

FÜNFTES KAPITEL

Energiepolitik: Bei der Energiewende mehr Marktwirtschaft wagen

- I.** Ein Jahr Energiewende: Überschaubare Fortschritte
 - 1. Erzeugungsmix und Stromaußenhandel
 - 2. Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit
 - 3. Auswirkungen auf die Strompreise

- II.** Bisherige Weichenstellungen und ihre Bewertung
 - 1. Weichen beim Netzausbau sind gestellt
 - 2. Bereitstellung gesicherter Erzeugungskapazitäten steht noch aus
 - 3. Halbherzige Reformen bei der Förderung der erneuerbaren Energien

- III.** Bei der Energiewende mehr Marktwirtschaft wagen
 - 1. Schwächen der aktuellen Förderung der erneuerbaren Energien
 - 2. Marktbasierte Mengensteuerung statt Einspeisevergütungen
 - 3. Eine andere Meinung

Literatur

Das Wichtigste in Kürze

Die Bundesregierung hat im Sommer 2011 mit der Umsetzung der Energiewende begonnen, die in den nächsten Jahrzehnten zu einem vollständigen Umbau des Systems der Energieversorgung führen soll. Dieser Schritt hat gravierende Auswirkungen auf den Strommarkt in Deutschland: Er wird in den kommenden Jahren im energiepolitischen Zieldreieck zu Lasten der Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit gehen, ohne dass ein nennenswerter Zugewinn bei der Umweltverträglichkeit garantiert wäre. Im ersten Jahr nach dem Einstieg in die Energiewende können nun erstmals deren bisherige Auswirkungen quantifiziert werden. Der Rückgang bei der Stromerzeugung aus Kernenergie wurde durch einen Zuwachs bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Braunkohle sowie durch höhere Stromimporte ausgeglichen. Nichtsdestoweniger ist die Anzahl der kritischen Netzsituationen auf einzelnen Netzelementen im Winterhalbjahr 2011/12 teilweise deutlich gegenüber der Vorjahresperiode angestiegen.

Bereits im Jahrzehnt vor dem Beschluss zum beschleunigten Atomausstieg hatten sich durch die Förderung der erneuerbaren Energien erhebliche Kosten angehäuft. Diese Weichenstellungen der Vergangenheit spiegeln sich in den Umlagen wider, die insbesondere den Endkundenpreis für Strom haben weiter steigen lassen. Die jüngste Fortsetzung dieser Tendenz ist jedoch vor allem dem Versäumnis geschuldet, im Rahmen der Umsetzung der Energiewende vom Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) trotz seiner außerordentlich ausgeprägten Ineffizienz nicht abrücken zu wollen.

Für die kommenden Jahre ergeben sich drei Großbaustellen der Energiewende: Es gilt, den Netzausbau und -umbau voranzutreiben, den Zubau von Kraftwerkskapazitäten, vor allem im Süden Deutschlands, zu gewährleisten und die Kosten für die Förderung der erneuerbaren Energien zu minimieren. Insbesondere müssen diese drei Großbaustellen in einem Gesamtkonzept verzahnt werden, bei dem die Abfolge der Reformschritte und Fördermaßnahmen aufeinander abgestimmt wird. Ein solches Konzept ist jedoch bisher nicht zu erkennen. Insbesondere gibt es keine Anzeichen dafür, dass beim Zubau der erneuerbaren Energien die bislang erreichte Integrationsfähigkeit des Systems, allem voran der Stand des Netzausbaus, berücksichtigt wird.

Hinsichtlich des Netzausbaus ist die Bundesregierung durch die Verabschiedung einer Reihe von Gesetzesänderungen bereits in Vorleistung getreten, sodass zunächst abzuwarten bleibt, ob diese ausreichen. In Bezug auf den Zubau von flexibel einsetzbaren und nicht dargebotsabhängig einspeisenden Kraftwerken im Süden Deutschlands wird derzeit eine intensive Diskussion über die Notwendigkeit einer Änderung des Marktdesigns auf dem Kraftwerkmarkt geführt. Allerdings sollten hier zunächst Alternativen geprüft werden, bevor die Einführung ergänzender Vergütungssysteme für Kraftwerksbetreiber erwogen wird.

Im Hinblick auf den Kapazitätsausbau bei den naturgemäß dargebotsabhängig einspeisenden erneuerbaren Energien sieht der Sachverständigenrat im wettbewerbsorientierten Konzept einer mengenorientierten Steuerung weiterhin ein überlegenes Vorgehen. Doch würde umgehend innerhalb des EEG zumindest eine Vereinheitlichung des Vergütungssatzes auf einem moderaten Niveau beschlossen, verlören bereits viele der aktuellen Probleme bei der Umsetzung der Energiewende ihre Virulenz. Dies könnte den bislang alles dominierenden rasanten Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten zeitweise abbremsen und der Energiepolitik die nötige Zeit zum Atmen gewähren.

I. Ein Jahr Energiewende: Überschaubare Fortschritte

434. Die Bundesregierung hat im Sommer 2011 mit der Umsetzung der Energiewende begonnen, die in den nächsten Jahrzehnten zu einem **vollständigen Umbau** des Systems der Energieversorgung führen soll. Ausgerichtet ist dieses Bestreben an den Zielen des Energiekonzepts aus dem Jahr 2010, das insbesondere vorsieht, den Ausbau der erneuerbaren Energien nach dem Jahr 2020 weiter fortzuführen, bis diese im Jahr 2050 einen Anteil an der Stromerzeugung von mindestens 80 % erreichen. Die Dringlichkeit der Umsetzung dieses Vorhabens hat nach der Atomkatastrophe in Fukushima im März 2011 zugenommen, da der Gesetzgeber die ursprünglich im Energiekonzept angelegte Verlängerung der Laufzeiten der Atomkraftwerke wieder zurückgenommen hat, ohne die restlichen Ziele anzupassen.

Der Sachverständigenrat hat bereits in seinem Jahresgutachten 2011 darauf hingewiesen, dass die Umsetzung der Energiewende gravierende Auswirkungen auf den Strommarkt in Deutschland haben wird: Sie wird in den kommenden Jahren im energiepolitischen Zieldreieck aus **Versorgungssicherheit**, **Wirtschaftlichkeit** und **Umweltverträglichkeit** zwangsläufig zu Lasten der ersten beiden Ziele gehen, ohne dass ein nennenswerter Zugewinn bei der Umweltverträglichkeit, insbesondere der Klimaverträglichkeit, garantiert wäre. So erhöht der durch die Abschaltung der sogenannten Moratoriumsmeiler bedingte Wegfall von Kapazitäten zumindest vorübergehend die Wahrscheinlichkeit des Auftretens kritischer Netzsituationen. Sollte der Netzausbau fortwährend nur schleppend vorangehen, wird die Netzstabilität durch den raschen Ausbau der erneuerbaren Energien zunehmend gefährdet. Der Verzicht auf die Laufzeitverlängerung für Kernenergie wird zudem unter sonst gleichen Bedingungen zu einem dauerhaften Anstieg des Großhandelspreises für Strom führen.

Mit dem maßgeblich durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geförderten Ausbau der erneuerbaren Energien entzieht die Politik zudem immer größere Teile des Strommarkts dem Wettbewerb, der ansonsten bei der Stromerzeugung zu einem geringeren Kostenanstieg führen würde. Die daraus erwachsenden zusätzlichen Kosten müssen über eine steigende EEG-Umlage von den Endverbrauchern getragen werden.

435. Im ersten Jahr nach der Energiewende liegen nun erstmals „harte Daten“ vor, mit denen die bisherigen **Auswirkungen der Umsetzung** quantifiziert werden können. Der Rückgang bei der Stromerzeugung aus Kernenergie wurde demnach durch einen Zuwachs bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Braunkohle sowie durch höhere Stromimporte ausgeglichen. Gleichwohl ist die Anzahl der kritischen Netzsituationen auf einzelnen Netzelementen im Winter 2011/12 teilweise deutlich gegenüber der Vorjahresperiode angestiegen. Beim Großhandelspreis für Strom war in den zwölf Monaten nach der Abschaltung der Moratoriumsmeiler ein leichter Anstieg gegenüber dem Vorjahreszeitraum zu verzeichnen, der allerdings ebenso auf den gleichzeitigen Anstieg der Brennstoffpreise zurückzuführen sein könnte.

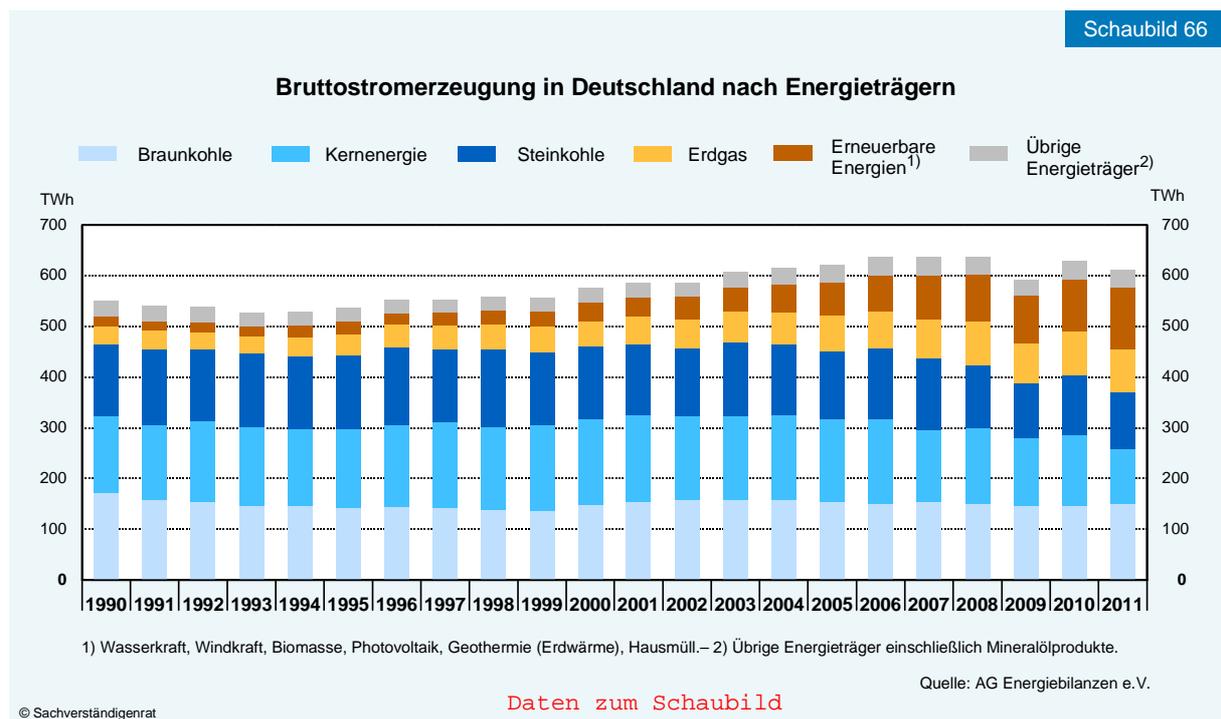
Bereits im Jahrzehnt vor dem Beschluss zum beschleunigten Atomausstieg hatten sich durch die Förderung der erneuerbaren Energien erhebliche Kosten angehäuft. Die Weichenstellungen der Vergangenheit stehen im Zuge der Energiewende zwar nicht mehr zur Debatte, aller-

dings spiegeln sich diese in den Umlagen wider, die insbesondere den Endkundenpreis für Strom haben weiter steigen lassen. Hiervon zeugt nicht zuletzt die am 15. Oktober 2012 verkündete Erhöhung der EEG-Umlage, die ab dem 1. Januar 2013 von 3,59 ct/kWh auf 5,28 ct/kWh steigen wird, wobei die Umsatzsteuer noch nicht berücksichtigt ist. Diese Entwicklung ist vor allem dem Versäumnis geschuldet, im Rahmen der Umsetzung der Energiewende vom EEG, trotz der durch dieses Förderinstrument bewirkten Kostenexplosion, nicht abrücken zu wollen.

1. Erzeugungsmix und Stromaußenhandel

436. Die Entwicklung auf dem **Strommarkt** wurde seit dem Frühjahr 2011 durch die kurzfristige Abschaltung von acht Atomkraftwerken und den zunehmenden Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung dominiert. Unmittelbar nach dem Atomunfall von Fukushima hatte die Bundesregierung am 14. März 2011 die acht ältesten Atomreaktoren im Rahmen eines Moratoriums zunächst vorläufig für eine Sicherheitsüberprüfung vom Netz nehmen lassen, von denen ohnehin zwei wartungsbedingt bereits abgeschaltet waren. Alle Moratoriumsmeiler wurden im Sommer 2011 im Zuge einer Änderung des Atomgesetzes dann dauerhaft stillgelegt.

Aufgrund der Abschaltung der Moratoriumsmeiler ist die **Stromerzeugung aus Kernkraft** im Jahr 2011 deutlich gegenüber dem Vorjahr zurückgegangen. Die abgeschalteten Kernkraftwerke, die insgesamt eine jährliche Nettoleistung von 6,3 GW aufwiesen, hatten im Jahr 2010 mit 42 TWh noch etwa 10 % zur gesamten Bruttostromerzeugung beigetragen. Durch die Abschaltung sank die Bruttostromerzeugung aus Kernkraft von 140,5 TWh im Jahr 2010 auf 108,0 TWh im Jahr 2011. Ihr Anteil an der gesamten Bruttostromerzeugung ging damit von 22,4 % im Jahr 2010 auf 17,6 % im Jahr 2011 zurück (Schaubild 66). Dieser Trend wird sich im Jahr 2012 fortsetzen, da die Moratoriumsmeiler dann zum ersten Mal über das gesamte Jahr hinweg keinen Strom mehr erzeugen.

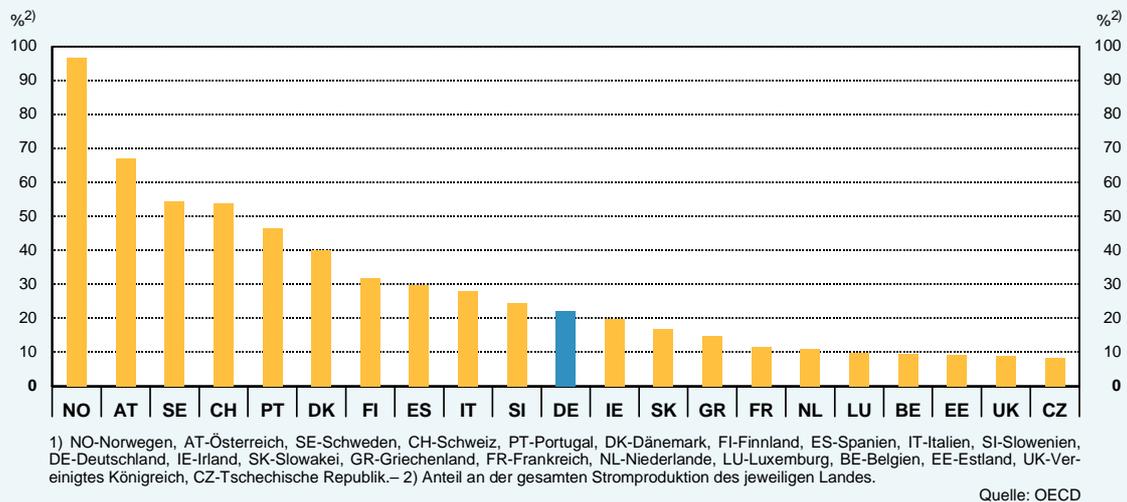


Der Beitrag der (übrigen) **fossilen Energieträger** zur Bruttostromerzeugung ist hingegen weitgehend konstant geblieben. Zwar stieg die Stromerzeugung aus Braunkohle im Jahr 2011 um 4,2 TWh oder 2,9 % gegenüber dem Vorjahr, gleichzeitig ging jedoch die Stromerzeugung aus Steinkohle und Erdgas um 5,2 TWh beziehungsweise 1,9 TWh zurück (AG Energiebilanzen).

437. Stark zugenommen hat im selben Zeitraum die zu einem großen Teil durch das EEG subventionierte **Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien**. Ihr Beitrag zur Bruttostromerzeugung stieg von 102,8 TWh im Jahr 2010 auf 123,2 TWh im Jahr 2011 an. Die erneuerbaren Energien hatten damit im Jahr 2011 einen Anteil von 20,1 % an der gesamten Bruttostromerzeugung. Laut vorläufigen Berechnungen der AG Energiebilanzen ist dieser Anteil bis zur Jahresmitte 2012 bereits auf 24 % gewachsen, was unter anderem auf den starken Zubau bei der Photovoltaik zurückzuführen sein dürfte. Mit dem Anstieg um etwa 20 TWh ersetzen die erneuerbaren Energien im Jahr 2011 einen signifikanten Teil der weggefallenen Stromerzeugung aus Kernkraft.

Bei der Nutzung der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung nimmt Deutschland in Europa damit einen Platz im Mittelfeld ein (Schaubild 67). Zu den Spitzenreitern gehören Norwegen, Österreich und Schweden, die jedoch jeweils teilweise mehr als die Hälfte des Stroms aus erneuerbaren Energien mit Wasserkraft erzeugen.

Schaubild 67

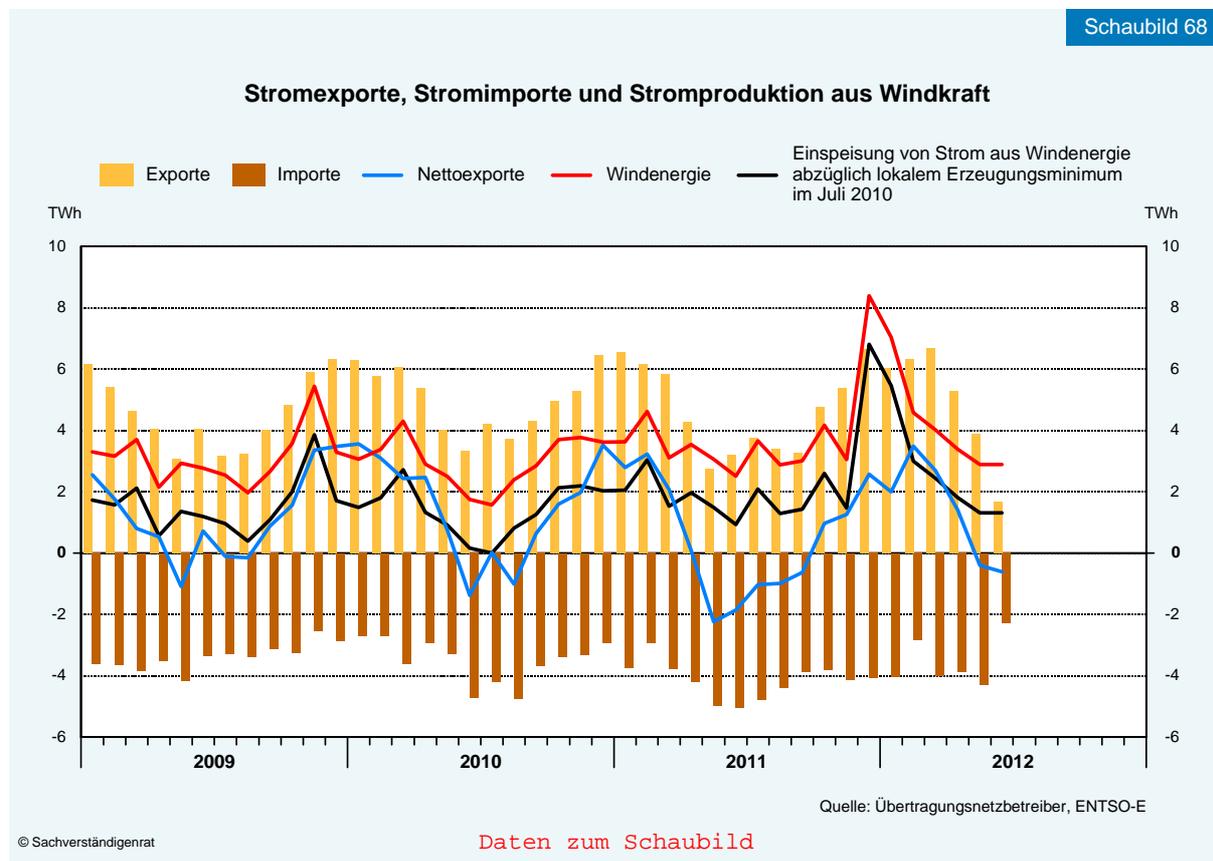
Erneuerbare Energien in ausgewählten Ländern im Jahr 2011¹⁾

© Sachverständigenrat

Daten zum Schaubild

438. Höhere **Stromimporte** hatten ebenfalls einen maßgeblichen Anteil an der Kompensation des Rückgangs bei der Stromerzeugung aus Kernenergie. Unmittelbar nach der Abschaltung der Moratoriumsmeiler im Frühjahr 2011 gingen zwar die Stromexporte kaum zurück, allerdings stiegen die Stromimporte an. Diese lagen in den zwölf Monaten nach Abschaltung der Moratoriumsmeiler um 8,8 TWh oder 21 % über den entsprechenden Durchschnittswerten

in den drei Jahren vor der Abschaltung. Dadurch wiesen die Nettostromexporte in der zweiten Hälfte des Jahres 2011 den geringsten Wert seit dem zweiten Halbjahr 2005 auf. Insgesamt fielen die Nettostromexporte im Jahr 2011 um 11,4 TWh geringer aus als im Vorjahr (Schaubild 68).



