

Plädoyer für eine instrumentelle Flankierung des Emissionshandels im Elektrizitätssektor

Karin Holm-Müller, Michael Weber

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
2	Die grundsätzliche Funktionsweise des Emissionshandels	3
3	Kritik an zentralen Annahmen der Theorie des Emissionshandels	4
3.1	Kostendegression durch Marktdurchdringung.....	4
3.2	Pfadabhängigkeiten von Investitionen bei Unsicherheiten über zukünftige Entwicklungen.....	8
3.3	Probleme bei der Finanzierung von Emissionsvermeidungsmaßnahmen	13
4.	Besonderheiten des Elektrizitätsmarktes	15
4.1	Fehlende Anreize für Netzausbau	15
4.2	Preisbildung im Strommarkt als Hindernis für Stromerzeugung aus Wind und Sonne	15
4.2.1	Szenario 1: keine Speicher	16
4.2.2	Szenario 2: Nutzung von Speichern	20
5	Zusammenfassung: Anforderungen an eine Flankierung des Emissionshandels im Stromsektor.....	22
	Literaturverzeichnis	24

1 Einleitung

Die Dekarbonisierung der Elektrizitätswirtschaft durch einen Ausbau erneuerbarer Energie ist in das Zentrum politischer Diskussion gerückt. Die Potenziale für Emissionsvermeidungen bei der Stromproduktion gelten als große Chance, die Klimaschutzziele nachhaltig zu erreichen. Nach den Erkenntnissen des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) ist das 2° C-Ziel nur mit hinreichender Sicherheit zu erreichen, wenn weltweit CO₂-Emissionen um 50 bis 85 % gegenüber dem Jahr 2000 reduziert werden. Für Industrieländer bedeutet dies Reduktionen von 80 bis 95 % gegenüber 1990, also eine fast vollständige Dekarbonisierung der Gesellschaft. Der Elektrizitätssektor wird als Haupttreibhausgasemittent und aufgrund seines hohen Vermeidungspotenzials im Vergleich zu anderen Sektoren eine tragende Rolle einnehmen müssen. Eine nahezu vollständige Dekarbonisierung dieses Sektors erscheint unausweichlich, wenn die von der IPCC geforderten Reduktionen erzielt werden sollen.

Von mehreren Seiten wird argumentiert, dass langfristig eine auf erneuerbare Energien umgestellte Elektrizitätsversorgung die kostengünstigste Alternative darstellt, um dieses Ziel einer weitgehenden Dekarbonisierung der Elektrizitätsversorgung zu erreichen (vgl. NITSCH 2008; NITSCH und WENZEL 2009; CZISCH 2005). Wenn dem so ist, dann müsste sich bei entsprechender Festlegung der Emissionsziele nach Aussage der Befürworter einer allein auf den Emissionshandel setzenden Politik diese Alternative auch über den Markt durchsetzen, sodass weitere Instrumente eher schädlich sind, da sie wegen der festgelegten Emissionsobergrenze keine zusätzlichen Emissionen vermeiden, aber zu Abweichungen von der durch den Emissionshandel induzierten kostengünstigsten Vermeidung führen. Auf diesen Standpunkt haben sich gerade in Deutschland eine Reihe prominenter Kritiker des bundesdeutschen und europäischen Instrumentenmixes gestellt (SINN 2008; Monopolkommission 2009; Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung 2009; Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit 2004; DONGES et al. 2009; RWI 2009).

Das Ziel unseres Beitrags ist es demgegenüber zu zeigen, dass sich eine weitgehend auf erneuerbare Energie basierende Elektrizitätsversorgung allein durch den Emissionshandel auch dann nicht durchsetzen würde, wenn sie die kostengünstigste Alternative wäre. Auch kurzfristig ist der Handel mit klimarelevanten Emissionsrechten selbstverständlich gegenüber weiteren externen Effekten der eingesetzten Vermeidungsalternativen blind. Dies ist der Grund, warum bei einem CO₂-Emissionshandelssystem Atomenergie an relativer Attraktivität gewinnt und bereits für sich genommen ein Argument für Eingriffe in diesen Handel bietet, sofern eine Internalisierung externer Kosten nicht möglich ist.

Langfristig gesehen gibt es darüber hinaus weitere Gründe, den europäischen Emissionshandel durch zusätzliche Instrumente zu ergänzen:

- Das theoretische Modell, nach dem der Emissionshandel zu Kostenminimierung führt, berücksichtigt keine Lernkurveneffekte und Größenvorteile in der Produktion.
- Es berücksichtigt Faktorspezifitäten, die dazu führen, dass inkrementelle Investitionen eher als grundsätzlich neue Investitionen durchgeführt werden, ebenso wenig wie Erkenntnisse aus der Real-Options-Theorie.
- Die Theorie arbeitet mit der Annahme ausreichender Finanzierungsmöglichkeiten für profitable Projekte, die in der Realität nicht gegeben sind.
- Zudem weist der Stromsektor Besonderheiten auf, die zum einen in der Netzgebundenheit der Energie und zum anderen in der fehlenden Speichermöglichkeit für Strom liegen.
- Eine weitere Notwendigkeit für eine Flankierung des europäischen Emissionshandels ergibt sich aus Unzulänglichkeiten dieser speziellen Umsetzung des Emissionshandelsgedankens.

Nach einer kurzen Darstellung der Wirkung des Emissionshandels, wie er in den gängigen Lehrbüchern dargestellt wird, werden diese Punkte im Einzelnen behandelt.

2 Die grundsätzliche Funktionsweise des Emissionshandels

Der Emissionshandel ist ein marktwirtschaftliches Instrument, welches den Ausstoß von Treibhausgasen dort reduzieren soll, wo die Vermeidung am kostengünstigsten ist. Das europäische System funktioniert nach dem Prinzip des „Cap and Trade“. Zuerst wird die Höhe der Treibhausgasemissionen für die im Handel beteiligten Sektoren durch eine Obergrenze, das „Cap“, beschränkt, und dann können Emissionsberechtigungen (European Union Allowance Units, EUAs) zwischen den am System teilnehmenden Akteuren frei gehandelt werden (zu einer kritischen Auseinandersetzung mit der europäischen Emissionshandelsrichtlinie vgl. ENDRES und OHL 2005). Während die Emissionsobergrenze die Erreichung des umweltpolitischen Ziels garantiert, führt die Handelskomponente dazu, dass das Ziel zu den volkswirtschaftlich geringsten Kosten erreicht werden kann (für eine detaillierte Beschreibung des Emissionshandels siehe z. B. ENDRES 2007; TIETENBERG 2006; BAUMOL und OATES 1988; MICHAELIS 1996; zur Kosteneffizienz marktwirtschaftlicher Instrumente NEWELL und STAVINS 2003). Der Preis der Emissionsrechte leitet sich dabei ab aus dem Zusammenspiel der Grenzvermeidungskosten, aus denen sich die Nachfrage ergibt, mit der staatlich festgelegten Angebotsmenge, die der Emissionsobergrenze entspricht. Anders als bei einer Emissionsabgabe wird diese Emissionsobergrenze sicher erreicht, alle Unsicherheit schlägt sich im Preis nieder.

Die Preise für Emissionsrechte bewegen im Fall von CO₂-Emissionen Firmen zum Beispiel dazu, effizientere und sauberere Produktionsmethoden zu wählen, die derzeit im Vergleich zu klimaschädlichen Produktionsmethoden höhere Kosten aufweisen. Je schärfer das Ziel gefasst wird, desto höher steigen die Zertifikatpreise und führen so zur Wahl teurerer Vermeidungsalternativen. So werden bei sehr strengen Emissionszielen statt nur CO₂-effizienter Stromerzeugung schließlich auch rein regenerative Energien rentabel. Dieser Effekt des Emissionshandels wird als „market pull“ (GRUBB 2004) bezeichnet und stärkt die Wettbewerbsfähigkeit sauberer gegenüber emissionsintensiven Technologien. Er wird auch von uns nicht bestritten.

Theoretisch führt der Emissionshandel, weil er eine Angleichung der Grenzvermeidungskosten aller genutzten Vermeidungsstrategien bei allen Emittenten herbeiführt, zu einer kostenminimalen Erreichung des vorgegebenen Emissionsminderungsziels. Dies gilt unter idealen Annahmen nicht nur kurz-, sondern auch langfristig. Es ist dieser letzte Aspekt, mit dem wir uns im Falle von fundamentalen Innovationen im Stromsektor kritisch auseinandersetzen.

3 Kritik an zentralen Annahmen der Theorie des Emissionshandels

Im Folgenden werden wir einige kritische Annahmen näher beleuchten, von denen die kostenminimierende Wirkung des Emissionshandels in der Theorie abhängig ist, die aber in den gängigen Lehrbüchern in der Regel nicht explizit gemacht werden. Wir werden insbesondere die Annahme gegebener Grenzvermeidungskosten durch Lernkurveneffekte und Größenvorteile ersetzen, die Annahmen vollständiger Information und voneinander unabhängiger Vermeidungsalternativen aufheben sowie auf Liquiditätsprobleme auch für rentable Projekte eingehen.

3.1 Kostendegression durch Marktdurchdringung

Ökonomische Instrumente führen im umweltökonomischen Grundmodell zur Auswahl der Vermeidungsalternative mit den geringsten Grenzvermeidungskosten. Wenn diese Kosten exogen gegeben sind, dann hat die Auswahl einer Vermeidungsalternative zum Beispiel aufgrund des Emissionshandels keine Auswirkung auf die Vorteilhaftigkeit von alternativen Emissionsvermeidungsmöglichkeiten in der Zukunft. Wenn durch technischen Fortschritt im Zeitpunkt $t+1$ andere Emissionsvermeidungsmaßnahmen günstiger werden, dann ist dies nicht von der im Zeitpunkt t gewählten Alternative abhängig. So führt die Wahl der zum jeweiligen Zeitpunkt kostengünstigsten Alternative auch zu einer Minimierung der Kosten über die Zeit.

Es gibt allerdings schon seit langem, auch in praktisch allen Lehrbüchern, eine Diskussion über die Anreizwirkung unterschiedlicher Instrumente auf den technischen Fortschritt. Diese bezieht sich auf die Kompensation von FuE-Anstrengungen durch Einsparungen bei unterschiedlichen umweltökonomischen Instrumenten. Einen Schritt weiter geht ENDRES (2007), der in einer Kostenminimierungsbetrachtung über zwei Perioden zeigt, dass (nicht nur) der Emissionshandel bei realistischen Informationsannahmen nicht die notwendigen Investitionen in den technischen Fortschritt induziert, um die Emissionsvermeidungskosten über beide Perioden zu erreichen. Optimale Ergebnisse sind allerdings bei realistischen Informationsannahmen von keinem umweltpolitischen Instrument zu erwarten.

