

Vermeidung externer Kosten durch Erneuerbare Energien - Methodischer Ansatz und Schätzung für 2009 (MEEEK)

**Im Rahmen des Projekts „Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt“
- Arbeitspaket 3 -**

Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit

Bearbeiter:

Barbara Breitschopf
Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Karlsruhe

Jochen Diekmann
Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin), Berlin

Juni 2010

Inhaltsverzeichnis

Seite

Inhaltsverzeichnis	I
Abbildungsverzeichnis	III
Tabellenverzeichnis	IV
1 Hintergrund und Zielsetzung.....	1
2 Theoretische Grundlagen und methodische Ansätze	3
3 Politische Instrumente zur Förderung Erneuerbarer Energien und zur Verminderung von Emissionen.....	9
4 Internalisierung externer Kosten durch das europäische Emissionshandelssystem	14
5 Internalisierung externer Kosten durch Energiesteuern (Ökologische Steuerreform).....	18
6 Auswirkungen der Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energien auf die Emission von Treibhausgasen im Zusammenspiel mit dem Emissionshandel	22
7 Fazit	32
8 Literatur	34
9 Anhang.....	37

Abbildungsverzeichnis

	Seite
Abbildung 1: Vermiedene Umweltschäden und vermiedene externe Kosten als Brutto- und Nettogröße	2
Abbildung 2: Emissionen bei Teilinternalisierung externer Kosten im Vergleich zum theoretischen Optimum	4
Abbildung 3: Höhe der Stromsteuer und der CO ₂ -Zertifikatskosten im Vergleich zu den Umweltschäden der Stromerzeugung durch Treibhausgase und Luftschadstoffe nach Energieträgern	19
Abbildung 4: Höhe der Energiesteuer und der CO ₂ -Zertifikatskosten im Vergleich zu den Umweltschäden der Wärmeerzeugung durch Treibhausgase und Luftschadstoffe nach Energieträgern	20
Abbildung 5: Wirkungen der Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (E_1) und des Emissionshandels mit und ohne Anpassung der Emissions-Obergrenze (Cap)	24

Tabellenverzeichnis

	Seite
Tabelle 1:	Methoden zur Ermittlung der durch Erneuerbare Energien vermiedenen externen Kosten in Abhängigkeit vom Ansatz der Systemdifferenzkosten 7
Tabelle 2:	Auswirkung von isolierten und kombinierten Zielen für Erneuerbare Energien und THG- bzw. CO ₂ -Emissionen in Europa 12
Tabelle 3:	Substitutionsfaktoren EE im Wärmebereich 15
Tabelle 4:	Vermiedene externe Kosten als Bruttogröße und bereinigt um die durch den Emissionshandel internalisierten CO ₂ - Kosten im Jahr 2009 in Mrd. €..... 17
Tabelle 5:	Emissionsfaktoren ausgewählter Energieträger in der öffentlichen Stromerzeugung (einschließlich Vorketten fossiler Energien) in g je kWh Strom 18
Tabelle 6	Gesamtmenge an Emissionsberechtigungen für den ETS- Bereich in Deutschland in der zweiten Handelsperiode (NAP II, 2008-2012) (in Mio. EUA/a) 28
Tabelle 7	Stromerzeugung aus EE in Deutschland 2000 bis 2009 (Ist) und 2010 nach unterschiedlichen Szenarien des BMU..... 29

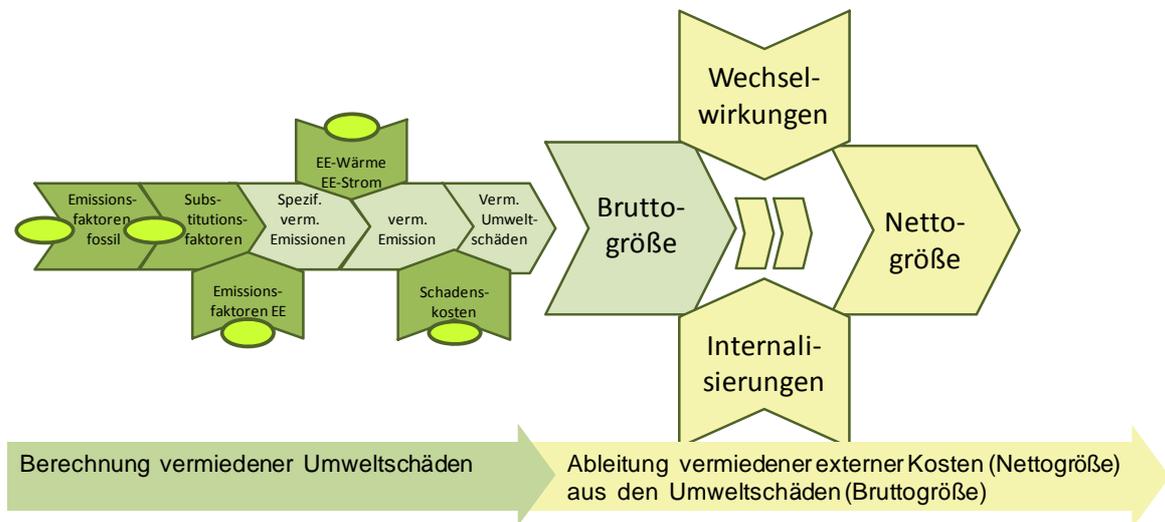
1 Hintergrund und Zielsetzung

Im Rahmen des Berichts zu Kosten- und Nutzenwirkungen Erneuerbarer Energien (ISI, GWS, IZES, DIW 2010) werden die Umweltschäden, die durch den Ausbau Erneuerbarer Energien vermieden werden, quantifiziert und monetär bewertet. Zur Bewertung der vermiedenen Umweltschäden werden dort marginale Schadenskosten von 70 € pro t CO₂ sowie marginale Schadenskosten weiterer Treibhausgase und Luftschadstoffe nach NEEDS (2009) verwendet. Im Bericht wird allerdings auch betont, dass die so bewerteten vermiedenen Umweltschäden nicht zwingend mit den vermiedenen externen Kosten des Ausbaus Erneuerbarer Energien identisch sind, sondern dass die relevante Höhe der vermiedenen externen Kosten vom wechselseitigen Aufeinanderwirken verschiedener Politikinstrumente abhängen können, konkret werden hier Teilinternalisierungen und Wechselwirkungen betrachtet. Politikinstrumente, die zur Verminderung von Emissionen beitragen, bewirken Teilinternalisierungen externer Kosten, d.h. die Umweltschäden werden zumindest teilweise den Produzenten oder Konsumenten angelastet. Bereits internalisierte externe Kosten dürfen bei einer Gesamtbilanzierung nicht doppelt gezählt werden, zum einen bei den Differenzkosten und zum anderen bei den vermiedenen Umweltschäden. Wechselwirkungen zwischen Politikinstrumenten können auftreten, wenn zugleich mehrere Instrumente zur Vermeidung von Umweltschäden eingesetzt werden. Vermiedene Schäden sind dann nicht von vornherein eindeutig einem einzelnen Instrument zuzuordnen.

In diesem Papier soll ein methodischer Ansatz zur Ermittlung der vermiedenen externen Kosten des Ausbaus Erneuerbarer Energien entwickelt werden, der Teilinternalisierungen und Wechselwirkungen von politischen Maßnahmen berücksichtigt. Es wird insbesondere diskutiert, inwiefern es notwendig ist, ausgehend von einer Bruttogröße, vermiedene Kosten von Umweltschäden, eine Nettogröße, vermiedene externe Kosten, zu berechnen (Abbildung 1).

Im folgenden Kapitel 2 werden zunächst theoretische Grundlagen und methodische Ansätze zur Ermittlung vermiedener externer Kosten unter Berücksichtigung von Teilinternalisierungen erläutert. Nachfolgend werden zunächst die wichtigsten politischen Instrumente, die einen Einfluss auf den EE-Ausbau und die Verminderung von Emissionen haben, sowie ihre Beziehung zueinander dargestellt (Kapitel 3). Daran schließt sich eine detaillierte Betrachtung der Einflüsse des Emissionshandels und der Energiesteuern an (Kapitel 4 und 5). Der methodische Ansatz wird zur Schätzung der vermiedenen externen Kosten im Jahr 2009 angewendet. In Kapitel 6 werden speziell die Wechselwirkungen zwischen dem EEG und dem Emissionshandel im Hinblick auf die Frage der Zurechnung von vermiedenen externen Kosten diskutiert. Die Schlussfolgerungen werden in Kapitel 7 zusammengefasst.

Abbildung 1: Vermiedene Umweltschäden und vermiedene externe Kosten als Brutto- und Nettogröße



EE= Erneuerbare Energien; verm.= vermiedene
Quelle: eigene Darstellung

2 Theoretische Grundlagen und methodische Ansätze

Theoretische Grundlagen

In allen Bereichen des Wirtschaftslebens wie der Produktion oder des Konsums von Gütern können externe Effekte hervorgerufen werden, die nicht ohne weiteres bei wirtschaftlichen Entscheidungen berücksichtigt werden, weil sie an anderen Stellen – außerhalb des jeweiligen Entscheidungsbereichs - auftreten. Solche Nebenwirkungen können sich in anderen Bereichen entweder positiv als externe Nutzen oder negativ als externe Kosten auswirken. Solange solche externen Nutzen oder Kosten vernachlässigt werden, werden aus ökonomischer Sicht falsche Bewertungen vorgenommen und marktwirtschaftliche Ergebnisse verzerrt. Externe Kosten entstehen insbesondere bei Aktivitäten, die mit Umweltbelastungen durch die Emission von Schadstoffen verbunden sind. Ohne ausreichende Gegenmaßnahmen entstehen zu hohe Emissionen und damit zu hohe Umweltbelastungen, Umweltschäden und Umweltschadenskosten.

Optimale Emissionshöhe

In der umweltökonomischen Theorie wird (in neoklassischer Tradition) versucht, die optimale Qualität der Umwelt zu bestimmen und Regeln für effiziente politische Maßnahmen abzuleiten. Dabei sind zum einen Vermeidungskosten und zum anderen (externe) Schadenskosten zu betrachten. Eine wirtschaftlich optimale Qualität der Umwelt wird erreicht, wenn die Summe dieser Kosten minimiert wird. Eine notwendige Bedingung hierfür ist, dass die Kosten der Vermeidung einer zusätzlichen Emission (Grenzvermeidungskosten bzw. marginale Vermeidungskosten) so hoch sind wie die damit eingesparten Schadenskosten (Grenzschadenskosten bzw. marginale Schadenskosten).

Es wird allgemein angenommen, dass die marginalen Schadenskosten mit zunehmenden Emissionen steigen und dass die marginalen Vermeidungskosten mit zunehmender Vermeidung, d.h. mit abnehmenden Emissionen, steigen. Das Optimum ergibt sich dann im Schnittpunkt der beiden Grenzkostenkurven und definiert die optimale Höhe der Emissionen sowie die entsprechende Höhe der optimalen Grenzvermeidungskosten bzw. der Grenzschadenskosten (Abbildung 2). Im Optimum kommen alle Vermeidungsoptionen zum Zuge, deren Grenzvermeidungskosten gleich oder niedriger als die Grenzkosten im Schnittpunkt sind. Mit der optimalen Emissionshöhe wird in dieser vereinfachten Modellbetrachtung zugleich die optimale Höhe der externen Kosten (Umweltschadenskosten) bestimmt.