439. Die Stromexporte wurden von der Abschaltung der Moratoriumsmeiler deshalb kaum beeinflusst, weil das Verlaufsbild der Exporte in den vergangenen Jahren vor allem vom Einspeiseprofil der Windkraftanlagen bestimmt wurde. In Monaten mit einer hohen Einspeisung von **Windstrom** stiegen auch die Stromexporte. Das deutsche Elektrizitätssystem absorbierte offensichtlich nur denjenigen Teil der Windenergie, der verlässlich zur Verfügung stand. Einspeisespitzen wurden hingegen in das Ausland transportiert. So wird der monatliche Verlauf der Stromexporte in den Jahren 2009 bis 2012 recht gut durch denjenigen Teil der Stromerzeugung aus Windkraftanlagen beschrieben, der das bisherige monatliche Einspeiseminimum von 1,6 TWh aus dem Juli 2010 überschreitet und der daher nicht als verlässlich zur Verfügung stehende Stromproduktion angesehen werden kann.

Dieser enge Zusammenhang endete erst im März 2011, als aufgrund der Abschaltung der Moratoriumsmeiler ein deutlicher Anstieg der Stromimporte notwendig wurde, der sich ebenfalls auf die Höhe der Nettoexporte auswirkte (Schaubild 68). Offensichtlich absorbierten die Stromnetze von Deutschlands Nachbarländern die Einspeisespitzen der Windenergie und leisteten damit de facto einen Beitrag zur Systemstabilität in Deutschland.

2. Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit

440. Durch die Abschaltung der Moratoriumsmeiler zum 14. März 2011 ist eine Erzeugungskapazität mit einer Nettoleistung von rund 6 300 MW vom Netz genommen worden. Dieser **Wegfall von Kraftwerkskapazitäten** konzentriert sich vor allem auf den Süden Deutschlands, wo Kernkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 4 960 MW dauerhaft abgeschaltet wurden. Bis zum Aufbau ausreichender Ersatzkapazitäten kann daher für eine Übergangszeit nicht ausgeschlossen werden, dass der ungeplante Wegfall von Kapazitäten in dieser Größenordnung zu Transportengpässen und Problemen bei der Spannungshaltung führt, sodass bei hoher Last und ungünstigen Witterungsbedingungen die Netzstabilität an ihre Grenzen stoßen kann.

Der Bundesnetzagentur wurde daher mit der Änderung des Atomgesetzes am 31. Juli 2011 das Recht eingeräumt, bei dringendem Bedarf die Reservevorhaltung genau eines der Moratoriumsmeiler anzuordnen. Sie musste jedoch von dieser Möglichkeit bis jetzt keinen Gebrauch machen, da es stattdessen gelang, Reservekapazitäten in Höhe von 1 645 MW in Süddeutschland und in Österreich einzukaufen, die in kritischen Situationen zum Einsatz kommen sollten.

441. Bislang hatte man die Auswirkungen der Stilllegung der Moratoriumsmeiler auf die Netzstabilität nur anhand von Modellsimulationen abschätzen können. Auf Basis dieser Prognosen wurde die Entscheidung über die oben angesprochene Kontrahierung von Reservekraftwerken getroffen. Die Modellsimulationen identifizierten vor allem die frühen Abendstunden an kalten Wintertagen als potenziell kritische Situation, in denen eine hohe Stromnachfrage mit entweder sehr hohen oder sehr geringen Einspeisungen aus Windenergie zusammenfallen kann. Mit den seit der Abschaltung der Moratoriumsmeiler erzielten Erfahrungen besteht nun erstmals die Möglichkeit, die tatsächlichen Auswirkungen der Stilllegung auf die Netzstabilität zu untersuchen. Die Bundesnetzagentur hat daher die Netzsituation vom 1. Oktober 2011 bis zum 31. März 2012 einer **eingehenden Rückschau** unterzogen (Bundesnetzagentur, 2012).

442. Im Winter 2011/12 kam es demnach zu kritischen Netzsituationen, die den Prognosen recht nahe kamen. Die Netzbetreiber waren jedoch nach Angaben der Bundesnetzagentur jederzeit in der Lage, mit den vorhandenen Instrumenten die Situation zu beherrschen. In vielen Fällen fielen die **kritischen Situationen** mit einer hohen Einspeisung aus EEG-Anlagen, insbesondere solchen der Windenergie, zusammen. So kam es beispielsweise in der Nacht vom 8. auf den 9. Dezember 2011 zu hohen Einspeisungen aus Windenergie von zeitweise mehr als 19 GW. Gleichzeitig minderte der vorübergehende Ausfall des Kernkraftwerks Grundremmingen C die Erzeugungskapazität im Süden. Aufgrund des daraus resultierenden Stromtransportbedarfs von Nord nach Süd waren die Übertragungsnetzbetreiber zu Redispatch-Maßnahmen, also dem gezielten Herauf- oder Herunterfahren einzelner Kraftwerkseinheiten, und zum erstmaligen Rückgriff auf die österreichischen Reservekraftwerke gezwungen (Bundesnetzagentur, 2012).

Insgesamt traten kritische Netzsituationen vor allem dann auf, wenn die Erzeugungskapazitäten im Süden voll ausgelastet waren. Dies illustriert anschaulich, wie wichtig der Netzausbau und ein größerer Netzzubau von Kraftwerkskapazitäten im Süden für die Stabilität der Stromversorgung sind.

443. Die im Vergleich zum vorangegangenen Winter 2010/11 angespannte Netzsituation spiegelt sich vor allem in der Anzahl der Maßnahmen wider, welche die Übertragungsnetzbetreiber ergreifen mussten, um eine Störung des Netzes zu vermeiden. Nach § 13 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sind die Netzbetreiber berechtigt und verpflichtet, die Gefährdung oder Störung des Elektrizitätsversorgungssystems durch netz- und marktbezogene Verfahren zu beseitigen. Unter anderem sind sie zum oben beschriebenen Redispatch berechtigt, um kurzfristig auftretende Netzengpässe zu beseitigen.

Im Winter 2011/12 ist die Anzahl der notwendigen **Redispatch-Maßnahmen** auf einzelnen Netzelementen im Vergleich zur Vorjahresperiode stark angestiegen (Tabelle 30). Laut Bundesnetzagentur wäre bereits mit einer deutlichen Entspannung des Netzes zu rechnen, wenn die Leitungsbauprojekte Remptendorf-Redwitz und Hamburg-Schwerin fertig gestellt wären.

Tabelle 30

Redispatch-Maßnahmen auf ausgewählten Netzelementen

Betroffenes Netzelement	Anzahl der Stunden, in denen Redispatch-Maßnahmen ergriffen wurden	
	Winter 2010/2011	Winter 2011/2012
Remptendorf (Thüringen) - Redwitz (Bayern)	805	2 000
Wolmirstedt (Sachsen-Anhalt) - Helmstedt (Niedersachsen)	183	326
UW Kriegenbrunn (Bayern)	1	308
Lehrte (Niedersachsen) - Mehrum (Niedersachsen)	34	212
Vierraden (Brandenburg) - Krajnik (Polen)	1	177
UW Conneforde (Niedersachsen)	1	102
Röhrsdorf (Sachsen) - Hradec (Tschechische Republik)	1	57
Vieselbach/Eisenach (Thüringen) / Mecklar (Thüringen)	78	50
Audorf (Schleswig-Holstein) - Hamburg	104	0

Daten zur Tabelle

Quelle: Bundesnetzagentur

3. Auswirkungen auf die Strompreise

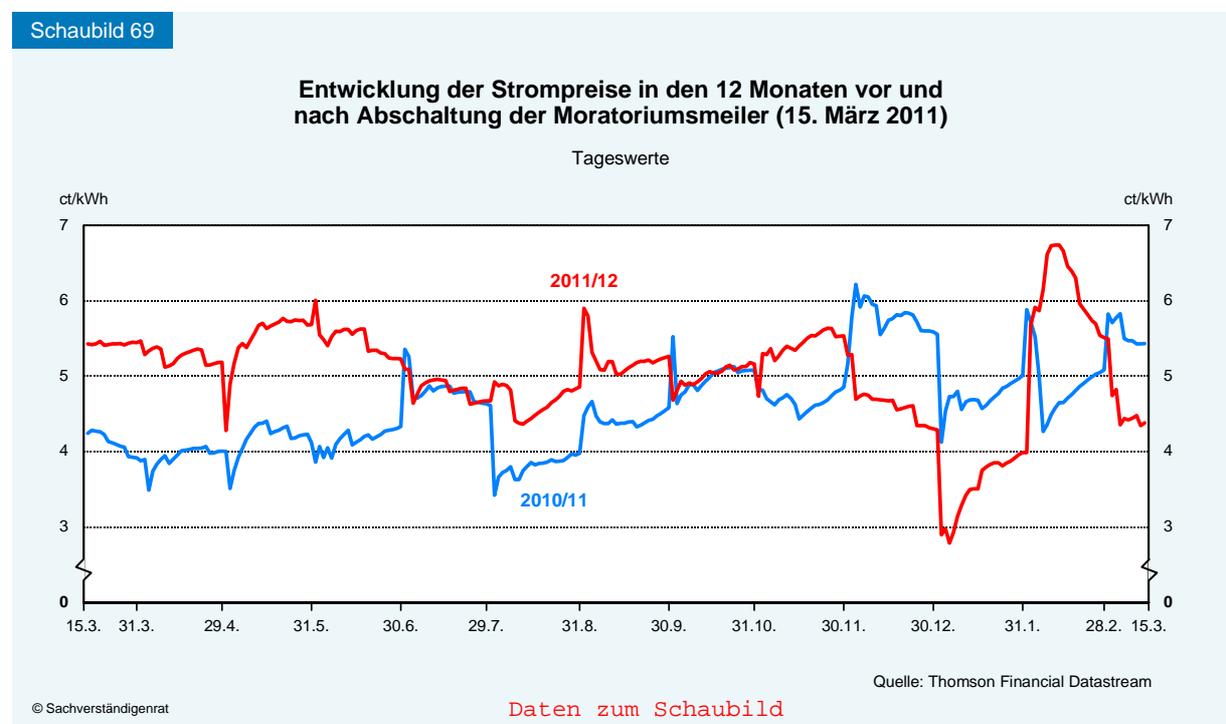
444. Mit der Verkündung des Atom-Moratoriums und der dadurch aus dem Strommarkt genommenen Grundlastkapazität war vielfach erwartet worden, dass diese durch Technologien mit höheren Grenzkosten ersetzt und sich dadurch höhere Großhandelspreise für Strom einstellen würden (siehe unter anderem IER et al., 2010). Die Ausweitung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hat einen gegenläufigen Effekt auf den **Großhandelspreis**. Die höheren Kosten der Stromerzeugung aus diesen Technologien schlagen sich jedoch in den

Steuern und Umlagen auf den Endverbraucherpreis nieder. Aktuelle Studien gehen davon aus, dass der Ausstieg aus der Kernenergie unter sonst gleichen Bedingungen einen Anstieg des Großhandelspreises für Strom um 0,4 ct/kWh bis 1,6 ct/kWh zur Folge haben wird (JG 2011 Kasten 15).

445. Tatsächlich lag der Großhandelspreis für Strom in den zwölf Monaten nach der Abschaltung der Moratoriumsmeiler fast durchgängig über dem Preis, der sich in den zwölf Monaten vor der Abschaltung eingestellt hatte. Lediglich zwischen dem 2. Dezember 2011 und dem 2. Februar 2012 kehrte sich dieses Verhältnis zeitweise um (Schaubild 69). Dieser Zeitraum fiel in eine Periode, in der außergewöhnlich viel Windstrom in das Netz eingespeist wurde (Schaubild 68). Im Durchschnitt lagen die Preise in dem hier betrachteten Zeitraum für Grundlast (Phelix Base) und Spitzenlast (Phelix Peak) nach dem Moratorium um 0,45 ct/kWh beziehungsweise 0,41 ct/kWh über den Preisen vor der Abschaltung.

Der Anstieg des Strompreises kann jedoch nicht ausschließlich auf die Abschaltung der Moratoriumsmeiler zurückgeführt werden. Der Großhandelspreis für Strom wird unter anderem durch die **Brennstoffpreise** für Gas, Öl und Steinkohle mitbestimmt, die in den zwölf Monaten nach der Abschaltung der Kraftwerke zum Teil durchgängig über ihren Vorjahreswerten lagen. Ferner ist der Preis im deutschen Marktgebiet von der Preisentwicklung in den benachbarten Strommärkten abhängig, sodass Preisschwankungen von den Angebots- und Nachfragebedingungen im Ausland mitbestimmt werden. Gleichwohl kann aufgrund der Entwicklung des Großhandelspreises nicht ausgeschlossen werden, dass sich die Abschaltung der Moratoriumsmeiler bereits in den Stromerzeugungskosten niederschlägt.

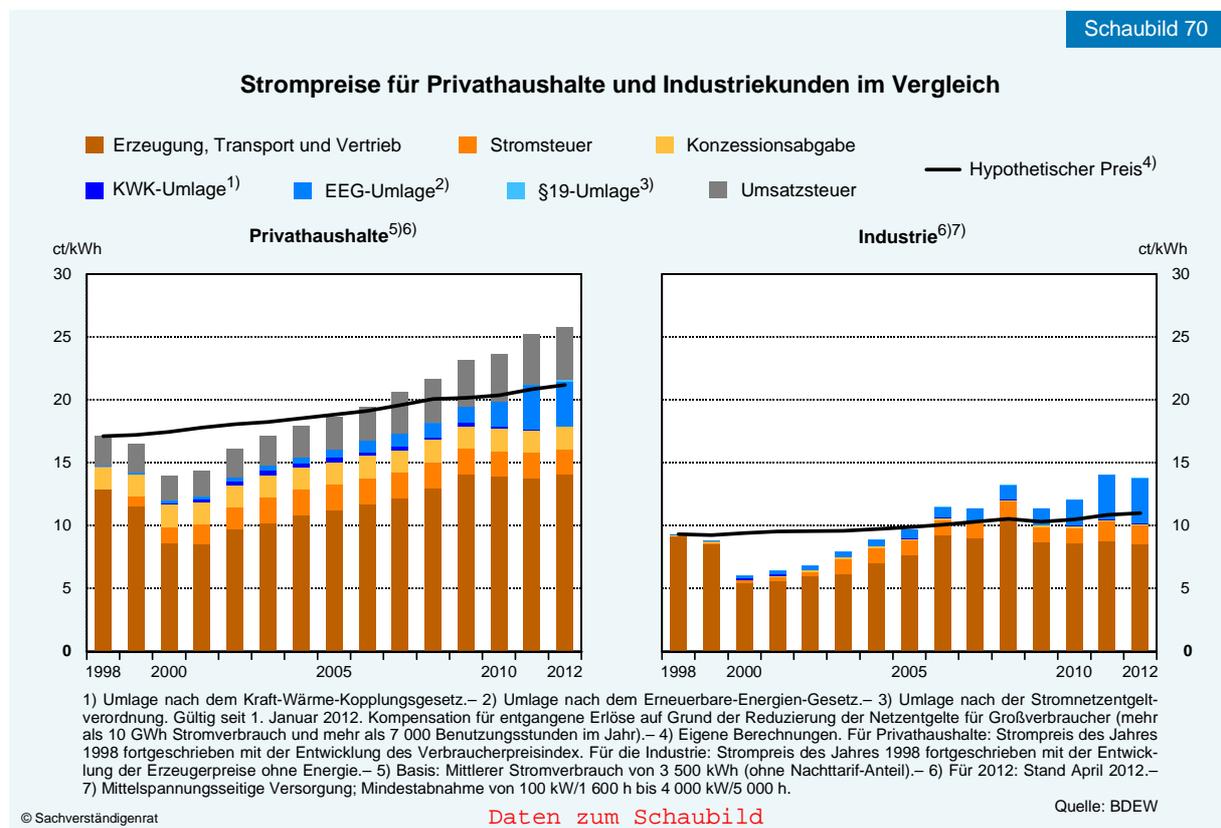
Schaubild 69



446. Weitaus stärker als der Großhandelspreis lassen die Steuern, aber vor allem die Umlagen den **Endkundenpreis** für Strom ansteigen. So ist der Strompreis für Privathaushalte mit einem durchschnittlichen Jahresverbrauch von 3 500 kWh im Jahr 2011 um 1,5 ct/kWh (oder

6,5 %) gegenüber dem Vorjahr gestiegen und beträgt jetzt 25,2 ct/kWh. Dieser Anstieg geht fast vollständig auf die Entwicklung der EEG-Umlage zurück, mit der die Stromkunden die Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung finanzieren (Kasten 16, Seite 259).

Bei den Kosten für Industrieunternehmen ist der durch das EEG verursachte Anstieg nicht so ausgeprägt, da stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes und Schienenbahnen nur eine deutlich verminderte Umlage zahlen, damit ihre Wettbewerbsfähigkeit nicht gefährdet wird. Dies führt dazu, dass die privilegierten Unternehmen im Jahr 2012 lediglich für 0,3 % des gesamten Umlagebetrags aufkommen, obwohl sie 18 % des Stromverbrauchs verursachen (Bundesnetzagentur, 2012). Bei weitgehend konstanten Kosten für Erzeugung, Transport und Vertrieb stieg der Strompreis für Industrieunternehmen im Jahr 2011 dennoch um 2,0 ct/kWh (Schaubild 70). Hierfür war vor allem der Anstieg der Umlage für die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) verantwortlich.



447. Mit dem fortschreitenden Ausbau der erneuerbaren Energien ist mit einem weiteren Anstieg der Endverbraucherpreise zu rechnen. Am 15. Oktober 2012 haben die Netzbetreiber die **EEG-Umlage** für das Jahr 2013 festgesetzt. Die Umlage wird um etwa die Hälfte steigen und zwar von 3,59 ct/kWh auf 5,28 ct/kWh zuzüglich der Umsatzsteuer von 19 %. Hierfür ist in erster Linie der im Jahr 2012 erneut rasant erfolgende Zubau von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verantwortlich. Dies gilt insbesondere für den unvorhergesehenen Brutto-Zubau bei der Photovoltaik, der sich allein im Dezember 2011 auf etwa 3 000 MW belief. Außerdem gibt es einen Nachholeffekt, weil die Umlage für das Jahr 2011 zu niedrig angesetzt worden war. Zudem hat die Politik weitere Unternehmen von der Umlage

befreit oder zumindest deren Beitrag stark reduziert, sodass die Umlage für die übrigen Verbraucher steigt. Auf diese Ausweitung des Kreises der privilegierten Unternehmen entfallen rund 0,14 ct/kWh der gesamten Umlage. Einschließlich der bereits existierenden Ausnahmeregelungen macht die Privilegierung der stromintensiven Unternehmen insgesamt rund 1,04 ct/kWh der Umlage aus.

Somit ist der überwiegende Teil der EEG-Umlage dem Förderinstrument selbst zuzurechnen, nicht der Privilegierung eines Teils der Verbraucher. Versuche von Interessenverbänden, denjenigen Anteil der EEG-Umlage, der nicht der Privilegierung von Unternehmen zuzuschreiben ist, ab dem Jahr 2013 in Höhe von 4,24 ct/kWh, anderweitig zu begründen, sind ebenso durchsichtig wie fragwürdig (BEE, 2012).

448. Ebenfalls preissteigernd wirkt die im August 2011 vom Deutschen Bundestag verabschiedete **Novelle der Stromnetzentgeltverordnung**. Mit dieser Regelung werden bestimmte stromintensive Unternehmen und Betreiber von Pumpspeicherwerken von den Netzentgelten befreit, mit denen die Kosten für Unterhalt und Ausbau des Stromnetzes auf den Endkundenpreis für Strom umgelegt werden. Wenngleich die Stromnetzentgeltverordnung schon vorher Vergünstigungen für bestimmte Unternehmen vorsah, werden durch die Novelle nach Berechnungen der Bundesnetzagentur weitere Ausnahmen in Höhe von rund 440 Mio Euro geschaffen, die über eine Anhebung der Netzentgelte für die nicht-privilegierten Verbraucher finanziert werden.

449. Der Trend, dass die Kosten des Stromnetzes auf einen immer kleineren Teil der Verbraucher umgelegt werden, dürfte sich in Zukunft weiter verschärfen, denn die Vergütungen für Strom aus Photovoltaik-Anlagen und die deren Durchschnittskosten je kWh Strom liegen mittlerweile deutlich niedriger als der durchschnittliche Strompreis für Haushalte. Mit der weiteren Absenkung der Vergütungen und dem stetigen Anstieg der Haushaltsstrompreise wird die Nutzung dieser Anlagen zum Eigenverbrauch zunehmend attraktiver. Eigenverbraucher bleiben in Zeiten geringer Einspeisungen aus Photovoltaik-Anlagen auf das Stromnetz angewiesen, können sich aber den Netzentgelten und damit der **Finanzierung des Stromnetzes** weitgehend entziehen, wenn sie die aus dem Netz bezogene Strommenge minimieren.