Vollständig neue Technologien haben – abgesehen von den bei allen Innovationen anfallenden FuE-Investitionen – einen weiteren Nachteil durch die fehlende Marktdurchdringung zu Beginn des Produktlebenszyklusses. Für sie sind Lernkurveneffekte und die Auswirkungen von Economies of Scale deutlich ausgeprägter als für inkrementelle Innovationen, die häufig nur geringe Änderungen erfordern und unter Umständen sehr schnell in alle produzierten Einheiten eingebaut werden können, sodass nach einer kurzen Pilotphase bereits Größenvorteile realisiert werden können.

BLÄSI und REQUATE (2010) unterscheiden zwischen privaten Lerneffekten und Spill-over-Effekten. Sie gehen davon aus, dass private Lerneffekte, die aus eigener Produktion entstehen, von den Firmen bei ihrer Produktionsentscheidung bereits einbezogen werden. Nach dieser Argumentation bieten Firmen zum Beispiel ihre Windenergieanlagen in Periode 1 zu nicht kostendeckenden Preisen an, wenn sie davon ausgehen, dass sie in Periode 2 den Verlust der ersten Periode durch Lernkurveneffekte und Economies of Scale kompensieren können.

Anders sieht es aus, wenn Lernkurveneffekte und Economies of Scale (durch Kostendegressionen auf noch weiter vorne liegenden Produktionsstufen) als Spill-Over-Effekte auftreten, wenn also zum Beispiel Firmen auch aus den Fehlern der Vorreiter lernen können. Diese Spill-over-Effekte führen tendenziell zu Marktversagen, da die ersten Nutzer externe Effekte in Form von Kostensenkungsmöglichkeiten verursachen. Da sie für diese externen Effekte nicht honoriert werden, kommt es zu Unterinvestitionen in neue Technologien (vgl. z. B. BLÄSI und REQUATE 2010; ARROW 1962; JAFFE et al. 2005).

Der Emissionshandel erhöht die Chancen von Technologien, die ohne Berücksichtigung von Umwelteffekten teurer sind als die etablierten Technologien. Da aber immer die Technologie ausgewählt wird, die zum jeweiligen Zeitpunkt am günstigsten ist, werden fundamental neue Vermeidungstechnologien, die erst durch Marktdurchdringung und damit verbundene überbetrieblich verursachte Kostendegression die Konkurrenzfähigkeit mit anderen, bereits etablierten Vermeidungsalternativen erreichen können, nicht zur Marktreife gebracht. Das gilt selbst dann, wenn sie langfristig kostengünstiger sind als inkrementelle Vermeidungsmaßnahmen. Lernkurveneffekte und Economies of Scale treten nur ein, wenn die Technologie in großem Maßstab verwendet wird (IEA 2000; STERN 2006).

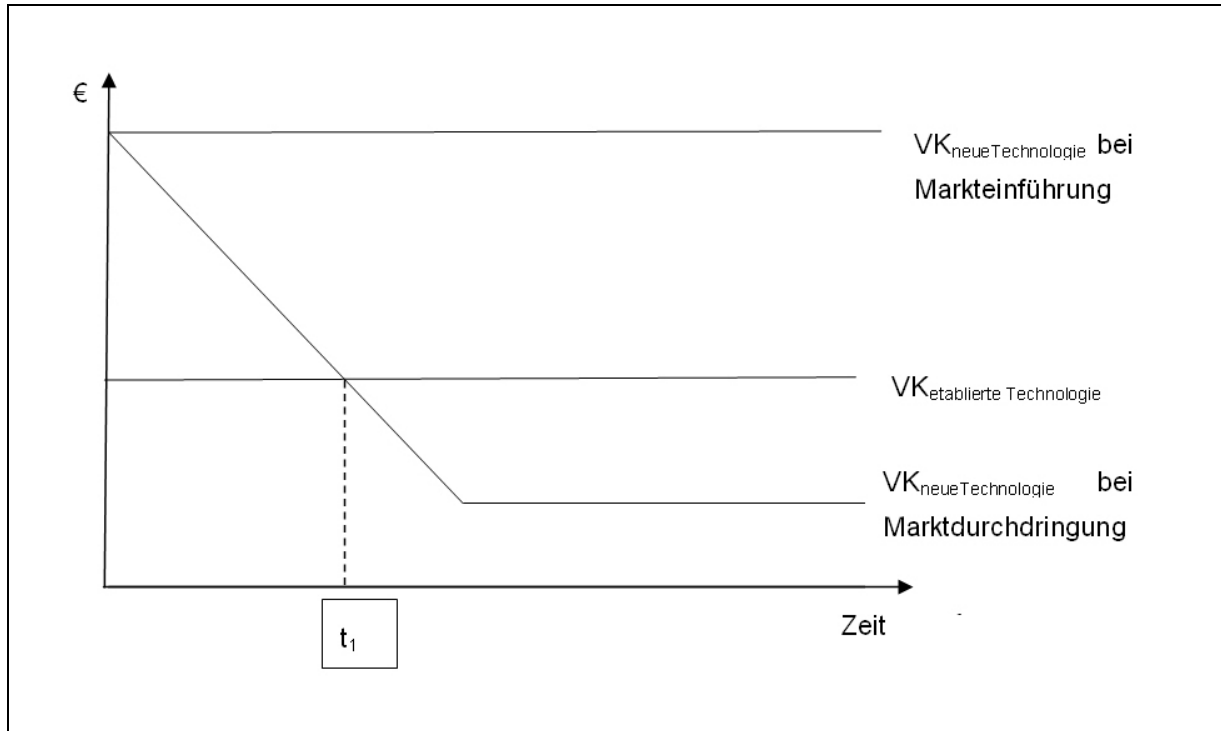
An Abbildung 1 lässt sich das einfach zeigen: Es sei hier ohne Verlust an Allgemeinheit der Aussage unterstellt, dass die Vermeidungskosten der etablierten Technologie je Emissionseinheit über die Zeit konstant bleiben und unter den Kosten für die fundamental neue Technologie bei Markteinführung liegen. Demnach wird die neue Technologie von den Marktteilnehmern nicht gewählt und ihre Kosten verändern sich über die Zeit nicht. Kommt es aber (z. B. durch anderweitige Förderung der neuen Technologie) zu ihrer großflächigen Markteinführung, dann sinken ihre Kosten ab t_1 unter die Kosten der konventionellen Technologie. Auch in dem Falle, dass die Mehrkosten bis zum Zeitpunkt t_1 von den später eingesparten Kosten bei weitem kompensiert werden, führt der Emissionshandel allein nicht zur Markteinführung (vgl. FISCHEDICK und SAMADI 2010; del RÍO GONZÁLEZ 2008).

In dem Maße, in dem Firmen auch von den Erfahrungen anderer lernen, also sogenannte Spill-over-Effekte existieren, ist dies kein Problem mangelnder Voraussicht, denn die Aufbringung der Mehrkosten in der ersten Periode, die sich für alle gemeinsam in der Zukunft lohnt, ist ein typisches Prisoners' Dilemma (vgl. z. B. BLÄSI und REQUATE 2010; ARROW 1962; JAFFE et al. 2005). Dasselbe gilt auch für Größenvorteile durch

Kostendegressionen auf noch weiter vorne liegenden Produktionsstufen, die ebenfalls für die Branche als Ganzes auftreten, sodass auch hier die Erstanwender positive externe Effekte für die später Investierenden erzeugen.

Abbildung 1

Grenzvermeidungskosten neuer Technologien



Quelle: Eigene Darstellung

Während der Handel demnach zwar kurzfristig oder „statisch“ effizient sein kann und somit kurzfristige Ziele zu den niedrigsten Kosten erreichen lässt, so kann er langfristige oder „dynamische“ Kosteneffizienz nicht garantieren, denn er bewirkt nicht automatisch das Erreichen eines langfristigen Ziels zu den niedrigsten Kosten.

Del RÍO GONZÁLEZ (2008) weist in diesem Zusammenhang auch darauf hin, dass eine frühzeitige Förderung dieser neuen Technologien, die zu früher Kostendegression in der Produktion führt, einen starken Anstieg des Emissionspreises und der Grenzvermeidungskurven vermeiden kann. Spezielle Förderprogramme für neue Technologien haben demnach den weiteren Vorteil, dass die Vermeidungskostenkurve elastischer wird und damit die Zielanpassung auch an strikter werdende Ziele weniger Verwerfungen aufwirft. Dies ist besonders dann von Bedeutung, wenn der Emissionshandel – wie in der EU – so gestaltet ist, dass die Emissionsvermeidungsziele über die Zeit immer strikter festgelegt werden. Bei vorgegebenen langfristigen Zielen steigen die Grenzvermeidungskosten der konventionellen Technologien irgendwann stark an. Wenn zu diesem Zeitpunkt die neuen Technologien noch in der Markteinführung sind, dann werden sie jetzt zwar wettbewerbsfähig, aber stehen nur zu den hohen Einführungskosten zur

Verfügung. Eine frühe Förderung vielversprechender Technologien kann damit die Erreichung strikter Emissionsziele mit geringeren Friktionen erlauben (ähnlich auch FISCHEDICK und SAMADI 2010).