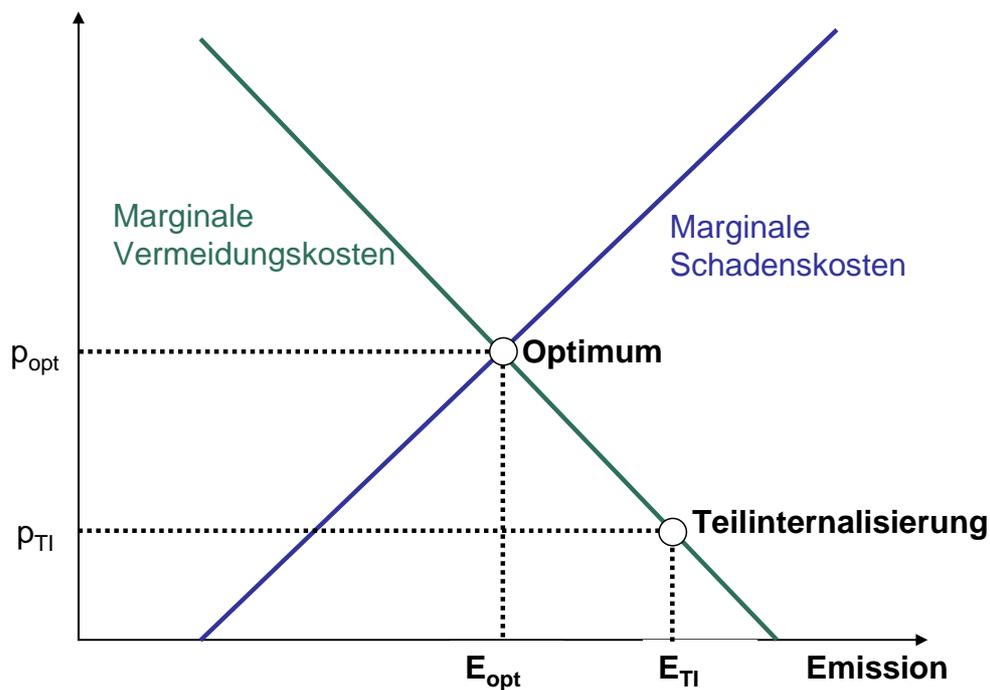
Es ist zu betonen, dass aus volkswirtschaftlicher Sicht das Ziel somit nicht darin besteht, die externen Kosten zu minimieren, da dies mit zu hohen Vermeidungskosten

verbunden wäre. Auch im Optimum wird deshalb ein Teil der Schadenskosten in Kauf genommen.

Internalisierung und Teilinternalisierung externer Kosten

Eine Annäherung an das umweltökonomische Optimum kann nur durch geeignete politische Maßnahmen angestoßen werden. Wenn die Emission von Schadstoffen durch staatliche Instrumente einen Preis erhält, werden dadurch externe Kosten internalisiert und damit Aktivitäten zur Vermeidung von Emissionen angereizt. Je höher dieser Preis ist, desto höher sind die Grenzvermeidungskosten und die vermiedenen Emissionen. Eine optimale Internalisierung externer Kosten wird theoretisch erreicht, wenn der staatlich bewirkte Preis der Emission so hoch ist wie die Grenzschaftungskosten im Optimum (Höhe der optimalen Pigou-Steuer, p_{opt} in Abbildung 2). Dann bewirkt der Emissionspreis einen Ausgleich der Grenzvermeidungskosten mit den Grenzschaftungskosten.

Abbildung 2: Emissionen bei Teilinternalisierung externer Kosten im Vergleich zum theoretischen Optimum



Quelle: Eigene Darstellung

Aus theoretischer Sicht stellt ein staatlich bewirkter Preis der Emission in Höhe der Grenzschaftungs- bzw. Grenzvermeidungskosten im Optimum eine vollständige Internalisierung der marginalen externen Kosten dar. Im Vergleich hierzu kann von einer Teilinternalisierung gesprochen werden, wenn ein positiver Emissionspreis erzeugt wird, der allerdings niedriger ist als die Grenzschaftungs- bzw. Grenzvermeidungskosten im

Optimum. In einer solchen, ökonomisch ineffizienten Situation sind die tatsächlichen Grenzschadenskosten höher als die tatsächlichen Grenzvermeidungskosten, so dass sich weitere Emissionssenkungen lohnen. Für die Dosierung einer weitergehenden Umweltpolitik ist dann der Abstand maßgebend, der noch zwischen der Höhe der Grenzschadenskosten im Optimum und der Höhe des Emissionspreises besteht. Dies ist der in dieser Situation noch nicht internalisierte Teil der externen Kosten (Nettogröße).¹

Methodische Ansätze

Relevante Fragestellungen unter Einbeziehung externer Kosten

Die methodische Vorgehensweise zur Anrechnung von vermiedenen externen Kosten hängt von der Fragestellung ab. Ausgehend von einer Situation der Teilinternalisierung sind insbesondere zwei Fragestellungen zu unterscheiden:

- 1) Wie hoch sind die Kostenunterschiede zwischen konkurrierenden Techniken in einem Systemkostenvergleich unter Berücksichtigung externer Kosten?
- 2) In welcher Höhe sind externe Kosten bei der Bewertung des Einsatzes politischer Instrumente von Bedeutung?

Diese beiden Fragen werden im Folgenden näher betrachtet.

1) Methoden des Systemkostenvergleichs konkurrierender Techniken unter Berücksichtigung externer Effekte

Im Rahmen dieser Untersuchung stehen Fragen der vergleichenden Technikbewertung im Vordergrund, insbesondere die Frage, wie der Ausbau Erneuerbarer Energien unter Berücksichtigung vielfältiger Kosten- und Nutzenwirkungen im Strom- und im Wärmebereich zu bewerten ist. Dabei sollen in einem umfassenden Systemkostenvergleich möglichst alle Kostenbestandteile einschließlich der jeweiligen externen Kosten einbezogen werden. Dies bedeutet z.B. im Strombereich, dass die vollständigen Systemkosten der Bereitstellung von Strom aus Erneuerbaren Energien einschließlich der externen Kosten verglichen werden sollen mit den vollständigen Systemkosten der Bereitstellung von Strom aus fossilen Energien einschließlich der externen Kosten. Ein solcher Vergleich ist äquivalent zu einem Vergleich der Differenz der Kosten von EE-Strom und Strom aus fossilen Energien ohne externe Kosten mit der Differenz der ex-

¹ Es ist praktisch kaum möglich, den Schnittpunkt von Grenzschadens- und Grenzvermeidungskosten und damit das Optimum exakt zu berechnen. Dementsprechend beziehen sich Schätzungen von Grenzschadenskosten in der Regel nicht auf deren Höhe im Optimum, sondern auf deren Höhe in einem vorgegebenen Emissionsszenario.

ternen Kosten von Strom aus fossilen Energien und von EE-Strom. Den Differenzkosten von EE-Strom sind somit die durch EE-Strom vermiedenen externen Kosten gegenüber zu stellen.

Für einen solchen Kostenvergleich kommen zwei Ermittlungsmethoden in Frage, die sich dadurch unterscheiden, wie existierende Internalisierungseffekte (Emissionspreisbestandteile) behandelt werden:

- a) Vergleich der Systemdifferenzkosten ohne Emissionspreisbestandteile mit den vermiedenen Umweltschäden (Bruttoansatz) oder
- b) Vergleich der Systemdifferenzkosten einschließlich von Emissionspreisbestandteilen mit den vermiedenen Umweltschäden abzüglich der bereits erfolgten Internalisierungseffekte (Nettoansatz).

Das methodische Vorgehen wird am deutlichsten, wenn man Ansatz a) betrachtet. Hier werden sämtliche Effekte von Maßnahmen zur Internalisierung externer Effekte ausgeschaltet. Für den systemanalytischen Vergleich von Techniken wie der Bewertung des Ausbaus Erneuerbarer Energien sind die bestehenden Maßnahmen zur Internalisierung externer Kosten irrelevant. Zu vergleichen sind lediglich die volkswirtschaftlichen Kosten im Sinne von Ressourcenverzehr (ohne Energiesteuern bzw. Preiseffekte des Emissionshandels) einschließlich der Umweltschadenskosten (Bruttoansatz) bzw. die Kostenunterschiede (Differenzkosten) ohne Emissionspreisbestandteile mit den vermiedenen Umweltschäden.

Beim Ansatz b) werden die (privaten) Systemkosten auf Basis von Marktpreisen errechnet, die bereits Bestandteile von staatlich bewirkten Emissionspreisen enthalten. Wenn die Kosten nicht um solche Bestandteile bereinigt werden, muss eine Korrektur auf Seiten der Umweltschäden in Höhe der Internalisierungseffekte vorgenommen werden (Nettoansatz), um eine Doppelzählung externer Kosten (insbesondere fossiler Energien) in Höhe der erfolgten Teilinternalisierung zu vermeiden.

Diese beiden Ermittlungsmethoden unterscheiden sich auf Seiten der externen Kosten durch einen Bruttoansatz (a) und einen Nettoansatz (b). Idealerweise sollten beide Methoden im Rahmen des Systemkostenvergleichs zu denselben Ergebnissen führen.²

² Dies ist dann der Fall, wenn beim Nettoansatz (b) die vermiedenen externen Kosten um Internalisierungseffekte in der Höhe bereinigt werden, wie sie als Emissionspreisbestandteile in den Differenzkosten enthalten sind (siehe Anhang). Dann sind auch bei diesem Ansatz sämtliche Einflüsse der Internalisierung neutralisiert.

Tabelle 1: Methoden zur Ermittlung der durch Erneuerbare Energien vermiedenen externen Kosten in Abhängigkeit vom Ansatz der Systemdifferenzkosten

	Systemdifferenzkosten 1)	Vermiedene externe Kosten 2)
Strombereich		
ETS	Zertifikatskosten einbezogen	Abzug der Zertifikatskosten
EnergieStG	Steuer nicht relevant	kein Abzug nötig
StromStG	Steuer nicht relevant	kein Abzug nötig
Wärmebereich		
ETS	Zertifikatskosten einbezogen	Abzug der Zertifikatskosten
EnergieStG	Steuer herausgerechnet	kein Abzug nötig
StromStG	Steuer herausgerechnet	kein Abzug nötig
1) Systemdifferenzkosten = Kosten EE - Kosten substituierter fossiler Energien (ohne externe Kosten, zum Teil mit Internalisierung externer Kosten) 2) Vermiedene externe Kosten = externe Kosten substituierter fossiler Energien – externe Kosten EE		

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von ISI, GWS, IZES, DIW (2010)

Im Bericht von ISI, GWS, IZES, DIW (2010) sind bei der Ermittlung der Systemdifferenzkosten insbesondere im Strombereich Zertifikatskosten des Emissionshandelssystems (ETS) einbezogen, während im Wärmebereich Energie- und Stromsteuern (gemäß EnergieStG und StromStG) gezielt herausgerechnet worden sind. Dementsprechend sind für eine Gesamtbilanzierung die vermiedenen externen Kosten unter Abzug der Zertifikatskosten zu ermitteln (Nettoansatz), während hinsichtlich der genannten Steuern kein Abzug erforderlich ist. Diese Vorgehensweisen werden in den Kapiteln 4 (ETS) und 5 (Energie- und Stromsteuern) näher betrachtet.

2) Bedeutung externer Kosten bei der Bewertung des Einsatzes politischer Instrumente

Wie die theoretischen Überlegungen gezeigt haben, führen externe Kosten infolge von Emissionen zu einem Marktversagen, das politische Gegenmaßnahmen legitimiert und erforderlich macht. Zu den bestehenden Maßnahmen zählen zum einen Maßnahmen wie Emissionshandel, Energiesteuern und ordnungsrechtliche Auflagen, die Emissionen verteuern, und zum anderen Maßnahmen wie Mindestvergütungen und Zuschüsse für Techniken, die zur Emissionssenkung beitragen.³

³ Instrumente, die nicht direkt auf die Verminderung von Emissionen abzielen, können nicht unmittelbar in das theoretische Konzept der Internalisierung externer Kosten einbezogen werden. Gleichwohl können sie zu einer Verminderung der Emissionen und damit der Umweltschäden beitragen.

Ausgehend von einer Teilinternalisierung sind externe Kosten bei der Bewertung eines darüber hinausgehenden Einsatzes politischer Instrumente nur insoweit relevant, wie sie noch nicht internalisiert sind. Insofern ist bei der Beurteilung zusätzlicher Maßnahmen – anders als beim Systemkostenvergleich – grundsätzlich ein Nettoansatz externer Kosten unter Berücksichtigung bereits realisierter Internalisierungen angemessen. Ein Bruttoansatz, d.h. eine vollständige Betrachtung der externen Kosten kann hingegen dann adäquat sein, wenn die Gesamtheit der politischen Instrumente (einschließlich der bestehenden) z.B. im Vergleich zu einem alternativen Maßnahmenbündel beurteilt werden soll.

Dies verdeutlicht, dass die Angemessenheit eines Brutto- oder eines Netto-Ansatzes externer Kosten hinsichtlich bestehender Teilinternalisierungen von der jeweiligen Fragestellung abhängen kann. Es ist deshalb sinnvoll, neben dem Brutto-Ansatz auch einen Netto-Ansatz zu verfolgen. Dabei sind gegenwärtig im Strombereich der Emissionshandel und im Wärmebereich die Energiebesteuerung von Heizstoffen von speziellem Interesse.