Letztendlich zeigt der Wandel von einem zentralen zu einem dezentralen Stromversorgungssystem eine generelle Inkonsistenz des derzeitigen **Finanzierungsmodells für die Stromnetze**: Die mit der Errichtung und Nutzung des Stromnetzes anfallenden Kosten sind im Wesentlichen Fixkosten. Der Anteil der variablen Kosten an der Stromübertragung ist hingegen sehr gering und weitgehend unabhängig von der tatsächlich vom Netz bezogenen oder dorthin eingespeisten Strommenge. Unter diesem Gesichtspunkt ist grundsätzlich zu hinterfragen, inwieweit es Sinn ergibt, die Nutzer des Stromnetzes weitgehend proportional zur bezogenen Strommenge an den Kosten des Netzes zu beteiligen, wie dies derzeit über die Netzentgelte geschieht. Abhilfe könnte hier ein Umstieg auf ein Finanzierungsmodell schaffen, das nicht mehr die überwiegenden Kosten für das Stromnetz auf den Verbrauch umlegt, sondern für Haushalte und Unternehmen eine monatliche Gebühr für den Anschluss an das Stromnetz vorsieht.

Die EEG-Umlage und das EEG-Konto

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) verpflichtet die Netzbetreiber, Strom aus erneuerbaren Energien vorrangig abzunehmen und mit einem in der Regel über 20 Jahre garantierten Preis zu vergüten, der teilweise um ein Vielfaches über dem derzeitigen Marktpreis liegt. Ebenfalls obliegt den Netzbetreibern die Pflicht, den EEG-Strom bestmöglich am Spotmarkt der Strombörse zu vermarkten. Die entstehende Differenz zwischen den Vergütungen und den mit der Vermarktung zusammenhängenden Kosten einerseits und den Vermarktungserlösen andererseits können die Übertragungsnetzbetreiber durch einen bundesweit einheitlichen **Zuschlag auf den Strompreis (EEG-Umlage)** auf die Endverbraucher umlegen.

Die rechtlichen Grundlagen für die Ermittlung, Kalkulation und Umsetzung der Überwälzung dieser Kosten sind in der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV), der Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung (AusglMechAV) sowie der EEG-Novelle 2012 festgelegt. Demnach sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, bis zum 15. Oktober eines jeden Kalenderjahres die **Höhe der Umlage für das Folgejahr** anhand von prognostizierten Werten über den Neubau von geförderten Anlagen, die Einspeisemengen des gesamten Anlagenbestands und die Erlöse aus der Vermarktung des EEG-Stroms festzulegen (§ 3 AusglMechV). Die einzelnen zu berücksichtigenden Einnahme- und Ausgabenposten werden auf dem EEG-Konto zusammengeführt. Abweichungen der tatsächlich anfallenden Einnahmen und Ausgaben von den bei der Festlegung der Umlage unterstellten Werten werden bei der Ermittlung der Umlage für das folgende Kalenderjahr berücksichtigt.

Die wichtigste Position unter den Ausgaben auf dem EEG-Konto stellen die Vergütungszahlungen an die **Anlagenbetreiber** dar. Hinzu kommen kleinere Ausgabenpositionen, die aus Detailregelungen im EEG resultieren, mit denen größtenteils Anreize zur Marktintegration der Anlagen gesetzt werden sollen. Hierzu zählen zum Beispiel Ausgaben, die durch die sogenannte Marktpremie entstehen. Mit dieser soll sichergestellt werden, dass Anlagenbetreiber, die ihren Strom selber vermarkten, nicht schlechter gestellt sind als solche, die die volle EEG-Umlage in Anspruch nehmen. Gleiches gilt für die verminderten Vergütungssätze, die für selbst verbrauchten Strom aus Photovoltaik-Anlagen (PV-Eigenverbrauch) gezahlt werden, und den „Flexi-Bonus“, der Anreize für eine bedarfsgerechte Bereitstellung für Strom aus Biogas setzt.

Ebenso berücksichtigt werden Kosten, die den Übertragungsnetzbetreibern aus dem EEG entstehen. Nach § 3 der AusglMechV zählen hierzu Handelsanbindungskosten, Kosten für die Einbindung erneuerbarer Energien in das Stromsystem (Profilservicekosten) und Zinsaufwendungen, die aus unterjährigen Differenzen von Einnahmen und Ausgaben entstehen können. Die Übertragungsnetzbetreiber können bei der Berechnung der Umlage eine Liquiditätsreserve vorsehen, die zehn Prozent der Differenz aus für das Folgejahr prognostizierten Einnahmen und Ausgaben nicht überschreiten darf.

Einnahmen entstehen den Übertragungsnetzbetreibern vor allem aus der Vermarktung des EEG-Stroms am **Spotmarkt der Strombörse**. Kalkulatorische Einnahmen fallen zudem dadurch an, dass Strom aus erneuerbaren Energien überwiegend in die Niederspannungs- oder Mittelspannungsnetze eingespeist und von dort entnommen wird. Somit sind die regionalen Netzbetreiber in geringerem Umfang auf die Nutzung der überregionalen Übertragungsnetze angewiesen als beim Bezug von Strom aus weiter entfernt gelegenen Kraftwerken. Diese durch die dezentrale Einspeisung der EEG-Anlagen vermiedenen Kosten für die Nutzung der Übertragungsnetze wirken sich somit dämpfend auf die Höhe der EEG-Umlage aus und werden daher im EEG-Konto als vermiedene Netzentgelte auf der Einnahmeseite verbucht.

Die Höhe der EEG-Umlage in ct/kWh ergibt sich aus dem Verhältnis der Differenz zwischen Ausgaben und Einnahmen zu dem für das kommende Kalenderjahr prognostizierten Stromverbrauch der Letztverbraucher. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes und Schienenbahnen je nach Voraussetzung zu den sogenannten „privilegierten Letztverbrauchern“ gehören (§§ 40 EEG).

Um in den Genuss einer ermäßigten Umlage zu kommen, müssen bei einem Unternehmen des produzierenden Gewerbes die Stromkosten die **gesetzlich festgelegte Schwelle** von 14 % der Bruttowertschöpfung überschreiten und der Stromverbrauch mindestens 1 GWh betragen. Überschreitet ein Unternehmen die genannten Grenzen, so zahlt es für den Stromverbrauch bis 1 GWh die volle EEG-Umlage, zwischen 1 GWh (10) und 10 (100) GWh eine um 90 (99) % reduzierte EEG-Umlage. Das umfanglichste Privileg erhalten Unternehmen, deren Stromkosten 20 % der Bruttowertschöpfung und deren Gesamtstromverbrauch 100 GWh übersteigen, denn diese zahlen lediglich 0,05 ct/kWh EEG-Umlage auf den gesamten Stromverbrauch. Die Kosten für die Ermäßigung der Umlage müssen in Form einer höheren Umlage von den nicht-privilegierten Letztverbrauchern getragen werden. Insofern führt eine Ausweitung des Kreises der begünstigten Unternehmen zu einem höheren Umlagesatz.

450. Weitere Kosten werden den Stromkunden durch die geplante **Neuregelung der Haftungsübernahme** im Bereich des Netzanschlusses für Offshore-Windparks entstehen. Nach § 17 EnWG sind die Übertragungsnetzbetreiber bislang verpflichtet, die Netzanbindung für Offshore-Windparks bis zu dem Zeitpunkt der Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Offshore-Anlagen zu errichten. Technologische Unsicherheiten und komplexe Genehmigungsverfahren erschweren jedoch die Koordinierung des Baus von Offshore-Anlagen und deren Netzanschluss. Zudem stellen Haftungsrisiken bei einer verspäteten Errichtung oder Störung der Anbindungsleitung ein Investitionsrisiko dar, das den Ausbau der Offshore-Windenergie bremst.

451. Die Bundesregierung hat daher am 29. August 2012 einen **Entwurf zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes** vorgelegt, mit dem die Errichtung von Offshore-Windparks besser mit dem Bau der Netzanbindungsleitungen koordiniert werden soll und das Haftungsrisiko der Übertragungsnetzbetreiber begrenzt wird. Der Gesetzentwurf sieht vor, die Übertragungsnetzbetreiber zu verpflichten, einen jährlichen Offshore-Netzentwicklungsplan vorzulegen und die darin enthaltenen Ausbaumaßnahmen entsprechend dem vorgesehenen Zeitplan vorzunehmen. Für Offshore-Anlagen wird der Anbindungsanspruch zum Zeitpunkt der Herstellung der Betriebsbereitschaft durch einen Anbindungsanspruch zu einem von den Netzbetreibern genannten Fertigstellungsdatum der Anbindungsleitung ersetzt.

Betreiber von Offshore-Windparks, deren Netzanbindungsleitung nicht rechtzeitig errichtet oder im Betrieb gestört ist, können von den anbindungsverpflichteten Netzbetreibern eine Entschädigung verlangen. Der Gesetzentwurf sieht nun vor, dass die Kosten der Entschädigung zu einem großen Teil über eine Umlage auf die Letztverbraucher überwält werden können. Die Netzbetreiber sollen lediglich einen nicht überwältungsfähigen Selbstbehalt von maximal 20 % der Schadenssumme, der jedoch mit zunehmender Schadenshöhe abnimmt, selbst tragen.

Der Gesetzentwurf begrenzt die Höhe der Umlage auf 0,25 ct/kWh, wobei für stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes eine geringere Obergrenze von 0,125 ct/kWh gelten soll. Bei einem derzeit für das Jahr 2012 zu erwartenden umlagefähigen Letztverbrauch von etwa 393 TWh (nicht privilegiert) und 85 TWh (privilegiert) können somit jährlich Entschädigungskosten von etwa 1,2 Mrd Euro umgelegt werden. Entschädigungskosten, die aufgrund dieser Regelung nicht vollständig in einem Jahr auf die Verbraucher umgelegt werden können, dürfen in den Folgejahren in die Berechnung der Umlage eingestellt werden. Eine Übergangsregelung sieht ferner vor, dass sich derzeit bereits abzeichnende Entschädigungszahlungen in Höhe von etwa 1 Mrd Euro ebenfalls umgelegt werden können.

Die Überwälzung der Haftungsrisiken für den Anschluss der Offshore-Windkraft von den Netzbetreibern auf die Verbraucher spiegelt letztendlich die derzeit noch hohen Kosten dieser Technologie wider. Nimmt man die Ausbauziele für die Offshore-Windkraft als gegeben, dann bleiben letztendlich wenig Alternativen dazu, diese Kosten auf den Stromverbraucher zu überwälzen.

Fazit

452. Insgesamt haben sich die Erwartungen hinsichtlich der Konsequenzen des Einstiegs in die Energiewende bestätigt: Es ist für die Netzbetreiber deutlich schwerer geworden, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, die Großhandelspreise für Strom sind leicht gestiegen, und die Kosten der erneuerbaren Energien führten insbesondere aufgrund der EEG-Umlage zu höheren Endverbraucherpreisen. Vor allem für die privaten Haushalte bleiben die Weichen auch in Zukunft in Richtung auf weitere Steigerungen des Strompreises gestellt, weil die Förderung der erneuerbaren Energien nicht grundlegend reformiert, große Stromverbraucher privilegiert und Investoren in Offshore-Windenergie vor Risiken geschützt werden sollen.

Damit weisen die aktuellen Entwicklungen auf dem Strommarkt auf **drei Großbaustellen** der Energiewende hin. So sind ein zügiger Netzausbau und ein Zubau von nicht dargebotsabhängig einspeisenden Kapazitäten vor allem im Süden Deutschlands unbedingt notwendig, um weiterhin ein hohes Maß an Netzstabilität gewährleisten zu können. Ferner ist ein zügiger Umstieg auf ein kosteneffizienteres Fördersystem bei den erneuerbaren Energien notwendig, um eine weitere Kostenexplosion zu verhindern und letztlich die Akzeptanz der Öffentlichkeit für die Energiewende zu erhalten.

II. Bisherige Weichenstellungen und ihre Bewertung

453. Aus Sicht der Umwelt-, Energie- und Wirtschaftspolitik gilt es, diese drei Großbaustellen der Energiewende in einem **Gesamtkonzept** zu verzahnen, bei dem die Abfolge der Reformschritte und Fördermaßnahmen aufeinander abgestimmt wird. Ein solches Konzept ist jedoch bisher nicht zu erkennen. Insbesondere gibt es keine Anzeichen dafür, dass beim Zubau der erneuerbaren Energien die bislang erreichte Integrationsfähigkeit des Systems, allem voran der Stand des Netzausbaus, berücksichtigt wird. Hier wird offenbar zu Lasten des Gemeinwohls das Motto „je mehr und je schneller, desto besser“ verfolgt.

Seit Beginn der Umsetzung der Energiewende wurde allerdings eine Reihe von Weichen in die richtige Richtung gestellt. Doch während die Bundesregierung hinsichtlich einer Beschleunigung des Netzausbaus die Reformen am Rechtsrahmen bereits eingeleitet hat, besteht nach wie vor unmittelbarer Handlungsbedarf beim Zubau konventioneller, nicht dargebotsabhängig einspeisender Erzeugungskapazitäten und bei der Ausgestaltung der Förderung der erneuerbaren Energien. In beiden Themenfeldern wäre vonnöten, dass dieser Zubau nach möglichst marktwirtschaftlichen Prinzipien gestaltet wird, damit die Kosten der Energiewende nicht aus dem Ruder laufen.

1. Weichen beim Netzausbau sind gestellt

454. Der angestrebte vollständige Umbau des Systems der Energieversorgung führt zu einer drastisch steigenden Bedeutung dezentral angesiedelter Stromerzeuger und zur Auflösung der bisher eindeutigen Richtung des Stromflusses, der von den Übertragungsnetzen in die Verteilnetze wies. Aus diesen Veränderungen ergibt sich nicht zuletzt die Notwendigkeit zu einem erheblichen **Ausbau der Netzinfrastruktur**. Für das Hochspannungsnetz hat die Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) diesen Ausbaubedarf in zwei Studien quantifiziert.

Die erste der beiden Studien aus dem Jahr 2005 (dena-Netzstudie I) veranschlagt den Ausbaubedarf, der aus der Anforderung entsteht, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2015 auf 20 % zu steigern, auf insgesamt 850 km. In einer zweiten, im Jahr 2010 erstellten Studie (dena-Netzstudie II) setzt die dena den zusätzlichen Ausbaubedarf beim Hochspannungsnetz, der sich bei einer Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung auf 39 % bis zum Jahr 2020 ergibt, auf 3 600 km an (JG 2011 Ziffern 396 f.).

455. Um diesen unabdingbaren Ausbau der Netze zu beschleunigen, hat der Gesetzgeber im Jahr 2009 das **Gesetz zum Ausbau der Energieleitungen** (EnLAG) beschlossen. Es benennt 24 vordringlich zu realisierende Leitungsprojekte mit einer Gesamtlänge von 1 834 km. Hierbei handelt es sich um den in der dena-Netzstudie I identifizierten Ausbaubedarf sowie weitere Projekte, die dem Ausbau der transeuropäischen Energienetze dienen. Das EnLAG bestätigt diesen Leitungsprojekten die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf, sodass dieser nicht erst von den ansonsten zuständigen Landesbehörden in einem zeitintensiven Prozess festgestellt werden muss.

Der aktuelle Stand der einzelnen EnLAG-Projekte wird laufend von der Bundesnetzagentur dokumentiert. Bis zum Ende des Jahres 2011 waren demnach erst drei der insgesamt 24 Projekte mit einer Gesamtlänge von etwa 100 km fertig gestellt oder in Bau. Bis zum Juli 2012 sind allerdings weitere Leitungen hinzugekommen, sodass derzeit 214 km der EnLAG-Projekte realisiert sind. Die Bundesnetzagentur rechnet damit, dass bis zum Jahresende 2012 weitere 35 km abgeschlossen werden. Trotz dieser Fortschritte kommt der Netzausbau insgesamt **eher schleppend** voran. Nach Angaben der Bundesnetzagentur haben 15 der 24 EnLAG-Vorhaben einen Zeitverzug von ein bis fünf Jahren. Verantwortlich hierfür sind komplexe Verwaltungsvorgänge, die lange Dauer der Genehmigungsverfahren, vor allem

wenn es zu Zuständigkeitswechseln an Landesgrenzen kommt, und die mangelnde Akzeptanz des Netzausbaus in der Bevölkerung (JG 2011 Ziffer 399).

456. Die Bundesregierung hat daher im Rahmen des Energiepakets **weitere Gesetzesänderungen** auf den Weg gebracht, mit denen die Planungs- und Genehmigungsverfahren gestrafft wurden, um den Netzausbau weiter zu beschleunigen (JG 2011 Kasten 14). Hierzu zählen die Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und das Gesetz über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze (NABEG). Insbesondere wurde mit der Novelle des EnWG die Bedarfsplanung für Übertragungsnetze neu geregelt. Demnach haben die Übertragungsnetzbetreiber seit dem Jahr 2012 die Pflicht, jährlich einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan vorzulegen und von der Bundesnetzagentur genehmigen zu lassen.

Dieser **nationale Netzentwicklungsplan** muss alle Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten, die in den jeweils nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Bei der Erstellung dieses Netzentwicklungsplans müssen die Übertragungsnetzbetreiber die Öffentlichkeit in einem Konsultationsverfahren einbeziehen. Der von der Bundesnetzagentur genehmigte Netzentwicklungsplan dient dann wiederum als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan, der auf Vorlage der Bundesregierung vom Gesetzgeber erlassen wird. Für Leitungsbauvorhaben, die im Bundesbedarfsplan als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnet sind, sieht das NABEG eine Bundesfachplanung vor, die das Raumordnungsverfahren ersetzt und damit ein bundesweit einheitliches Genehmigungsverfahren schafft.

457. Im Jahr 2012 haben die Übertragungsnetzbetreiber zum ersten Mal einen Entwurf für einen Netzentwicklungsplan vorgelegt. In dem Entwurf werden drei Szenarien betrachtet, die sich hinsichtlich des zu erwartenden Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Entwicklung der Stromnachfrage bis zum Jahr 2022 unterscheiden. Ein weiteres Szenario betrachtet die mögliche Entwicklung bis zum Jahr 2032. Alle Szenarien orientieren sich an der aktuellen Leitstudie des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Ausgehend von einem Startnetz, das bereits die im EnLAG aufgeführten Netzprojekte enthält, berechnet der Netzentwicklungsplan mit Hilfe eines Strommarktmodells den notwendigen Netzausbaubedarf bis zum Jahr 2022. Für das Basisszenario beziffert der Netzentwicklungsplan einen notwendigen Trassenneubau von rund 1 700 km. Zusätzlich wird ein Leitungsbau von 2 800 km auf bestehenden Trassen benötigt.

458. Die bislang beim Netzausbau aufgetretenen Verzögerungen haben somit den Gesetzgeber dazu veranlasst, umfangreiche Gesetzesänderungen zu beschließen, damit der Netzausbau zukünftig beschleunigt wird. Aufgrund der langen Planungs- und Investitionszyklen beim Netzausbau lässt sich der Erfolg dieser Maßnahmen allerdings derzeit noch **nicht abschließend beurteilen** und betrifft ohnehin nur zukünftige Projekte, nicht jedoch die zum Zeitpunkt der Gesetzesänderung bereits in der Planung befindlichen. Der Sachverständigenrat bleibt daher bei seiner im JG 2011 geäußerten Einschätzung, dass zunächst die weiteren Fortschritte beim Netzausbau abgewartet werden müssen, bevor ein abschließendes Urteil darüber gefällt

werden kann, ob mit den oben erwähnten Gesetzesänderungen bereits alle Hemmnisse beim Netzausbau erfolgreich beseitigt wurden (JG 2011 Ziffer 399).

2. Bereitstellung gesicherter Erzeugungskapazitäten steht noch aus

459. Weil die erneuerbaren Energien eine tragende Säule der Energieversorgung darstellen werden, wird eine dargebotsabhängige und daher nur bedingt planbare Einspeisung ins Netz ein bestimmendes Element des Systems der Energieversorgung darstellen. Da sich die Nachfrage nicht vollständig flexibilisieren lassen wird, muss das System dazu in der Lage sein, in denjenigen Fällen, in denen witterungsbedingt nur sehr wenig auf Basis von erneuerbaren Energien erzeugte Elektrizität in das Netz eingespeist wird, dennoch die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Aus diesem Grunde und da in absehbarer Zeit nicht in ausreichendem Maße Speicherkapazitäten zur Verfügung stehen dürften, können die erneuerbaren Energien den herkömmlichen Kraftwerkspark nicht einmal annähernd ersetzen. Vielmehr bedarf es selbst bei einem fortgesetzten Ausbau der erneuerbaren Energien weiterhin ausreichend hoher fossiler **Reservekapazitäten**, um in Zeiten geringer Einspeisungen aus Wind- und Photovoltaik-Anlagen die Stromnachfrage bedienen zu können.

460. Mit dem steigenden Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung sinkt jedoch die Auslastung des konventionellen Kraftwerksparks. Daher stellt sich die Frage, ob konventionelle Kraftwerke unter dem **gegenwärtigen Marktdesign**, bei dem sich Investitionen in Kraftwerkskapazitäten allein aus den mit der Einspeisung erzeugten Stroms erzielten Umsätzen finanzieren müssen und das Vorhalten von Kapazität nicht eigens vergütet wird, künftig noch in der Lage sein werden, ihre Fixkosten zu decken. So mag sich künftig insbesondere bei der Außerbetriebnahme alter Kraftwerke der Zubau von Ersatzkapazitäten als unrentabel darstellen.

Das Energiekonzept der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 sieht daher vor, zu prüfen, „ob und wie in Zukunft die Bereitstellung von Kapazitäten behandelt wird“ (BMWi, 2010). Und gerade in jüngster Zeit intensiviert sich die Debatte darüber, ob es nicht bereits kurzfristig zusätzlicher Anreize bedarf, um den Kapazitätsausbau so zu fördern, dass die Versorgungssicherheit zukünftig gewährleistet bleibt.