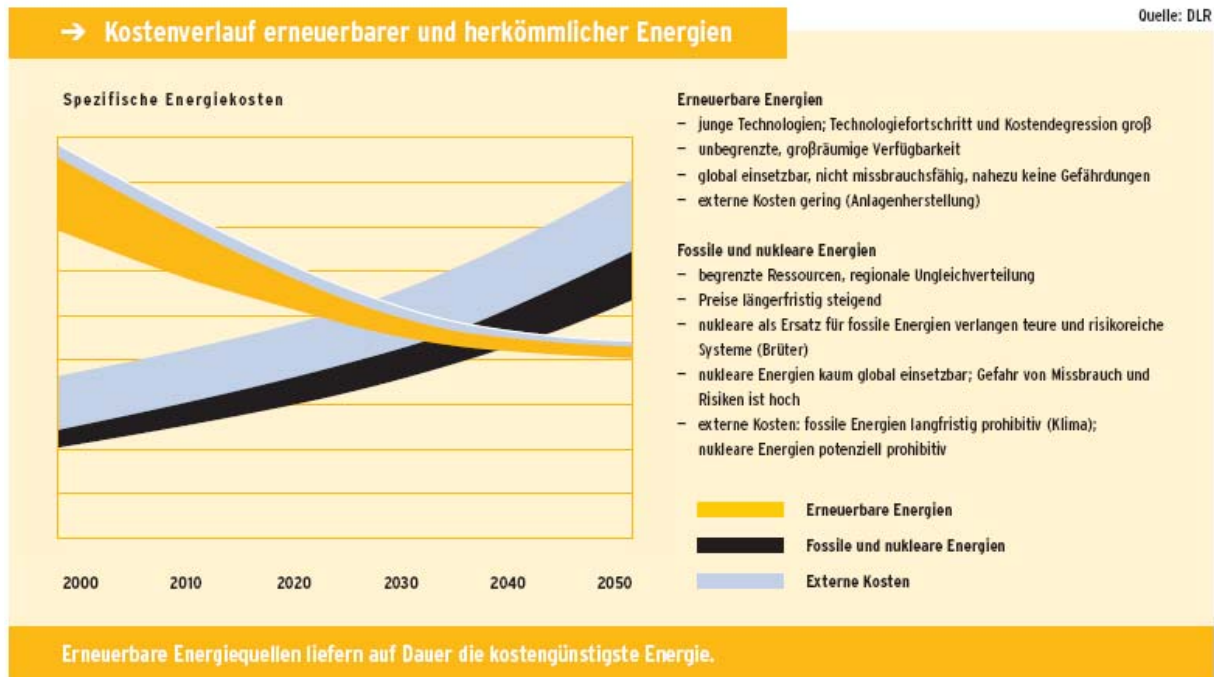
MÖST und FICHTNER (2010) versuchen, diesen Effekt zu quantifizieren und schätzen, dass eine Förderung erneuerbarer Energien die Knappheit von Emissionszertifikaten reduzieren und somit die marginalen Vermeidungskosten bis 2030 um bis zu 30 % verringern kann.

Die bereits eingetretenen und zu einem großen Teil durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hervorgerufenen Reduzierungen der spezifischen Energiekosten bei Wind, Sonne und Biogas zeugen ebenfalls von großen Kostensenkungspotenzialen durch Lernkurveneffekte und Economies of Scale. Die deutlichsten Kostenreduktionen wurden so zum Beispiel bei der Photovoltaik (PV) erzielt. Während Strom aus PV-Anlagen 1985 noch etwa 1,50 €/kWh kostete, liegen die Stromgestehungskosten heute zwischen 0,30 €/kWh bei großen netzgekoppelten Generatoren und bis maximal 0,55 €/kWh bei kleineren Anlagen auf Einfamilienhäusern (BMU 2009, S. 79). Bei Windenergieanlagen haben sich die spezifischen Kosten je kWh Jahresenergieertrag seit 1990 halbiert. Unter Berücksichtigung der Betriebs- und Wartungskosten werden dadurch bei den in Deutschland typischen Jahreswindgeschwindigkeiten von durchschnittlich 5 bis 6 m/s an der Küste und 4 bis 5 m/s (50 m über Grund) an guten Binnenlandstandorten, Stromgestehungskosten zwischen 5 und 12 ct/kWh erreicht (BMU 2009, S. 70).

Es kann davon ausgegangen werden, dass ohne eine Förderung dieser Energien ihr inzwischen großes Potenzial nicht hätte erschlossen werden können. Trotz beachtlicher Kosteneinsparungen in den letzten Jahren wird auch für die Zukunft mit wachsender Erfahrung, technischem Fortschritt und durch Großserienproduktion eine weitere beträchtliche Reduzierung der Kosten erwartet, die im Zusammenspiel mit der Verteuerung der fossilen Energien langfristig erneuerbare Energien nicht nur wettbewerbsfähig, sondern auf Dauer zur kostengünstigsten Energieform machen könnten (Abbildung 2, für zukünftiges Kostenreduktionspotenzial vgl. auch NEIJ 2008). In diesem Fall ist eine Förderung der zukunftsfähigen Technologien weiterhin volkswirtschaftlich sinnvoll. Wenn allerdings Technologien die in sie gesetzten Erwartungen nicht erfüllen, dann muss der Staat ihre Förderung auch einstellen.

Abbildung 2

Plausibler Kostenverlauf erneuerbarer und konventioneller Energien



Quelle: BMU 2009

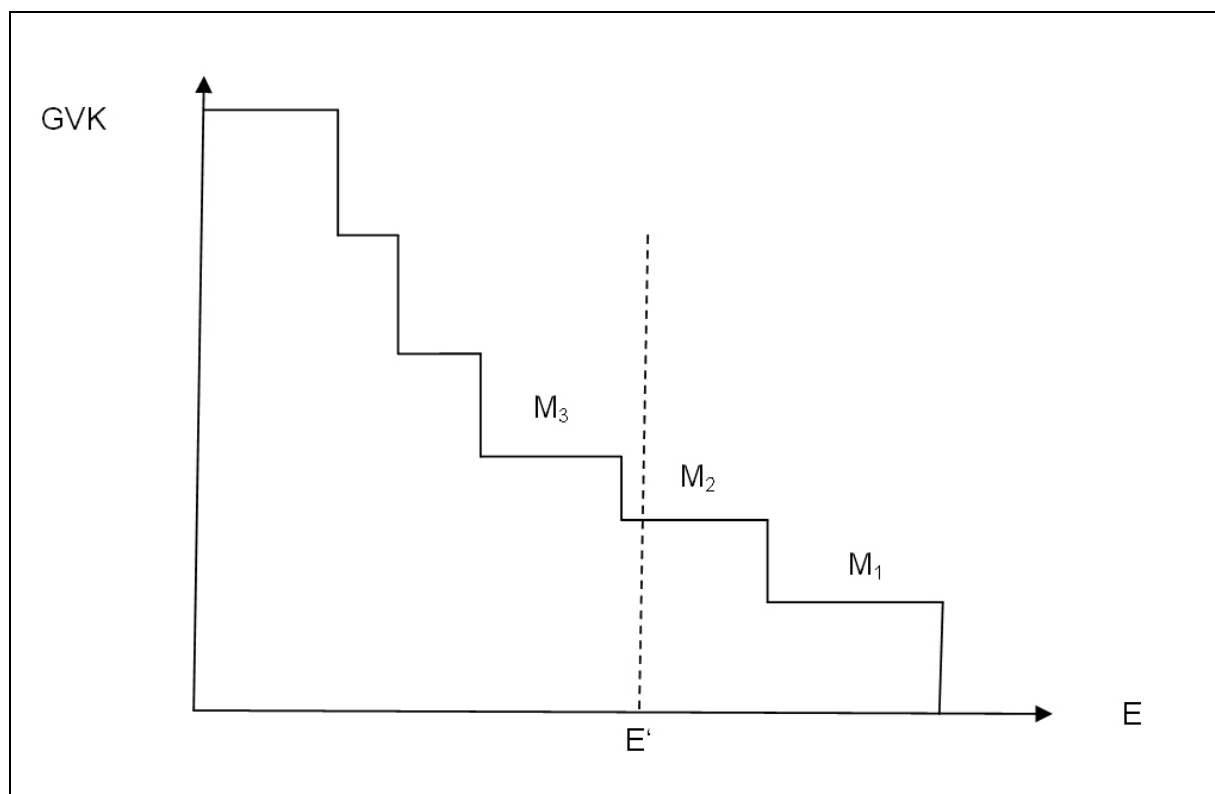
Aufgrund der großen Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung von Kosten ist es letztendlich das Problem einer jeden Politik, die neue Technologien fördert, dass sie damit unter Umständen auch Technologien fördert, die langfristig nicht wettbewerbsfähig sein werden. Wieweit eine solche Förderung neuer Technologien von dem Ziel kurzfristiger Kostenminimierung abweichen darf, ist demnach eine politische Entscheidung. Ohne sie haben aber auch langfristig kostengünstige Technologien unter Umständen nie eine Chance, mindestens aber wird der Zeitpunkt, an dem diese Technologien eingesetzt werden können, suboptimal weit in der Zukunft liegen.

3.2 Pfadabhängigkeiten von Investitionen bei Unsicherheiten über zukünftige Entwicklungen

Für eine kostenminimierende Emissionsvermeidung durch den Emissionshandel wird unterstellt, dass Unternehmen die ihnen zur Verfügung stehenden Vermeidungsmaßnahmen in eine Rangfolge bringen: zuerst die insgesamt (d. h. über den gesamten relevanten Zeithorizont) kostengünstigsten Maßnahmen, mit denen ein bestimmtes Maß an Vermeidung erreicht werden kann, dann die etwas teureren, die weitere Emissionsreduktion ermöglicht, dann noch teurere etc. So werden zuerst alle kostengünstigsten Vermeidungsmöglichkeiten genutzt, bevor auf teurere zurückgegriffen wird. Für die Erreichung des Emissionsziels E' in Abbildung 3 kämen damit die Maßnahmen M_1 und M_2 zum Zuge. Bei einem strengeren Emissionsziel würde dann zusätzlich die Maßnahme M_3 gewählt werden.

Abbildung 3

Die Maßnahmen hinter den Grenzvermeidungskostenkurven



Quelle: Eigene Darstellung

Tatsächlich aber sind die einzelnen Maßnahmen nicht voneinander unabhängig. Manche teureren Alternativen, bei denen es zur Nutzung vollständig anderer Technologien kommt, machen die bisher getätigten Maßnahmen obsolet. So haben zum Beispiel technische Verbesserungsmaßnahmen zur Wirkungsgradsteigerung (z. B. Einsatz höherer Drücke im Dampfkreislauf) keinen Effekt mehr, wenn eine alternative Anlage genutzt wird. Wenn Unternehmen immer langfristig unter vollkommener Voraussicht planen, ist dies kein Problem. Das heißt, wenn sie wissen, wie sich über zukünftige Perioden der Zertifikatpreis entwickelt, wählen sie die Kombination von Alternativen, bei der sie über die Gesamtlaufzeit der Investition die niedrigsten Kosten haben, also die Differenz zwischen den eingesparten Zertifikatkosten (bei Auktionierung) und den (niedrigeren) aufzuwendenden Kapital- und Betriebskosten am größten ist. Wenn ihre Einschätzung die Realität richtig wiedergibt, dann wird (abgesehen von dem oben erwähnten Problem der Kostendegression nach Markteinführung) das Emissionsziel auf dem langfristig kostengünstigsten Weg erreicht. Wenn das nicht der Fall ist, und die Unternehmen haben die Entwicklung der Zertifikatpreise unterschätzt, kommt es jedoch zu im Nachhinein unnötigen Kosten.

