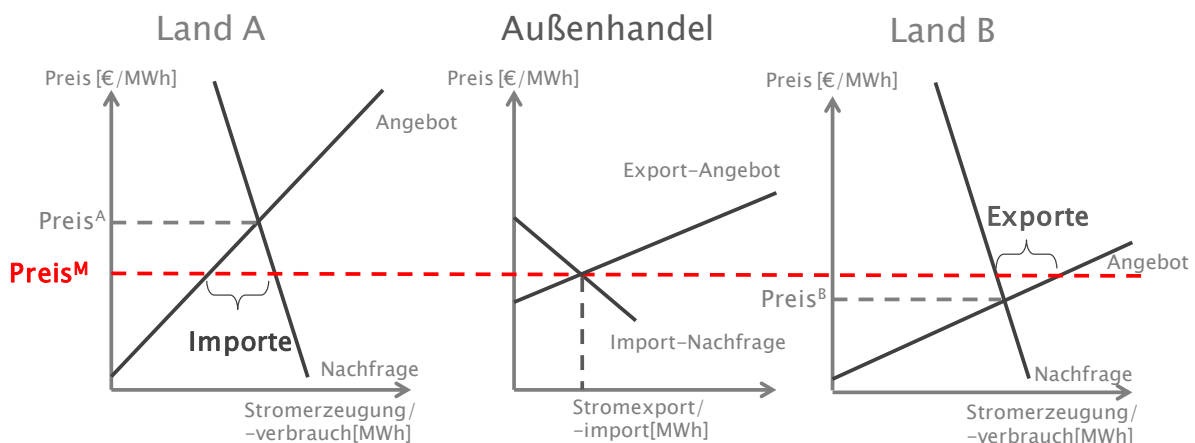
Quelle: Eigene Darstellung r2b.

Nun wird angenommen, dass beide Länder miteinander handeln können, also Stromaustausch zwischen den Ländern möglich ist. Dieser Fall ist in Abbildung A-3 dargestellt. Die Darstellung ist analog zu Schwarz und Lang (2006). Hier wird angenommen, dass keine Restriktionen in Form von Kuppelleitungsbeschränkungen existieren. Im linken Teil der Abbildung sind erneut Angebots- und Nachfragekurve in Land A und im rechten Teil in Land B dargestellt. Alle Angebots- und Nachfragekurven sind identisch zu denen in den vorherigen Abbildungen.

Durch den unbeschränkten Außenhandel stehen nun alle Anbieter in beiden Ländern zueinander in Konkurrenz um alle Konsumenten. Sämtlichen Anbietern ist es nun möglich, ihren Strom in Land A oder in Land B zu vermarkten. Da der Strompreis in Land B zunächst niedriger ist als in Land A, gibt es in Land B Anbieter, die in der Lage sind, Strom unterhalb des in Land A vorherrschenden Marktpreises Preis<sup>A</sup> zu produzieren und nach Land A zu exportieren. Ebenso gibt es in Land A Konsumenten, welche den Strom zu einem günstigeren Preis importieren

möchten.<sup>94</sup> Die resultierende Export-Angebotsfunktion und die Import-Nachfragefunktion sind in der Mitte der Grafik dargestellt. Als Folge von Stromflüssen von Land B nach Land A stellt sich in beiden Ländern ein einheitlicher Marktpreis  $\text{Preis}^M$  ein. Dieser ergibt sich durch den Schnittpunkt der Export-Angebots- und der Import-Nachfragefunktion. Im gewählten Beispiel wird also von Land A eine bestimmte Strommenge importiert, welche entsprechend von Land B dorthin exportiert wird.