461. Die derzeit geplanten Zubauten und Rückbauten beim konventionellen Kraftwerkspark zeigen allerdings, dass bei einer Realisierung aller **geplanten Kraftwerksneubauten** die bis zum Jahr 2020 **geplanten Kraftwerksrückbauten** ausgeglichen werden können. Bundesweit rechnete die Bundesnetzagentur auf Basis einer Erhebung unter Stromerzeugern und Netzbetreibern Ende des Jahres 2011 damit, dass es bis zum Jahr 2022 zu einem Rückgang nicht dargebotsabhängig einspeisender Erzeugungskapazitäten in einer Größenordnung von 29,5 GW kommen würde. In dieser Summe enthalten sind die Abschaltung der Moratoriumsmeiler, weitere Stilllegungen von Kernkraftwerken gemäß der Atomgesetznovelle vom Oktober 2011 und altersbedingte Außerbetriebnahmen von konventionellen Kraftwerken.

Gleichzeitig befanden sich zu diesem Zeitpunkt nicht dargebotsabhängig einspeisende Kraftwerke mit einer Kapazität von insgesamt 24,9 GW entweder im Bau, waren behördlich ge-

nehmigt oder befanden sich zumindest bereits im behördlichen Genehmigungsverfahren. Für diese Projekte rechnet die Bundesnetzagentur derzeit noch mit einer Fertigstellung bis zum Jahr 2019. Gleiches gilt für weitere Projekte mit einer Kapazität von 9,1 GW, die sich jedoch noch nicht im Genehmigungsverfahren befinden (Bundesnetzagentur 2011). Es kann jedoch immer vorkommen, dass kurzfristig Projekte storniert werden.

462. Für die mittlere Frist bis zum Jahr 2014 liegen zudem bereits detaillierte Informationen über den Zeitpunkt der geplanten Zubauten und Rückbauten vor. So erwartete die Bundesnetzagentur für die Jahre 2012 bis 2014 einen **Nettozubau** von Kraftwerkskapazitäten in Höhe von 8 GW, womit der Wegfall der Stromerzeugung aus den Moratoriumsmeilern bis zum Jahr 2014 kompensiert worden wäre (Monitoringbericht 2011, S. 96). Mittlerweile ist es aufgrund fehlender Wirtschaftlichkeit und emissionschutzrechtlicher Restriktionen jedoch zu zusätzlichen Außerbetriebnahmen gekommen. Derzeit muss daher damit gerechnet werden, dass es im Zeitraum der Jahre 2012 bis 2014 nur noch zu einem Nettozubau von 6,3 GW kommen dürfte (Bundesnetzagentur, 2012).

463. Diese das gesamte Bundesgebiet umfassende Analyse verdeckt allerdings den Blick auf ein **regionales Ungleichgewicht** in der Kapazitätsbereitstellung, das unter anderem dadurch verursacht wird, dass sich die Mehrzahl der im Jahr 2011 abgeschalteten Moratoriumsmeiler im Süden Deutschlands befindet. Dieser regional konzentrierte Rückgang an konventionellen Erzeugungskapazitäten dürfte sich angesichts des bis zum Jahr 2014 erwarteten Nettorückbaus im Süden Deutschlands um 791 MW noch verschärfen. Insgesamt ergibt sich daraus ein unmittelbarer Zubaubedarf an Kraftwerkskapazitäten südlich von Frankfurt am Main.

464. Es gilt demnach zu beurteilen, inwieweit der liberalisierte Strommarkt in Deutschland in der Lage sein wird, bei einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien ausreichend Investitionsanreize für den künftig benötigten Aufbau von konventionellen Erzeugungskapazitäten zu setzen. Zu diesem Behufe ist es hilfreich, zunächst die **Rahmenbedingungen** für den Kraftwerksbau auf dem liberalisierten Strommarkt zu betrachten. Sie sind durch die folgenden Eigenschaften gekennzeichnet:

- Die Stromnachfrage unterliegt starken saisonalen und tageszeitlichen Schwankungen. Sie reagiert kurzfristig nur sehr wenig elastisch auf Preisänderungen, was zum Teil daran liegt, dass den Stromkunden keine Echtzeitinformationen über den Strompreis vorliegen. Im Unterschied zu anderen Märkten können Knappheitssituationen daher nicht ohne Weiteres durch einen Preisanstieg bereinigt werden.
- Jener Teil der Last, der nicht von Strom aus erneuerbaren Energien gedeckt wird (Residuallast) muss vom konventionellen Kraftwerkspark befriedigt werden. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien sinkt die durchschnittliche Residuallast und wird volatiler. Da Strom derzeit noch nicht großtechnisch gespeichert werden kann, muss der konventionelle Kraftwerkspark in der Lage sein, eine zunehmend stärker dargebotsabhängige Residualnachfrage zu decken.

- Auf dem Kraftwerksmarkt herrscht ein freier Marktzutritt. Kraftwerksbetreiber generieren vorwiegend Erlöse durch den Verkauf von Strom an der Strombörse oder im Over-the-Counter (OTC)-Handel. Ob ein Kraftwerk gebaut wird, hängt somit davon ab, ob der erwartete Großhandelspreis ausreicht, um die Fixkosten des Kraftwerks zu decken (Energy Only-Markt).
- Die verschiedenen Erzeugungstechnologien unterscheiden sich unter anderem hinsichtlich der Grenz- und Fixkosten. Sogenannte Grundlastkraftwerke weisen typischerweise hohe Fixkosten und geringe Grenzkosten auf. Sie lassen sich zudem schwerer hoch- oder herunterregeln als andere Kraftwerkstypen. Spitzenlastkraftwerke zeigen ein umgekehrtes Kosten- und Betriebsprofil. Sie können innerhalb kurzer Zeit hochgefahren werden und weisen geringe Fixkosten, aber hohe Grenzkosten auf. Spitzenlastkraftwerke kommen typischerweise nur in Zeiten sehr hoher Nachfrage zum Einsatz. Mittellastkraftwerke sind zwischen diesen beiden Kraftwerksgruppen anzusiedeln.
- Der deutschlandweit einheitliche Großhandelspreis für Strom wird weitgehend an der Strombörse bestimmt. Die Nachfrage wird daher zu jedem Zeitpunkt von denjenigen Kraftwerken bedient, deren Grenzkosten den Strompreis nicht übersteigen. Preisbestimmend ist stets das Kraftwerk mit den höchsten Grenzkosten, das bei gegebener Nachfrage gerade noch wirtschaftlich betrieben werden kann. Die Grenzkosten dieses Kraftwerks werden als Systemgrenzkosten bezeichnet.
- Je höher die Grenzkosten eines Kraftwerks, desto seltener wird es zur Deckung der Stromnachfrage herangezogen. Das Kraftwerk mit den höchsten Grenzkosten kann daher nur dann kostendeckend betrieben werden, wenn in den wenigen Stunden, in denen es Strom produziert, der Großhandelspreis ausreichend hoch über den Systemgrenzkosten liegt. In diesem Fall generiert der Markt sogenannte Knappheitsrenten, mit denen die Betreiber von Spitzenlastkraftwerken ihre Fixkosten decken können.

Grundsätzlich müsste ein Markt mit diesen Eigenschaften in der Lage sein, mit einer geringeren und gleichzeitig volatileren Residualnachfrage umzugehen, ohne dass es zu einem Rückgang der installierten Kapazitäten unter das benötigte Niveau kommt. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass die Spitzenlastpreise hinreichend über die Systemgrenzkosten hinaus steigen können, wenn die Stromnachfrage an die Kapazitätsgrenze des Kraftwerksparks stößt. Unter dieser Bedingung würden die Spitzenlastkraftwerke selbst bei einer rückläufigen Auslastung noch einen positiven Deckungsbeitrag erwirtschaften.

465. Doch weisen einige Überlegungen der ökonomischen Theorie auf **potenzielle Marktunvollkommenheiten** hin, die auf liberalisierten Strommärkten dazu beitragen können, dass das Preissignal nicht in dieser Weise funktioniert: Ein wesentliches Problem kann darin bestehen, dass die Stromnachfrage in der kurzen Frist nur eine geringe Preiselastizität aufweist. Dies führt dazu, dass die Stromproduzenten in Zeiten hoher Nachfrage einen starken Anreiz haben, Marktmacht auszuüben. Die entsprechenden Aufsichtsbehörden haben in einer solchen Situation nur unvollständige Informationen darüber, ob das Auftreten einer starken Preisspitze

auf ein unerlaubtes Ausüben von Marktmacht zurückzuführen ist, oder ob der Preis ein unverzerrtes Knappheitssignal widerspiegelt, das Investitionsanreize für den Bau ausreichender Kapazitäten setzt.

Liberalisierte Strommärkte verfügen daher häufig über explizite oder implizite Preisgrenzen, die das Ausnutzen von Marktmacht verhindern sollen (in Deutschland gilt lediglich eine technische Preisgrenze von 3 000 Euro/MWh, da höhere Gebote an der Strombörse nicht zugelassen sind). Aufgrund der unvollständigen Informationslage seitens der Aufsichtsbehörden kann jedoch nicht ausgeschlossen werden, dass damit zumindest zeitweise ein notwendiges Knappheitssignal unterdrückt wird. In diesem Fall würden vor allem die Spitzenlastkraftwerke mit hohen variablen Kosten ihre Fixkosten nicht mehr decken können, wodurch notwendige Investitionen in den Kraftwerkspark möglicherweise ausbleiben. Dieses Problem wird in der Literatur als „Missing Money-Problem“ bezeichnet (Cramton und Stoft, 2005).

466. Zum anderen kann ein plötzlicher Lastanstieg im Extremfall zu einem Blackout führen, wenn der Kraftwerkspark bereits an der Kapazitätsgrenze operiert. Dieses Problem wird noch dadurch verschärft, dass die Netzbetreiber allenfalls sehr große Stromkunden gezielt vom Netz trennen können (Joskow, 2008). Selbst wenn die Nachfrage nur geringfügig über der Kapazitätsgrenze liegt, kann es aufgrund der nur wenig elastischen Nachfrage zu einem Blackout kommen. In diesem Fall werden ungleich mehr Stromkunden von der Versorgung abgeschnitten als notwendig wären, um Angebot und Nachfrage wieder zum Ausgleich zu bringen. Für die Netzbetreiber ist es daher nicht ohne weiteres möglich, die Stromversorgung an der Kapazitätsgrenze zu betreiben.

Auch aus diesem Grund ist unter Umständen der Großhandelspreis für Strom nicht in der Lage, eine Knappheitssituation anzuzeigen. Für Stromkunden besteht aus individueller Sicht kein Anreiz, in Reservekapazitäten zu investieren, weil dadurch ebenfalls die Versorgungssicherheit der übrigen Stromkunden stiege. Investitionen in eigene Erzeugungskapazitäten weisen **positive externe Effekte** auf. Sie werden somit auf individueller Basis nicht in ausreichender Menge bereitgestellt (Joskow und Tirole, 2007).

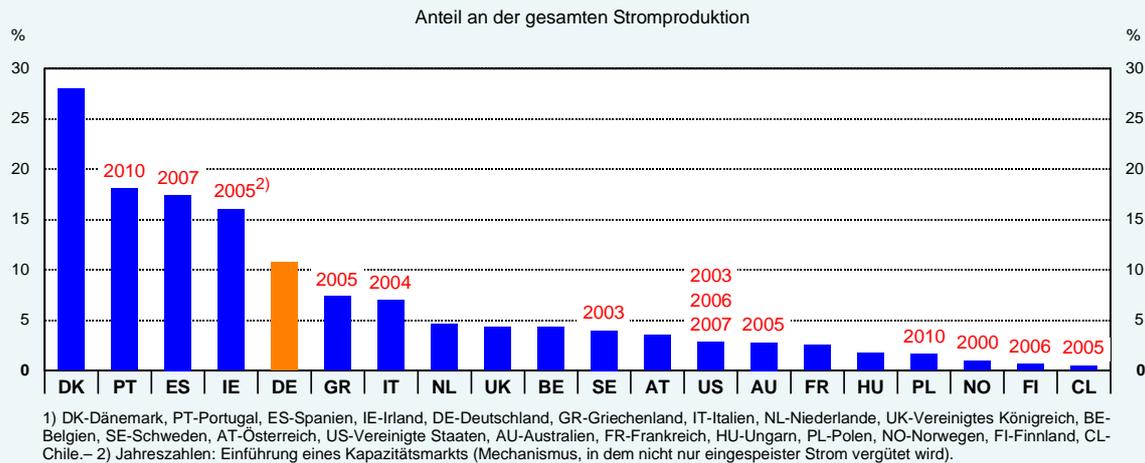
467. Aus diesen Gründen wurde auf vielen liberalisierten Strommärkten die Vergütung für den Verkauf von Strom um ein Vergütungssystem für die Bereitstellung von Kapazität ergänzt. Fehlende Deckungsbeiträge auf dem Markt für Elektrizität können dann durch zusätzliche Einnahmen auf einem weiteren Markt ausgeglichen werden. Dieses **ergänzende Vergütungssystem** wird im Allgemeinen als Kapazitätsmarkt bezeichnet, wenngleich es in der Praxis eine Vielzahl verschiedener Ausgestaltungsmöglichkeiten für einen solchen Mechanismus gibt. International lassen sich jedenfalls viele Beispiele finden, in denen die Liberalisierung des Strommarkts die spätere Einführung eines Kapazitätsmarkts nötig machte.

Allerdings liefert der internationale Vergleich ein sehr uneinheitliches Bild, da auf vielen liberalisierten Strommärkten bislang auf die Einführung eines Kapazitätsmechanismus verzichtet wurde. Beispielsweise haben Deutschland, Belgien, Österreich und die Niederlande bis heute auf die Einführung eines solchen Markts verzichtet, obwohl sie ihre Strommärkte bereits Ende

der 1990er-Jahre liberalisiert hatten. Ob die Einführung eines Kapazitätsmarkts notwendig ist, scheint zudem nicht ausschließlich vom Anteil der dargebotsabhängigen Einspeisung aus Photovoltaik und Windenergie an der Stromerzeugung abzuhängen, obschon mit Irland, Portugal und Spanien die Vorreiter bei der Nutzung dieser Technologien über einen Kapazitätsmechanismus verfügen (Schaubild 71).

Schaubild 71

Einführungszeitpunkte von Kapazitätsmärkten und Einspeisung von Strom aus Wind- und Photovoltaik-Anlagen in ausgewählten Ländern im Jahr 2011¹⁾



© Sachverständigenrat

Daten zum Schaubild

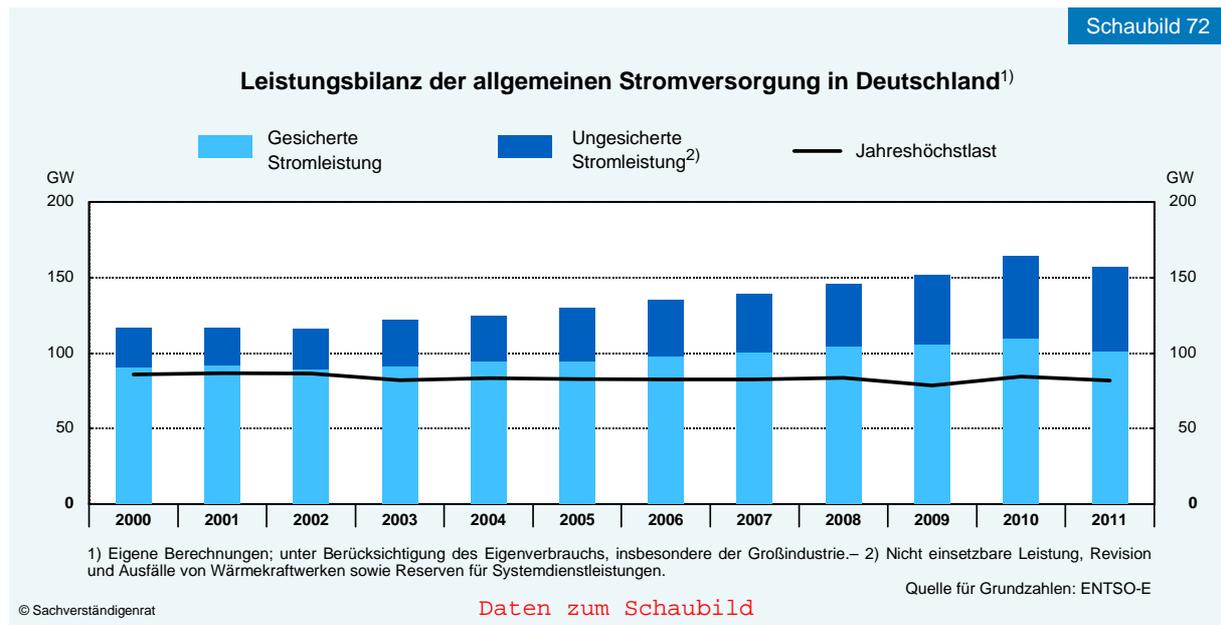
Quellen: OECD, eigene Recherchen

468. Offensichtlich erfordern die oben genannten Marktunvollkommenheiten nicht automatisch die Einführung eines Kapazitätsmarkts. Es hängt in jedem Einzelfall von einem komplexen Zusammenspiel von Regulierung und Preisbildung auf dem jeweiligen Strommarkt ab und ist daher letztlich eine **empirische Frage**. Selbst wenn die dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien die oben beschriebenen Marktunvollkommenheiten nicht originär verursachen, so vergrößern sie möglicherweise die daraus resultierenden Probleme.

469. Anhaltspunkte darüber, ob die in einem Land installierten Kapazitäten für die Deckung der maximalen Last ausreichen, liefert die **Leistungsbilanz** der allgemeinen Stromversorgung. Diese Statistik beinhaltet unter anderem Informationen über die in einem Jahr installierten Kapazitäten. Da nicht alle Kapazitäten jederzeit verlässlich zur Stromproduktion zur Verfügung stehen, unterscheidet die Statistik zwischen der installierten und der gesicherten Leistung. Die Differenz zwischen der installierten und der gesicherten Leistung, die nicht verfügbare Leistung, ist aufgrund von Kraftwerksausfällen und Wartungsarbeiten stets positiv. Kapazitäten an dargebotsabhängig einspeisenden Technologien wie der Windkraft und der Photovoltaik, die der Stromversorgung nicht verlässlich zur Verfügung stehen, mindern ebenfalls die gesicherte Leistung.

470. In Deutschland ist im Zeitraum der Jahre 2000 bis 2010 die installierte Leistung von 117 GW auf 157 GW angestiegen. Der konventionelle Kraftwerkspark trug hierzu, zusammen mit der Wasserkraft und den Kraftwerkskapazitäten der Industrie, einen relativ konstanten

Anteil von durchschnittlich 109 GW bei. Der Anstieg bei der installierten Leistung ist damit vor allem auf den **Ausbau der erneuerbaren Energien** in der Stromerzeugung zurückzuführen. Diese Anlagen tragen jedoch lediglich einen geringen Teil zur gesicherten Leistung bei, da deren Produktionsmöglichkeiten stark von den Witterungsbedingungen abhängen. Im betrachteten Zeitraum wuchs die gesicherte Leistung daher deutlich langsamer als die installierte Leistung. Gleichwohl war es bei der gesicherten Leistung zu einem Zuwachs gekommen, bevor im Jahr 2011 die Abschaltung der Moratoriumsmeiler zu einem Rückgang der gesicherten Leistung um etwa 7 GW führte (Schaubild 72).



471. Einen zumindest groben Indikator für die nationale Versorgungssicherheit stellt die Differenz zwischen gesicherter Leistung und Jahreshöchstlast, die sogenannte **verbleibende Leistung**, dar. Ein Anstieg dieses Indikators kann als eine Verbesserung der Versorgungssicherheit interpretiert werden, da bei einem Anstieg der verbleibenden Leistung die Wahrscheinlichkeit eines Blackouts aufgrund einer zu hohen Stromnachfrage sinkt. Allerdings ist hier zu berücksichtigen, dass es sich an dieser Stelle um ein rein nationales Versorgungssicherheitskonzept handelt, das von der Möglichkeit abstrahiert, in Zeiten hoher Nachfrage einen Teil der Last durch Stromimporte zu decken. Des Weiteren bleiben mögliche Netzrestriktionen innerhalb Deutschlands unberücksichtigt, die dazu führen können, dass verfügbare Kapazitäten in einer Region nicht zur Deckung der Nachfrage in einer anderen Region herangezogen werden können.

472. Im Zeitraum der Jahre 2003 bis 2010 ist in Deutschland die verbleibende Leistung in der allgemeinen Leistungsbilanz der Stromversorgung kontinuierlich gestiegen. Angesichts einer weitgehend unveränderten installierten Leistung des konventionellen Kraftwerksparks ist dieser Anstieg auf den Kapazitätszuwachs bei den erneuerbaren Energien und einen leichten Rückgang der Jahreshöchstlast zurückzuführen. Seit der Liberalisierung des deutschen Strommarkts im Jahr 1998 hat der Markt jedoch noch keinen vollen Investitionszyklus bei den konventionellen Anlagen durchlaufen. Dass es bislang eine ausreichend hohe Sicher-

heitsmarge zwischen Last und national verfügbarer Leistung gab, mag daher auf Überkapazitäten zum Zeitpunkt der Liberalisierung des Strommarkts zurückzuführen sein.