Tatsächlich ist vollkommene Voraussicht weder für den Staat noch für private Akteure, weder in der Emissionsvermeidung noch bei rein kommerziellen Investitionen gegeben, sodass solche „unnötigen“ Kosten immer wieder auftreten. Im Fall des Übergangs auf eine

weitgehend dekarbonisierte Elektrizitätsversorgung nehmen diese Probleme aber eine besondere Schärfe an und können eine Ergänzung des Emissionshandels rechtfertigen. Dieses zusätzliche Problem ergibt sich aus der Faktorspezifität, dem Grad der alternativen Verwendbarkeit getätigter Investitionen (WILLIAMSON 1990, S. 60). Investitionen in der Energiewirtschaft sind sehr oft gekennzeichnet von einem hohen Grad an Faktorspezifität, sind damit überwiegend für nur einen bestimmten Verwendungszweck vorgesehen und gelten, einmal getätigt, als „sunk costs“.

Es ist davon auszugehen, dass bei einer schrittweisen Verschärfung des Emissionsminderungsziels die Preise für Emissionszertifikate steigen werden. Wenn Unternehmen sich aber hauptsächlich an den herrschenden Zertifikatkosten orientieren (oder den zukünftigen Zertifikatpreis stark unterschätzen), dann kommt es zu Investitionen, mit denen die Emissionen reduziert werden, die aber zum einen langfristig nicht ausreichen werden und zum anderen die relative Vorzüglichkeit weiterer Emissionsminderungsmaßnahmen zugunsten inkrementeller Investitionen verändern. Einmal getätigte Investitionen, zum Beispiel in ein effizientes Kohlekraftwerk, sind sehr spezifisch, denn sie eignen sich nicht für einen anderen als den ursprünglich vorgesehenen Gebrauch. Wenn das Kohlekraftwerk nicht mehr zur Produktion von Elektrizität in Deutschland genutzt werden kann, dann können vielleicht noch einzelne Maschinenteile verkauft werden, aber die Investitionskosten lassen sich auf diese Weise nicht mehr hereinholen, sie sind somit zum größten Teil „sunk costs“.

Zur Illustrierung dieses Problems sei angenommen, dass der durch eine Firma A getätigte Bau eines sehr effizienten Kohlekraftwerkes zum Ersatz eines alten Braunkohlekraftwerkes für einen erwarteten eher niedrigen Zertifikatpreis p_1 die optimale Lösung war. Bei einem höheren Preis p_2 aber hätte die Firma eine andere Lösung gewählt, zum Beispiel mehrere Gaskraftwerke oder auch die Investition in einen Windpark. Wenn aber der Preis nun unerwartet auf p_2 steigt, dann sind die Investitionskosten in das Kraftwerk „sunk costs“. Beim Vergleich der Kosten zur Anpassung an die neue Situation fallen sie nicht mehr ins Gewicht. Das heißt, nur die inkrementellen Kosten zur Aufrüstung des Kraftwerkes, auch diese wieder zu einem großen Teil als sehr spezifische Investition, werden den Gesamtkosten für die Errichtung der Gaswerke oder des Windparks gegenübergestellt. Es ist selbstredend, dass dieser Vergleich zu einer tendenziellen Bevorzugung des Kohlekraftwerkes und auch dann zur Nutzung des Kraftwerkes führt, wenn dies bei einem Vollkostenvergleich, bei dem von Anfang an mit dem höheren Preis p_2 gerechnet wurde, nicht die kostenminimale Vermeidungsalternative dargestellt hätte. Durch die ursprüngliche Fehleinschätzung kommt es demnach auch in der Zukunft zu einem Festhalten an dem gesamtgesellschaftlich langfristig suboptimalen Vermeidungspfad.

Selbstverständlich verfügt auch der Staat nicht über vollständige Information, doch gibt es hier einen zentralen Unterschied: Die Wirkungsweise des Emissionshandels beruht auf den

staatlich gesetzten Zielen als Emissionsobergrenze für den Emissionshandel. Werden hier Fehler gemacht, dann findet sich diese Fehlsteuerung sowieso im Emissionshandel wieder, sie ist also kein Kriterium für oder gegen die Funktionsweise des Emissionshandels. Die Unternehmen richten sich aber nicht an dem relativ klaren langfristigen Ziel aus, sondern an ihrer Einschätzung über den Preis. Wie wir gesehen haben, geht bei einem Emissionshandelssystem alle Unsicherheit in den Preis und damit ist die Basis von privaten Entscheidungen deutlich unsicherer und volatiler als die Basis der staatlichen Entscheidungen, dem langfristigen Emissionsziel.

Verstärkt wird diese Unsicherheit über den Preis noch dadurch, dass CO₂-Emissionen in besonders starkem Maße von der wirtschaftlichen Situation abhängen, da ein gegebenes Emissionsziel je nach wirtschaftlicher Situation entweder mit geringen Anstrengungen oder nur mit hohen Grenzvermeidungskosten zu erreichen ist. Die globale Wirtschaftskrise, die Europa 2008 in eine Rezession führte, zeigt dies deutlich. Der Einbruch der wirtschaftlichen Aktivität und damit auch der Elektrizitätsnachfrage bedeuteten einen reduzierten Emissionsausstoß zu Grenzkosten von Null, der dazu führte, dass zur Erreichung der zurzeit vorgegebenen Emissionsminderungen in der EU viele Emissionsreduktionsmaßnahmen überflüssig wurden, was wiederum Auswirkungen auf den Zertifikatpreis hat. In Boomzeiten kommt es zur entgegengesetzten Wirkung.

Hinzu kommt in der realen Welt auch noch eine Unsicherheit über die langfristige Glaubhaftigkeit politischer Vorgaben. Beides führt dazu, dass Aussagen über die langfristige Entwicklung des Zertifikatpreises mit großen Unsicherheiten behaftet sind. Wie oben gezeigt, führen fehlerhafte und hier vor allem nach unten abweichende Einschätzungen der langfristigen Entwicklung der Emissionsrechtspreise im Emissionshandelssystem sehr schnell zu Abweichungen von langfristig kostenminimalen Lösungen.

Die Problematik verschärft sich noch, wenn das Phänomen der Kostendegression über die Zeit (Lernkurven, Größenvorteile) mit dem Problem factorspezifischer Investitionen kombiniert auftritt. Dann ist es nämlich, wie oben dargestellt, für die Unternehmen selbst bei vollständiger Voraussicht nicht effizient, neue Technologien einzusetzen, bevor es zur Kostendegression gekommen ist. Wenn diese aber zu einem späteren Zeitpunkt bei einem Vollkostenvergleich erreicht ist, dann konkurriert die neue Technologie immer noch mit ihren vollen Kosten gegen die inkrementellen Kosten zur Verringerung der Emissionen bereits bestehender Anlagen und die etablierte Technologie erhält auf diese Art immer noch einen „Bestandsschutz“, der vom Emissionshandel allein nicht beseitigt werden kann.

Beides führt dazu, dass neue Technologien gegenüber inkrementellen Veränderungen vom Emissionshandelssystem benachteiligt werden, sodass zusätzliche Maßnahmen notwendig bleiben, wenn eine langfristig kostenminimale Emissionsverminderung erreicht werden soll.

Neben den oben genannten Problemen von zu niedrigen Erwartungen bezüglich der Zertifikatpreise wird eine Verstärkung der Pfadabhängigkeit auch damit begründet, dass die

schwankenden Zertifikatpreise Unternehmen dazu veranlassen, kostenintensive und faktorspezifische, das heißt in gewisser Weise irreversible Investitionsausgaben zu verschieben, sodass es zu einer Bevorzugung inkrementeller Investitionen gegenüber dem Bau neuer Investitionen in die Emissionsvermeidung kommt (BLYTH 2010).

Es kommt für ein Unternehmen grundsätzlich darauf an, zukünftige Entwicklungen möglichst gut antizipieren zu können. Der Zertifikatpreis kann über oder unter dem allgemein erwarteten Preis liegen. Liegt er über dem erwarteten Preis, haben all jene einen Vorteil, die bereits in die neue Technologie investiert haben, während die anderen noch den hohen Preis für ihre nicht unmittelbar zu reduzierenden Emissionen zahlen müssen. Umgekehrt haben bei niedrigeren als erwarteten Preisen all diejenigen einen Vorteil, die nicht entsprechend investiert haben, weil sie nicht mit faktorspezifischen unrentablen Investitionen belastet sind. Aufgrund der Faktorspezifität dieser Investitionen ist ein Unternehmen an diese jedoch langfristig gebunden, obwohl sie bei „zu niedrigen“ Zertifikatpreisen nicht rentabel sind. Dagegen können bei unerwartet hohen Preisen Investitionen in der Regel vergleichsweise schnell nachgeholt werden. Dies führt dazu, dass es Vorteile gibt, wenn mit großen faktorspezifischen Investitionen gewartet wird, bis zusätzliche Informationen verfügbar sind. Inkrementelle Investitionen in bestehende Kraftwerke wiederum, die das Leben dieser verlängern, lohnen sich, solange die Investitionskosten unter dem Optionswert des „Wartens“ liegen. BLYTH (2010) wendet diesen auf die Realoptionstheorie beruhenden Ansatz am Beispiel von Energieträgerwechsel im Elektrizitätssektor von Kohle zu Gas an und kommt zu dem Ergebnis, dass Anreize für Investitionen in neue Kraftwerke größer sein müssen als von der klassischen Ökonomie gefordert. Gerade die Varianz der möglichen CO₂-Preise führt dann, wenn erwartet wird, dass sich diese in der Zukunft deutlich verringert, dazu, dass „Warten“ attraktiver wird, was bedeutet, dass inkrementelle Verbesserungen an bestehenden Anlagen grundsätzlich neuen Investitionen vorgezogen werden (ebd. S. 22).

Grundsätzlich sind solche Überlegungen natürlich auch für die Gesellschaft anzustellen, sie führen also für sich genommen nicht zu einer Suboptimalität des Ergebnisses. Wenn in Zukunft zusätzliche Informationen zu besseren Entscheidungen führen, einmal getätigte Entscheidungen aber langfristige Bindungswirkung entfalten, dann erhöht das individuell wie auch gesellschaftlich den Wert des Wartens (vgl. hierzu bereits ARROW und FISHER 1974).