Eine Bewertung politischer Instrumente kann sich allerdings nicht allein auf den Aspekt der Verminderung von externen Umweltkosten beschränken, sondern muss auch weitere Ziele z.B. der Versorgungssicherheit und der technologischen Entwicklung sowie Wechselwirkungen zwischen einzelnen Instrumenten berücksichtigen (vgl. Diekmann, Horn 2008). Besonderheiten beim Zusammenspiel der Förderung erneuerbarer Energien mit dem Emissionshandel als Mengeninstrument werden in Kapitel 6 näher betrachtet.

3 Politische Instrumente zur Förderung Erneuerbarer Energien und zur Verminderung von Emissionen

Im Folgenden werden die wichtigsten Politikinstrumente bzw. Maßnahmen in Deutschland, welche einen Einfluss auf den Ausbau EE und die Emission von Treibhausgasen haben, hinsichtlich ihrer Zielsetzung, ihres Zwecks, ihrer Ausgestaltung und ihrer Wirkung kurz umrissen.

Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Das EEG von 2004 hatte zum Ziel den Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch bis 2010 auf 12,5% zu erhöhen. Nach der 2009 in Kraft getretenen Novellierung des EEG wird bis 2020 ein Anteil von mindestens 30% angestrebt. Zweck dieses Gesetzes ist eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten – inklusive externer Effekte – der Energieversorgung zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Stromerzeugungstechnologien aus EE zu fördern. Dies soll dadurch erreicht werden, dass den Betreibern von EE-Anlagen eine langfristige Einspeisevergütung gewährt wird und die Differenz zwischen Vergütungssatz und Marktpreis auf die Stromendkunden umgelegt wird.

Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG) und Marktanzreizprogramm

Das EEWärmeG (2009) hat zum Ziel, den Anteil Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte bis 2020 auf 14% zu erhöhen. Zweck dieses Gesetzes ist insbesondere die Schonung fossiler Ressourcen, die Minderung der Importabhängigkeit, eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung sowie die Weiterentwicklung von Technologien zur Wärmeerzeugung. Erreicht werden soll dies durch eine Nutzungspflicht von EE bei der Wärmeerzeugung in Neubauten und eine verstärkte finanzielle Förderung im Rahmen des Marktanzreizprogramms (MAP).

Das MAP basiert zurzeit auf der Richtlinie zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung EE im Wärmemarkt (Aktualisierung im Februar 2010). Ursprünglich besteht das Programm seit Herbst 1999 und fördert Technologien zur Wärmeerzeugung und bis 2005 auch Technologien zur Stromerzeugung (Wasserkraft und Fotovoltaik). Hierbei werden Zuschüsse oder zinsgünstige Darlehen für EE-Technologien gewährt. Seit 2009 ist für Installationen in Neubauten gegenüber bestehenden Gebäuden eine reduzierte Förderung in Kraft. Die Haushaltsmittel des MAP sind zeitweise zum Teil gesperrt.

Emissionshandelssystem (ETS)

Das europäische Emissionshandelssystem (ETS) ist ein marktwirtschaftliches Instrument, das zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen (insbesondere CO₂) unter minimalen volkswirtschaftlichen Kosten beitragen soll. Die gesetzliche Grundlage in Deutschland ist das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG), das die europäische Rechtsgrundlage (Emissionshandelsrichtlinie 2003/87/EG) in deutsches Recht umsetzt. Vom Emissionshandelssystem erfasst werden energieintensive Industrieanlagen und Anlagen des Energiesektors. Anlagen, die ausschließlich Strom aus Erneuerbaren Energien erzeugen unterliegen nicht dem Emissionshandelssystem während Anlagen ab einer Leistung von 20 MW, die Strom nicht ausschließlich mit Deponie-, Gruben-, Klärgas oder Biomaasse erzeugen, grundsätzlich zur Teilnahme am Emissionshandel verpflichtet sind. Die Zuteilung von Emissionsrechten beruhte für die ersten beiden Handelsperioden (2005-2007 und 2008-2012) auf Nationalen Allokationsplänen (NAP). Für die dritte Handelsperiode ab 2013 gelten europaweite Obergrenzen der Emissionen (EU-Cap).

Energiesteuergesetz (EnergieStG) und Stromsteuergesetz (StromStG)

Das EnergieStG vom Juli 2006 löste das bis dahin bestehende Mineralölsteuergesetz ab und basiert auf den Vorgaben der EU Richtlinie (2003/96/EG) zur Besteuerung von Energieträgern fossiler Herkunft und aus Biomasse sowie von elektrischem Strom. Im Rahmen der Ökologischen Steuerreform wurden 1999 bis 2003 die Energiesteuern in Deutschland erhöht und eine Stromsteuer eingeführt. Der Steuersatz für elektrischen Strom beträgt seit 2003 2,05 Cent pro kWh. Strom aus EE ist nur dann steuerbefreit, wenn dieser ausschließlich aus einem EE-Träger gespeisten Netz entnommen wird. Ziel der Ökologischen Steuerreform bestand zum einen in der Verteuerung von Energie und zum anderen in der Senkung von Lohnnebenkosten. Durch die Verteuerung elektrischen Stroms und anderer Energieträger soll insbesondere die Einsparung von Energie und insofern indirekt auch die Verminderung von Emissionen gefördert werden. Da die Stromsteuer im Wesentlichen unabhängig von der Art der Erzeugung erhoben wird, werden hierdurch allerdings keine Anreize zur Substitution emissionsintensiver Energieträger gesetzt.

Kraft-Wärme-Koppelungsgesetz (KWKG)

Das Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG von 2002) wurde im Juni 2008 novelliert. Ziel des Gesetzes ist es, zur Erhöhung des Anteils der KWK an der Stromerzeugung auf 25% (ohne Vorgabe eines festen Zeithorizonts) beizutragen. Dies erfolgt durch den befristeten Schutz, die

Förderung der Modernisierung und des Neubaus von KWK-Anlagen, die Unterstützung der Markteinführung der Brennstoffzelle sowie durch die Förderung des Neu- und Ausbaus von KWK-Anlagen. Somit soll ein Beitrag zur Energieeinsparung, zum Umweltschutz und zur Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung geleistet werden. Der KWK-Strom erhält einen Bonus und wird ähnlich wie EEG-Strom vorrangig abgenommen. Aus Biomasse erzeugter Strom erhält einen Bonus. Allerdings wird Strom, der nach dem EEG vergütet wird, nicht zusätzlich durch das KWKG gefördert. Insofern besteht keine Überschneidung mit dem EEG. Die Haushaltsmittel zur Förderung der Mini-KWK sind zeitweise gesperrt.

Wechselwirkungen zwischen den Instrumenten

Mit Blick auf die Zielsetzungen der hier aufgeführten Instrumente kann teilweise eine Überschneidung von Zielen festgestellt werden, so dass eher einander verstärkende Wirkungen zu erwarten sind. Infolgedessen ist die Wirkung einer einzelnen Maßnahme unter Umständen kaum isoliert darstellbar.

Der im EEG angestrebte Ausbau der Stromerzeugung aus EE trägt zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen bei, verfolgt allerdings zugleich auch weitere Ziele. Die Einführung des europäischen Emissionshandelssystems (ETS) soll hingegen gezielt eine kosteneffiziente Reduzierung von THG-Emissionen bewirken. Durch das ETS werden Umweltschäden zum Teil internalisiert. Die Wechselwirkungen mit dem Ausbau EE werden deshalb im Folgenden näher analysiert (vgl. auch Kapitel 4 und 6).

Das EEWärmeG und das MAP sind in ihrer Wirkung komplementär zum EEG und ETS, da die unter das EEWärmeG fallenden Anwendungen nicht unter die ETS-pflichtige Wärmeerzeugung fallen und das EEG nur den Strombereich umfasst. Diese beiden Politikinstrumente werden daher nicht weiter betrachtet.

Das ETS erzeugt einen Preis für CO₂, so dass Umweltschäden zum Teil internalisiert werden. Dadurch kann grundsätzlich auch der Einsatz von EE-Technologien angestoßen werden, wenn dies auch nicht ein explizites Ziel des ETS ist. Der Einsatz EE zur Vermeidung von CO₂ Emissionen ist in der Regel bisher noch relativ teuer; das ETS bietet insofern für den EE-Ausbau insbesondere bei einem niedrigen CO₂-Zertifikatspreis nur eine begrenzte Anreizwirkung. ⁴ Untersuchungen im Rahmen des europäischen Energie- und Klimapakets für 2020 (SEC(2008)85, Vol. II) zeigen, dass das ETS

⁴ In Deutschland gibt der Emissionshandel nur beschränkt Anreize zum Ausbau EE, da der Strompreiseffekt bisher noch relativ gering ist und die EEG-Vergütung unabhängig vom Strompreis ist; durch höhere Strompreise vermindern sich allerdings die EEG-Differenzkosten (vgl. Diekmann, Horn 2008).

für sich genommen in Europa zu einem EE-Anteil von knapp 16% beitragen könnte, während die alleinige Verfolgung des EE-Ausbauziels von 20% eine THG-Emissionsminderung bezogen auf 1990 von gut 9% bzw. eine Minderung der energiebedingten CO₂-Emissionen von knapp 6% bewirken würde (vgl. Tabelle 1). Nur durch eine Kombination beider Politiken können zugleich beide Ziele erreicht werden.

Tabelle 2: Auswirkung von isolierten und kombinierten Zielen für Erneuerbare Energien und THG- bzw. CO₂-Emissionen in Europa

	2020		
	EE-Anteil am Endenergieverbrauch	Vergleichsbasis 1990	
		CO2 Emissionen im Energiebereich	Gesamte THG Emissionen
Basisentwicklung	12,5 %	5,1 %	- 1,5 %
20% Ziel EE-Ausbau	20,0 %	- 5,8 %	- 9,3 %
20% Ziel THG-Reduktion	15,8 %	- 15,8 %	- 20,0 %
20% Ziel EE-Ausbau und THG-Reduktion	20,0%	- 16,7%	- 20,0 %

Quelle: EC 2008

Die Besteuerung von Energie (auf der Grundlage des EnergieStG und des StromStG) zielt auf die Reduzierung des Energieverbrauchs und wirkt sich damit nur indirekt auf die THG-Emissionsminderung aus. Im Wärmebereich wird durch die Besteuerung fossiler Energieträger und Biomasse zudem auch tendenziell die Wirtschaftlichkeit der nicht biomassebasierten EE-Träger gegenüber fossilen Energien verbessert. Die Frage einer Internalisierung externer Kosten durch die Energiebesteuerung bedarf deshalb – insbesondere außerhalb des Strombereichs – noch einer näheren Betrachtung, sofern die Steuern bei der Kostenbetrachtung Eingang finden.

Auch das KWKG trägt zur Verminderung von Treibhausgasemissionen bei und steht in Wechselwirkung mit den anderen Instrumenten. Aufgrund des relativ geringen Anteils Biomasse basierter KWK wird die Förderung der KWK im Zusammenhang mit der Schätzung externer Kosten nicht weiter betrachtet.

Insgesamt ist festzuhalten, dass zwischen den betrachteten Instrumenten nur geringe direkte Wechselwirkungen bestehen, während die indirekten Wechselwirkungen nicht vernachlässigt werden können. Im Strombereich bestehen insbesondere Wechselwirkungen zwischen der Förderung EE und dem ETS, zum einen durch den Einfluss des ETS auf die Strompreise (auch hinsichtlich des Merit-Order-Effektes, vgl. Sensfuß 2008) und zum anderen durch den Einfluss von Fördermaßnahmen wie dem EEG auf die CO₂-Emissionen im Energiesektor und somit auf die Zertifikatspreise. Diese Interaktionen sind allerdings komplex und deshalb nur schwer exakt zu quantifizieren. Im Wärmebereich sind hingegen vor allem die Wechselwirkungen der Förderung EE mit

Energiesteuern relevant, während beim ETS nur wenige große Wärmeerzeugungsanlagen von Wechselwirkungen betroffen sind.

Die aufgeführten Instrumente bewirken teilweise eine Internalisierung von Umweltschäden bzw. -kosten, die auch bei einer Bilanzierung der Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus EE methodisch konsistent berücksichtigt werden muss. Im Folgenden werden hierzu der Emissionshandel und die im Rahmen der Ökologischen Steuerreform verstärkte bzw. erweiterte Besteuerung von Energien mit Blick auf die Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus EE näher diskutiert.