473. Inwieweit der Energy Only-Markt in Deutschland in der Lage ist, Versorgungssicherheit zu garantieren, kann daher an dieser Stelle nicht abschließend beantwortet werden. Die Entwicklung der allgemeinen Leistungsbilanz der Stromversorgung liefert **derzeit keine starken Belege** dafür, dass in Deutschland eine weitgehende Änderung des Marktdesigns notwendig wäre. Dies gilt nicht zuletzt vor dem Hintergrund, dass eine mögliche Knappheit bei der Kapazität im Inland durch zunehmende Importe aus dem Ausland beseitigt werden kann. Umgekehrt erreicht der Großteil der vor der Liberalisierung installierten konventionellen Erzeugungskapazitäten erst in den kommenden Jahren und Jahrzehnten das Ende der technischen Laufzeit, sodass der Stresstest dem deutschen Strommarkt noch bevorsteht.

Mithin steht der Gesetzgeber bei der Frage nach der Notwendigkeit für die Einführung eines Kapazitätsmarkts vor einem **Dilemma**: Einerseits würde die Einführung eines Kapazitätsmarkts möglicherweise zu erheblichen Mitnahmeeffekten bei den Kraftwerksbetreibern führen, wenn bereits der Energy Only-Markt ausreichende Anreize für Investitionen oder den Weiterbetrieb von Kraftwerken setzt. Allerdings könnten diese Zusatzkosten unter Umständen durch eine geeignete Ausgestaltung des Kapazitätsmarkts minimiert werden. Andererseits bestünde bei einem Verzicht auf die Einführung eines Kapazitätsmarkts und einem gleichzeitig nicht vollständig funktionierenden Energy Only-Markt die Gefahr, dass die Versorgungssicherheit langfristig gefährdet wird.

474. Ein **idealtypischer Kapazitätsmarkt** würde das Vorhalten von zusätzlicher Erzeugungskapazität vorab durch eine Vergütung belohnen, dies jedoch mit der Verpflichtung verbinden, in Zeiten, in denen der aktuelle Börsenpreis für Strom einen bestimmten Schwellenwert überschreitet, den mittels dieser Kapazitäten erzeugten Strom zum dann geltenden Börsenpreis einzuspeisen (Cramton und Ockenfels, 2012; EWI, 2012; Cramton und Stoft, 2005). Der Preis für die Kapazität wäre so auszutarieren, dass er gerade hinreichende Anreize für den Aufbau oder Erhalt dieser zusätzlichen Erzeugungskapazität böte. Auf diese Weise kann der Börsenpreis für Strom in Zeiten der Spitzenlast frei schwanken, seine Ausschläge nach oben wären jedoch durch die zusätzliche Einspeisung aus den Reservekapazitäten begrenzt. Durch diese Konstruktion würde sich insbesondere das Risiko der Investoren vermindern, die in einem Energy Only-Markt befürchten müssten, dass die wenigen sehr hohen Preisspitzen, die im Falle von Engpässen auftreten, für die Amortisation ihrer Investition nicht ausreichen könnten.

475. Angesichts bislang fehlender Indizien darüber, dass der Energy Only-Markt in Deutschland nicht funktioniert, sind jedoch vor der Einführung eines Kapazitätsmarkts die vorhandenen **Alternativen sorgfältig zu prüfen**. Hierfür bietet sich eine Vielzahl von Mechanismen an, mit denen die Versorgungssicherheit weiter erhöht werden kann, teilweise ohne dass eine weitreichende Umgestaltung des Marktdesigns auf dem Elektrizitätsmarkt notwendig würde (Acatech, 2012; Monopolkommission, 2011). Hierzu gehören die folgenden Maßnahmen:

- die Flexibilisierung der Nachfrage. Wenn es gelingt, die Stromnachfrage besser an Preisänderungen anzupassen, könnten Engpasssituationen künftig in stärkerem Ausmaß durch einen Rückgang der Nachfrage bereinigt werden. Die Stromversorgung müsste dann seltener an der Kapazitätsgrenze betrieben werden, wodurch Netzbetreiber weitgehend auf die Zuschaltung von Reservekapazitäten verzichten könnten. Damit dürfte sich auf dem Strommarkt häufiger ein unverzerrtes Preissignal einstellen. Für eine Flexibilisierung der Nachfrage bedarf es einerseits besserer Mess- und Abrechnungstechnologien („Smart Meter“). Andererseits müssten stromintensive Geräte und Unternehmen angesichts von Preisspitzen mit einer Reduktion oder Verschiebung der Nachfrage reagieren können. Die Bundesregierung hat in ihrem Energiekonzept angekündigt, die rechtlichen Grundlagen für die Einführung von Smart Metern und die Vernetzung von Stromerzeugern, Stromspeichern und Stromverbrauchern zu schaffen. Soweit dies noch nicht geschehen ist, sollten diese Maßnahmen zügig in die Tat umgesetzt werden.
- die Überprüfung, ob die Regulierung des Strommarkts notwendige Preisspitzen unterdrückt. Sollte dies der Fall sein, wäre durch eine Änderung des aktuellen Rechtsrahmens zu gewährleisten, dass der Großhandelspreis in Zeiten hoher Last ausreichend stark von den Systemgrenzkosten abweichen kann. Wenngleich der Strompreis bislang noch nicht die technische Gebotsobergrenze von 3 000 Euro/MWh erreicht hat, wäre vorbeugend über eine Anhebung dieser Grenze nachzudenken.
- die Beseitigung verbleibender Netzengpässe beim grenzüberschreitenden Stromhandel in Europa. Da in Europa nicht auf allen Märkten gleichzeitig Nachfragespitzen auftreten, können regional auftretende Spitzenlasten in einem integrierten Strommarkt zumindest teilweise über den Stromaußenhandel befriedigt werden, wodurch die insgesamt vorzuhaltende Reservekapazität sinkt. Dies setzt allerdings voraus, dass das bislang rein nationale Konzept der Versorgungssicherheit durch ein europäisches Versorgungssicherheitskonzept ersetzt wird.
- die Schaffung regionaler Preiszonen zum Ausgleich regionaler Ungleichgewichte. Hiermit könnten möglicherweise gezielte Anreize für einen Zubau von Kraftwerken in Süddeutschland gesetzt werden, ohne dass dazu ein regionaler Kapazitätsmarkt etabliert werden müsste.

Mit der Energiewende stellt sich die grundsätzliche Frage nach der langfristigen Ausgestaltung des Strommarkts. Die Politik muss die grundsätzliche Entscheidung über die institutionelle Ausgestaltung bereits heute treffen und den **langfristigen Ordnungsrahmen** festlegen (Cramton und Ockenfels, 2012, 2011). Dazu zählt insbesondere das Marktdesign, da der überwiegende Teil des Stroms zukünftig aus erneuerbaren Energien produziert werden soll. Da ein Kapazitätsmarkt, sofern tatsächlich nötig, ein ebenso langfristig zu etablierendes Element wäre, um dann auf effiziente Weise das Vorhalten von adäquater Kapazität zu gewährleisten, muss die Umsetzung der Energiewende einem systemischen Ansatz folgen, bei dem ihre Bestandteile aufeinander inhaltlich und zeitlich abgestimmt werden. Der Kapazitätsmarkt sollte

keineswegs als kurzfristig motivierte Notlösung eingesetzt werden, da es sonst schwer werden dürfte, die dabei entstehenden Kosten im Zaum zu halten.

3. Halbherzige Reformen bei der Förderung der erneuerbaren Energien

476. Im Rahmen des Klimapakets der Europäischen Union (EU) haben sich alle Mitgliedstaaten dazu verpflichtet, neben der Reduktion der Treibhausgase zusätzlich den Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 auf 20 % zu erhöhen. Dieses gemeinsame Ziel wurde dann auf entsprechende nationale Ziele heruntergebrochen, die sich für die betreffenden Länder jeweils am seinerzeitigen Anteil der erneuerbaren Energien am Energieverbrauch orientieren und die natürlichen Voraussetzungen und die ökonomische Leistungsfähigkeit des Landes berücksichtigen.

Mit dem **EU-Emissionsrechtehandel (EU-ETS)** wurde zudem ein marktbasierendes Steuerungsinstrument geschaffen, das im Prinzip dazu geeignet ist, die richtigen Anreize für einen Ausbau der erneuerbaren Energien zu setzen. Durch das EU-ETS werden Treibhausgasemissionen mit einem Preis versehen, der tendenziell umso höher ausfällt, je konsequenter die zulässige Gesamtzahl an Emissionen im Laufe der Zeit zurückgeführt wird. Dadurch erhalten emissionsfreie Stromerzeugungstechnologien einen Wettbewerbsvorteil gegenüber konventionellen Kraftwerken. Trotzdem ist die Mehrzahl der derzeit verfügbaren, auf erneuerbaren Energien basierenden Stromerzeugungstechnologien bislang nicht marktfähig. Und zumindest bis zu einer entsprechenden Weiterentwicklung des EU-ETS in einer neuen Handelsperiode wird der Emissionshandel allein daran nicht viel ändern können (JG 2011 Ziffern 415 ff.).

477. Damit die von der Politik formulierten Ausbauziele im angestrebten Zeitraum erreicht werden können, ist es somit unumgänglich, den Ausbau der erneuerbaren Energien zusätzlich zu fördern, also zu subventionieren. In Deutschland geschieht dies durch das EEG. Allerdings darf man sich von dieser Förderung zumindest **keine akute Klimawirkung** versprechen. Denn bei der Festlegung des Pfades für Emissionsrechte für die aktuelle Handelsperiode war der in den vergangenen Jahren vorgenommene Zubau an erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten nicht vorherzusehen. Somit werden aufgrund dieses unerwarteten Ausbaubooms Emissionsrechte im Stromsektor frei, die in anderen vom Emissionsrechtehandel erfassten Sektoren zum Einsatz kommen. Daher wird die Emissionseinsparung aufgrund der Erzeugung des „grünen Stroms“ durch an anderer Stelle auftretende höhere Emissionen tendenziell wettgemacht (JG 2011 Ziffern 413 ff.; Wissenschaftlicher Beirat beim BMWi, 2012, 2004).

Die Kosten für diese klimapolitisch wirkungslose Förderung belasten demnach die Stromverbraucher als reine Zusatzkosten. Die Hoffnung der Befürworter einer zusätzlichen Förderung erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten, dieses Argument würde sich in einer dynamischen Betrachtung durch erhebliche Technologiesprünge relativieren, die ihrerseits durch den Zubau bedingt seien und daher ohne diesen nicht aufträten, ist nicht überzeugend (Ziffer 495).

478. Der Anstieg der EEG-Umlage für das Jahr 2013 von 3,59 ct/kWh auf 5,28 ct/kWh zeigt anschaulich, welche Kosten durch die Förderung der erneuerbaren Energien verursacht werden. Dabei stellt die EEG-Umlage **lediglich eine Momentaufnahme** der laufenden Kosten

dar. Da Betreiber von durch das EEG geförderten Anlagen eine über rund 20 Jahre garantierte anlagenspezifische Mindestvergütung für den von ihnen produzierten Strom erhalten, entstehen durch die Installation einer durch das EEG geförderten Anlage Zahlungsverpflichtungen über eben diesen Zeitraum. Berücksichtigt man die über den gesamten Förderzeitraum einer Anlage garantierten Vergütungen, so begründen allein die bis zum Jahresende 2011 installierten Photovoltaik-Anlagen Zusatzkosten mit einem Barwert von 100 Mrd Euro, den die Stromverbraucher über die EEG-Umlage bis zum Jahr 2031 abbezahlen müssen (Frondelet et al., 2012).

479. Die hohen Kosten für den Ausbau der erneuerbaren Energien sind zu einem großen Teil das Resultat einer fehlerhaften Ausgestaltung des Fördersystems:

- So führt die **technologiespezifische Ausgestaltung der Vergütungssätze** im EEG dazu, dass ineffiziente Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verwendet werden, welche die Kosten des Ausbaus unnötig in die Höhe treiben. Insbesondere betrifft dies die Photovoltaik, deren Anteil an der gesamten Stromerzeugung von durch das EEG geförderten Technologien in den vergangenen Jahren stark zugenommen hat und die aufgrund der hohen Fördersätze überproportional zu den durch das EEG verursachten Kosten beiträgt.
- Mit dem EEG hat sich der Gesetzgeber zudem dafür entschieden, die Ausbauziele der erneuerbaren Energien über die **Preissteuerung** zu erreichen, wobei die Preise je nach Stromerzeugungsart und Anlagengröße variieren. Die Geschwindigkeit und die Kosten des Ausbaus hängen somit vor allem von der Differenz der Vergütungssätze zu den Stromgestehungskosten der einzelnen Technologien ab. Im Gegensatz zu einer Mengensteuerung müssen bei diesem Verfahren die Fördersätze zügig angepasst werden, wenn es zu einem Preisverfall der geförderten Anlagen kommt und eine Überförderung vermieden werden soll. Bislang ist der Politik die rechtzeitige Anpassung der Fördersätze kaum jemals gelungen.
- Kostentreibend wirkt ebenfalls die Tatsache, dass die Förderung der erneuerbaren Energien in Europa **rein national organisiert** ist, obwohl sich die Mitgliedsländer der EU gemeinsame Zielmarken für den Ausbau der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 gegeben haben. Aus diesem Grund bleiben bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien Größenvorteile ungenutzt und es wird eine nach meteorologischen und topografischen Gesichtspunkten effiziente Verteilung der Anlagen verhindert.
- Nicht zuletzt wurde das EEG mit **industriepolitischen Zielen** überfrachtet, anstatt es auf seinen eigentlichen Zweck, der Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energien, zu konzentrieren.

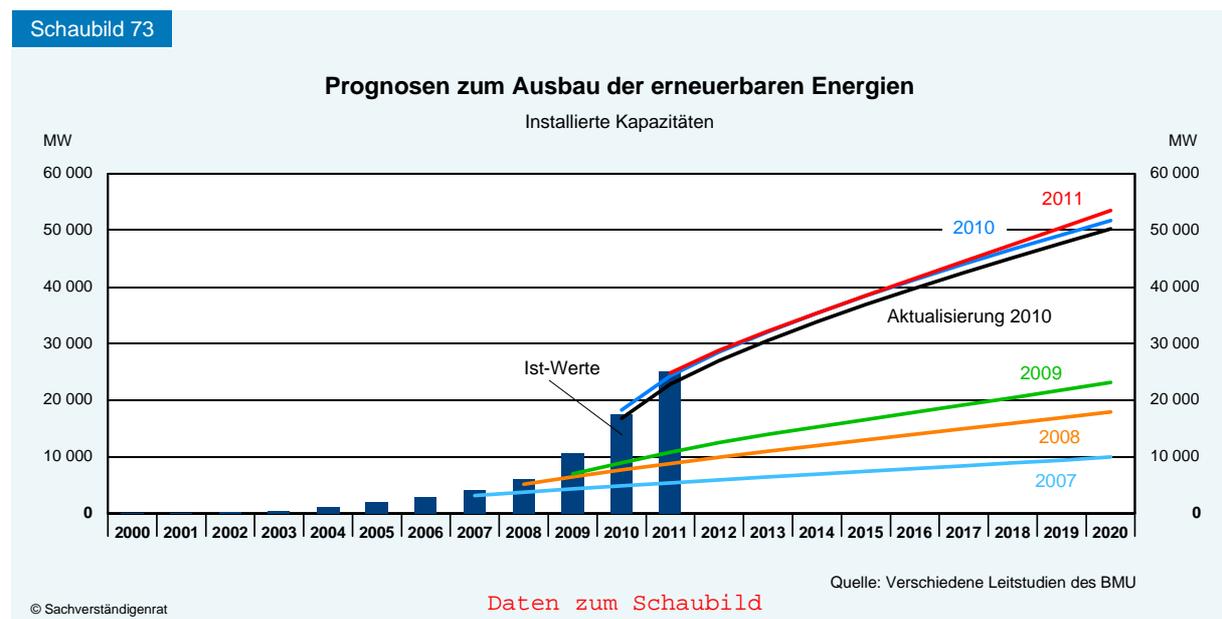
Bei einem Festhalten an den Ausbauzielen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und dem derzeitigen Fördersystem dürften die Kosten der erneuerbaren Energien angesichts des anvisierten Ausbaus beträchtlich über die bereits eingegangenen Verpflichtungen in Höhe

von weit mehr als 100 Mrd Euro steigen und die Akzeptanz der Energiewende vor eine schwere Belastungsprobe stellen.

Mehrfache, aber halbherzige Novellierungen des EEG in den Jahren 2009 bis 2011

480. Die zuletzt in immer kürzeren Abständen beschlossenen, aber gerade bei der Begrenzung des Photovoltaikzubaus letztendlich **wenig effektiven Änderungen** des EEG belegen äußerst anschaulich die mit einer Preissteuerung verbundenen Probleme. Dies gilt vor allem für die vergeblichen Versuche, die Vergütungssätze für bestimmte Technologien rechtzeitig an einen Preisverfall der Anlagenpreise anzupassen. Immer wieder wurde die Politik daher von der Ausbaugeschwindigkeit, insbesondere bei der Photovoltaik, überrascht.

481. Dies illustrieren die Ausbauszenarien für die erneuerbaren Energien, die seit dem Jahr 2007 regelmäßig im Auftrag des BMU erstellt wurden (Schaubild 73). Vor allem der Zubau bei den Photovoltaik-Anlagen ist dabei von den Autoren der Studien **regelmäßig unterschätzt** worden. Die erste Leitstudie aus dem Jahr 2007 rechnete mit einem Anstieg der installierten Leistung von Photovoltaik-Anlagen von 3 153 MW im Jahr 2007 auf 3 753 MW im Jahr 2008. Tatsächlich stieg die installierte Kapazität jedoch auf 6 120 MW, sodass schon im Jahr 2008 die Prognose deutlich nach oben korrigiert werden musste.



Dieser Vorgang wiederholte sich in den Folgejahren regelmäßig. Weil der Zubau bei der Photovoltaik immer wieder unterschätzt wurde, wurden die Vergütungssätze im Vergleich mit den in jüngster Zeit rapide sinkenden Kosten für Anlagen nicht hinreichend stark abgesenkt (JG 2011 Ziffer 424). Diese Entwicklung dürfte Hauptursache für den unerwarteten Ausbauboom bei der Photovoltaik gewesen sein, in dessen Folge es zu einem Bruttozubau von 3,8 GW im Jahr 2009, 7,3 GW im Jahr 2010 und rund 7,5 GW im Jahr 2011 kam.

Diese Diskrepanzen zwischen den Erwartungen und dem tatsächlichen Zubau unterstreichen deutlich, wie fragwürdig das vereinzelt vorgebrachte Argument ist, der künftige Ausbau der

erneuerbaren Energien sei beim Zuschnitt des EU-ETS bereits berücksichtigt worden, sodass das EEG auf diese indirekte Weise akute Klimawirkungen entfaltet hätte (BMU, 2009). Beides zusammen geht nicht, alles schon einzuplanen und gleichzeitig von den Entwicklungen überrascht zu werden.

482. Bereits mit der zum 1. Januar 2009 in Kraft getretenen Änderung des EEG (EEG-Novelle 2009) hatte der Gesetzgeber auf das wiederholte Überschreiten der Prognosen und die damit verbundenen Kostenschübe reagiert. Die Höhe der Degression für die Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie ist seitdem an die Ausbaugeschwindigkeit gekoppelt („atmender Deckel“). Dazu wurde im EEG ein **Zubaukorridor** mit einem angestrebten jährlichen Ausbau der installierten Leistung der Photovoltaik-Anlagen um 1 GW bis 1,5 GW festgelegt. Bewegt sich die jährlich neu installierte Leistung der Photovoltaik-Anlagen innerhalb dieses Korridors, sinken die Vergütungssätze für diese Technologie um 8 % bis 10 % pro Jahr. Überschreitet der Zubau in einem Jahr die Obergrenze von 1,5 GW, fällt die Degression höher aus. Bei einem jährlichen Zubau von unter 1 GW wird die Degression entsprechend verringert.

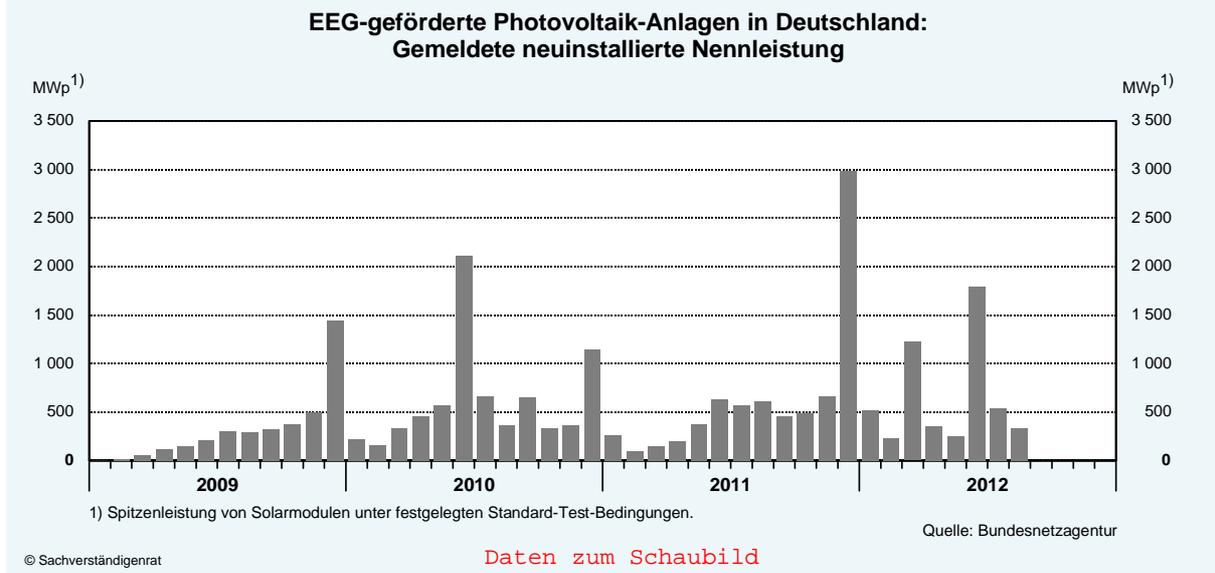
483. Trotz der Einführung des atmenden Deckels entwickelte sich der Zubau der Photovoltaik in den vergangenen Jahren aufgrund des starken Preisverfalls der Anlagen jedoch **äußerst dynamisch**, sodass im Jahr 2010 die Vergütungssätze für die Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie durch das Erste Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes korrigiert werden mussten. Der Gesetzgeber senkte die Vergütung zum 1. Juli 2010 einmalig um 15 %. Gleichzeitig wurde der Zubaukorridor auf 2,5 GW bis 3,5 GW installierte Leistung pro Jahr angehoben. Da der Zubau an Photovoltaik-Anlagen anhaltend dynamisch ausfiel, fühlte sich der Gesetzgeber im Frühjahr 2011 jedoch erneut veranlasst zu handeln, indem er einen Teil der für den 1. Januar 2012 geplanten Degression auf den 1. Juli 2011 vorzog.