ABBILDUNG A-3: STROMPREISBILDUNG BEI AUßENHANDEL



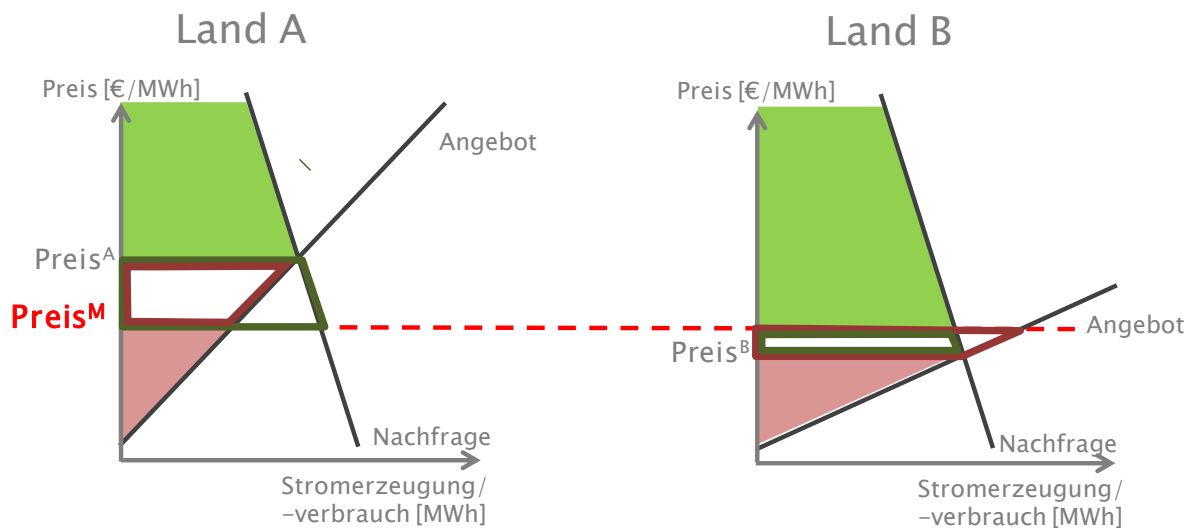
Quelle: Eigene Darstellung r2b.

Eine fundamentale Erkenntnis des Außenhandels ist, dass er die Gesamtwohlfahrt steigert. Die Gesamtrente als Summe der Konsumenten- und Produzentenrente in Land A plus Land B ist größer als ohne Stromaustausch. Insgesamt entsteht durch den Außenhandel in beiden Ländern ein Nutzengewinn.

Dieser verteilt sich jedoch nicht homogen über alle Marktteilnehmer. So profitieren aufgrund des gesunkenen Preises in Land A die Konsumenten und erzielen eine höhere Rente als ohne Außenhandel. Der Zuwachs entspricht der grün eingerahmten Fläche in Abbildung A-4. Gleichzeitig sinkt die Produzentenrente um die rot eingerahmte Fläche. Insgesamt verbleibt jedoch ein Netto-Nutzenzuwachs. Dies gilt ebenfalls für Land B, wo die Konsumentenrente um die grün eingerahmte Fläche sinkt. Aufgrund des gestiegenen Preises steigt hier jedoch die Produzentenrente um die rot eingerahmte Fläche.

<sup>94</sup> Durch den Export aus Land B und den damit steigenden Preis sinkt allerdings gleichzeitig die Nachfrage in Land B, was ebenfalls Auswirkungen auf die Export-Angebotsfunktion hat. Gleiches gilt umgekehrt für die Import-Nachfragefunktion.

ABBILDUNG A-4: WOHLFAHRTSVERÄNDERUNGEN DURCH AUßENHANDEL



Quelle: Eigene Darstellung r2b.

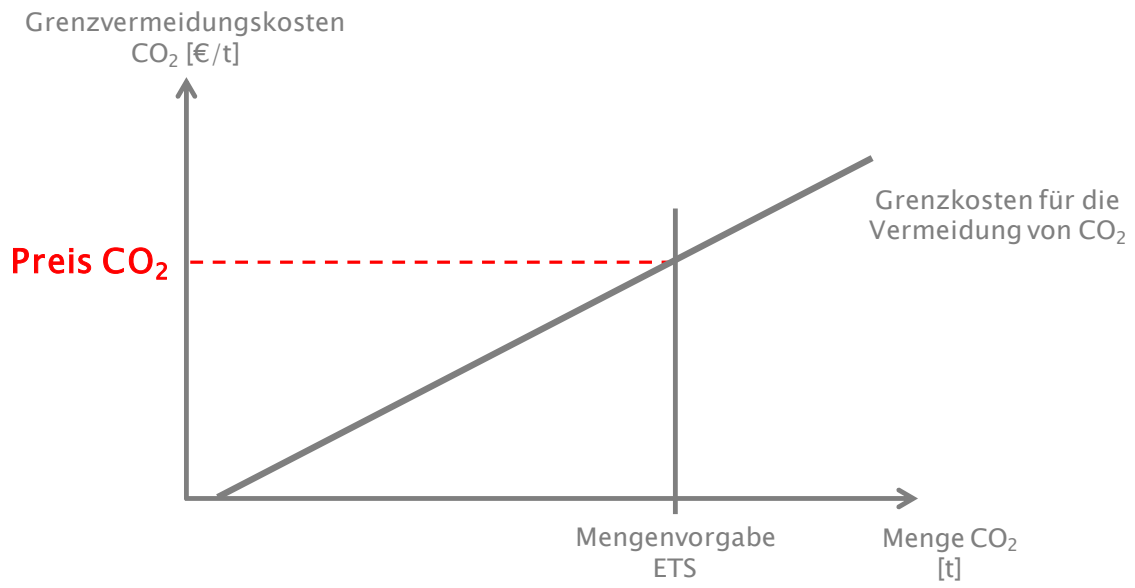
### Preisbildung für CO<sub>2</sub>-Zertifikate