4 Internalisierung externer Kosten durch das europäische Emissionshandelssystem

Anlagenbetreiber der Energiewirtschaft und der Industrie – ab einer bestimmten Anlagengröße - sind verpflichtet, für ihre Emissionen eine entsprechende Anzahl an Emissionsberechtigungen zu halten. Die (Opportunitäts-) Kosten der Zertifikate finden auch dann Berücksichtigung in der betrieblichen Kostenrechnung, wenn sie kostenlos zugeteilt werden. Dadurch werden externe Kosten von CO₂-bedingten Klimaschäden zumindest zum Teil internalisiert.

In der Differenzkostenrechnung im Strom- und Wärmebereich finden die Kosten für die Zertifikatspreise Eingang in die Kostenkalkulation.⁵ Bei einer Gesamtbilanzierung der negativen (Kosten) und positiven (Nutzen) Effekte des EE-Ausbaus dürfen jedoch die Klimaschäden bedingt durch fossile Energien nicht doppelt berücksichtigt werden – als Kosten fossiler Energien bei den Differenzkosten und als vermiedene Schadenskosten. Bei einer Bilanzierung vermiedener externer Kosten sind die Zertifikatspreise für CO₂-Emissionen bei der Strom- und Wärmeerzeugung – sofern sie dort eine relevante Rolle spielen – zu berücksichtigen. Von den geschätzten CO₂-Schadenskosten müssen die Zertifikatskosten abgezogen werden, während die Schadenskostenansätze der anderen Treibhausgase und Luftschadstoffe unverändert bleiben, da bei diesen keine Internalisierung über Zertifikate erfolgt. Dies gilt für den Strom- sowie für den Wärmebereich⁶:

- Beim Strombereich wird vereinfachend davon ausgegangen, dass aufgrund der Größenstrukturen der Anlagen alle Erzeuger dem ETS unterliegen. Die CO₂-Kosten schlagen sich in den Differenzkosten nieder. Die Differenzkosten des EE-Ausbaus sind aufgrund der höheren Gestehungskosten im fossilen Bereich – bedingt durch die CO₂-Kosten – niedriger. Bei einer Gegenüberstellung des Nutzens aus vermiedenen Umweltschäden und der Differenzkosten muss daher eine Berücksichtigung der Internalisierung der CO₂-Kosten erfolgen.
- Im Wärmebereich ist die Situation aufgrund einer dezentralen Wärmeerzeugungsstruktur etwas komplexer. In Folge der Größenvorgabe im ETS müssen nur jene Wärmeerzeuger mit einer Leistung über 20 MW CO₂-Emissionszertifikate halten. Dies bedeutet, dass nur ein geringer Teil der Wärmeerzeugung dem ETS unterliegt. Vereinfachend werden hier alle Fernwärme liefernden Unternehmen und alle Anlagen mit industrieller Wärmenutzung als ETS-pflichtig eingestuft. Insoweit durch EE Wärme aus solchen Anlagen substituiert wird, werden die Schadenskosten für CO₂

⁵ Zu Differenzkosten siehe ISI, GWS, IZES, DIW 2010.

⁶ sofern Fernwärme aus fossilen Energien substituiert wird und die Fernwärme aus Anlagen stammt, die dem Emissionshandelssystem unterliegen.

entsprechend bereinigt. Dadurch kommt es tendenziell eher zu einer Unterschätzung der vermiedenen externen Kosten, da nicht die gesamte, ausgewiesene industriell genutzte Biomasse ETS-pflichtige Anlagen ersetzt. Daten hierzu liegen nicht vor.

Die Substitutionsfaktoren in Tabelle 3 zeigen, in welchen Anteilen unterschiedliche Energieträger durch Erneuerbare Energieträger im Bereich der Wärmeerzeugung ersetzt werden. Neben der industriellen Biomassenutzung ersetzen weitere EE wie Tiefengeothermie, Feststoffe HKW und biogene Abfälle für Haushalte zu 100% ETS-pflichtige Wärmeerzeugung.

Tabelle 3: Substitutionsfaktoren EE im Wärmebereich

Substitutionsfaktoren im Wärmebereich													
	Feste Biomasse - EFA - Brennholz (Haushalte)	Feste Biomasse - ZH - Scheitholz (Haushalte)	Feste Biomasse (Industrie)	Feste Biomasse - H(K)W (Haushalte)	Flüssige Biomasse - Pflanzenöl (Haushalte)	Flüssige Biomasse (Industrie)	Biogas - BHKW (Haushalte)	Klärgas - BHKW + Direktnutzung (Haushalte)	Deponiegas - BHKW (Haushalte)	Biogener Anteil Abfall (Haushalte)	Solarthermie (Haushalte)	Oberflächen Umweltwärme - WP (Haushalte)	Tiefen-Geothermie (Haushalte)
Heizöl	0,41	0,65	0,11	0,00	0,04	0,35	0,48	0,48	0,48	0,00	0,45	0,45	0,00
Erdgas	0,50	0,20	0,62	0,00	0,78	0,48	0,46	0,46	0,46	0,00	0,51	0,44	0,00
Steinkohle	0,00	0,02	0,11	0,00	0,11	0,01	0,06	0,06	0,06	0,00	0,00	0,01	0,00
Braunkohle	0,01	0,03	0,13	0,00	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00
Fernwärme m. NV	0,02	0,00	0,04	1,00	0,05	0,06	0,00	0,00	0,00	1,00	0,02	0,05	1,00
Elektrizität	0,06	0,10	0,00	0,00	0,00	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,03	0,00

Quelle: UBA 12/2009 - Anhang 4

Die CO₂-Kosten werden über den durchschnittlichen CO₂-Zertifikatspreis errechnet. Hierfür wird ein Durchschnittspreis gewählt, der sich aus dem Mittelwert zweier Spotmarktpreise ableiten lässt: 1) dem OTC-Spotmarktpreis von PointCarbon, der 2009 einen Wert von 13,16 €/t CO₂ ausweist⁷ und 2) dem Carbix⁸ an der EEX, der den

⁷ Da die täglichen Handelsvolumina in 2009 für den OTC-Handel nicht vollständig zur Verfügung standen, erfolgt die Berechnung ohne Gewichtung mit dem Handelsvolumen, sondern stellt einen einfachen Durchschnittspreis dar. Ein Vergleich mit dem volumengewichteten Durchschnittspreis, der für einen Teil des Jahres 2009 gerechnet wurde, zeigt eine marginale Abweichung von knapp 0,5 Cent/t CO₂.

⁸ Ermittlung des Carbix wird in EEX, Indexbeschreibung vom 03.04.2009, Leipzig, erläutert: www.eex.com/de/Downloads/Marktdaten/Emissionsberechtigungen%20-%20EEX.

Spotmarktpreis der Intraday-Auktion an der EEX angibt und sich auf 13,21 €/ t CO₂, in 2009 beläuft. Der ungewichtete Mittelwert beider Preise beträgt 2009 13,18 €/ t CO₂. Um diesen Betrag wird der marginale CO₂-Schadenskostenansatz bereinigt.

Die Berücksichtigung der Internalisierung externer Kosten der CO₂-Emissionen wird wie folgt durchgeführt:

1. Als ungewichteter Durchschnittspreis für den CO₂-Zertifikatspreis werden 13,18 €/t CO₂ angesetzt. Dieser Preis wird jedoch noch mit dem jeweiligen Anteil der spezifischen Direktmissionen an den spezifischen Gesamtemissionen (im Wärmebereich 90%, im Strombereich 93%) korrigiert, da sich die errechneten durch EE vermiedenen CO₂-Emissionen auf die spezifischen Gesamtemissionen beziehen, während die Kosten für CO₂-Zertifikate auf die direkten Emissionen bezogen werden müssen.
2. Anschließend wird der marginale Schadenskostenansatz für CO₂ in Höhe von 70 €/t CO₂⁹ um den durchschnittlichen angepassten Zertifikatspreis von 11,8 bzw. 12,2 €/ t CO₂ für Wärme bzw. Strom vermindert.
3. Dieser bereinigte Schadenskostenansatz wird für die vermiedenen CO₂-Emissionen bzw. Teile der vermiedenen CO₂-Emissionen derjenigen EE-Träger angelegt, welche zuvor als „ETS-pflichtig“ bezeichnet wurden. Die vermiedenen CO₂-Emissionen der verbleibenden EE-Träger werden mit dem ursprünglichen marginalen Schadenskostenansatz von 70€/ pro t CO₂ bewertet. Alle anderen vermiedenen Emissionen von THG und Luftschadstoffen werden mit dem in ISI, GWS, IZES, DIW (2010) ausgewiesenen Schadenskosten berechnet.
4. Die gesamten monetär bewerteten vermiedenen Emissionen aller Luftschadstoffe und Treibhausgase werden zuletzt aufaddiert und in der Summe für Strom und Wärme ausgewiesen.

Ohne Berücksichtigung der Internalisierung von CO₂-Kosten belaufen sich die ermittelten vermiedenen Schadenskosten 2009 für alle Luftschadstoffe und Treibhausgase auf 7,8 Mrd. € (brutto). Hiervon entfallen auf den Wärmebereich 2,1 Mrd. und auf den Strombereich 5,7 Mrd. €

Werden von dieser Bruttogröße die internalisierten Kosten wie oben beschrieben abgezogen, so ergeben sich für den Wärmebereich vermiedene externe Kosten von 2,0 Mrd. € und für den Strombereich 4,8 Mrd. €. In der Summe sind dies 6,8 Mrd. € (netto). Die Ergebnisse sind in Tabelle 4 dargestellt. Die Berücksichtigung der internalisierten Kosten wirkt sich im Wärmebereich aufgrund seiner kleinteiligen bzw. dezentralen Er-

⁹ Zur Diskussion hierzu siehe ISI, GWS, IZES, DIW (2010) und Krewitt et al. 2006.

zeugungsstruktur und der damit verbundenen nicht ETS-pflichtigen Erzeugung kaum auf die vermiedenen Kosten aus.

Tabelle 4: Vermiedene externe Kosten als Bruttogröße und bereinigt um die durch den Emissionshandel internalisierten CO₂-Kosten im Jahr 2009 in Mrd. €

	Strom	Wärme	Gesamt
Bruttogröße – ohne Internalisierung	5,7	2,1	7,8
Nettogröße – mit Internalisierung	4,8	2,0	6,8

Quelle: eigene Berechnung Fh-ISI; Daten aus UBA 2009, BMU 2010

Die Berücksichtigung der Internalisierung von Umweltkosten durch das Emissionshandelssystem ist ein erster Schritt zur Ermittlung der (nicht internalisierten) vermiedenen externen Kosten. Eine solche Nettogröße eignet sich insbesondere für eine Bilanzierung mit Systemdifferenzkosten, in denen CO₂-Zertifikatskosten für fossile Energien eingerechnet sind.

5 Internalisierung externer Kosten durch Energiesteuern (Ökologische Steuerreform)

Hinsichtlich einer möglichen Interaktion mit der Besteuerung von Energieträgern wird zunächst die Besteuerung von Strom betrachtet, welche sich nach der verbrauchten Strommenge richtet. Der Steuersatz ist unabhängig von den zur Stromerzeugung eingesetzten Energieträgern und damit unabhängig von den jeweils verursachten spezifischen Emissionen. Steuern können somit nur im Hinblick auf die Höhe des gesamten Stromverbrauchs als eine Internalisierung externer Kosten aufgefasst werden.

Zur Illustration der Höhe der Stromsteuer in Relation zu den externen Kosten bzw. der emissionsunspezifischen Steuerausrichtung, werden der Stromsteuer Umweltschäden von Treibhausgasen und Luftschadstoffen gegenübergestellt. Die Ermittlung der Umweltschäden beruht auf der Bewertung von THG- und Luftschadstoffemissionen ausgewählter Energieträger (Tabelle 5) mit den entsprechenden Schadenskostenansätzen (siehe ISI, GWS, IZES, DIW 2010). Ergänzend abgebildet sind in Abbildung 3 die internalisierten CO₂-Kosten, die sich aus dem durchschnittlichen CO₂-Zertifikatspreis multipliziert mit der CO₂-Emissionsmenge ergeben.

Eine Gegenüberstellung von Besteuerung und der durch eine kW-Stunde Strom verursachten externen negativen Effekte in Cent / kWh – Umweltschäden – zeigt, dass nach bisherigen Bewertungen die Besteuerung der EE-Träger deutlich über den von ihnen verursachten Umweltschäden liegt, während bei fossilen Energieträgern die emissionsbedingten Umweltschäden bei weitem nicht durch die Besteuerung der Strommenge und CO₂-Zertifikatspreise abgedeckt sind (vgl. Abbildung 3).