Die erneute Änderung des EEG im Juni 2012

484. Aufgrund der zu Beginn des Jahres 2012 geltenden Regelungen zur Degression sanken die Vergütungssätze für Photovoltaik-Anlagen zuletzt zum 1. Januar 2012 um weitere 15 %. Davon entfielen 9 % auf die eigentliche Degression und 6 % auf das Überschreiten des Zubaukorridors. Trotz der wiederholten Absenkungen der Vergütungssätze ist es zum Jahresende 2011 vor allem aufgrund der fortgesetzt stark gesunkenen Systempreise zu einem **ungebremsten Ausbau** der Photovoltaik gekommen.

Einen weiteren Grund stellten vermutlich Vorzieheffekte dar, die durch das geplante In-Kraft-Treten der nächsten Degressionsstufe zum 1. Januar 2012 hervorgerufen worden sind. Schon vor den zum 1. Januar 2010 und 2011 wirksam gewordenen Degressionsstufen und vor der einmaligen Absenkung zum 1. Juli 2010 war ein solcher Vorzieheffekt zu beobachten (Schaubild 74, Seite 276). Aufgrund des unerwartet starken Zubaus bei der Photovoltaik ist bereits im Frühjahr 2012 eine erneute Änderung des EEG notwendig geworden.

Schaubild 74



485. Anstatt diese Gelegenheit durch eine Harmonisierung der Vergütungssätze für den Einstieg in eine technologieneutrale Förderung zu nutzen, hat sich der Gesetzgeber jedoch zum wiederholten Male lediglich für eine diskretionäre Anpassung der Vergütungssätze für die Photovoltaik entschieden. Der Deutsche Bundestag hat dazu am 29. März 2012 das Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien beschlossen. Die darin vorgesehene Kürzung der Vergütungssätze für Strom aus solarer Strahlungsenergie war jedoch **politisch äußerst umstritten**. Daher gelang es dem Deutschen Bundestag und dem Bundesrat erst im Juni des Jahres 2012, eine Einigung im Vermittlungsausschuss herbeizuführen. Der Deutsche Bundestag hat das modifizierte Gesetz am 29. Juni 2012 verabschiedet.

486. Das Gesetz nimmt vor allem Änderungen bei der Förderung der Erzeugung von Solarstrom vor. So wird die für den Juli 2012 vorgesehene nächste Degressionsstufe auf den 1. April 2012 vorgezogen und um eine Sonderdegression ergänzt. Insgesamt sanken dadurch die **Vergütungssätze** für Aufdachanlagen und Freiflächenanlagen zum 1. April 2012 um 20 % bis 29 % gegenüber den seit dem 1. Januar 2012 geltenden Sätzen (Tabelle 31).

487. Ferner wird die **Degression** auf eine monatliche Basis umgestellt, um Vorzieheffekte zum Jahresende zu vermeiden. Die Vergütungssätze für Strom aus solarer Strahlungsenergie werden von nun an jeweils vierteljährlich, und zwar zum 1. Februar, 1. Mai, 1. August und 1. November eines Jahres angepasst. Sie sinken künftig monatlich um 1 % gegenüber den im Vormonat geltenden Sätzen. Der anvisierte Zubaukorridor von jährlich 2 500 bis 3 500 MW bleibt bestehen. Ebenfalls bleibt der in Abhängigkeit vom Zubau definierte atmende Deckel erhalten.

Der Zubaukorridor wurde allerdings um ein **Gesamtausbauziel** von 52 GW ergänzt. Wenn die Summe der installierten Leistungen aller geförderten Anlagen zur Solarstromerzeugung diesen Grenzwert überschreitet, entfällt die Förderung zusätzlich installierter Anlagen. Das

Ausbauziel von 52 GW entspricht in etwa einer Verdoppelung der zum Jahresende 2011 installierten Kapazität in Höhe von 24,9 GW. Unter Beibehaltung der durchschnittlichen Ausbaugeschwindigkeit in den Jahren 2009 bis 2011 in Höhe von 5,85 GW würde die Förderung der Solarenergie somit in fünf Jahren auslaufen; ab diesem Zeitpunkt wären allerdings noch für weitere 20 Jahre die garantierten Einspeisevergütungen zu zahlen.

Tabelle 31

Vergütungssätze für Strom aus solarer Strahlungsenergie

		Solare Strahlungsenergie (EEG § 32 Abs. 1)	Solare Strahlungsenergie ausschließlich in, an oder auf Gebäuden (EEG § 32 Abs. 2)			
			bei einer installierten Leistung bis einschließlich			
			30 kW	100 kW	1 MW	mehr als 1 MW
			ct/kWh			
Alte Gesetzeslage	Ab 1. Januar 2012 geltende Sätze ...	21,11	28,74	27,33	25,86	21,56
	Degression zum 1. Juli 2012 ¹⁾	15 %				
	Zum 1. Juli 2012 geltende Sätze	17,94	24,43	23,23	21,98	18,33
Neuregelung EEG zum 1. April 2012	Ab 1. April 2012 geltende Sätze	13,50	10 kW 19,50	40 kW 18,50	1 MW 16,50	10 MW 13,50
	Veränderung gegenüber alter Gesetzeslage	-25 %	-20 %	-24 %	-25 %	-26 %

1) Aufgrund eines Zubaus von mehr als 8 MW zwischen Oktober 2010 und September 2011.

Daten zur Tabelle

Quelle: EEG

488. Neu eingeführt wird zudem ein sogenanntes **Marktintegrationsmodell**, nach dem bei Photovoltaik-Anlagen mit einer Leistung zwischen 10 kW und 1000 kW pro Jahr nur noch 90 % der erzeugten Strommenge voll vergütungsfähig sind. Für den über diesen Prozentsatz hinausgehenden Anteil verringert sich die Vergütung auf den tatsächlichen Mittelwert des Marktpreises für Strom aus solarer Strahlungsenergie. Diese Regelung wird erst ab dem 1. Januar 2014 angewendet und bezieht sich auf alle Anlagen, die ab dem 1. April 2012 in Betrieb genommen werden. Im Gegenzug entfällt für die betroffenen Anlagen der Eigenverbrauchsbonus.

489. Die deutliche Absenkung der Vergütungssätze für Strom aus solarer Strahlungsenergie ist ein notwendiger, aber letztlich **halbherziger Schritt**. Es ist zu erwarten, dass künftig der Anteil kostengünstigerer Technologien an der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien steigen wird. Der Gesetzgeber hat daher zumindest einen kleinen Schritt in Richtung einer kosteneffizienten Förderung der erneuerbaren Energien unternommen. Nicht nachzuvollziehen ist jedoch, warum es die Bundesregierung versäumt hat, bei dieser Gelegenheit die Vergütungssätze vollständig zu harmonisieren. Stattdessen wird das EEG fortwährend komplizierter, da die Fördersätze innerhalb einer jeden Technologie und über verschiedene Technologien hinweg immer stärker ausdifferenziert werden.

Nachdem das grundsätzlich auf eine Preissteuerung ausgelegte Förderprinzip zunächst durch Elemente einer Mengensteuerung erweitert wurde, erhöht das Gesamtausbauziel für die Pho-

Photovoltaik die Komplexität des Gesetzes weiter. Zudem widerspricht diese Obergrenze dem Grundsatz, dass die jeweils kostengünstigsten Technologien zur Stromerzeugung verwendet werden sollen. Sollte eine weitere Reduktion der Herstellungskosten für Photovoltaik-Anlagen deren Nutzung in den nächsten Jahren wider Erwarten zu einer kosteneffizienteren Alternative als Wind- oder Biogasanlagen machen, spricht nichts gegen eine Nutzung der Photovoltaik.

Nicht planwirtschaftliche Kapazitätsgrenzen sollten über den Einsatz einer einzelnen Technologie entscheiden, sondern deren relative Kostenvorteile. Dies lässt sich nicht über staatliche Festlegung von detaillierten Kapazitätsgrenzen, sondern nur durch eine marktnähere Ausgestaltung des Fördersystems erreichen. Eine solche Ausgestaltung würde zumindest den Umstieg auf eine **vollständige Harmonisierung** der Fördersätze erfordern, konsequenterweise jedoch eine Ablösung der Vergütungssätze durch eine Mengenförderung, wie sie der Sachverständigenrat im Jahresgutachten 2011/12 entworfen hat. Dieses Modell stellt zwar ebenfalls ein Subventionsregime dar, allerdings zu voraussichtlich deutlich geringeren Kosten als ein Festhalten an der technologiespezifischen Förderung.

Der von Bundesminister Altmaier veröffentlichte Verfahrensvorschlag zur Neuregelung des EEG benennt die mit der aktuellen Förderung verbundenen Probleme, ohne allerdings deren zeitnahe Lösung anzustreben (Kasten 17). Statt die Überförderung bestimmter Technologien bereits jetzt effektiv zu begrenzen und damit den weiteren Kostenanstieg des EEG schnell zu stoppen, deutet der Vorschlag eher darauf hin, den Status quo zu erhalten und eine Neuregelung erst auf die nächste Legislaturperiode zu verschieben.

Kasten 17

Der Verfahrensvorschlag von Bundesminister Altmaier zur Neuregelung des EEG

Das am 11. Oktober 2012 von Bundesminister Altmaier vorgestellte Hintergrundpapier enthält einen Verfahrensvorschlag zur Neuregelung des EEG und identifiziert dessen wichtigste Problemfelder (Altmaier, 2012). Dazu zählen die unzureichende Reduktion der Einspeisevergütungen im Zeitverlauf (Degressionsvorschriften), wodurch es zu **Fehlallokation**, **Überförderung** und damit zu vermeidbaren Mehrkosten kommt, sowie die **fehlende Marktorientierung** der erneuerbaren Energien. Um diese Probleme zu beheben, bedarf es seiner Ansicht nach „einer grundlegenden Reform des EEG, die über bisherige Korrekturen und Anpassungen hinausgeht“. Die Reform soll die zeitlichen und mengenmäßigen Ausbauziele gesetzlich festlegen, nach wie vor mit dem langfristigen Ziel, dass die erneuerbaren Energien im Jahr 2050 einen Anteil von mindestens 80 % an der Stromerzeugung erreichen. Insbesondere soll der festzulegende Ausbaupfad mit dem Netzausbau synchronisiert werden.

Die Reform soll **marktwirtschaftlichen Prinzipien** folgen, aber vornehmlich durch weiterentwickelte Varianten bestehender Instrumente wie der Marktprämie. Eine marktorientierte Förderung, wie etwa über das Quotenmodell oder Ausschreibungs- und Versteigerungsverfahren, steht nicht im Vordergrund, soll aber zumindest geprüft werden. Die technologiespezifische Ausrichtung der Förderung soll prinzipiell erhalten bleiben und zudem der Ausbau geographisch und regional gesteuert werden. Der Reformprozess würde von einer „Plattform Erneuerbare Energien“ des BMU unter Ko-Vorsitz des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) sowie dem „EEG Dialog“ begleitet, einer moderierten fachlichen beziehungsweise politischen

Debatte, deren Ergebnisse schließlich in einen Gesetzentwurf einfließen. Für die Entwicklung des Gesetzentwurfs wären zudem alle Interessenverbände eingebunden, um so konsensual eine politisch durchsetzbare Reform zu erarbeiten. Einen konkreten Zeitplan für den Gesamtprozess gibt es bisher nicht. Dieser liegt lediglich für die politische Debatte vor, die im November 2012 beginnen und Ende Mai 2013 abgeschlossen sein soll. Angesichts der Wahl zum Deutschen Bundestag im September 2013 ist kaum mit einem Gesetzentwurf in der aktuellen Legislaturperiode zu rechnen.

Fazit

490. Ein Jahr nach dem Einstieg in die Energiewende zeigt sich, dass wichtige Zeit verspielt worden ist. Zwar wurden die Weichen bei der Frage des Netzausbaus von der Bundesregierung sinnvoll gestellt. Aber weiterhin besteht unmittelbarer Handlungsbedarf beim Zubau konventioneller Erzeugungskapazitäten und bei der Förderung der erneuerbaren Energien. Sowohl beim Ausbau der erneuerbaren Energien als auch beim Ausbau konventioneller Erzeugungskapazitäten käme es vor allem darauf an, dass dieser Zubau marktwirtschaftliche Prinzipien besser berücksichtigt, damit die Kosten der Energiewende nicht aus dem Ruder laufen. Doch trotz der vielfältigen Anpassungsschritte beim EEG zeichnet sich eine Kehrtwende in Richtung einer stärker marktwirtschaftlich ausgestalteten Steuerung bei der Förderung der erneuerbaren Energien nicht ab. Im Gegenteil, die planwirtschaftlichen Elemente dieser Steuerung haben eher noch zugenommen. Damit ist eine weitere Kostenexplosion vorgezeichnet, sollte es nicht doch noch zu einem drastischen Umsteuern kommen.

III. Bei der Energiewende mehr Marktwirtschaft wagen

1. Schwächen der aktuellen Förderung der erneuerbaren Energien

491. Mit dem EEG wird neben dem Ausbauziel für die Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien eine **Vielzahl von Zielen** verfolgt: Klimaschutzpolitik, Forschungs- und Technologieförderung sowie Industriepolitik. Dieser unübersichtliche Zielkanon hat im Verlauf der vergangenen Jahre mit dazu beigetragen, dass sich das EEG zu einem der größten Subventionstatbestände in der Geschichte der Bundesrepublik Deutschland ausgewachsen hat. Gemessen am Bruttoinlandsprodukt beläuft sich die Förderung im Jahr 2012 auf rund 0,6 % (Ziffer 358). Es zeichnet sich ab, dass die im Herbst 2012 vollmundig angekündigte Reform des EEG eher die Gestalt von „Umbauarbeiten“ annimmt, aber keine grundlegende Neuausrichtung des Förderinstruments anstrebt. Das reformierte EEG dürfte daher lediglich in der Lage sein, eine Vielzahl von Interessengruppen zu unterstützen, aber viele seiner eigentlichen Ziele verfehlen.

492. Für die **Klimaschutzpolitik**, die darauf abzielt, die Emissionen an Treibhausgasen zu reduzieren, ist das geeignete Instrument der (weltweite) Handel mit entsprechenden Emissionsrechten und die Festlegung einer stetig sinkenden Obergrenze für (weltweite) Emissionen. Mit dem EU-ETS und damit einer in Europa gültigen Obergrenze für Treibhausgasemissionen der beteiligten Sektoren, zu denen der Energiesektor gehört, steht bereits ein in diesem Sinne konzipiertes Instrument zur Verfügung, das den Ausbau von Stromerzeugungskapazitäten aus

erneuerbaren Energien unterstützen könnte. Verringerte man diese Obergrenze für Treibhausgasemissionen in den kommenden Jahren stärker als bisher geplant, würde der Preis für Emissionsrechte vermutlich ansteigen und damit unter anderem der Anreiz erhöht, in erneuerbare Energien zu investieren. Dieser Schritt setzt allerdings das Bekenntnis auf europäischer Ebene voraus, das Emissionshandelssystem als primäres klimapolitisches Instrument zu etablieren und zudem die Emissionsobergrenzen entsprechend stark abzusenken.

Daher sollte die (europäische) Politik mit aller Anstrengung darauf hinwirken, ein weltweit harmonisiertes Emissionshandelssystem zu etablieren. Dass dies bislang nicht erreicht wurde, kann durchaus als (internationales) **Politikversagen** angesehen werden. Bezogen auf die Klimapolitik könnte dies auf nationaler Ebene etwa Anstrengungen zur Anpassung an den Klimawandel rechtfertigen (Wissenschaftlicher Beirat beim BMF, 2010). Zudem wird dies regelmäßig von den Befürwortern zusätzlicher Förderinstrumente für erneuerbare Energien als Begründung für deren Einsatz angeführt (IPCC, 2011). Doch selbst, wenn man dem grundsätzlichen Argument folgt, kann es nicht zur Rechtfertigung einer konkreten Form dieser Förderung dienen, also insbesondere nicht der Entscheidung, das EEG einem alternativen Förderinstrument vorzuziehen.

493. Das EEG wird zudem damit begründet, dass im vorliegenden Kontext Marktversagen bei privaten Aktivitäten in Forschung und Entwicklung (FuE) vorliegt und somit eine zusätzliche **Forschungs- und Technologieförderung** für erneuerbare Energien notwendig ist (Weber und Hey, 2012; IPCC, 2011; Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2011). Theoretisch lassen sich in der Tat mindestens drei Gründe für Marktversagen identifizieren, die allerdings für jede Form von Innovationen gelten und nicht nur für erneuerbare Energien.

Erstens lassen sich die Ergebnisse von privater FuE nicht vollumfänglich schützen und damit durch den Innovator kommerzialisieren. Daher kommt ein gewisser Teil der Forschungsergebnisse allen Akteuren in einem Markt zugute. Im Ergebnis kommt es zu ineffizient niedrigen FuE-Investitionen. Dies wird zweitens dadurch verstärkt, dass FuE-Aktivitäten ein nicht zu vernachlässigendes Risiko des Scheiterns innewohnt. Fehlen hinreichend risikofreudige private Investoren, so unterbleiben eine Reihe gesamtwirtschaftlich sinnvoller Innovationsprojekte. Drittens ist die Einführung und Anwendung neuer Technologien typischerweise mit erheblichen Lerneffekten verbunden, sodass im Zeitverlauf mit sinkenden Kosten gerechnet wird. Etablierte Technologien haben diesen Prozess bereits hinter sich und behindern dieser Überlegung nach die breite Anwendung neuer Technologien.

Eng verbunden mit dem letztgenannten Grund für Marktversagen ist die **industriepolitische Begründung** des EEG. Dabei geht es darum, von der Politik identifizierte Wachstumssektoren gezielt zu unterstützen, um damit Lerneffekte zu erzielen und Skaleneffekte auszunutzen, um so wiederum der heimischen Industrie eine gute Ausgangsposition im internationalen Wettbewerb zu verschaffen.

494. Diese Begründungen für ein mögliches Marktversagen bei FuE treffen prinzipiell für alle Wirtschaftsbereiche zu, nicht ausschließlich für die erneuerbaren Energien. Diese Ein-

sicht spricht daher für den konsequenten Ausbau der Forschungs- und Bildungsinstitutionen und die zeitlich begrenzte staatliche Unterstützung von Grundlagenforschung, deren Erfolg zudem regelmäßig evaluiert werden muss (JG 2009 Ziffer 385). Eine gute Form der Forschungs- und Technologiepolitik wäre, durch die Vermeidung ineffizienter Subventionen volkswirtschaftliche Ressourcen einzusparen, um mit einem Teil der Ersparnis die **Grundlagenforschung** und angewandte Forschung zielgenauer zu fördern.

Das EEG in seiner derzeitigen Form versucht hingegen, über die Förderung des Kapazitätsausbaus gleichzeitig die Investitionen in FuE zu unterstützen. Dabei ist dieses Instrument weder zielgenau noch kosteneffizient, da im Gegensatz zu einer direkten Forschungsförderung die auf diesem indirekten Weg verausgabten Mittel nur zu einem Bruchteil für Innovationsanstrengungen der Unternehmen wirksam werden. In der Tat investieren die derart geförderten Technologieunternehmen nur einen Bruchteil des erzielten Umsatzes in FuE. In einem derartigen und dynamischen Marktsegment ist dies mehr als enttäuschend. Dies lässt sich nur durch die negativen Anreizeffekte einer staatlich gestützten Rendite erklären. Insbesondere werden beim EEG unbekannte Technologien gegenüber den bekannten diskriminiert.

495. Im Mittelpunkt der Argumente der Befürworter des EEG steht die Vermutung, dass ein breit gefächertes System technologiespezifischer Einspeisevergütungen zu einer schnelleren Kostendegression durch **Lerneffekte** bei den einzelnen Technologien führt (Weber und Hey, 2012; Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2011). Daher sei der Kapazitätsausbau selbst sehr teurer Stromerzeugungstechnologien großzügig zu fördern. Eine kritische Überprüfung dieses Gedankengangs ist indes bisher nicht konsequent von der Politik eingefordert worden. Somit wird auf den bloßen Verdacht hin gefördert, dass die Lernkurven- oder Skaleneffekte hinreichend groß sind, um die Subventionierung dem Grunde und vor allem der Höhe nach zu rechtfertigen.