In Abbildung A-5 ist die Preisbildung für CO<sub>2</sub>-Zertifikate grafisch dargestellt. Jede CO<sub>2</sub> emittierende Anlage oder Technologie innerhalb des ETS weist spezifische CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten auf. Dies sind die spezifischen Kosten, die entstehen, wenn mit dieser Anlage eine Tonne CO<sub>2</sub> vermieden – also nicht emittiert – werden soll. Neben diesen Anlagen existieren aber auch weitere Technologien, welche zwar selbst kein CO<sub>2</sub> emittieren, durch die CO<sub>2</sub> vermieden werden kann, z. B. erneuerbare Energien. Alle Technologien und Maßnahmen, durch die die Emission von CO<sub>2</sub> vermieden werden können, ergeben zusammengefasst die Kostenkurve für die Vermeidung von CO<sub>2</sub>, welche in Abbildung A-5 in Abhängigkeit der Menge an emittiertem CO<sub>2</sub> abgetragen ist. Anlagen mit niedrigen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten (z. B. EE-Anlagen)<sup>95</sup> finden sich am linken Ende dieser Kurve, während rechts solche mit hohen Vermeidungskosten stehen. Im Rahmen des ETS wird nun eine Vorgabe für die gesamte zu emittierende Menge an CO<sub>2</sub> vorgegeben. Wird diese mit der Kostenkurve für die CO<sub>2</sub>-Vermeidung geschnitten, so ergibt sich der Preis für CO<sub>2</sub>-Zertifikate, ‚Preis CO<sub>2</sub>‘. Dieser entspricht den Grenzkosten der CO<sub>2</sub>-Vermeidung der Anlage, welche gerade noch unterhalb der ETS-Mengenvorgabe liegt.

<sup>95</sup> Wobei beachtet werden muss, dass erneuerbare Energien an anderer Stelle Kosten verursachen, nämlich in der EEG-Umlage.

---

ABBILDUNG A-5: PREISBILDUNG CO<sub>2</sub>-ZERTIFIKATE OHNE EE



Quelle: Eigene Darstellung r2b.

---

## Literaturverzeichnis

Agentur für Erneuerbare Energie. (2013). *Niedrige CO2-Preise konterkarieren die Energiewende und Klimaziele*. Berlin.

Agentur für Erneuerbare Energien. (2011). *Renews Spezial Zertifizierung von Bioenergie Ausgabe 53*. Berlin: Agentur für Erneuerbare Energien e.V.

Agora Energiewende. (2012). *12 Thesen zur Energiewende*. Von [http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Agora\\_Impulse\\_12\\_Thesen\\_Langfassung\\_2.Auflage\\_Webversion.pdf](http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Agora_Impulse_12_Thesen_Langfassung_2.Auflage_Webversion.pdf) abgerufen

BMU. (2013). *CDM/JI-Initiative*. Abgerufen am 11. 09. 2013 von <http://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/internationale-klimapolitik/kyoto-mechanismen/cdmji-initiative/>

BMU. (2011). *Erneuerbare Energien - Innovation für eine nachhaltige Energiezukunft*.

Booth, S., Howarth, C., Persson, M., Ruparel, R., & Wohlgemuth, M. (2013). *Wachstum für Europa: Den Binnenmarkt für Dienstleistungen vollenden!* Open Europe Berlin.

Booz&Company, Newbery, D., Strbac, G., Pudjianto, D., Noel, P., & LeighFisher. (2013). *Benefits of an Integrated European Energy Market*. Prepared for: Directorate-General Energy, European Commission.

BUND & sandbag. (2013). *Der Klimagoldesel 2013 - Die größten Profiteure des Emissionshandels in Deutschland*. Berlin/Brüssel: BUND.

Bundeskartellamt. (2009). *Sektorenuntersuchung Kapazitätssituation in den deutschen Gasfernleitungen*. Bonn.

Copenhagen Economics. (2005). *Market Opening in Network Industries: Part I Final Report*. Brüssel: Europäische Kommission.