Tabelle 5: Emissionsfaktoren ausgewählter Energieträger in der öffentlichen Stromerzeugung (einschließlich Vorketten fossiler Energien) in g je kWh Strom

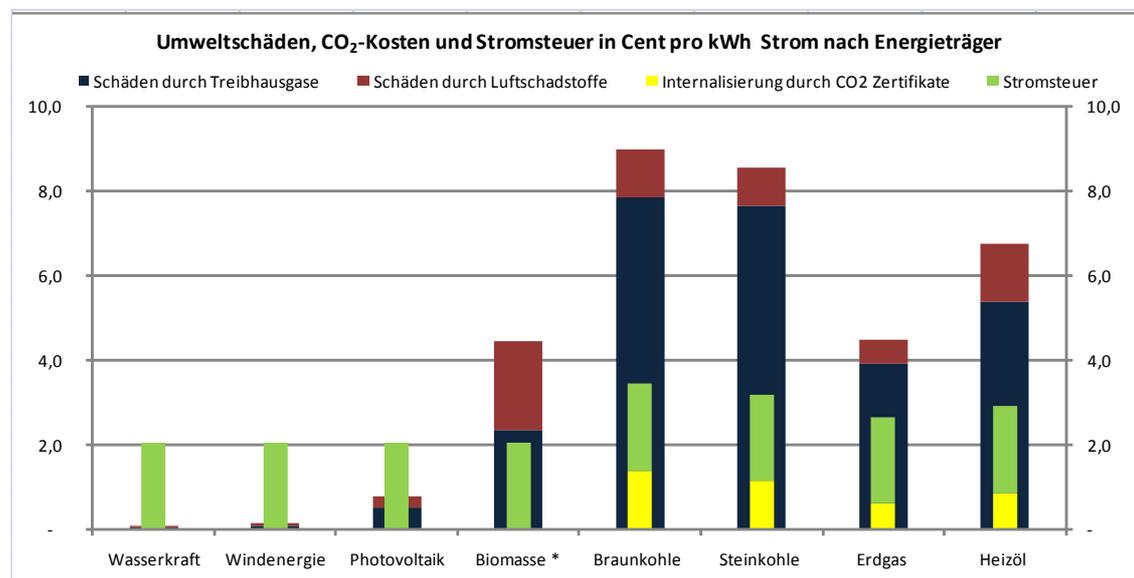
[g/kWh]	Gesamte Emissionsfaktoren						
	SO ₂	NO _x	Staub	NM VOC	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Braunkohle	0,8700	0,7600	0,0300	0,0100	1082,0000	0,0300	0,0300
Steinkohle	0,6300	0,6400	0,0400	0,0300	900,0000	3,8400	0,0400
Erdgas	0,0200	0,7300	0,0100	0,0300	500,0000	1,3200	0,0100
Heizöl	1,1200	0,8400	0,0800	0,2100	746,0000	0,2400	0,0100
Wasserkraft	0,0046	0,0131	0,0414	0,0021	3,4017	0,0504	0,0001
Windenergie	0,0339	0,0257	0,0357	0,0057	10,8343	0,0316	0,0004
Photovoltaik	0,2109	0,1561	0,0822	0,0841	64,2219	0,1820	0,0025
Biomasse*	0,2308	2,6838	0,3172	0,0944	77,8182	1,7611	0,1473

Quelle: UBA 12/2009 - Anhang 2; Fh-ISI, Rundungen auf 4 Dezimalstellen und Durchschnittswert für BM

* Durchschnittswert aus Biomasse fest, flüssig, gasförmig und biog. Anteil des Abfalls

Würde die Steuer z.B. auf die emittierte Menge an CO₂ pro kWh umgelegt, so wäre sie je nach Energieträger unterschiedlich hoch. Beispielsweise ist die tatsächliche Stromsteuer bezogen auf die CO₂-Emission bei Kohle, die eine relativ hohe CO₂-Emission je kWh aufweist, relativ niedrig, während sie bei Wasserkraft vergleichsweise sehr hoch ist, da bei dieser nur indirekte CO₂-Emissionen der Stromerzeugung anfallen. Eine Umlage der Ökosteuern auf die emittierte Menge CO₂ je kWh und Energieträger weist somit eine Bandbreite von 0,002 – 0,6 Cent /g CO₂¹⁰ aus. Das entspräche einem Preis von 20 – 6000 € pro Tonne CO₂.

Abbildung 3: Höhe der Stromsteuer und der CO₂-Zertifikatskosten im Vergleich zu den Umweltschäden der Stromerzeugung durch Treibhausgase und Luftschadstoffe nach Energieträgern



* Durchschnittswert für Biomasse, Bandbreite von 0,4 bis 5,0 cent/kWh

Quelle: eigene Berechnung Fh-ISI; Daten aus NEEDS 2009, UBA 2009, PointCarbon 2010

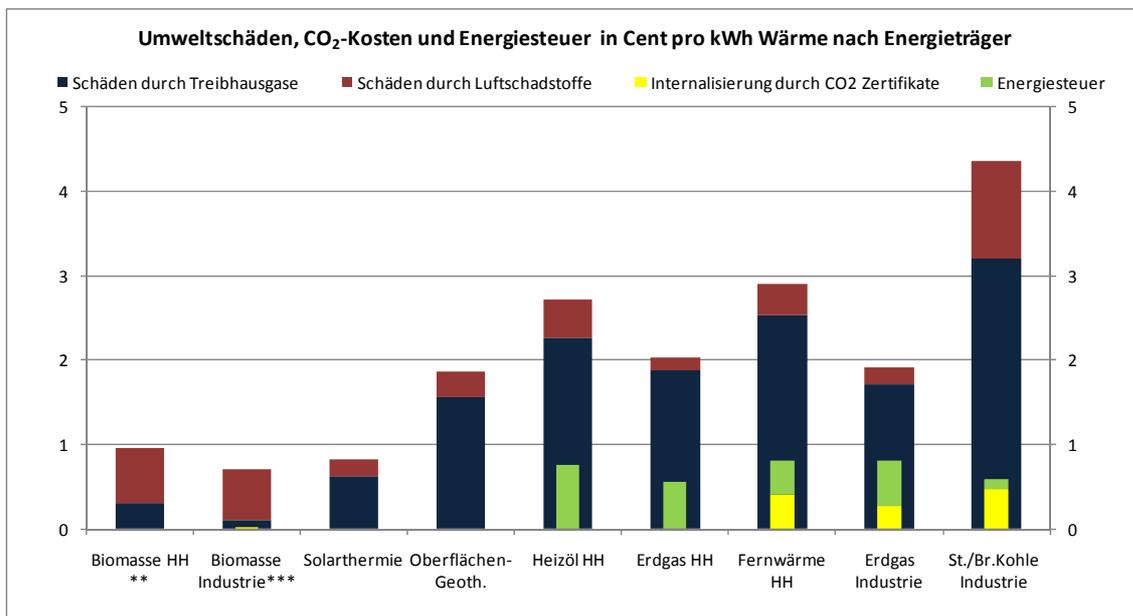
Unter dem systemanalytischen Ansatz ist die Stromsteuer bei Emissionen, die durch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vermieden werden, nicht als Internalisierung von negativen externen Effekten der CO₂-Emission aufzufassen. Denn die Systemdifferenzkosten werden im Strombereich nicht von der Stromsteuer beeinflusst.¹¹ Hingegen müsste sie bei der Ermittlung vermiedener Emissionen von Strom einsparmaßnahmen unter Umständen berücksichtigt werden. Im Hinblick auf die Be-

¹⁰ Bezogen auf gesamte CO₂-Emissionen, Emissionsfaktoren aus UBA 2009

¹¹ Differenzkosten Erneuerbarer Energien im Wärmebereich können hingegen durch die Stromsteuer beeinflusst werden, wenn Erneuerbare Wärme Strom substituiert und die Stromsteuer bei der Berechnung der Stromkosten einbezogen wird.

wertung des Einsatzes als politisches Instrument zur Internalisierung externer Kosten ist die Stromsteuer nicht primär als wirtschaftspolitisches Instrument zur Internalisierung zu betrachten, denn sie setzt nicht direkt bei den CO₂-Emissionen an und teilt somit diesen keinen Preis zu, sondern führt durch die Verteuerung von Strom - i.d.R. unabhängig von seiner Herkunft - ggf. zu einem Rückgang des Stromverbrauchs.

Abbildung 4: Höhe der Energiesteuer und der CO₂-Zertifikatskosten im Vergleich zu den Umweltschäden der Wärmeerzeugung durch Treibhausgase und Luftschadstoffe nach Energieträgern



** Durchschnittswert für Biomasse, Bandbreite von 0,1 bis 0,9 cent/kWh

*** Durchschnittswert für Biomasse, Bandbreite von 0,1 bis 0,3 cent/kWh

Quelle: eigene Berechnung Fh-ISI; Daten aus NEEDS 2009, UBA 2009, PointCarbon 2010, Energiesteuergesetz 2006

Die Besteuerung im Wärmebereich setzt am Energieträger an. Sie werden unterschiedlich hoch besteuert, wobei sich die Besteuerung jedoch nicht an den spezifischen CO₂-Emissionen orientiert. Abbildung 4 stellt die Energiesteuer¹² sowie eventuelle CO₂-Zertifikatskosten den Umweltschäden von Emissionen je kWh gegenüber. Dabei werden ausgewählte Energieträger differenziert nach ihrer Verwendung (Haushalt oder Industrie) betrachtet. Die Methodik zur Ermittlung der Umweltschäden ist analog zu der im Strombereich. Die Energiesteuer ist im Wärmebereich bezogen auf eine kWh niedriger als die Stromsteuer, Erneuerbare Energien wie Solarwärme werden durch sie nicht belastet.¹³ Für eine detaillierte Zurechnung der Besteuerung nach

¹² Berechnung teilweise mit durchschnittlichen Werten.

¹³ Biokraftstoffe werden besteuert.

Emissionen wären detaillierte Analysen nötig, die im Rahmen dieses Papiers nicht geleistet werden können. Tendenziell lassen sich jedoch die Aussagen für den Strombereich auch auf den Wärmebereich übertragen. Mit Blick auf die systemanalytischen Kosten ist zu beachten, dass Energiesteuern bei der Berechnung der Differenzkosten im Wärmebereich nicht eingerechnet sind. Unter dem Aspekt der politischen Steuerung ist die Energiesteuer insofern als Lenkungsinstrument zu betrachten, als sie die Energieträger ungleich verteuert und somit auch zu einer Substitution fossiler Energieträger durch Erneuerbare Energien beiträgt. Die Energiesteuer kann allerdings nicht unmittelbar in das theoretische Konzept der Internalisierung externer Kosten eingebunden werden, da sie nicht systematisch an den Emissionen (von CO₂) ausgerichtet ist.

6 Auswirkungen der Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energien auf die Emission von Treibhausgasen im Zusammenspiel mit dem Emissionshandel

Problemstellung

Der 2005 in Europa begonnene Handel mit Emissionsberechtigungen stellt ein zentrales Element der europäischen und nationalen Klimaschutzpolitik dar. Hinsichtlich der Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten ist von besonderer Bedeutung, dass es sich dabei um ein mengenorientiertes Instrument handelt, mit dem eine Obergrenze (Cap) der Emissionen gesetzt wird. Während die Wirksamkeit des Emissionshandels im Wesentlichen durch die Cap-Festlegung bestimmt wird, bietet der Handel (Trade) mit Emissionsberechtigungen gute Voraussetzungen für eine hohe Effizienz der Emissionsvermeidung.