Ein Unterschied zwischen gesellschaftlicher und einzelwirtschaftlicher Vorteilhaftigkeit kann sich aber dann ergeben, wenn durch die Investition zusätzliche Information für alle Marktteilnehmer generiert wird. Wenn wichtige Informationen für die gesamte Gesellschaft dadurch gewonnen werden, dass einzelne Unternehmen als erste Maßnahmen ergreifen, dann ist es für die Gesellschaft sinnvoll, dass diese Maßnahme ergriffen wird. Für das einzelne Unternehmen zeigt sich aber eine Situation als am vorteilhaftesten, bei der andere die Informationen bereitstellen, von denen es als „Free Rider“ einen Vorteil hat.

Auf Märkten ergibt sich zusätzliche Information immer durch die Handlung aller Akteure. Damit erfolgt die Informationsgewinnung zu einem entscheidenden Teil als externer Effekt. Allerdings kommt es für die Vorteilhaftigkeit der Option „Warten“ im Zusammenhang mit dem Emissionshandel vor allem darauf an, ob in der Zukunft durch das Handeln anderer Akteure die Varianz der möglichen Preise reduziert werden kann. Nur dann wird „Warten“ durch eine informiertere Entscheidung belohnt. Für die ersten Jahre des Emissionshandels erscheint dies plausibel, denn manche der Unsicherheiten ergeben sich aus dem Lernen an und mit einem neuen Markt. Über eine längere Frist allerdings dürfte dieses Argument an Bedeutung verlieren, denn eine ganze Reihe von Preisunsicherheiten zum Beispiel aufgrund der wirtschaftlichen Bedeutung lassen sich auch durch „Warten“ nicht abbauen.

3.3 Probleme bei der Finanzierung von Emissionsvermeidungsmaßnahmen

Im Grundmodell des Emissionshandels wird Finanzierungsproblemen keine Bedeutung beigemessen. Alle Investitionen, die eine entsprechende Kapitalrentabilität aufweisen, können auch finanziert werden. Dies entspricht jedoch nicht der Realität. Banken können sich zwar die Übernahme höherer Kreditausfallrisiken durch höhere Zinssätze vergüten lassen, doch sind sie allein aufgrund geltender Eigenkapitalvorschriften angehalten, an die Vergabe von Krediten relativ hohe Sicherheitsanforderungen zu stellen. Eine Studie des Chatham House in London kam daher zu dem Schluss, dass es entscheidend ist, dass politische Maßnahmen auf die relevanten Faktoren eingehen, die Banken bewerten, wenn sie die Finanzierbarkeit von Projekten analysieren (HAMILTON 2009). Alle bestehenden Risiken, inklusive der, welche durch staatliche Regulierung und Intervention und die Grenzen der bestehenden Infrastruktur entstehen, müssen dabei berücksichtigt werden. Von zentraler Bedeutung sind eindeutige Ziele, langfristige politische Stabilität und Präzision im Design der Instrumente. Dies erklärt auch, warum der größte positive Einfluss auf die Investitionsfreudigkeit von Kapitalgebern bisher von einer Politik zur Förderung erneuerbarer Energien ausging, die verlässliche Einnahmen generierte (HAMILTON 2009).

Dass hohe Preisunsicherheiten Investitionen stark erschweren, zeigen auch die Schwierigkeiten einer Quotenregelung (green certificates), wie sie in Großbritannien zur Förderung erneuerbarer Energien eingesetzt wurde. Die Quotenregelung ist im Prinzip nichts anderes als ein Negativ des Emissionshandels, durch das die Energieversorger verpflichtet werden, einen bestimmten Teil ihrer Energieversorgung mit erneuerbaren Energien vorzunehmen. Die hohen Preisunsicherheiten dieses Instrumentes führten dazu, dass notwendige Investitionen nicht kreditfinanzierbar waren und letztlich in Großbritannien der Einsatz erneuerbarer Energien teurer erkaufte wurde als in Deutschland, obwohl die Quote eigentlich analog zum Emissionshandel zu einer kostenminimalen Zielerreichung führen sollte (MENDONÇA et al. 2010, S. 152–154; DINICA 2006; Carbon Trust 2007; FOUQUET und JOHANSSON 2008, S. 4085). Dies deutet darauf hin, dass die Volatilität der Preise zu

einem ernststen Hindernis für die Durchführung langfristig rentabler Investitionen werden kann, sodass eine Reduzierung dieser Preisunsicherheiten durch Ergänzungen des Emissionshandels einen wichtigen Beitrag zu einem kostengünstigen Umstieg auf erneuerbare Energien darstellen kann.

4. Besonderheiten des Elektrizitätsmarktes

Neben Abweichungen zwischen den Annahmen des Grundmodells und der Realität, die grundsätzlich für alle Wirtschaftssektoren festzustellen sind, führen bestimmte Besonderheiten des Elektrizitätssektors dazu, dass der Emissionshandel von weiteren Instrumenten begleitet werden muss, wenn kostensenkende Investitionen in Wind- und Solarenergie eine Chance haben sollen. Hier ist zum einen die Netzgebundenheit der Elektrizitätstransporte zu nennen, die die Wirkung des Emissionshandels in diesem Sektor einschränken, und zum anderen die Volatilität der Erzeugung von Wind- und Solarstrom, die im Zusammenhang mit den Verhältnissen auf dem Strommarkt zumindest noch für längere Zeit die Finanzierung von Anlagen zur Gewinnung von Sonnen- und Windenergie gefährden.

4.1 Fehlende Anreize für Netzausbau

Erneuerbare Energien wie vor allem Wind- und Sonnenenergien können in großem Maßstab nur eingesetzt werden, wenn dadurch die Versorgungssicherheit auch in Zukunft zu jedem Zeitpunkt gewährleistet bleibt. Dies erfordert sowohl einen europaweiten als auch national neuen Ausbau von Netzen, vor allem von Fernverbindungen zwischen den neuen Erzeugungs- und den Verbrauchszentren. Zusätzlich werden ein regionaler Ausbau der Speicher und eine Weiterentwicklung der Speichertechnologie erforderlich sein. Im Gegensatz zur derzeitigen Energieerzeugung mit Kohle finden sich die Erzeugungszentren für Sonnen- und Windenergie nicht in der Nähe der heutigen auf die Nutzung fossiler Energien gegründeten Verbrauchszentren. Der notwendige Netzausbau zur Nutzung dieser Energien lässt allein durch die Netzwerkeffekte im Elektrizitätssystem Beharrungstendenzen entstehen, die eine optimale Umsteuerung ohne weitere Maßnahmen neben dem Emissionshandel zumindest stark erschweren.

Gibt es keine zusätzlichen staatlichen Eingriffe in den Netzausbau, so werden trotz Emissionshandels CO₂-Vermeidungsalternativen, für deren Nutzung zuerst Netze gebaut werden müssten, gar nicht oder erst sehr spät zum Tragen kommen, weil die Produktion bereits der ersten neuen Anlage zusätzliche Netzkosten verursacht und damit kurzfristig gesehen keine wettbewerbsfähige Alternative darstellt. Fehlende Netze können damit ein wichtiger Punkt sein, warum sich kostengünstige Technologien nicht durchsetzen. Dies ist ein weiterer Grund, den Emissionshandel auch hinsichtlich des Ausbaus von Netzen mit weiteren Instrumenten zu flankieren.

4.2 Preisbildung im Strommarkt als Hindernis für Stromerzeugung aus Wind und Sonne

Auch abgesehen von der Netzproblematik ergibt sich aus den Besonderheiten der Strommärkte, vor allem des Stromangebotes, ein zusätzliches Problem für die Stromerzeugung insbesondere aus den stark fluktuierenden Energiequellen Wind und

Sonne. Dies führt dazu, dass Wind- und Solarkraftwerke auch dann nicht gebaut werden, wenn sie die kostengünstigste Alternative zur Erreichung des Emissionsziels darstellen. Anders als die eben beschriebenen Probleme handelt es sich nicht nur um ein Problem der Markteinführung. Das Problem verstärkt sich vielmehr, wenn die Elektrizitätsversorgung vollständig auf erneuerbare Energien umgestellt würde – zumindest solange, bis ausreichend Speicherkapazitäten zur Verfügung stehen.

Ausreichender Anreiz für den Bau einer Anlage besteht dann, wenn die diskontierten Einnahmen der Zukunft größer sind als die diskontierten Kosten. Wie BODE und GROSCURTH (2008) zeigen, ist das Problem bei Wind- und Sonnenenergie auf der Einnahmenseite zu finden. Die Einnahmen entsprechen dem Preis an der Strombörse zum Zeitpunkt des Verkaufs, multipliziert mit der abgegebenen Menge. Der Strompreis wiederum bildet sich auf Basis der Grenzkosten der Erzeugung.

Zur Vereinfachung beschränken wir uns bei der folgenden Argumentation zuerst einmal auf Windkraft, die für Nordeuropa allen Schätzungen zufolge auch langfristig die bei weitem wichtigste erneuerbare Energiequelle sein wird. Die Argumentation gilt aber für alle erneuerbare Energien, deren produzierte Menge je nach Wetterbedingungen stark schwankt, und die weitgehend kostenlos zur Verfügung stehen, also insbesondere auch für die Solarenergie, die aller Voraussicht nach in Südeuropa und Nordafrika die vorherrschende erneuerbare Stromquelle sein wird. Zudem nehmen wir in unserem Szenario erst einmal an, dass keine nennenswerten Speicherkapazitäten zur Verfügung stehen, wie es zurzeit auch der Fall ist. Um das Argument deutlich zu machen, nehmen wir darüber hinaus an, dass neben dem Emissionshandel kein weiteres Förderinstrument für erneuerbare Energien existiert.