Allerdings dürfte es sehr schwerfallen, in überzeugender Weise empirisch nachzuweisen, dass die in den vergangenen Jahren bei vielen erneuerbaren Energien zu verzeichnende Kostendegression aufgrund der bisherigen Förderung schneller vonstatten ging, als es ohne die Förderung der Fall gewesen wäre. Die methodischen Anforderungen an einen solchen Nachweis sind hoch, denn die für FuE relevanten Akteure würden ohne die Förderung wohl kaum jegliche Forschung unterlassen. Der bloße Verweis auf die im Zeitablauf zu beobachtende Kostendegression reicht keinesfalls, um eine tatsächliche Wirkung der Förderung zu belegen.

496. Die mit dieser technologiepolitischen Rechtfertigung des EEG eng verwandte industriepolitische Begründung setzt voraus, dass die Politik bereits von vornherein besser einschätzen kann als die privaten Akteure, welche Industrien, Technologien und Wirtschaftsbereiche zukunftsträchtig sind. Zwar ist es theoretisch denkbar, eine kostenminimale Förderung zu etablieren (Melitz, 2005). Allerdings sind für die praktische Umsetzung derart **umfassende Informationen nötig**, die zudem einen zweifelsfreien Blick in die Zukunft erfordern, dass von einer solchen vertikalen Industriepolitik nur abzuraten ist. Zudem zeigen neuere Arbeiten, dass FuE gerade in einem kompetitiven Umfeld ein möglicher Weg ist, den Wettbewerbsdruck zumindest temporär zu mildern (Aghion und Griffith, 2005). Der Schutz vor Wettbe-

werb durch sektorspezifische Industriepolitik wäre demnach kontraproduktiv, da diese die Innovationstätigkeit der Unternehmen sogar verringern würde.

Die Industriepolitik sollte daher horizontal ausgerichtet sein und flankierend wirken. Insbesondere zählen dazu eine Außenwirtschaftspolitik, die den freien Marktzugang für alle Akteure sicherstellt, sowie eine **effektive Wettbewerbspolitik**. Gerade Letztere sollte direkt eingesetzt werden, statt indirekt und wesentlich teurer mit Hilfe des EEG. Zwar werden mit dem EEG in der Tat eine ganze Reihe neuer und insbesondere kleiner Anbieter in den Strommarkt hineingebracht, allerdings führt die konkrete Ausgestaltung mit festen und nach Größe der Anlagen variierenden Einspeisevergütungen und einem Einspeisevorrang für erneuerbare Energien dazu, dass diese den Strom nicht nachfrageorientiert einspeisen und die Betriebsgröße nicht effizient gewählt wird. Dies wird selbst dadurch nicht behoben, dass zusätzliche Anreize zur Marktintegration gesetzt werden, etwa in Form der Marktprämie oder der Flexibilitätsprämie.

497. Es liegt in der Natur eines jeden staatlichen Förderinstruments, bei dem derart umfangreiche Mittel von einer Vielzahl von – als Interessengruppe schlecht organisierten – Subventionszahlern, hier den Stromverbrauchern, hin zu – als Interessengruppe wohl organisierten und damit politisch sehr schlagkräftigen – Subventionsempfängern umverteilt werden, dass sich die Interessen gelinde gesagt verfestigen. Dadurch wird es sehr schwer sein, künftig die Förderung der noch aufzubauenden Kapazitäten bei den erneuerbaren Energien kosteneffizient auszugestalten.

Beredtes Beispiel für die zu erwartenden Schwierigkeiten ist die Feststellung im Altmaier-Papier, dass wegen der „stark divergierenden (finanziellen und wirtschaftlichen, geographischen und sektoriellen) Interessen [...] ein konsensuales Verfahren anzustreben ist“. Indes kann kaum davon ausgegangen werden, dass es dabei vornehmlich um die Interessen der Subventionszahler geht, als vielmehr um die der Subventionsempfänger, vor deren Macht die Politik offenbar auf breiter Front kapituliert hat. Dabei ist klar: Es geht nicht um ein Zurücknehmen der bisherigen Versprechungen des EEG, die zugesagten Einspeisevergütungen sind natürlich abzuarbeiten. Es geht lediglich um die Frage, wie der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien organisiert werden soll.

Aber für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien darf die Förderung nicht einfach nur nachjustiert werden, sondern es muss **dringend umgesteuert** werden. Insbesondere muss der Kapazitätsausbau von der Technologie- und Innovationsförderung getrennt werden und sich strenger am Prinzip der Kosteneffizienz orientieren, das derzeit offensichtlich grob verletzt ist.

2. Marktbasierte Mengensteuerung statt Einspeisevergütungen

498. Der Sachverständigenrat hat bereits im vergangenen Jahr vorgeschlagen, die Förderung des Aufbaus von Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien schrittweise auf eine technologieneutrale Mengenförderung umzustellen (JG 2011 Ziffern 435 ff.; Monopolkommission, 2011). In einem ersten Schritt bedürfte es dazu lediglich einer **Harmonisierung**

der Mindestvergütungssätze im EEG. Dadurch würde sich der Zubau der erneuerbaren Energien künftig strenger am Prinzip der Kosteneffizienz orientieren. Eine aktuelle Studie kommt zu dem Ergebnis, dass durch die Harmonisierung der Einspeisevergütung auf dem Niveau der Windenergie an Land (onshore) vom Jahr 2013 bis zum Jahr 2020 Kosten mit einem Barwert (in Preisen des Jahres 2011) von bis zu 52 Mrd Euro gespart werden könnten, ohne die Ausbauziele zu verletzen (RWI, 2012). Die Mechanik hinter diesen Berechnungen ist einfach nachzuvollziehen: Wird das EEG beibehalten, werden mit der Photovoltaik, Windkraft vor der Küste und Biomasse aller Voraussicht nach drei recht teure Technologien massiv zugebaut.

Um die Nachteile einer Preissteuerung zu vermeiden, sollte die Förderung anschließend auf eine **marktbasierte Mengensteuerung** in Form von Grünstromzertifikaten umgestellt werden, wie sie bereits in einigen anderen europäischen Ländern zum Einsatz kommt (Kasten 18). Eine aktuelle Studie geht sogar soweit, einen konkreten Entwurf für ein entsprechend novelliertes EEG auszuarbeiten (Haucap und Kühling, 2012).

Darüber hinaus ließen sich die Kosten für die Förderung der erneuerbaren Energien weiter senken, wenn Standort- und Handelsvorteile innerhalb Europas ausgenutzt würden. Daher sollte das Fördersystem mittelfristig in einen **grenzüberschreitenden Handel** mit Grünstromzertifikaten überführt werden, indem die Fördersysteme derjenigen Länder geschlossen werden, die zur Förderung der erneuerbaren Energien ebenfalls auf eine Mengensteuerung zurückgreifen (JG 2011 Ziffern 435 ff.).

Kasten 18

Subvention erneuerbarer Energien: Preis- und mengenbasierte Verfahren

Die große Mehrzahl der aktuell verfügbaren und auf erneuerbaren Energien beruhenden Stromerzeugungstechnologien ist nicht wettbewerbsfähig. Da aus vielerlei Gründen diese Technologien dennoch in der Stromerzeugung eingesetzt werden sollen, muss die anfängliche Investition oder deren laufender Betrieb **subventioniert** werden. Für Letzteres bieten sich prinzipiell zwei Verfahren an: die mengenbasierte oder die preisbasierte Förderung, die entweder in Reinform oder als Mischform international eingesetzt werden.

Bei der **mengenbasierten Förderung** wird eine bestimmte Gesamtmenge an Strom aus erneuerbaren Energiequellen vorgegeben, typischerweise als Anteil an der jährlich konsumierten Strommenge. Da Strom ein homogenes Gut ist, dem nicht angesehen werden kann, mit welcher Erzeugungstechnologie er produziert wurde, erhalten die Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien Zertifikate entsprechend der produzierten Menge an Strom. Von den Stromversorgern werden diese Zertifikate erworben, um damit nachzuweisen, dass der vorgegebene Anteil an verbrauchtem Strom aus erneuerbaren Energiequellen stammte. Der Preis für die Herkunftszertifikate stellt sich dann entsprechend dem Gesamtangebot an Zertifikaten und der Gesamtnachfrage ein.

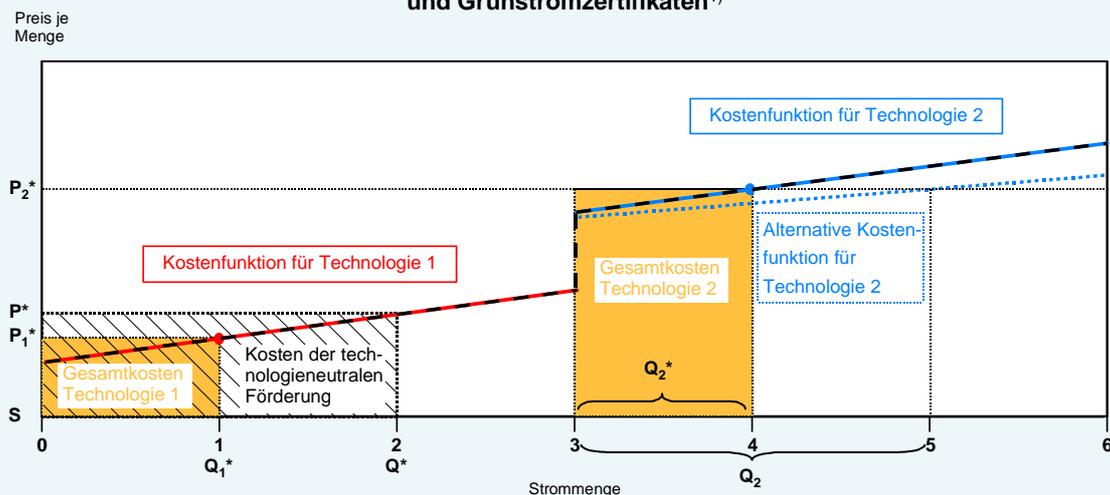
Im Falle der **preisbasierten Förderung** wird für die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien für einen festgelegten Zeitraum eine feste Vergütung je produzierter Menge an Strom ebenso garantiert wie ihre unbedingte Entgegennahme durch die Netzbetreiber (Einspeisega-

rantie). Dadurch wird sichergestellt, dass die Investoren bereits im Vorhinein mit einem festen Preis kalkulieren können und bei entsprechend erwarteter Menge an mit ihrer Anlage produziertem Strom der wirtschaftliche Betrieb sichergestellt ist. Das auf jedem Markt vorhandene Preisrisiko wird daher vollständig von den Konsumenten getragen.

Um die Charakteristika der unterschiedlichen Fördermethoden zu illustrieren, sei unterstellt, dass es genau zwei Technologien gibt, die jeweils in einer Periode die gleiche maximale Menge an Strom produzieren können. Die zweite Technologie weist allerdings durchweg höhere Kosten auf als die erste Technologie (Schaubild 75). Die **Stromangebotsfunktion**, die sich für variierende Preise ergibt, entspricht daher der Summe beider Kostenfunktionen (schwarz gestrichelte Linie entlang der Kostenkurven im Schaubild). Da die erste Technologie immer günstiger ist als die zweite, macht die den gesamten Markt charakterisierende Angebotsfunktion dort einen Sprung, wo die Kapazitätsgrenze der ersten Technologie erreicht ist. Erst ab einem Preis, der mindestens die Kosten der zweiten Technologie deckt, wird durch diese eine zusätzliche Menge bereitgestellt.

Schaubild 75

Förderung erneuerbarer Energien: Vergleich zwischen Einspeisevergütung und Grünstromzertifikaten¹⁾



1) Das Angebot an "grünem" Strom setzt sich zusammen aus den Kostenfunktionen der beiden verfügbaren Technologien. Förderung erneuerbarer Energien bei einer einheitlichen Gesamtmenge von Q^* und einem unterstellten Strompreis von S . Entweder wird die Menge mit Hilfe von Grünstromzertifikaten gefördert oder mit jeweils einer technologie-neutralen Einspeisevergütung P^* oder zweier technologiespezifischen Einspeisevergütungen P_1^* und P_2^* .

© Sachverständigenrat

Daten zum Schaubild

Quelle: Eigene Darstellung

Wenn eine vorgegebene Strommenge Q^* aus erneuerbaren Energien in einer Periode produziert werden soll und sofern es im preisbasierten Verfahren nur eine **einheitliche Vergütung** gibt, die für alle verwendeten Technologien dieselbe ist, liefern beide Förderansätze das gleiche Ergebnis. Im preisbasierten Verfahren müsste eine Einspeisevergütung in Höhe von P^* festgelegt werden, damit entsprechende Kapazitäten aufgebaut werden, um genau diese Menge $Q^* = 2$ zu produzieren. Im Falle der mengenbasierten Förderung würde hingegen gesetzlich festgelegt, dass die Gesamtmenge $Q^* = 2$ an Zertifikaten nachgewiesen werden muss. Am Markt für Zertifikate würde sich dann ein Preis P^* einstellen, der genau der einheitlichen Einspeisevergütung entspräche. Die Anforderungen an die Informationslage des Gesetzgebers sind demnach in preisbasierten Fördersystemen ungleich höher.

Das EEG und andere bestehende preisbasierte Fördersysteme unterstützen allerdings mit einer Schar von unterschiedlichen, **technologiespezifischen Einspeisevergütungen** nicht nur den

mengenmäßigen Ausbau an Stromerzeugungskapazitäten, sondern verfolgen darüber hinaus eine direkte Technologieförderung. Um dies im vorliegenden Schaubild diskutieren zu können, muss die Vorstellung aufgegeben werden, dass sich jeweils nur ein einzelner Preis für Strom aus erneuerbaren Energien einstellen wird. Genau diese Vorstellung rechtfertigt das im Schaubild dargestellte Hintereinanderschalten der technologiespezifischen Kostenfunktionen. Wird nun jedoch die gleiche Menge $Q^* = 2$ auf zwei Technologien verteilt, die unterschiedliche Kosten aufweisen, dann muss die Planungsinstanz jeweils separate Ausbauziele für die einzelnen Technologien festlegen. Aus ihrer Einschätzung des Verlaufs der durchschnittlichen Kosten werden dann bei hälftiger Aufteilung $Q_1^* = Q_2^* = 1$ die notwendigen Einspeisevergütungen P_1^* und P_2^* bestimmt (Schaubild 75).

Unterscheiden sich die Kostenverläufe der einzelnen Technologien in der Höhe stark voneinander, dann resultiert daraus bei gleicher geförderter Strommenge ein insgesamt sehr viel teureres Förderregime als bei einer technologieneutralen preis- oder mengenbasierten Förderung. Genau diese Mechanik steckt hinter den aktuellen Kostenschätzungen auf Basis des Reformstands des EEG: Die Differenz zwischen Einspeisevergütung und Kosten ist nach wie vor so groß, dass der Zubau von teuren PV-Anlagen äußerst attraktiv bleibt. In der Konsequenz wird die EEG-Umlage noch weiter drastisch steigen, wenn dieses Fördersystem beibehalten wird.

Wird die preisbasierte Förderung nicht von vornherein mengenmäßig für die jeweiligen Perioden begrenzt, dann bergen falsch eingeschätzte (zukünftige) Kostenverläufe ein erhebliches **Kostenrisiko**. Dies kann zwar (teilweise) dadurch gemildert werden, dass die Einspeisevergütung periodisch gesenkt wird (im EEG geschieht dies mittels vorgegebener Degression (Ziffer 482)), wobei die Höhe der Absenkung entweder langfristig vorgegeben oder an die in einer Periode aufgebauten Kapazitäten gekoppelt wird. Ein Beispiel mag dies verdeutlichen: Die für das Fördersystem zuständige Planungsinstanz schätzt den Verlauf der Kostenfunktion der Technologie 2 und setzt basierend darauf die Einspeisevergütung auf P_2^* , womit sich zumindest theoretisch die Menge $Q_2^* = 1$ (und zusammen mit der Technologie 1 die Gesamtmenge $Q^* = 2$) ergeben würde.

Der tatsächliche Verlauf der Kostenfunktion mag indes viel niedriger sein – entweder weil die Kosten im Laufe der Periode gesunken sind oder generell falsch eingeschätzt wurden – wodurch bei der gleichen Einspeisevergütung P_2^* eine wesentlich größere Menge $Q_2 = 2$ und damit viel höhere Gesamtkosten resultieren. Die beim EEG auftretende jährliche Revision der Ausbauprognosen zeigt deutlich, dass es in der Vergangenheit zu erheblichen Fehleinschätzungen gekommen ist, die zur Kostenexplosion beigetragen haben dürften (Schaubild 73, Seite 274).

Im mengenbasierten Verfahren sind derartige unerwartete Kapazitätsausweitungen, wie sie im preisbasierten Verfahren auftreten können, per Konstruktion ausgeschlossen, da der zukünftige Ausbaupfad für die Kapazitäten vorgegeben wird. Der **Preis für die Zertifikate** spiegelt deshalb die relative Abweichung vom Ausbaupfad wider: Liegt der Kapazitätsaufbau niedriger als der vorgegebene Ausbaupfad, so steigt der Preis für Zertifikate entsprechend und gibt Investoren einen stärkeren Anreiz, in zusätzliche Kapazitäten zu investieren. Liegt der Kapazitätsaufbau darüber, dann sinkt der Preis und mindert den Anreiz für den weiteren Kapazitätsaufbau. Zusätzlich sorgen entsprechend hohe Strafzahlungen dafür, dass ein Verfehlen der Quote teurer ist als der Zukauf von Zertifikaten.

Ein zentrales Argument für die Förderung bisher teurer Technologien ist der vermutete Kostenrückgang durch deren breitere Nutzung, sogenannte **Lerneffekte**, die ohne Förderung zu dyna-

mischer Ineffizienz führen. Eine Förderung ließe sich allerdings nur dann ökonomisch rechtfertigen, wenn etwa die alternative Kostenfunktion der zweiten Technologie allein durch die Förderung so stark sinken würde, dass diese Kostenersparnis, gemessen in heutigen Preisen, die hohen Kosten der heute zu zahlenden Förderung kompensieren würde. Damit diese Kostenersparnis dann aber auch beim Stromverbraucher ankommt, muss schritt haltend mit dem technischen Fortschritt die Einspeisevergütung abgesenkt werden. Geschieht dies nicht, dann ergibt sich das gleiche Problem wie bei der oben geschilderten Fehleinschätzung der Kostenfunktion im statischen Kontext: Der angestrebte Ausbau wird übertroffen und die vom Stromverbraucher zu tragenden Kosten steigen, möglicherweise in rasantem Ausmaß.

499. Bereits der erste Schritt, der Übergang von einer technologiespezifischen zu einer einheitlichen **technologieneutralen Einspeisevergütung**, bietet erhebliche Vorteile, die durch eine Umstellung auf eine mengenbasierte Förderung mit einem expliziten Ausbaupfad noch verstärkt werden. Insbesondere schützt die mengenbasierte Förderung vor einem unerwartet schnellen Ausbau erneuerbarer Technologien, zumindest solange deren Ausbau noch subventioniert werden muss. Dadurch wird einerseits die bei preisbasierten Verfahren immer wieder auftretende Überförderung des Ausbaus verhindert, etwa wenn die Investitionskosten für einzelne Technologien stärker als durch den Gesetzgeber erwartet sinken. Dies führte in der Vergangenheit zu massiven Kapazitätsausweitungen und dadurch zu Kostenschüben, etwa bei der Photovoltaik (Ziffern 478, 481, 484). Andererseits ließe sich der Netzausbau besser mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien koordinieren.

Mit einem verbindlich einzuhaltenden Pfad für die Grünstromquote und einer technologieneutralen Ausgestaltung der Förderung würde zudem der Einfluss von Interessengruppen stark reduziert. Da der Preis von Grünstromzertifikaten durch Angebot und Nachfrage bestimmt würde, bedarf es keiner politischen Eingriffe mehr, um überhöhte Vergütungssätze anzupassen.

500. Die Befürworter des EEG lehnen eine solche Umstellung auf die mengenbasierte Förderung vehement ab und verweisen auf die (vermeintlich) schlechten Erfahrungen derjenigen Länder, die ein solches Fördersystem bereits eingeführt haben. So wird vielfach auf das **Vereinigte Königreich** verwiesen, das ein mengenbasiertes Verfahren zur Förderung erneuerbarer Energien einsetzt. Dieses musste mehrfach angepasst werden und wurde im Jahr 2010 mit technologiespezifischen Einspeisetarifen flankiert, die für kleinere Anlagen mit bis zu 5 MW Kapazität gezahlt werden. Das mengenbasierte Verfahren für größere Anlagen besteht zwar weiter fort. Doch es wurde in der Vergangenheit immer stärker technologiespezifisch ausgestaltet, indem unterschiedliche Technologien für die gleiche Menge eingespeisten Stroms jeweils eine unterschiedliche Anzahl von Zertifikaten erhalten. Damit hat das dortige Quotenmodell seine technologieneutrale Ausgestaltung verloren.

Eine ganze Reihe von Faktoren hat mit dazu beigetragen, dass die Mengenförderung im Vereinigten Königreich nicht zum erhofften Kapazitätsausbau geführt hat. Wesentlich trug dazu der **schwierige** und oftmals **langwierige Genehmigungsprozess** für den Bau von Anlagen bei, wodurch speziell der Ausbau von Windenergieanlagen an Land behindert wurde

(Woodman und Mitchell, 2011; Pollitt, 2010). Der gebremste Ausbau führte bei den Stromversorgern teilweise dazu, dass sie die erforderliche Anzahl an Grünstromzertifikaten nicht nachweisen konnten, wodurch entsprechende Strafzahlungen ausgelöst wurden.