Crespo-Cuaresma, J., Dimitz, M. A., & Ritzberger-Grünwald, D. (2002). Wachstumseffekte der europäischen Integration: Implikationen für die EU-Erweiterung. In Ö. Nationalbank, *Berichte und Studien 2/2002* (S. 194 - 208). Wien.

Deutsche Energie Agentur (dena). (2012). *Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt*. Berlin: dena.

Ecofys. (2012). *Notwendigkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland*.

EnergieAgentur NRW. (2013). *Klimaschutz & Emissionshandel*. Abgerufen am 11. 09. 2013 von <http://www.energieagentur.nrw.de/emissionshandel/joint-implementation-2230.asp>

Europäische Kommission. (2012). Abgerufen am 30. 09. 2013 von Umsetzung der Dienstleistungsrichtlinie: Partnerschaft für neues Wachstum im Dienstleistungssektor 2012-2015: [http://europa.eu/rapid/press-release\\_MEMO-12-429\\_de.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-12-429_de.htm)

Europäische Kommission. (2010). *Bericht der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament über Nachhaltigkeitskriterien für die Nutzung fester und gasförmiger Biomasse bei Stromerzeugung, Heizung und Kühlung*. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission. (2011). *Energiefahrplan 2050*. Brüssel.

Europäische Union. (2009). *Das Emissionshandelssystem der EU*.

Europäische Zentralbank. (2013). Abgerufen am 30. 09. 2013 von Europäische Integration: [http://www.ecb.europa.eu/ecb/educational/facts/euint/html/ei\\_001.de.html](http://www.ecb.europa.eu/ecb/educational/facts/euint/html/ei_001.de.html)

Europäisches Parlament. (2013). *Europäisches Parlament*. (a. europa, Herausgeber) Abgerufen am 30. 09. 2013 von Binnenmarkt - Europa grenzenlos: [http://www.europarl.europa.eu/brussels/website/content/modul\\_05/start.html](http://www.europarl.europa.eu/brussels/website/content/modul_05/start.html)

European Commission. (2012). *State of the Single Market Integration - Contribution to the Annual Growth Survey 2013*. Brüssel.

European Commission. (2013). *The EU Emissions Trading System (EU ETS)*. Abgerufen am 3. September 2013 von [http://ec.europa.eu/clima/publications/docs/factsheet\\_ets\\_2013\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/clima/publications/docs/factsheet_ets_2013_en.pdf)

EWI. (2010). *European RES-E policy analysis - a model based analysis of RES-E deployment and its impact on the conventional power market*. Institute of Energy Economics at the University of Cologne.

Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) . (2013). *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. Abgerufen am 15. 08. 2013 von [www.pv-fakten.de:](http://www.pv-fakten.de:) <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>

frontier economics. (2007). *Harmonisation of gate closure times*. Central Western Europe Regulators.

frontier economics und r2b energy consulting. (2013). *Effizientes Regime für den Ausbau der EE, Weiterentwicklung des Energy-Only-Marktes und Erhaltung des EU-ETS*. Bericht für die RWE AG.

Fürsch, M., & Lindenberger, D. (2013). *Promotion of Electricity from Renewable Energy in Europe post 2020 - the Economic Benefits of Cooperation*. EWI Working Paper No 13/16, EWI.

Götz, G. (2001). Europäische Integration und die Entwicklung der Region - offene Fragen und Probleme. In R. Rindler-Schjerve, *Europäische Integration und Erweiterung* (S. 311 - 324). Biblioteca Europea. Napoli:Vivarium.

Jägermann, C., Fürsch, M., Hagspiel, S., & Nagl, S. (2012). *Decarbonizing Europe's power sector by 2050 - Analyzing the implications of alternative decarbonizing pathways*. EWI Working Paper, No 12/13.

Kommission der europäischen Gemeinschaften. (2007). *Mitteilung der Kommission an den europäischen Rat und das europäische Parlament: Eine Energiepolitik für Europa*. Brüssel.

Langsdorf, S. (2011). *EU Energy Policy: From the ECS to the Energy Road Map 2050*. Green European Foundation. Heinrich-Böll-Stiftung.