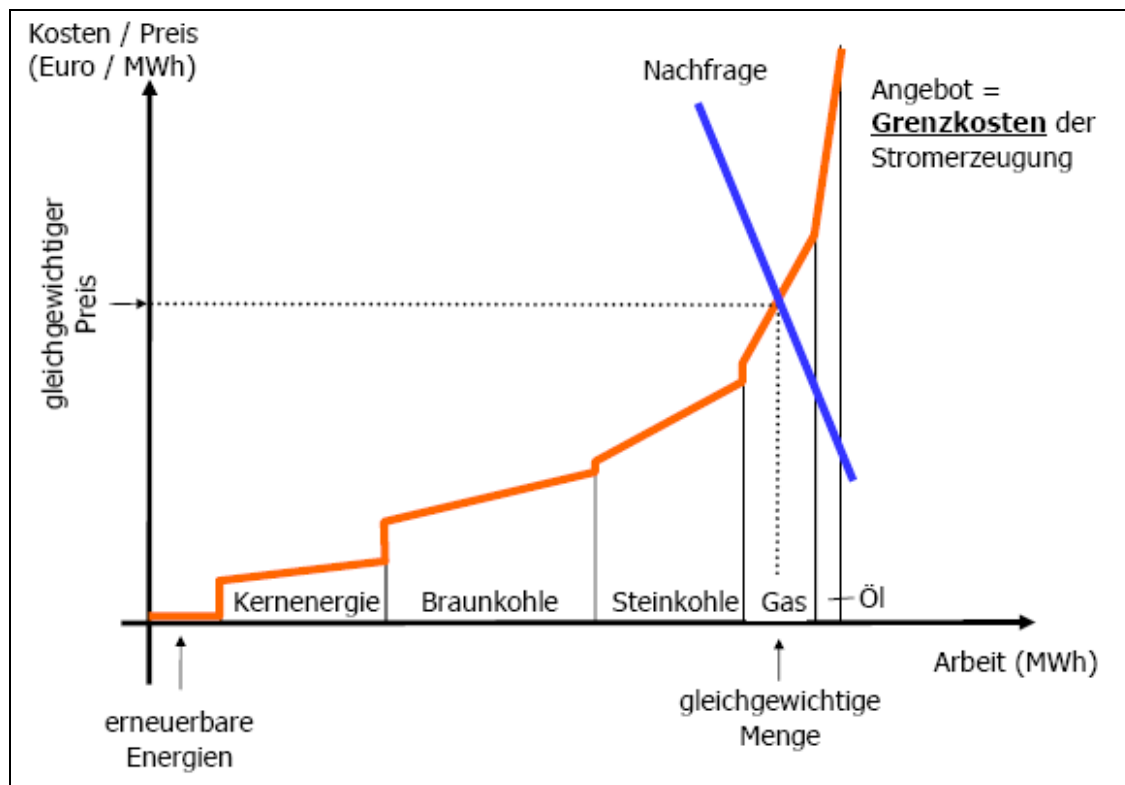
Wir werden dann in einem zweiten Szenario untersuchen, wie sich die Situation verändert, wenn in größerem Maße Speicher zur Verfügung stehen. Dies ist das Szenario, das wir mittelfristig für am günstigsten realisierbar halten (vgl. SRU 2010). Es erfordert neben dem Bau oder einer besseren Nutzung vorhandener Speicher in erster Linie einen Zusammenschluss von Deutschland mit zum Beispiel Dänemark und Skandinavien, wozu bereits erste Anstrengungen laufen. So haben die Vertreter mehrerer EU-Mitgliedsländer die Nordsee-Offshore-Initiative ins Leben gerufen, um ein Energienetz in der Nordsee zu verlegen und damit die Anbindung neuer Offshore-Windparks zu gewährleisten (EWEA 2010).

4.2.1 Szenario 1: keine Speicher

Übertragungsnetzbetreiber haben unter anderem die Aufgabe, jeweils im Abstand von 15 Minuten über den anstehenden Einsatz der verschiedenen verfügbaren Kraftwerke zu entscheiden, wobei diese nach ihrer Merit Order (der aufsteigenden Reihenfolge ihrer variablen Kosten) eingesetzt werden (Abb. 4).

Abbildung 4

Preisbildung auf dem Strommarkt



Quelle: BODE und GROSCURTH, 2008

Windenergie hat insbesondere im Offshorebereich wegen hoher Kapitalkosten hohe durchschnittliche Gesamtkosten, aber sehr niedrige, Richtung null tendierende Grenzkosten. Aufgrund letzterer steht sie in der Merit Order ganz links. Strom aus Wind wird demnach immer benutzt, wenn er verfügbar ist.

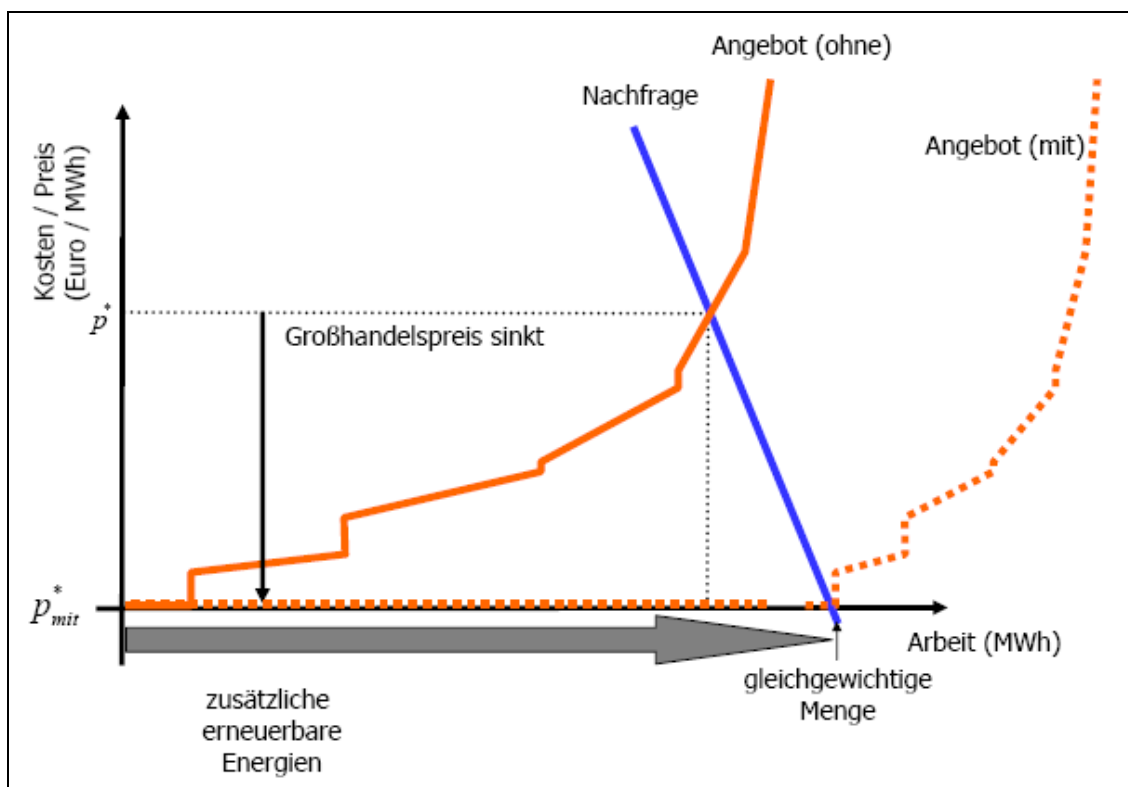
Konventionelle Kraftwerke hingegen haben heute durchschnittlich niedrigere Gesamtkosten, die aber zu einem erheblichen Anteil durch Brennstoff- und CO₂-Kosten bestimmt werden. Die Grenzkosten sind demnach deutlich höher als bei der Windenergie. Aufgrund ihrer höheren Grenzkosten kommen sie dann zum Zuge, wenn die verfügbare Strommenge aus Wasser, Wind- und Sonne nicht ausreicht.

Wenn die Anteile von „Windstrom“ klein sind, dann wird aller von Windkraftanlagen produzierter Strom immer abgenommen, manchmal zu hohen, manchmal zu niedrigen Preisen. Der Emissionshandel führt in dieser Situation zu einer Verbesserung der Rentabilität der Windenergie, da er die Grenzkosten der konventionellen Energie und damit die durchschnittliche Vergütung für Strom erhöht. Bei wachsendem Anteil von Windenergie kommt es aber dazu, dass zu bestimmten Zeiten das Angebot der Erneuerbaren groß genug ist, um die gesamte Nachfrage zu decken. In diesem Fall sinkt der Strompreis auf Werte nahe Null und der Emissionshandel hat keinen Einfluss mehr auf den Preis an der Strombörse.

Damit auch zu Zeiten eher geringer Windstromproduktion die Versorgungssicherheit gewährleistet ist, müssen bei einem hohen Anteil stark fluktuierender erneuerbarer Energien im Netz relativ hohe Überkapazitäten vorhanden sein. Dann gibt es ohne weitere politische Maßnahmen und immer noch unter der Annahme fehlender Speicher positive Preise nur noch, wenn in Nordeuropa wenig Wind weht, ein Windkraftwerksbetreiber also auch keine positiven Deckungsbeiträge erzielen kann. Das würde bedeuten, dass Windkraftwerke auch dann, wenn sie insgesamt (die Überkapazitäten eingerechnet) wettbewerbsfähig zu konventionellen Kraftwerken sind, ihre Vollkosten nicht decken können.

Abbildung 5

Merit-Order bei hoher Windstromeinspeisung



Quelle: BODE und GROSCURTH 2008

Erste Anzeichen, dass eine solche Situation bevorstehen könnte, finden sich schon heute. Im Zeitraum Oktober 2008 bis November 2009 herrschten in 71 Stunden sogar negative Preise an den deutschen Spotmärkten. Das ist darauf zurückzuführen, dass die meisten konventionellen Kraftwerke technischen Restriktionen unterliegen (z. B. Regelbarkeit, Anfahrkosten) und sie deshalb auch dann Strom produzieren, wenn dies teurer ist als ihre variablen Produktionskosten, aber billiger als das Kraftwerk abzuschalten. Wenn es bei Starkwindzeiten zu einem Überangebot an Strom kommt, sind die Betreiber von Kohle- und Atomkraftwerken bereit dafür zu zahlen, dass Strom abgenommen wird, oder ein anderer Betreiber seine Produktion einstellt, sodass neben Zeiten sehr niedriger Preise inzwischen auch Zeiten mit negativen Preisen beobachtet werden (für eine nähere Analyse dieser Ereignisse siehe NICOLOSI 2010).