Aus einer stark vereinfachenden, theoretischen Sicht könnte der Emissionshandel das einzige Instrument des Klimaschutzes sein. Dementsprechend fordern einige Ökonomen, auf andere Instrumente wie die Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien oder der Verbesserung der Energieeffizienz weitgehend oder ganz zu verzichten, weil solche zusätzlichen Maßnahmen bei vorgegebenen Emissionsobergrenzen letztlich unwirksam seien und dadurch die Kosten der Emissionsvermeidung unnötig erhöht würden.¹⁴

Bei näherer Betrachtung und unter Einbeziehung realistischerer Rahmenbedingungen sind die Interaktionen des Emissionshandels mit anderen Instrumenten allerdings komplizierter, sowohl hinsichtlich der theoretischen Analyse (vgl. z.B. Fischer, Preonas 2010) als auch im Hinblick auf die Bewertung der politischen Alternativen (vgl. z.B. Matthes 2010). Die Wechselwirkungen hängen vor allem davon ab, wie gut der Einsatz unterschiedlicher Instrumente aufeinander abgestimmt ist (Diekmann, Horn 2008; Kemfert, Diekmann 2009). Insofern stellt das Zusammenwirken des Emissionshandels mit der Förderung Erneuerbarer Energien eine besondere wissenschaftliche und politische Herausforderung dar. Auch die Frage, inwieweit das EEG Emissionsminderungen

¹⁴ In Deutschland wird diese Position gegenwärtig auch von wissenschaftlichen Beratungsgremien wie dem Wissenschaftlichen Beirat beim Bundeswirtschaftsministerium, dem Sachverständigenrat zur Beurteilung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung und der Monopolkommission vertreten. Vgl. z.B. auch Abrell, Weigt (2008), Böhringer, Rosendahl (2010) und Frondel u.a. (2010).

bewirkt und damit zur Vermeidung externer Kosten beiträgt, hängt wesentlich davon ab, wie gut das Zusammenspiel zwischen den Instrumenten funktioniert.

Notwendigkeit eines Policy Mixes

Das gegenwärtige System des europäischen Emissionshandels (ETS) kann andere politische Maßnahmen, die zur Emissionsverminderung beitragen, aus mehreren Gründen nicht ersetzen (Diekmann 2010):

- Der Wirkungsbereich des ETS ist auf bestimmte Sektoren und Gase beschränkt und erfasst damit etwa die Hälfte der Treibhausgasemissionen in Europa.
- Die Wirkung im ETS-Bereich besteht in erster Linie in Anreizen zu kurz und mittelfristigen Emissionsverminderungen, während hiervon keine ausreichenden Signale für fundamentale Innovationen und langfristige Strukturänderungen gesetzt werden, so dass eine dynamische Effizienz nicht ohne Weiteres gewährleistet ist.
- Aufgrund von Marktversagen sowie spezifischen Hemmnissen regen Preise für Emissionszertifikate allein nicht genügend Investitionen zur Emissionsverminderung an.
- Neben der Verminderung von CO₂-Emissionen, auf die sich der Emissionshandel richtet, werden mit anderen Instrumenten zugleich auch weitere energie- und umweltpolitische Ziele verfolgt, z.B. die Reduktion weiterer THG- oder Luftschadstoffemissionen und weitere Aspekte wie Versorgungssicherheit und technologische Entwicklung.
- Es bestehen wirtschaftliche und politische Restriktionen, die unter Umständen das Setzen eines ambitionierten Caps verhindern.

Deshalb ist weiterhin ein politisches Maßnahmenbündel (Policy Mix) erforderlich, das insbesondere auch die Förderung Erneuerbarer Energien und der Energieeffizienz umfasst.¹⁵

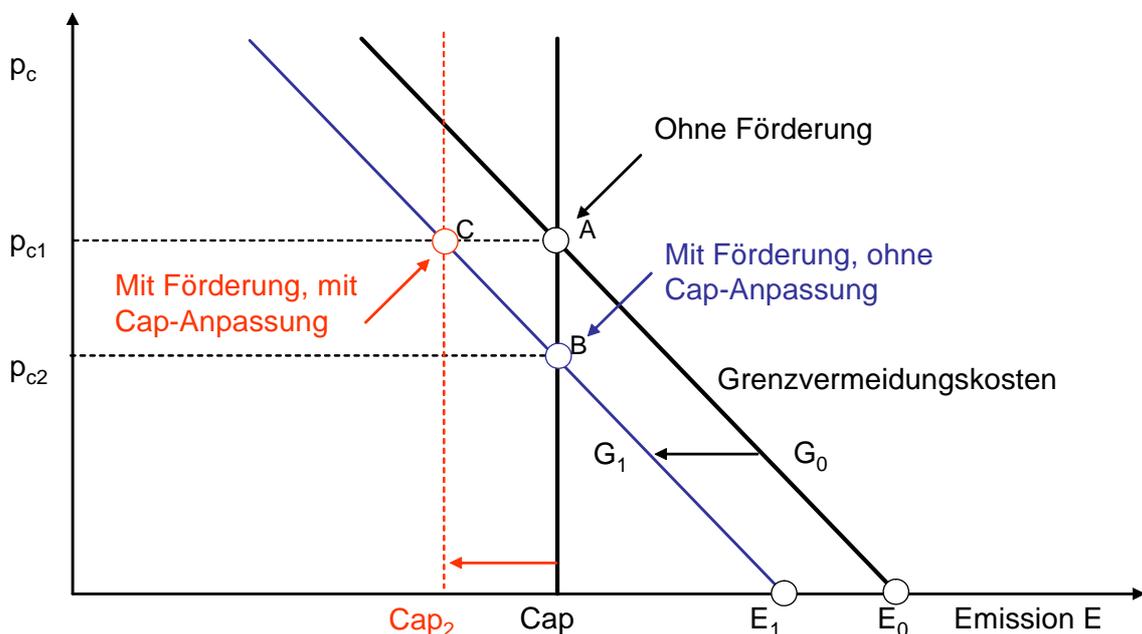
Bei einem gleichzeitigen Einsatz mehrerer Instrumente sind unterschiedliche Wechselwirkungen zu beachten. Von besonderer Bedeutung sind die Wechselwirkungen zwischen dem europäischen Emissionshandel und der Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in den Mitgliedstaaten. Wechselwirkungen zwischen dem EEG in Deutschland und dem ETS in Europa sind bereits in Kapitel 3 angesprochen worden. Im Folgenden steht speziell die Frage im Vordergrund, inwieweit das EEG im Zusammenwirken mit dem Emissionshandel zu einer Verminderung der CO₂-Emissionen beiträgt.

¹⁵ Vgl. auch Matthes (2010), der die Begründung eines Policy Mixes in 10 Punkten zusammenfasst.

Analyse der Interaktion mit dem Emissionshandelssystem als Mengeninstrument

Die Interaktion zwischen dem EEG und dem ETS auf dem Markt für Emissionsberechtigungen ergibt sich daraus, dass die geförderte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien Strom aus fossilen Energien substituiert und sich dadurch die Nachfrage nach Emissionsberechtigungen vermindert (Abbildung 5). Die gesamte Zertifikatsnachfrage leitet sich bei vollständiger Konkurrenz aus den Grenzvermeidungskosten ab. Das Zertifikatsangebot entspricht der Obergrenze der Emissionen (ETS-Cap). Bei unverändertem Angebot an Zertifikaten (*ceteris paribus*) kann eine verminderte Nachfrage nach Emissionszertifikaten zu einer Preissenkung der Zertifikate und damit zu einer Verlagerung von Emissionen auf andere Emittenten im Emissionshandelsbereich innerhalb oder außerhalb Deutschlands führen. Im Extrem würde die Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien unter diesen Annahmen im europäischen Emissionshandelsbereich lediglich einen Preiseffekt aber keinen Mengeneffekt auslösen. Das Zusammenspiel der Instrumente wäre in diesem Fall gestört.

Abbildung 5: Wirkungen der Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (E_1) und des Emissionshandels mit und ohne Anpassung der Emissions-Obergrenze (Cap)



Quelle: Horn, Diekmann (2008)

Betrachtet man eine Einführung (oder Verstärkung) der Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in ein bestehendes System des Emissionshandels würde die Förderung somit - bei unveränderter Cap-Höhe - keine zusätzlichen Emissionssenkungen hervorrufen und insofern im Hinblick auf die aktuellen Emissionen wir-

kungslos sein.¹⁶ Betrachtet man umgekehrt die Einführung eines Emissionshandels-systems in ein bestehendes System der Förderung Erneuerbarer Energien, so ergibt sich die zusätzliche Wirkung des Emissionshandels lediglich aus der Differenz des Cap und der Emissionshöhe, die sich ohne Emissionshandel, aber mit Förderung Erneuerbarer Energien, ergeben hätte.¹⁷ In der Abbildung ist dies die Differenz $\text{Cap} - E_1$. Aus dem Vergleich dieser beiden Betrachtungsweisen folgt, dass die mit den beiden Instrumenten bewirkte Gesamtverminderung der Emissionen um $\text{Cap} - E_0$ in Höhe der Verminderung durch Erneuerbare Energien $E_1 - E_0$ nicht eindeutig auf die einzelnen Instrumente aufgeteilt werden kann. Unabhängig von dieser Zurechnungsfrage zeigt dieser Vergleich, dass die Gesamtwirkung des kombinierten Instrumenteneinsatzes kleiner sein kann als die Summe der Einzelwirkungen. Allgemein betrachtet ist dann nicht das eine oder andere Instrument in seiner Wirkung beeinträchtigt, sondern das Zusammenspiel beider Instrumente.

Ein solcher Zusammenhang mit dem Emissionshandel gilt auch für alle anderen politischen Maßnahmen, die sich wie das EEG indirekt auf die Emissionen des Emissionshandelsbereichs auswirken, solange das Angebot an Zertifikaten durch ein unverändertes Cap vorgegeben ist. In einem offenen Emissionshandelssystem, in dem aufgrund flexibler Mechanismen wie Clean Development Mechanism (CDM) eine Anrechnung von Gutschriften möglich ist, ist das Angebot an Zertifikaten (bis zu einem gewissen Grade) flexibel und vom Preis für Emissionsberechtigungen abhängig. In diesem Fall führt das EEG zu geringeren Preissenkungen auf dem Emissionshandelmarkt und zu einer zusätzlichen Verminderung von Emissionen in Europa. Bei unveränderter Cap-Höhe würde dies allerdings lediglich auf der Verdrängung von CDM-Projekten und insofern Emissionsminderungen außerhalb Europas beruhen (Diekmann, Horn 2008).

Der Schlüssel zur Lösung des fundamentalen Problems der Interaktion weiterer Instrumente mit dem Emissionshandel liegt in der Festlegung der Obergrenze der Emissionen für den Emissionshandelsbereich (Cap-Setting). Bei einer aufeinander abgestimmten Kombination von politischen Maßnahmen müssen die Wirkungen anderer Maßnahmen grundsätzlich beim Cap-Setting berücksichtigt werden. Wenn die durch die Förderung Erneuerbarer Energien bewirkte Verminderung der Emissionen vollstän-

¹⁶ Unabhängig hiervon ist zu beachten, dass die Förderung Erneuerbarer Energien wesentlich dazu beiträgt, dass langfristig erhebliche Emissionsminderungen erreicht werden können. Die Emissionsobergrenzen können dadurch künftig immer weiter reduziert werden, bis eine nahezu CO₂-neutrale Energieversorgung erreicht werden kann.

¹⁷ Eine zusätzliche Wirkung des Emissionshandels ergibt sich nur, wenn die damit gesetzte Obergrenze restriktiv wirkt. Andernfalls resultiert ein Zertifikatspreis von Null und der Emissionshandel ist insofern unwirksam.

dig bei der Cap-Festsetzung berücksichtigt wird (Verminderung der Obergrenze), dann kann eine Verminderung des Zertifikatspreises und eine Verlagerung von Emissionen innerhalb des ETS vermieden werden (in der Abbildung Punkt C statt Punkt B). Bei einer solchen Cap-Anpassung funktioniert das Zusammenspiel von EEG und ETS. Die Verminderung der Emissionen durch den geförderten Ausbau Erneuerbarer Energien wird dann nicht durch den Emissionshandel absorbiert.

Abstimmung der Instrumente für die unterschiedlichen Emissionshandelsperioden

Die Festlegung der Obergrenze für die Gesamtemissionen im ETS-Bereich erfolgte für die ersten beiden Perioden 2005-2007 und 2008-2012 auf Basis von Nationalen Allokationsplänen (NAP I und NAP II), die in den Jahren 2004 und 2006 erstellt wurden. Für die dritte Periode ab 2013 wurden 2009 Vorgaben für eine europaweite Obergrenze festgelegt. Hinsichtlich der Wechselwirkungen ist insbesondere von Interesse, inwieweit der jeweilige Beitrag der Förderung erneuerbarer Energien durch das EEG zur Emissionsminderung bei der Cap-Festsetzung in den jeweiligen Perioden berücksichtigt wurde. Eine solche Berücksichtigung hat die EU-Kommission von den Mitgliedstaaten generell in ihren NAP-Guidance für die ersten beiden Perioden gefordert. Für die dritte Periode sollte dies dadurch gewährleistet werden, dass die Vorgaben für den Emissionshandel und für die Förderung Erneuerbarer Energien in einem Gesamtpaket beschlossen wurden.