- Marcantonini, C., & Ellerman, D. A. (2013). The Cost of Abating CO2 Emissions by Renewable Energy Incentives in Germany. *EUI Working Papers*. (C. P. Robert Schuman Centre for Advanced Studies, Hrsg.)
- McKinsey & Company, Inc. (2007). *Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland*.
- Monopolkommission. (2011). *Sondergutachten 59: Strom und Gas 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten*. Bonn.
- Monopolkommission. (2013). *Sondergutachten 65: Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende*. Bonn.
- Moss, I. (2009). *APX-ENDEX Market Coupling & BritNed, Presentation at the BritNed Connect Seminar*. Abgerufen am 30. 09. 2009 von [http://bepex.org/uploads/tx\\_abdownloads/files/APX-ENDEX\\_Market\\_Coupling\\_\\_BritNed.pdf](http://bepex.org/uploads/tx_abdownloads/files/APX-ENDEX_Market_Coupling__BritNed.pdf)
- Müsgens, F., Peichert, P., Perner, J., Riechmann, C., & Wissen, R. (2013). Emissionshandel oder Förderung Erneuerbarer in Europa: Wer sollte langfristig das Steuer übernehmen? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*.
- Neuhoff, K., Boyd, R., Grau, T., Barquin, J., Echabarren, F., Bialek, J., et al. (2011). *Renewable Electric Energy Integration: Quantifying the Value of Design of Markets for International Transmission Capacity*. Berlin: DIW.
- Nitsche, R., Ockenfels, A., Röller, L.-H., & Wiethaus, L. (2010). *The Electricity Wholesale Sector: Market Integration and Competition*. ESMT European School of Management and Technology.
- Nordic Energy Regulators. (2009). *Market Design - Common Nordic end-user market*.
- Nordic Energy Regulators. (2006). *The integrated Nordic end-user electricity market - feasibility and identified obstacles*.
- Pollitt, M. (2009a). Electricity Liberalisation in the European Union: A Progress Report. *Mercato Concorrenza Regole* (3), S. 497 - 523.
- Pollitt, M. (2009b). Evaluating the evidence on electricity reform: lessons for the South East Europe (SEE) market. *Utilities Policy* (17 (1)), S. 13 - 23.
- Pollitt, M. (2012). The role of policy in energy transitions: Lessons from the energy liberalisation era. *Energy Policy* (50), S. 128-137.
- REN21. (2013). *Renewables 2013 - Global Status Report*. Paris.
- Sabathil, G. (2007). Energie Paket der EU: Energie für eine Welt im Wandel. *DNR EU-Rundschreiben Sonderheft II/2007: Europa vor der Energiewende?*
- Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung. (2012). *Energiepolitik: Erfolgreiche Energiewende nur im europäischen Kontext*.
- Schwarz, H.-G., & Lang, C. (2006). *Europäische Stromerzeugungsmärkte am Beispiel Zentraleuropas: Stand der Integration und Handlungsbedarf*. IWE Working Paper, Erlangen.
- Statnet, Energinet, Svenska Kraftnät, Fingrid. (2012). *Nordic Grid Development Plan*.

Svenska Kraftnät. (2012). *Gemensam elcertifikatmarknad med Norge*. Abgerufen am 30. 09. 2013 von <http://www.svk.se/Press/Nyheter/Branschnyheter/Bransch/Gemensam-elcertifikatmarknad-med-Norge/>

UK Government - Department of Energy & Climate Change. (2012). *Gov.UK*. Abgerufen am 22. 10. 2013 von Government Response (Part A) Biomass Sustainability Criteria for the RO: [https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/231102/RO\\_Biomass\\_Sustainability\\_consultation\\_-\\_Government\\_Response\\_22\\_August\\_2013.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/231102/RO_Biomass_Sustainability_consultation_-_Government_Response_22_August_2013.pdf)

UNFCCC. (2013). *Kyoto Protocol*. Abgerufen am 09. 10. 2013 von [http://unfccc.int/kyoto\\_protocol/items/2830.php](http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php).

UNFCCC. (2013). *UNFCCC CDM*. Abgerufen am 11. 09. 2013 von <http://cdm.unfccc.int/about/index.html>

Voogt, M. H., Uytterlinde, M. A., de Noord, M., Skytte, K., Nielsen, L. H., Leonardi, M., et al. (2001). *Renewable Energy Burden Sharing REBUS - Effects of burden sharing and certificate trade on the renewable electricity market in Europe*.

Wissen, R. (2011). *Die Ökonomik unterschiedlicher Ausbaudynamiken Erneuerbarer Energien im europäischen Kontext – eine modellbasierte Analyse*.

Wissenschaftlicher Beirat des BMWA. (2004). *Zur Förderung erneuerbarer Energien, Gutachten des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit*.

Ziltener, P. (2002). *Wirtschaftliche Effekte des EU-Binnenmarktprogramms*. University of Goettingen, CeGE Discussion Paper No. 15.