Für Windkraftanlagen ist dieses Problem (Grenzkostenpreise führen zu Kapitalunterdeckung) noch eine stärkere Belastung als zum Beispiel für Kohlekraftwerke. Diese können ebenfalls zu ihren Grenzkostenpreisen ihre Investitionskosten nicht decken, aber sie produzieren auch, wenn die Marktpreise hoch sind, und können dann positive Deckungsbeiträge erwirtschaften. Dagegen hat die Schwankung des Angebots an Windenergie selbst einen starken Einfluss auf den Preis. Je mehr Windenergie ins Netz gespeist wird, desto niedriger ist der Preis. Dies bedeutet, dass es beim Übergang in ein System, das hauptsächlich auf erneuerbare Energien aufbaut, Zeiten gibt, in denen zwar neue und noch nicht abgeschriebene Grundlastkraftwerke nicht mehr rentabel betrieben werden können, weil sie zu häufig keine oder sogar negative Erlöse machen, aber auch neue Windkraftwerke nicht gebaut werden, weil es nicht möglich ist, die Kapitalkosten über die Stromerlöse wieder hereinzuholen.

In dem Moment, in dem wir nicht nur eine fluktuierende Energiequelle, sondern neben dem Wind auch noch Sonnenenergie in einem großräumigen, unter Umständen über Europa hinausgehenden Verbund betrachten, verringert sich zwar das Problem des Aufbaus von Überkapazitäten, weil es möglich wird, Ausfälle an einer Stelle immer durch die Nutzung von Energie an anderer Stelle auszugleichen. Hier steht bei Ausbau der entsprechenden Technologien und Anlagen insgesamt ein Vielfaches an Energie zur Verfügung, als von Europa und Afrika genutzt werden kann. Das Problem der Nicht-Finanzierbarkeit von Kapitalkosten bleibt dabei aber erhalten, denn es wird aufgrund der konstant großen Mengen produzierten Stroms aus erneuerbaren Energien kaum mehr Knappheitszeiten geben. In dieser Situation produzieren praktisch alle Kraftwerke im Bereich sinkender Durchschnittskosten und machen damit bei Grenzkostenpreisen Verluste. Da ihre Grenzkosten alle relativ nahe beieinander und bei null liegen, gibt es unter rein marktlichen Bedingungen auch keine Möglichkeit mehr, Investitionskosten über Erlöse zu decken. Wenn dies der Fall ist, dann bedarf es zum Aufbau und zur Erhaltung dieses Energiesystems langfristig und nicht nur im Übergang zusätzlicher Anreize, die es ermöglichen, die Kapitalkosten zu refinanzieren.

Wenn in einem solchen Szenario so viele Anlagen zur Stromgewinnung gebaut wurden, dass ständig ein potenzieller Überschuss an Strom herrscht, dann braucht es – technisch gesehen – keine Speicher, die den überschüssigen Strom nachfragen könnten und es kommt dann zur oben beschriebenen Situation. Es ist allerdings wahrscheinlich, dass es aufgrund hoher Kosten für den Anlagenbau zum Beispiel von Offshore-Windanlagen auch Bedarf für Speicher gibt. Dies ist dann der Fall, wenn es kostengünstiger ist, Speicher einzurichten oder zu erhalten als zusätzliche Anlagen zu bauen, denn die Auffüllung der Speicher erfolgt wiederum mit (fast) kostenlosem Strom. Es ist also auch möglich, dass trotz praktisch unendlich zur Verfügung stehender Energiequellen auf Grund von Anlagenkosten ein Energiesystem dann am kostengünstigsten ist, wenn die mit den bestehenden Anlagen bereitstellbare Strommenge nicht immer den Strombedarf deckt, sodass es auch

Einsatzmöglichkeiten für Speicher gibt. Dies ist dann im Prinzip identisch mit der Situation eines Verbundes in Nordeuropa, dem von uns mittelfristig für gut realisierbar und politisch am leichtesten durchsetzbar gehaltenen Szenario (SRU 2010). Dies setzt im Wesentlichen auf die Nutzung von Windenergie und Speichern.

4.2.2 Szenario 2: Nutzung von Speichern

Solange keine Speicher existieren, handelt es sich bei Strom um ein nicht lagerfähiges Gut. Bei dieser Gruppe von Gütern kann es relativ häufig zum Verschwinden von Knappheitspreisen kommen. Nun ist zwar Elektrizität nicht direkt speicherbar, aber es gibt zum Beispiel in Verbindung mit Wasserkraft Möglichkeiten, Strom in eine andere Form potenzieller Energie umzuwandeln. Wird mit überschüssigem Strom Wasser in einen Stausee gepumpt, dann kann bei Bedarf das Wasser abgelassen werden, um daraus Strom zu gewinnen (Pumpspeicher). Ähnliche Möglichkeiten gibt es auch durch das Verdichten von Luft, die in Schwachlastzeiten mit einem elektrisch angetriebenen Verdichter in einer unterirdischen Kaverne gespeichert wird. In Zeiten einer hohen Energienachfrage bei Spitzenlast wird die Druckluft in eine Gasturbine geleitet, die wegen des jetzt nicht mehr nötigen Verdichters ihre volle Leistung an den angekuppelten Generator abgeben kann (Druckluftspeicher).

Obwohl bei beiden Verfahren Energie verloren geht, lohnt sich die Speicherung einzel- und volkswirtschaftlich, da Energie zu Zeiten geringer oder fehlender Knappheiten verloren geht, während mehr Energie eingespeist werden kann, wenn die Knappheiten und damit die Preise für Strom hoch sind. Die Nutzung von Speichern entschärft nicht nur das Problem sehr niedriger Preise bei einem hohen Angebot von Windenergie, sie sorgt gleichzeitig dafür, dass weniger Überkapazitäten vorgehalten werden müssen und so das Gesamtsystem kostengünstiger werden kann.

Grundsätzlich erscheint es plausibel, dass solche Speicher rentabel genug sind, um auch unter reinen Marktanreizen gebaut zu werden und dann auch dauerhaft positive Preise im Stromsektor sicherzustellen, die eine Refinanzierung der Investitionskosten von Wind- und Solarstromanlagen erlauben. Zumindest für eine längere Übergangszeit gibt es dabei jedoch Probleme: Wie bereits erwähnt, nutzen sowohl Pump- als auch Druckluftspeicher besondere natürliche Gegebenheiten. Diese Nutzung unterliegt in allen europäischen Ländern einem Genehmigungsverfahren. Zudem sind die natürlichen Voraussetzungen zu ihrem Bau nicht überall gegeben. Für die Druckluftspeicher kommt in Europa vor allem Norddeutschland in Frage, für Pumpspeicher braucht es bedeutende Höhenunterschiede, wie wir sie in Österreich, der Schweiz und in Skandinavien vorfinden. Genutzt werden können diese Speicher aber selbst mit Genehmigung nur, wenn sie auch mit hoher Leitungskapazität an das europäische Leitungsnetz angebunden sind, wobei wir wieder bei den in Kapitel 4.1. angesprochenen Problemen sind.

Zudem werden Speicher nur gebaut, wenn überschüssige Energie zur Verfügung steht. Überschüssige Energie wird wiederum aufgrund der oben erwähnten Preisgestaltung nur produziert, wenn Speicher zur Verfügung stehen. Beides erfordert einen nicht unerheblichen Umbau der bestehenden Netze. Ein solcher Umbau eines gesamten Systems kann vom Markt allein nicht geleistet werden, oder anders ausgedrückt, marktliche Anreize allein werden diesen Umbau auch dann nicht zustande bringen, wenn er volkswirtschaftlich sinnvoll ist. Je besser der Ausbau aller notwendigen Systemkomponenten aufeinander abgestimmt ist, um so eher können marktliche Anreize wie zum Beispiel der Emissionshandel die weitere Steuerung übernehmen. Aber zumindest für die Übergangszeit bedarf es weiterer Anreize, um die notwendigen Kapazitäten überhaupt aufzubauen, die dann wieder Anlass geben, Speicher zu bauen und damit langfristig zu einem stabilen Stromversorgungssystem mit – über die Zeit gesehen – gutem Ausgleich von Nachfrage und Angebot beitragen. Aus diesen Ausführungen wird deutlich, dass bei einem weitgehenden Umbau der Elektrizitätsversorgung auch weitreichende Systementscheidungen getroffen werden, die ein über den Emissionshandel hinausgehendes Eingreifen des Staates erfordern.

5 Zusammenfassung: Anforderungen an eine Flankierung des Emissionshandels im Stromsektor

Es ist unbestritten, dass der Emissionshandel durch Preise für CO₂- Emissionen die Rentabilität unterschiedlicher Stromerzeugungsalternativen nicht nur hin zu weniger klimaschädlichen konventionellen Kraftwerken, sondern auch zugunsten der erneuerbaren Energien verbessert. In dem von uns geforderten Instrumentenmix bleibt er deshalb auch ein wichtiges Instrument, denn ohne ihn würden die Kosten für andere Instrumente, die wir für die Förderung von erneuerbaren Energien weiterhin für unverzichtbar halten, deutlich steigen. Gleichzeitig fielen die positiven effizienzsteigernden Anreize genauso weg, wie die klare und für die Erreichung internationaler Anstrengungen wichtige Emissionsobergrenze.

Uns ging es in diesem Beitrag vielmehr darum, zu zeigen, warum der Einsatz zusätzlicher Instrumente gerade im Elektrizitätssektor auch dann wichtig ist, wenn diese aufgrund der Emissionsobergrenze im Emissionshandel nicht zu einer Gesamtreduzierung der Emissionen aus den handelspflichtigen Sektoren führen. Wir haben deshalb versucht, wesentliche Gründe aufzuzeigen, die dazu führen, dass bei grundlegenden Pfadänderungen wie der Dekarbonisierung der Elektrizitätserzeugung, der Emissionshandel alleine nicht zu gesellschaftlich kostenminimaler Emissionsvermeidung führt. Als wesentlicher Grund hierfür ist das Auftreten externer Kosten auch bei CO₂-Vermeidungstechnologien zu nennen. Hinzu kommen Kostendegressionsmöglichkeiten, die erst durch eine vom Emissionshandel nicht gewährleistete Marktdurchdringung zu erreichen sind, und unvollkommene Informationen, die insbesondere auf Grund der Faktorspezifität von Kraftwerken als auch der notwendigen Absicherung von Bankkrediten zu Pfadabhängigkeiten führen. Erschwerend hinzu kommen als Besonderheiten des Elektrizitätssystems zum einen die Netzwerkeffekte in diesem stark verbundenen System, die es als ausgesprochen schwierig erscheinen lassen, dass über den Markt die notwendige Steuerung des Gesamtsystems erreicht wird. Zum anderen zeigen sich besondere Probleme der Refinanzierung von Wind- und Solaranlagen, die ebenfalls zusätzliche Instrumente erforderlich machen.