Das Emissionshandelssystem beruht grundsätzlich auf Festlegungen vor Beginn einer Handelsperiode, die später unverändert Gültigkeit haben sollen. Dadurch sollen Marktstörungen im Emissionshandel vermieden werden. Dementsprechend muss der Beitrag anderer Instrumente wie des EEG zum Zeitpunkt des Cap-Setting für die betreffende Periode vorausgeschätzt bzw. antizipiert werden. Ausgangspunkt sind dabei die verfügbaren Daten über die Verhältnisse in einer Basisperiode. Während der Beitrag erneuerbarer Energien in der Basisperiode leicht ermittelbar ist und man deshalb davon ausgehen kann, dass dieser Beitrag vollständig in der Allokationsplanung berücksichtigt wird, kann die notwendige Antizipation des künftigen Ausbaus Erneuerbarer Energien bis zum Ende der Handelsperiode mehr oder weniger von den tatsächlich realisierten Höhe abweichen. Solche Abweichungen können unterschiedliche Ursachen haben, nämlich

1. mangelnde konzeptionelle Berücksichtigung anderer Instrumente bei der Cap-Festsetzung,
2. Änderungen der Ziele des Ausbaus Erneuerbarer Energien nach dem Zeitpunkt der Cap-Festsetzung oder

3. Abweichungen zwischen den Ausbauzielen und dem tatsächlichen Ausbau bis zum Ende der Handelsperiode.

Dementsprechend sollte grundsätzlich keine perfekte, sondern nur eine ausreichend gute Ex-Ante-Abstimmung zwischen den Instrumenten gefordert werden, sodass die Differenzen nach Möglichkeit relativ gering bleiben.

Erste Handelsperiode 2005-2007

Die erste Periode des europäischen Emissionshandels 2005 bis 2007 war als Lernphase konzipiert. Notwendige Daten über die tatsächlichen Emissionen der Anlagen des Emissionshandelsbereichs lagen 2004 nur unvollständig vor. Die Festlegung der nationalen Obergrenze war in Deutschland, aber auch in vielen anderen Mitgliedstaaten, stark durch politische Prozesse sowie einzelstaatliche und wirtschaftliche Interessen geprägt. In der Allokationsplanung wurde der weitere Ausbau Erneuerbarer Energien im Strombereich nicht explizit berücksichtigt. Es wurde insgesamt nur eine geringe Verminderung der Emissionen angestrebt. Der Emissionshandel war insofern - weitgehend unabhängig von der Interaktion mit der Förderung Erneuerbarer Energien - aufgrund zu großzügiger Zuteilungsmengen der Mitgliedstaaten nur sehr beschränkt wirksam. Die Entwicklung des Zertifikatspreises für die erste Periode war aufgrund der Unsicherheiten über die wahren Knappheiten zunächst sehr volatil. Im Jahr 2007 ist der Markt aufgrund der Überallokation (und der fehlenden Banking-Möglichkeit in die Kyoto-Periode) jedoch mit einem Zertifikatspreis nahe Null zusammengebrochen. Von daher besteht auch kein Zweifel daran, dass die durch EEG-Anlagen vermiedenen Emissionen ohne Abzug der Wirkung des EEG zuzurechnen sind.

Zweite Handelsperiode 2008-2012

In der deutschen Allokationsplanung für die zweite Periode wurden zahlreiche Regelungen für die Zuteilung auf Anlagenebene (Mikroplan) verbessert. Die Festlegung der gesamten Emissionsmenge des ETS-Bereichs (Makroplan) erfolgte aber im Wesentlichen mit ähnlichen Ansätzen wie für die erste Periode, wobei im NAP II-Entwurf zunächst nur eine geringe Absenkung des Emissionsbudgets geplant war (Tabelle 6). Diese Vorgabe wurde im notifizierten NAP vom Juni 2006 - auch vor dem Hintergrund der im April 2006 bekannt gewordenen Daten zu den tatsächlichen Emissionen im Jahr 2005 - deutlich verschärft. Zu weiteren drastischen Kürzungen des deutschen Emissionsbudgets ist es letztlich im November 2006 auf Drängen der EU-Kommission gekommen, die auch bei zahlreichen anderen Mitgliedstaaten auf Kürzungen bestanden hat - offensichtlich mit dem Ziel eine Überallokation wie in der ersten Periode zu vermeiden.

Tabelle 6: Gesamtmenge an Emissionsberechtigungen für den ETS-Bereich in Deutschland in der zweiten Handelsperiode (NAP II, 2008-2012) (in Mio. EUA/a)

NAP II-Entwurf	(13.4.2006)	495,5
NAP II	(31.6. 2006)	482,0
ZuG 2012 Entwurf	(29.9.2006)	482,0
BMU	(24.11. 2006)	465,0
EU-Kom	(29.11.2006)	453,07 (max.)
ZuG 2012	(7.8.2007)	453,07 (max.)
Zuteilung DEHSt	(12.2.2008)	451,86
(Maximales Budget von 11 Mio. EUA/a für zusätzliche Anlagen nicht ausgeschöpft.)		

Quelle: Diekmann (2010)

Insgesamt hat sich die jährliche Gesamtmenge an Emissionsberechtigungen für die zweite Handelsperiode somit im Vergleich zum ursprünglichen Entwurf des NAP II um über 40 Mio. t CO₂ vermindert. Gegenüber dem ersten Allokationsplan (NAP I) ist die jährliche Zuteilungsmenge damit effektiv sogar um 57 Mio. t CO₂ gesenkt worden.

Diese kräftig verstärkte Knappheit von Emissionsrechten für die zweite Handelsperiode lässt auch für den Ausbau Erneuerbarer Energien großen Spielraum für die Verminderung von Emissionen, ohne dass dies zu Verwerfungen im Emissionshandel führt.

Da allerdings in der Allokationsplanung nicht explizit ausgewiesen wurde, welcher Beitrag Erneuerbarer Energien in der zweiten Handelsperiode eingerechnet ist, wird im Folgenden betrachtet, welche EE-Anteile im Strombereich damals erwartet bzw. als Ziel angestrebt wurden. Tabelle 7 gibt hierfür einen Überblick über unterschiedliche frühere Szenarien für den Ausbau der Stromerzeugung in Deutschland bis zum Jahr 2010 und die tatsächliche Entwicklung 2000 bis 2009.

Insgesamt zeigt sich, dass der Ausbau EE im Strombereich schneller erfolgte als zunächst erwartet. Das im Jahr 2000 im EEG und 2001 in der europäischen Richtlinie für Deutschland verankerte Ziel von 12,5 % wurde bereits 2007 erreicht. Mit dem schnelleren Ausbau sind auch die Anteile in den zielorientierten (Leit-) Szenarien des BMU mehr und mehr nach oben angepasst worden.

Noch bevor der NAP II-Entwurf vorgelegt worden ist, wurden in der Studie von Nitsch u.a. (2005) EE-Strom-Anteile für 2010 veröffentlicht, die bereits deutlich über der ursprüngliche Zielmarke lagen. Das Leitszenario 2006, das im Laufe des Jahres 2006 erarbeitet und Anfang 2007 veröffentlicht wurde (Nitsch 2007), enthielt für 2010 bereits

eine Stromerzeugung von 92,2 TWh bzw. Anteile am Bruttostromverbrauch von über 15 %.¹⁸ Insoweit waren das beschleunigte Tempo des Ausbaus Erneuerbarer Energien im Strombereich und die erhöhten Erwartungen für 2010 bereits während der Überarbeitung des Zuteilungsgesetzes für die zweite Handelsperiode (ZuG 2012) bekannt.

Tabelle 7: Stromerzeugung aus EE in Deutschland 2000 bis 2009 (Ist) und 2010 nach unterschiedlichen Szenarien des BMU

	Jahr	EE-Strom TWh	Anteil am BSV %
Ziel EEG 2000	2010		12,5
Ziel EE-Strom-RL 2001	2010		12,5
Nitsch u.a. (2005): WA-Nov.05			
BSV gemäß REF	2010	85,2	14,4
BSV gemäß EFF	2010	85,2	15,2
untere Variante	2010	84,2	
obere Variante	2010	87,8	
Nitsch (2007): Leitszenario 2006			
BSV gemäß REF 05	2010	92,2	15,1
BSV gemäß Leitsz. 06	2010	92,2	15,5
Nitsch, Wenzel (2009): Leitszenario 2009	2010	109,3	17,8
Istwerte (BMU, Stand März 2010)			
	2000	37,2	6,4
	2001	39,0	6,7
	2002	45,6	7,8
	2003	45,0	7,5
	2004	56,1	9,2
	2005	62,1	10,1
	2006	71,5	11,6
	2007	87,6	14,2
	2008	93,3	15,2
	2009	93,5	16,1
BSV = Bruttostromverbrauch Werte für 2009 vorläufig			

Quelle: Zusammenstellung des DIW auf Basis der genannten Quellen

Ein darüber hinausgehender Beitrag der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2010 wurde damals noch nicht antizipiert. Im jüngsten Leitszenario 2009 (Nitsch, Wenzel 2009) wird bis 2010 eine weitere Zunahme auf 109,3 TWh erwartet. Der tatsächliche Beitrag erneuerbarer Energien im Jahr 2010 ist derzeit noch nicht bekannt. Außerdem ist für den Emissionshandel nicht allein das Jahr 2010, sondern die gesamte Handelsperiode 2008 bis 2012 von Bedeutung, die derzeit noch nicht abschließend bewertet werden kann.

¹⁸ Die Bandbreite der in der Tabelle dargestellten Anteile ergibt sich aus unterschiedlichen Annahmen über die Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in Deutschland.

Die im Jahr 2009 erreichte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 93,5 TWh ist bereits etwas höher als die im Leitszenario 2006 für 2010 genannte Erzeugung von 92,2 TWh. Für 2009 wurde in diesem Leitszenario eine Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien von 86,8 TWh genannt. Somit lag die Stromerzeugung 2009 tatsächlich um 6,7 TWh höher als 2006 erwartet bzw. angestrebt wurde.¹⁹

In der Ex-Ante-Logik des Emissionshandels konnte diese im Jahr 2009 zusätzliche Erzeugung bei der Cap-Festlegung noch nicht antizipiert werden. Die hierdurch rechnerisch vermiedenen Emissionen von rund 5 Mio. t CO₂ könnten insofern theoretisch durch erhöhte Emissionen in anderen Bereichen des Emissionshandels kompensiert worden sein. Die durch die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland 2009 vermiedenen Emissionen von 70 Mio. t CO₂ (bzw. 74 Mio. t Treibhausgasen) hätten dann in Europa aufgrund der Wechselwirkung mit dem Emissionshandel netto eine um 5 Mio. t geringere Emissionssenkung bewirkt.

Inwiefern ein solcher Effekt 2009 tatsächlich eingetreten ist, kann nur schwer ermittelt werden. Nach Angaben der DEHSt (2010) waren die Emissionen der deutschen ETS-Anlagen 2009 mit 428,2 Mio. t CO₂ um 44,4 Mio. t CO₂ niedriger als 2008. Die Emissionen waren zwar höher als die entsprechenden Gratiszuteilungen, aber niedriger als das gesamte Emissionsbudget. Nach Ansicht der DEHSt war Deutschland damit Netto-Verkäufer von Emissionsberechtigungen. Allerdings sind bedingt durch die Wirtschaftskrise auch in den anderen Mitgliedstaaten die Emissionen und damit die Nachfrage nach Zertifikaten gesunken. Dies spricht dafür, dass etwaige überschüssige Emissionsberechtigungen in das Folgejahr übertragen werden. Insofern ist eine genaue Zuordnung von Emissionshandelseffekten auf einzelne Jahre problematisch.

Fazit für 2009

Im Jahr 2009 war die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland mit 93,5 TWh um 6,7 TWh höher, als dies im Leitszenario 2006 – also zur Zeit der Cap-Festlegung - erwartet bzw. angestrebt wurde. Die durch diese nicht-antizipierte zusätzliche Erzeugung bewirkte Emissionssenkung um rund 5 Mio. t CO₂ kann aufgrund der Wechselwirkung mit dem Emissionshandel durch erhöhte Emissionen in anderen Bereichen des Emissionshandels kompensiert worden sein. Rechnerisch könnte in dieser Höhe der Netto-Beitrag des EEG zur Emissionssenkung in Europa verringert werden. Eine vollständige Analyse der Wechselwirkung mit dem Emissionshandel in der zweiten Handelsperiode wird allerdings erst nach 2012 möglich sein.