Die Anforderungen an Instrumente, die zusätzlich zum Emissionshandel eingesetzt werden müssen, ergeben sich aus dieser Problemdiagnose. Wir brauchen zum einen für die Einführung von als langfristig kostengünstig eingeschätzten Alternativen zur konventionellen Stromproduktion Förderinstrumente, die diesen Instrumenten Kostendegression durch Marktdurchdringung ermöglichen. Auf eine ausführliche Diskussion solcher Förderinstrumente soll hier verzichtet werden. Eine direkte Unterstützung der Herstellung von fundamental neuen Stromgewinnungsanlagen, wie von BLÄSI und REQUATE (2010) vorgeschlagen, könnte hier durchaus als Alternative zu Einspeisetarifen im Stromsektor, wie wir sie im heutigen EEG haben in Frage kommen. Neben den von diesen Autoren angeführten Wohlfahrtseffekten sind bei der Konzeption von Förderinstrumenten allerdings

auch die Anforderungen der Banken zur Sicherstellung von dringend benötigter Liquidität zu berücksichtigen. Dies gilt zumindest so lange, wie die Liquidität in erster Linie vom privaten Bankensystem bereitgestellt werden soll.

Auch die Problematik faktorspezifischer Investitionen bei unvollkommener Voraussicht führt de facto zu einem Bestandsschutz für bestehende Anlagen und unterstreicht die Notwendigkeit zur speziellen Förderung fundamentaler Investitionen in der Übergangsphase. Zudem ist zumindest auf mittlere Sicht, das heißt bis zum Aufbau entsprechender Speicherkapazitäten, die Unterstützung der Refinanzierbarkeit von Investitionen in Wind- und Solaranlagen notwendig. Diese sollte nach dem Motto „So viel Staat wie nötig und so viel Markt wie möglich“ erfolgen und könnte zum Beispiel die Auktionierung von Zuschüssen zur Stromversorgung in ähnlicher Weise beinhalten wie wir das heute im öffentlichen Nahverkehr kennen.

Die Reduzierung des vom Emissionshandel ausgehenden Investitionsanreizes durch unsichere und unter Umständen stark schwankende Zertifikatpreise bezieht sich nicht allein auf erneuerbare Energien, sondern grundsätzlich auf alle lange in die Zukunft wirkenden faktorspezifischen Investitionen. Hier wäre zu fragen, ob ein Mindestpreis für Zertifikate dieses Problem abmildern kann. Dieser würde weiterhin gewährleisten, dass die Emissionsobergrenze nicht gefährdet ist, würde aber, wenn sich (zeitweilig) dieses Ziel zu niedrigen Kosten erreichen lässt, auch eine (zeitweise) Übererfüllung des Ziels zulassen. Wichtig ist jedoch, dass in diesem Zusammenhang der Emissionshandel nicht durch die Festlegung von Höchst- *und* Mindestpreisen zu einer Art Steuer umfunktioniert wird, denn dann würde die unzweifelhaft wichtige Eigenschaft des Emissionshandels, die Einhaltung einer gut kommunizierbaren und kontrollierbaren Obergrenze zu gewährleisten, gefährdet.

Die Systemeigenschaften des Elektrizitätssektors machen stärker als in anderen Sektoren eine Einmischung des Staates notwendig, der unter anderem die Grundlagen für einen aufeinander abgestimmten Ausbau von Kapazitäten, Netzen und Speichern schaffen muss. Wir halten es durchaus für wichtig, dass diese starke Stellung des Staates in der Umstrukturierung der Elektrizitätsversorgung von der Öffentlichkeit kritisch begleitet und auf ein Minimum reduziert wird, aber aus unserer Sicht gibt es hierzu keine Alternative, wenn eine auf erneuerbare Energien aufbauende Dekarbonisierung im Stromsektor erreicht werden soll.

Literaturverzeichnis

Arrow, K. J. (1962): The Economic Implications of Learning by Doing. *The Review of Economic Studies* 29 (3), S. 155–173.

Arrow, K. J., Fisher, A. C. (1974): Environmental Preservation, Uncertainty, and Irreversibility. *Quarterly Journal of Economics* 88 (2), S. 312–319.

Baumol, W. J., Oates, W. E. (1988): *The theory of environmental policy*. Cambridge, New York, NY: Cambridge University Press.

Bläsi, A., Requate, T. (2010): Feed-in-Tariffs for Electricity from Renewable Energy Resources to Move Down the Learning Curve? *Public Finance and Management* 10 (2). Im Erscheinen.

Blyth, W. (2010): *The Economics of Transition in the Power Sector*. Paris: International Energy Agency.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2009): *Erneuerbare Energien. Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft*. 7. akt. Aufl. Berlin: BMU.

Bode, S., Groscurth, H.-M. (2008): Anreize für Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 12 (7), S. 62–65.

Carbon Trust (2007): *Policy Framework for Renewables: Analysis on Policy Frameworks to Drive Future Investment in Near and Long-Term Renewable Power in the UK*. London: The Carbon Trust and L.E.K. Consulting. <http://www.carbontrust.co.uk/Publications/pages/publicationdetail.aspx?id=CTC610&respos=0&q=policy+framework&o=Rank&od=asc&pn=0&ps=10> (15.04.2010).

Czisch, G. (2005): *Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung. Kostenoptimierte Variationen zur Versorgung Europas und seiner Nachbarn mit Strom aus erneuerbaren Energien*. Kassel, Universität, Institut für Elektrische Energietechnik / Rationelle Energiewandlung, Dissertation.

Dinica, V. (2006): Support systems for the diffusion of renewable energy technologies. An investors perspective. *Energy Policy* 34 (4), S. 461–480.

Donges, J. B., Eekhoff, J., Feld, L. P., Möschel, W., Neumann, M. J. M. (2009): *Für einen wirksamen Klimaschutz*. Berlin: Stiftung Marktwirtschaft. Schriftenreihe 49.

Endres, A. (2007): *Umweltökonomie: Lehrbuch*. 3., vollst. überarb. und wesentl. erw. Aufl. Stuttgart: Kohlhammer.

Endres, A., Ohl, C. (2005): Kyoto, Europe? An Economic Evaluation of the European Emission Trading Directive. *European Journal of Law and Economics* 19 (1), S. 17–39.

EWEA (European Wind Energy Association) (2010): *Political Declaration on the North Seas Countries Offshore Grid Initiative*. http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/policy/Offshore_Wind/Political_declaration_on_the_North_Seas_Countries_Offshore_Grid_Initiative.pdf (26.03.2010).

Fishedick, M., Samadi, S. (2010): Die grundsätzliche wirtschaftstheoretische Kritik am Erneuerbare-Energien-Gesetz greift zu kurz. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 60 (1-2), S. 122–128.

Fouquet, D., Johansson, T. B. (2008): European renewable energy policy at crossroads. Focus on electricity support mechanisms. *Energy Policy* 36 (11), S. 4079–4092.

Grubb, M. (2004): Technology Innovation and Climate Change Policy: An overview of issues and options. *Keio Economic Studies* 41 (2), S. 103–132

Hamilton, K. (2009): Unlocking Finance for Clean Energy: The Need for 'Investment Grade' Policy. London: Chatham House. Energy, Environment and Development Programme Paper 04/09.

IEA (International Energy Agency) (2000): Experience Curves For Energy Technology Policy. Paris: IEA.

Jaffe, A. B., Newell, R. G., Stavins, R. N. (2005): A Tale of Two Market Failures: Technology and Environmental Policy. *Ecological Economics* 54 (2–3), S. 164–174.

Mendonça, M., Jacobs, D., Sovacool, B. (2010): Powering the green economy. The feed-in tariff handbook. London, Sterling, VA: Earthscan.

Michaelis, P. (1996): Ökonomische Instrumente in der Umweltpolitik. Eine anwendungsorientierte Einführung. Heidelberg: Physica.

Monopolkommission (2009): Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb. Sondergutachten der Monopolkommission gemäß §62 Abs. 1 EnWG. Baden-Baden: Nomos. Sondergutachten der Monopolkommission 54.

Möst, D., Fichtner, W. (2010): Renewable energy sources in European energy supply and interactions with emission trading. *Energy Policy* 38 (6), S. 2898–2910.

Neij, L. (2008): Cost development of future technologies for power generation. A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments. *Energy Policy* 36 (6), S. 2200–2211.

Newell, R. G., Stavins, R. N. (2003): Cost Heterogeneity and the Potential Savings from Market-Based Policies. *Journal of Regulatory Economics* 23 (1), S. 43–59.

Nicolosi, M. (2010): Wind Power Integration and Power System Flexibility: An Empirical Analysis of Extreme Events in Germany under the New Negative Price Regime. Köln: Energiewirtschaftliches Institut. EWI Working Paper 10/01.

Nitsch, J. (2008): Weiterentwicklung der Ausbaustrategie Erneuerbare Energien – Leitstudie 2008. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

Nitsch, J., Wenzel, B. (2009): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland. Leitszenario 2009. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

Río González, P. del (2008): Policy implications of potential conflicts between short-term and long-term efficiency in CO₂ emissions abatement. *Ecological Economics* 65 (2), S. 292–303.

RWI (Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung) (2009): Die ökonomischen Wirkungen der Förderung Erneuerbarer Energien: Erfahrungen aus Deutschland. Essen: RWI.

Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2009): Die Zukunft nicht aufs Spiel setzen: Jahresgutachten 2009/10. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt.

Sinn, H.-W. (2008): Das grüne Paradoxon. Plädoyer für eine illusionsfreie Klimapolitik. Berlin: Econ.

SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2010): 100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar. Berlin: SRU. Stellungnahme 15.

Stern, N. (2006): The Economics of Climate Change. The Stern Review. Pre-publ. ed. London: HM Treasury. http://www.hm-treasury.gov.uk/independent_reviews/stern_review_economics_climate_change/stern_review_report.cfm (15.06.2010).

Tietenberg, T. H. (2006): Emissions trading: Principles and practice. 2nd ed. Washington, DC: Resources for the Future Press.

Williamson, O. E. (1990): Die ökonomischen Institutionen des Kapitalismus: Unternehmen, Märkte, Kooperation. Tübingen: Mohr. Die Einheit der Gesellschaftswissenschaften 64.

Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (2004): Zur Förderung erneuerbarer Energien. Berlin. http://www.vku.de/de/Energiewirtschaft/Handel_Vetr._Erzeugung/Erneuerbare_Energien/EE_-_Hintergrundinfos/16.01.04_Gutachten_wiessenschaeg_17.pdf (12.03.2010).