¹⁹ Dabei ist zu berücksichtigen dass das Leitszenario 2006 den mindestens anzustrebenden weiteren Ausbau EE beschreibt (Nitsch 2007).

Dritte Handelsperiode ab 2013

Die Wechselwirkungen zwischen der Förderung Erneuerbarer Energien und dem Emissionshandel ändern sich ab der dritten Handelsperiode grundlegend. Nach der 2009 geänderten Emissionshandelsrichtlinie gilt dann eine EU-weite Obergrenze, die unter Berücksichtigung des 20%-Ziels für den Ausbau Erneuerbarer Energien in Europa bis 2020 festgelegt worden ist. Die Gefahr unerwünschter Interaktionseffekte ist dadurch wesentlich verringert worden.

Eine exakte Ex-Ante-Abstimmung zwischen den Instrumenten bleibt allerdings schwierig. So war bei den Zielfestlegungen noch nicht bekannt, in welchem Umfang die Mitgliedstaaten speziell die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien erhöhen wollen. Sofern sich Europa für 2020 zu ambitionierteren Klimaschutzzielen verpflichtet, müssen die Mengenvorgaben für den Emissionshandelsbereich wie auch für den Nicht-Emissionshandelsbereich angepasst werden. In diesem Zusammenhang sollte dann auch eine erneute Abstimmung mit den Zielen zum Ausbau Erneuerbarer Energien erfolgen, so dass unerwünschte Wechselwirkungen im Verkauf der Handelsperiode gering gehalten werden können.

7 Fazit

Die vermiedenen Umweltschäden stellen gegenwärtig die bedeutendste Nutzenkategorie des Ausbaus Erneuerbarer Energien dar. Hinsichtlich der Ermittlung vermiedener externer Kosten bzw. der Gesamtbilanzierung von Kosten- und Nutzenwirkungen Erneuerbarer Energien im Strom- und im Wärmebereich sind die folgenden Ergebnisse hervorzuheben:

- Für einen Vergleich der Systemkosten von Erneuerbaren und anderen Energien im Strom- oder Wärmebereich unter Einbeziehung der Umweltschäden sind politische Instrumente zum Klimaschutz und die damit verbundene teilweise Internalisierung externer Kosten nicht zu berücksichtigen. Den Systemdifferenzkosten Erneuerbarer Energien (ohne externe Kosten und Internalisierungseffekte) sind dann die durch sie vermiedenen Umweltschäden, d.h. vermiedenen externen Kosten ohne Abzug (d.h. brutto) gegenüber zu stellen.
- Durch den europäischen Emissionshandel werden Umweltschäden von Treibhausgasemissionen teilweise internalisiert. Durch Erneuerbare Energien vermiedene Umweltschäden können insofern bei der Bilanzierung von Kosten und Nutzen deshalb nur dann vollständig als Nutzen Erneuerbarer Energien verbucht werden, wenn bei der Berechnung der Differenzkosten keine Kosten von Emissionsberechtigungen eingerechnet sind. Soweit die Zertifikatskosten bei den Differenzkosten jedoch eingerechnet sind, müssen sie von den vermiedenen Umweltschäden(kosten) abgezogen werden, um eine Doppelzählung zu vermeiden. In diesem Beitrag wird eine Methode zur Berücksichtigung der bereits internalisierten CO₂-Kosten entwickelt und auf die Schätzung für das Jahr 2009 angewendet, in dem in Deutschland 93,5 Mrd. kWh Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt worden sind. Der durchschnittliche Preis von Emissionsberechtigungen betrug 2009 rund 13 Euro pro t CO₂. Unter Berücksichtigung der jeweiligen Substitutionsfaktoren vermindern sich die vermiedenen Umweltschäden durch Berücksichtigung der Internalisierung von CO₂-Kosten durch den europäischen Emissionshandel somit im Strombereich um 0,9 Mrd. €. Der Wärmebereich wird vom Emissionshandelssystem nur zu einem kleinen Teil erfasst. Im Ergebnis vermindern sich hier die im Jahr 2009 vermiedenen Umweltschäden um ungefähr 0,1 Mrd. €.
- Die Besteuerung von Strom erfolgt praktisch unabhängig von den eingesetzten Energieträgern. Sie gibt Anreize zum Stromsparen. Sie hat aber keinen Einfluss auf die Systemdifferenzkosten Erneuerbarer Energien im Strombereich. Deshalb ergibt sich diesbezüglich kein Korrekturbedarf bei der Bilanzierung von Kosten und Nutzen.
- Die Energiebesteuerung im Wärmebereich ist hingegen näher zu betrachten. Wenn Energiesteuern auf Heizstoffe in den Differenzkosten Erneuerbarer Wärme eingerechnet wären, dann wäre für eine konsistente Gesamtbilanzierung eine Korrektur auf Seiten der vermiedenen externen Kosten notwendig. Deshalb sind beim Systemkostenvergleich für den Wärmebereich aber die Steuereffekte heraus gerechnet

worden. Somit ist auf Seiten der vermiedenen externen Kosten keine Korrektur nötig.

- Energiesteuern haben im Wärmebereich eine Lenkungswirkung zur indirekten Verminderung von Emissionen, da sie Anreize zum Energiesparen geben und die einzelwirtschaftliche Rentabilität von Systemen zur Nutzung Erneuerbarer Energien (z.B. Solarkollektoren) erhöhen. Sie tragen damit tendenziell zu einer Internalisierung externer Kosten bei, obwohl die jeweiligen Steuersätze nicht unmittelbar an der jeweiligen Höhe der Emissionen ausgerichtet sind.
- Im Unterschied zu Systemkostenvergleichen von Techniken können bei der Bewertung von zusätzlichen politischen Maßnahmen grundsätzlich Netto- anstelle von Bruttokonzepten vermiedener externer Kosten relevant sein. Ausgehend von einer Teilinternalisierung sind externe Kosten bei der Bewertung eines darüber hinausgehenden Einsatzes politischer Instrumente nur insoweit relevant, wie sie noch nicht internalisiert sind (Nettokonzept). Ein Bruttoansatz, d.h. eine vollständige Betrachtung der vermiedenen externen Kosten kann hingegen dann adäquat sein, wenn die Gesamtheit der politischen Instrumente (einschließlich der bestehenden) z.B. im Vergleich zu einem alternativen Maßnahmenbündel beurteilt werden soll. Die Angemessenheit eines Brutto- oder eines Netto-Ansatzes externer Kosten hinsichtlich bestehender Teilinternalisierungen hängt somit von der jeweiligen Fragestellung ab. Es ist deshalb sinnvoll, neben dem Brutto-Ansatz generell auch einen Netto-Ansatz zu verfolgen.
- Darüber hinaus müssen Wechselwirkungen zwischen einzelnen Instrumenten beachtet werden. Dies gilt im Strombereich insbesondere für Interaktionen mit dem Emissionshandelssystem: Die Förderung von EE-Strom durch das EEG ist im Zusammenspiel mit dem Emissionshandel uneingeschränkt wirksam, wenn der künftige Beitrag Erneuerbarer Energien bei der Festlegung der Cap-Höhe richtig antizipiert wird. Bei einer unvollständigen Antizipation der EEG-Wirkungen kann hingegen ein Teil der Emissionsverminderung im Emissionshandelsbereich verloren gehen. Für das Jahr 2009 wird dieser Effekt auf rund 5 Mio. t CO₂ geschätzt. Dies ist weniger als 10 % der im gleichen Jahr allein durch das EEG induzierten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Deswegen ist auch künftig (auf nationaler und europäischer Ebene) ein integrativer Ansatz in der Klimaschutzpolitik erforderlich.
- Eine Bewertung politischer Instrumente kann sich jedoch nicht allein auf den Aspekt der Verminderung von externen Umweltkosten beschränken, sondern muss auch weitere Ziele z.B. der Versorgungssicherheit und der technologischen Entwicklung berücksichtigen.

8 Literatur

- Abrell, J., Weigt, H. (2008): The Interaction of Emissions Trading and Renewable Energy Promotion. Working Paper No. WP-EGW-05. Dresden, Germany: Dresden University of Technology.
- BMU (2010): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2009, Stand 18. März 2010.
- Böhringer, C., Rosendahl, K.E. (2010): Green Promotes the Dirtiest: On the Interaction between Black and Green Quotas in Energy Markets. In: Journal of Regulatory Economics 37, 316-325.
- DEHSt (2010): Kohlendioxidemissionen der emissionshandelspflichtigen Anlagen im Jahr 2009 in Deutschland. Umweltbundesamt, Deutsche Emissionshandelsstelle. 15. Mai 2010.
- Diekmann, J. (2010): Wechselwirkungen zwischen Emissionshandel und anderen Instrumenten zum Klimaschutz und zur Förderung erneuerbarer Energien. Vortrag in der Arbeitsgruppe "Emissionshandel zur Bekämpfung des Treibhauseffektes" (AGE), UAG1. Berlin, 25.1.2010.
- Diekmann, J., Horn, M. (2008): Analyse und Bewertung des EEG im Zusammenhang mit anderen Instrumenten des Klima-, Umwelt- und Ressourcenschutzes, Studie im Rahmen des BMU-Forschungsvorhabens „Analyse und Bewertung der Wirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) aus gesamtwirtschaftlicher Sicht“, Februar 2008.
- EC 2008, SEC(2008)85: Packages of Implementation measures for the EU's objectives on climate change and renewable energy for 2020, Vol. II, Annex to the impact assessment, February 2008.
- EEX (2010): Emissionsberechtigungen, Spotmarkt EEX (European Energy Exchange) , Carbix, <http://www.eex.com/de/Downloads/Marktdaten/Emissionsberechtigungen%20-%20EEX> , download 11. Mai 2010.
- Fh-ISI, GWS, IZES, DIW (2010): Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse der Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt (KN EE 2010), Studie im Auftrag des BMU, März 2010.
- Fischer, C., Preonas, L. (2010): Combining Policies for Renewable Energy. Is the Whole Less the Sum of Its Parts? RFF DP 10-19. Washington, March 2010.

-
- Frank Sensfuß, Mario Ragwitz, Massimo Genoese (2008): The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany, *Energy Policy*, Volume 36, Issue 8, Pages 3086-3094, August 2008.
- Frondel, M., Ritter, N., Schmidt, C.M., Vance, C. (2010): Economic Impacts from the Promotion of Renewable Energy Technologies: The German Experience. In: *Energy Policy* 38, 4048-4056.
- Impulsprogramm Mini-KWK (2009): Untersuchung und Bewertung der Entwicklung der Rahmenbedingungen, Entwurf, 2009.
- Kemfert, C., Diekmann, J. (2009): Förderung erneuerbarer Energien und Emissionshandel – wir brauchen beides. In: *Wochenbericht des DIW Berlin* Nr. 11/2009. S. 169-174.
- Matthes, F. (2010): Der Instrumentenmix einer ambitionierten Klimapolitik im Spannungsfeld von Emissionshandel und anderen Instrumenten. Bericht für das BMU. Berlin, Mai 2010.
- NEEDS New Energy Externality Developments for Sustainability (04/09), Integrated Project, DG Research EC, 6th Framework Programme, Mai 2004 bis 2009, http://www.needs-project.org/index.php?option=com_content&task=view&id=42&Itemid=66; download im Juni 2009; Deliverable n° 6.1 – RS1a, “External costs from emerging electricity generation technologies”.
- Nitsch, J. (2007): Leitstudie 2007. Ausbaustrategie Erneuerbare Energien. Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050 (Leitszenario 2006). Untersuchung im Auftrag des BMU. Februar 2007.
- Nitsch, J. (2008): Leitstudie 2008 - Weiterentwicklung der Ausbaustrategie Erneuerbare Energien. Untersuchung im Auftrag des BMU. Oktober 2008.
- Nitsch, J., F. Staiss, B. Wenzel, M. Fishedick (2005): Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor – Vergütungszahlungen und Differenzkosten durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz. DLR Stuttgart, ZSW Stuttgart, WI Wuppertal. Untersuchung im Auftrag des BMU. Dezember 2005.
- Nitsch, J., Wenzel, B. (2009): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland. Leitszenario 2009. Untersuchung im Auftrag des BMU. August 2009.

Pointcarbon (2010): Historic data for EUA, <http://www.pointcarbon.com>, download April 2010.

UBA (2009): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Durch Einsatz Erneuerbarer Energien vermiedene Emissionen im Jahr 2007. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau, Oktober 2009.