501. Im Rahmen einer derzeit geplanten und intensiv diskutierten großen Reform des Energiemarkts im Vereinigten Königreich, die unter anderem die Einführung eines Kapazitätsmarkts vorsieht, soll mit Differenzkontrakten (Contracts for Difference) ab dem Jahr 2017 ein preisbasierter Fördermechanismus für erneuerbare Energien eingeführt werden (Department of Energy and Climate Change, 2012). Demnach erhielten die geförderten Produzenten statt einer festen Einspeisevergütung je Strommenge lediglich die Differenz zwischen einer langfristig festgeschriebenen Vergütungshöhe und einem im Zeitablauf mit den Marktgegebenheiten schwankenden Referenzpreis, etwa dem monatsdurchschnittlichen Börsenpreis für Strom. Sollte der Referenzpreis im Zeitverlauf über die festgeschriebene Vergütungshöhe steigen, müsste diese Differenz wiederum von den Produzenten erstattet werden.

Bis Anfang der 2020er-Jahre wäre die festzulegende Vergütungshöhe noch technologiespezifisch ausgestaltet, danach einheitlich und damit technologieneutral. Dieser Mechanismus unterscheidet sich damit grundlegend vom EEG in Deutschland, da in den aktuellen Gesetzentwürfen kein Abnahmepflicht für den Strom aus erneuerbaren Energien vorgesehen ist. Somit bleiben die Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien weiterhin dem Vermarktungsrisiko und teilweise dem Preisrisiko ausgesetzt. Insbesondere wird der Differenzbetrag nach einer Übergangsphase in Versteigerungen und somit marktnah ermittelt. Zudem ist geplant, die Gesamtzahl der jährlich neu zu vergebenden Kontrakte an den Ausbaupfad für erneuerbare Energien zu koppeln; der maximale jährliche Zubau wird somit gedeckelt.

502. Länder wie etwa die Vereinigten Staaten, Schweden und Neuseeland haben hingegen erfolgreich ein **Quotenmodell** implementiert. In den Vereinigten Staaten fördern alle Bundesstaaten den Ausbau erneuerbarer Energien, davon 29 Bundesstaaten und Washington, D.C., mit einer mengenbasierten Steuerung. Allerdings unterscheiden sich selbst in den Vereinigten Staaten die Systeme teilweise erheblich; so ist es nur sehr begrenzt möglich, die Zertifikate über Bundesstaatsgrenzen hinweg zu handeln, um die Quote in einem Bundesstaat durch den Zukauf günstig produzierter Zertifikate aus anderen Bundesstaaten zu decken und somit die unterschiedlichen Standortvorteile für die einzelnen Technologien effizient zu nutzen (Schmalensee, 2011).

Insbesondere das **schwedische Quotenmodell** ist sehr erfolgreich, wenngleich es selbst dort nach dessen Einführung im Jahr 2003 zu einer starken Überförderung kam, weil bereits profitable am Markt arbeitende Altanlagen berechtigt waren, für den produzierten Strom Zertifikate zu erhalten (Kasten 19, Seite 288). Dem schwedischen Grünstrommarkt ist Norwegen zum 1. Januar 2012 beigetreten.

503. Der Vorschlag des Sachverständigenrates ist allerdings ohnehin nicht, einfach eines der bestehenden Modelle der Mengensteuerung unangepasst einzuführen, insbesondere nicht das britische Modell. Stattdessen sollte ein **neues mengenbasiertes Fördersystem** eingerichtet

werden, das aus den Defiziten und Fehlschlägen früherer Modelle die richtigen Lehren zieht. Denn nichts hindert die deutsche Politik daran, die bisher in anderen Ländern gemachten Erfahrungen mit Quotenmodellen beim Aufbau eines derartigen mengenbasierten Fördersystems angemessen zu berücksichtigen. Wenn überhaupt, dann käme das schwedische Modell diesem Vorschlag für die künftige Förderung der erneuerbaren Energien in Deutschland nahe. Der folgende Katalog an Lehren sollte dabei beachtet werden:

- i. Die Förderung sollte technologieoffen – keine Technologie sollte von vornherein ausgeschlossen werden – und technologieneutral – allein die produzierte Strommenge bestimmt die Anzahl an Zertifikaten, nicht die Wahl der Technologie – ausgestaltet sein, um einen großen und liquiden Markt für Grünstromzertifikate herzustellen.
- ii. Es sollten sowohl ein kurzfristiger Spotmarkt als auch ein langfristig ausgerichteter Futures-Markt eingerichtet werden, um die intertemporale Glättung von Nachfrage und Angebot zu ermöglichen und die Preisschwankungen zu begrenzen (Amundsen et al., 2006).
- iii. Ausgestellte Zertifikate sollten in jeder zukünftigen Periode zur Erfüllung der Quote eingesetzt werden können.
- iv. Die Ausgabe von Grünstromzertifikaten sollte auf neu errichtete Anlagen beschränkt werden, um so mögliche Mitnahmeeffekte für Altanlagen zu verhindern (Bergek und Jacobsson, 2010).
- v. Es sollte potenziellen Investoren ein hinreichend langer, aber nach festen Regeln auslaufender Planungshorizont gewährt werden, um die Unsicherheit der Akteure möglichst zu begrenzen.
- vi. Die Einrichtung hinreichend großer Strafzahlungen sollte verhindern, dass sich die eigentlich zur Einhaltung der Quote an erneuerbaren Energien Verpflichteten günstig aus dieser Verpflichtung freikaufen können.
- vii. Um die Markteintrittsschranken für die erneuerbaren Energien niedrig zu halten, sollte die Netzanschlusspflicht beibehalten werden.

Kasten 19

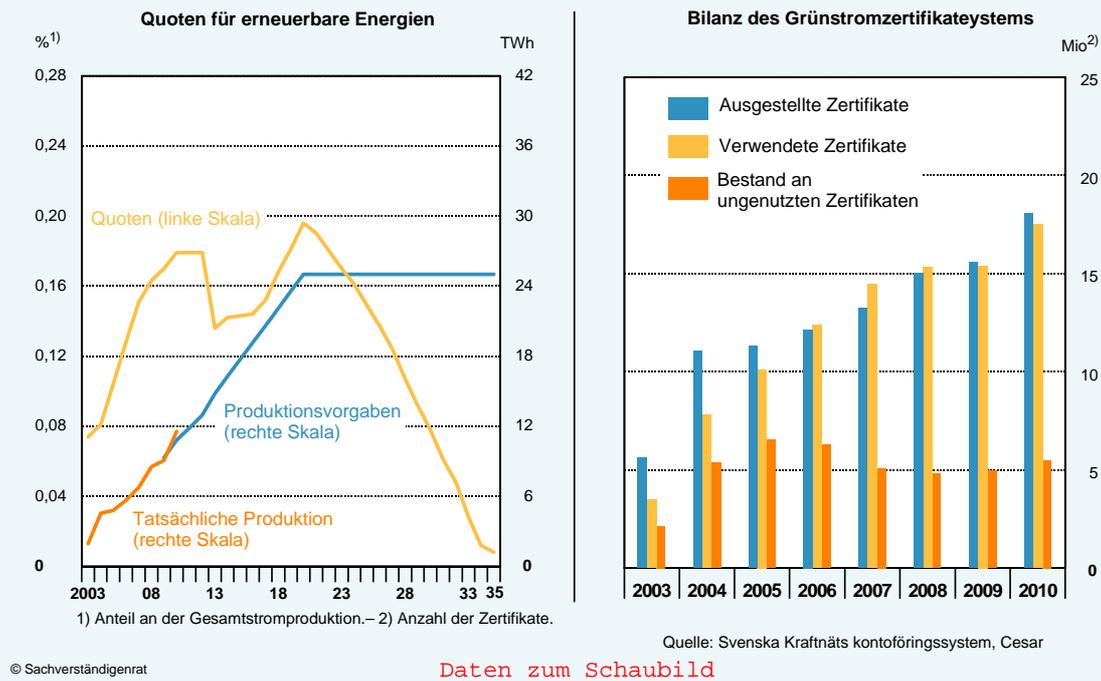
Die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Schweden

Schweden hat sich im Rahmen des Klimakonzepts der EU dazu verpflichtet, den heimischen Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 auf 49 % zu erhöhen. Bezogen auf den Strommarkt hat sich Schweden zum Ziel gesetzt, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 70,3 TWh im Jahr 2002 bis zum Jahr 2020 um rund 25 TWh zu erhöhen (Schaubild 76, links). Um dieses Ziel zu erreichen, fördert Schweden den Aufbau von Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien seit dem 1. März 2003 mit einem **Grünstromzertifikatemarkt**. Dabei entspricht die Ausgestaltung des schwedischen Fördersys-

tems fast dem idealtypischen Bild des Zertifikatemarkts, wie es vom Sachverständigenrat vorge-schlagen und stilisiert beschrieben wurde (JG 2011 Ziffern 431 ff.). Insbesondere gibt es (fast) keine technologiespezifischen Regelungen, wie etwa flankierende Einspeisevergütungen oder eine technologiespezifische Zuteilung von Zertifikaten.

Schaubild 76

Geplante und tatsächliche Entwicklung des schwedischen Grünstromzertifikatesystems



Die Nachfrage nach Grünstromzertifikaten entsteht aus gesetzlichen Verpflichtungen der Stromversorger, die als deren Lieferanten stellvertretend für die privaten Endkunden handeln, sowie der Selbstversorger und Unternehmen, die den Strom an der Börse beziehen. In einem Abrechnungszeitraum von einem Jahr müssen diese insgesamt so viele Grünstromzertifikate nachweisen, dass deren Anteil am Stromverbrauch genau der **gesetzlich vorgegebenen Quote** an „grünem Strom“ entspricht. Der Verlauf der Quote berücksichtigt dabei bereits, dass im Laufe der Zeit Anlagen aus der zeitlich begrenzten Förderung herausfallen werden, deren Produktionskapazität am Strommarkt jedoch weiterhin zur Verfügung steht, weshalb die Produktionsvorgabe nicht zurückgeht.

Das Angebot an Grünstromzertifikaten wird von den Stromproduzenten bereitgestellt, die Strom aus erneuerbaren Energien produzieren und deren Stromerzeugungskapazitäten dazu berechtigt sind, **Grünstromzertifikate** von Svenska Kraftnät, dem Übertragungsnetzbetreiber, für den eingespeisten Strom zu erhalten. Ähnlich wie beim EEG in Deutschland sind stromintensive Unternehmen von der Verpflichtung die Quote zu erfüllen teilweise befreit. Gleiches gilt für Eigenproduzenten mit Anlagen, deren Kapazität geringer als 50 kW ist. Diese Regelung wurde ebenso wie in Deutschland in den vergangenen Jahren mehrfach angepasst und der Kreis der ausgenommenen Unternehmen sukzessive erweitert, sodass aktuell ungefähr zwei Drittel des Stromverbrauchs durch den Grünstromzertifikatehandel abgedeckt sind.

Im Rahmen des Fördersystems sind auf Erzeugerseite nur neu geschaffene Stromerzeugungskapazitäten dazu berechtigt, über 15 Jahre für jede MWh eingespeisten Strom entsprechende Zertifikate zu erhalten. Allerdings wurden bei Einrichtung des Fördersystems zudem bestehende Anlagen zugelassen, die höchstens bis zum Jahresende 2014 berechtigt sind, Zertifikate zu erhalten. Ziel dieser Maßnahme war es, die Liquidität des Zertifikatemarkts bereits von Beginn an sicherzustellen. Jedoch führte dies dazu, dass **Altanlagen erhebliche Renten** erzielen, da diese bereits vor Einführung des Zertifikatemarkts größtenteils kostendeckend gearbeitet haben und keiner weiteren umfangreichen Förderung bedurft hätten. Dieser Umstand hat zu erheblicher Kritik am schwedischen System geführt, da allein diese Regelung Schätzungen zufolge einen Anteil von 10 % bis 15,5 % an den Gesamtkosten der Förderung bis zum Jahr 2030 ausmacht (Bergek und Jacobsson, 2010).

Die von den Stromverbrauchern zu erfüllende Quote bezieht sich dabei jeweils auf die vergangene **Abrechnungsperiode**, die vom 1. März eines Jahres bis zum letzten Tag im Februar des Folgejahres reicht. Zum 1. März müssen die Stromversorger den Gesamtstromverbrauch für den Abrechnungszeitraum an die Schwedische Energieagentur melden, auf den die Quote angewandt wird. Bis zum 31. März des Folgejahres müssen die Stromversorger ausreichend Zertifikate in ihrem Bestand haben, um die Quote für den Abrechnungszeitraum zu erfüllen. Die fehlenden oder überschüssigen Zertifikate können über die Börse oder bilateral bezogen oder verkauft werden. Jeweils zum 1. April werden alle Grünstromzertifikate gelöscht, die zur Erfüllung der Quote verwendet wurden.

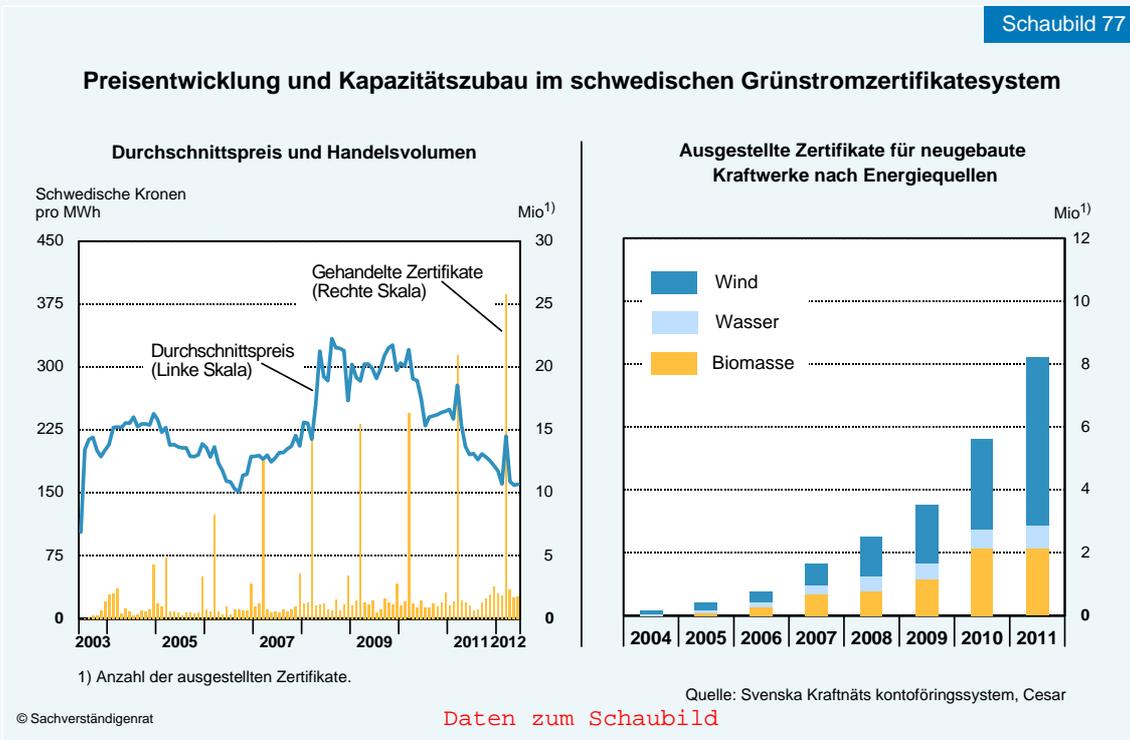
Sollte ein Stromverbraucher zum Stichtag nicht über ausreichend Zertifikate verfügen, so muss dieser die fehlenden Zertifikate von der Energieagentur zu einem **Strafpreis** beziehen, der 150 % des gewichteten Durchschnittspreises der Abrechnungsperiode entspricht (Schaubild 77, links). Die von den Strafzahlungen ausgehenden Anreize scheinen insgesamt sehr hoch zu sein, denn deren praktische Relevanz ist äußerst gering: Seit der zweiten Abrechnungsperiode des Zertifikatehandels lag die Erfüllungsrate der Grünstromquote bei 99,2 %, nach 77 % im ersten Jahr. Aktuell liegt die Erfüllungsrate bei annähernd 100 % und die Einnahmen aus Strafzahlungen bei rund 0,8 Mio Schwedische Kronen (weniger als 0,1 Mio Euro, 1. November 2012).

Da die in einer Abrechnungsperiode ausgestellten Zertifikate in allen zukünftigen Abrechnungsperioden eingesetzt werden können, um die Grünstromquote zu erfüllen, sind die **Preise relativ stabil** und werden eher von der im Zeitverlauf ansteigenden Quote fundamental bestimmt als vom Ende der Abrechnungszeiträume (Schaubild 77, links). Dabei entspricht die Preisentwicklung an der Börse in etwa der Preisentwicklung im unregulierten bilateralen Handel. Der Aufbau von neuen Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien entfiel seit dem Jahr 2004 zum größten Teil auf die Windenergie und die Biomasse (Schaubild 77, rechts). Die Wasserkraft spielt nur eine untergeordnete Rolle. Dieser im Zuge der Förderung entstandene Technologiemix entspricht damit durchaus dem, der angesichts der technologiespezifischen Kosten für Schweden zu erwarten gewesen wäre (EWI, 2010).

Zum 1. Januar 2012 trat **Norwegen** dem schwedischen Grünstrommarkt bei, um den Kapazitätsausbau von erneuerbaren Energien im Strommarkt entsprechend eigener Ausbauziele zu fördern. Dieser Prozess wurde einerseits dadurch erleichtert, dass die Ausgestaltung des schwedischen Grünstrommarktes fast idealtypisch ist und die fehlende technologiespezifische Ausgestaltung einen langwierigen Harmonisierungsprozess jenseits der Ausbauziele überflüssig machte. Andererseits war in Norwegen vor dem Beitritt zum Grünstrommarkt weder ein klassisches mengen- noch ein preisbasiertes Fördersystem zum Einsatz gekommen. Stattdessen wur-

de mit dem mengenbasierten Verfahren die bisherige Förderung mittels Investitionszuschüssen ersetzt. Trotzdem dauerte der politische Prozess mehr als fünf Jahre, bis der Zusammenschluss in dieser Form zustande kam.

Schaubild 77



Fazit

504. Folgte die Politik dem Vorschlag des Sachverständigenrates und beschlösse umgehend zumindest innerhalb des EEG eine **Vereinheitlichung des Vergütungssatzes** auf einem moderaten Niveau, verlören viele der aktuellen Probleme bei der Umsetzung der Energiewende ihre Virulenz. Dafür könnte sich etwa der durchschnittliche Vergütungssatz der landgestützten Windenergie eignen. Denn das aktuelle Vorgehen ist vom wenig aussichtsreichen Versuch geprägt, durch die Einführung von immer mehr planwirtschaftlichen Elementen die Defizite des bereits im Ansatz sehr planwirtschaftlich gestalteten Umbaus des Energiesystems hin zu einer überragenden Rolle von erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten auszubügeln. Der Mut, einen niedrigen harmonisierten Vergütungssatz festzulegen, könnte diesen Teufelskreis durchbrechen.

Es ist zudem offensichtlich, dass die drei Kernelemente der Energiewende, erneuerbare Kapazitäten, Reservekapazitäten, Netze und Speicher, die eigentlich **systemisch zu denken** und zeitlich aufeinander abzustimmen sind, im Augenblick nicht in hinreichender Weise in einem Gesamtkonzept aufgehen. Eine drastische Vergütungsabsenkung könnte den bislang alles dominierenden rasanten Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten zeitweise abbremsen und der Energiepolitik die nötige **Zeit zum Atmen** gewähren, sowohl die eigentlich vordringlichen Aufgaben anzugehen als auch die künftige Förderstrategie für die erneuerbaren Energien so umzugestalten, dass sie sich in ein europäisches Gesamtbild einfügt.

3. Eine andere Meinung

505. Ein Mitglied des Rates, Peter Bofinger, teilt weder die Diagnose der Mehrheit, wonach sich das EEG durch eine „außerordentlich ausgeprägte Ineffizienz“ auszeichne, noch kann es sich dem Plädoyer für den Übergang auf eine technologieneutrale Mengensteuerung anschließen.

506. Das vernichtende Urteil der Mehrheit des Rates über die Effizienz des EEG steht im Widerspruch zur Mehrzahl der wissenschaftlichen Studien zur Wirkungsweise von Förderungsmechanismen für erneuerbare Energien. So stellt beispielsweise das IPCC (2012) fest, es werde in zahlreichen Studien gezeigt, dass gut konzipierte und gut implementierte preisorientierte Steuerungsinstrumente (Feed in Tariffs) die effizienteste (definiert als Vergleich zwischen den insgesamt geleisteten Subventionen und den Erzeugungskosten) und effektivste (definiert als die Fähigkeit, einen Anstieg des Anteils der Erneuerbaren am Energieverbrauch zu erreichen) Strategie zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien darstellten. Deutschland wird dabei explizit als **Best Practice Country** genannt (Steinhilber et al., 2011). In Deutschland kommt der Sachverständigenrat für Umweltfragen zu dem Befund, dass sich das EEG als ein „wirksames und vergleichsweise effizientes Instrument bewährt“ hat (Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2011).

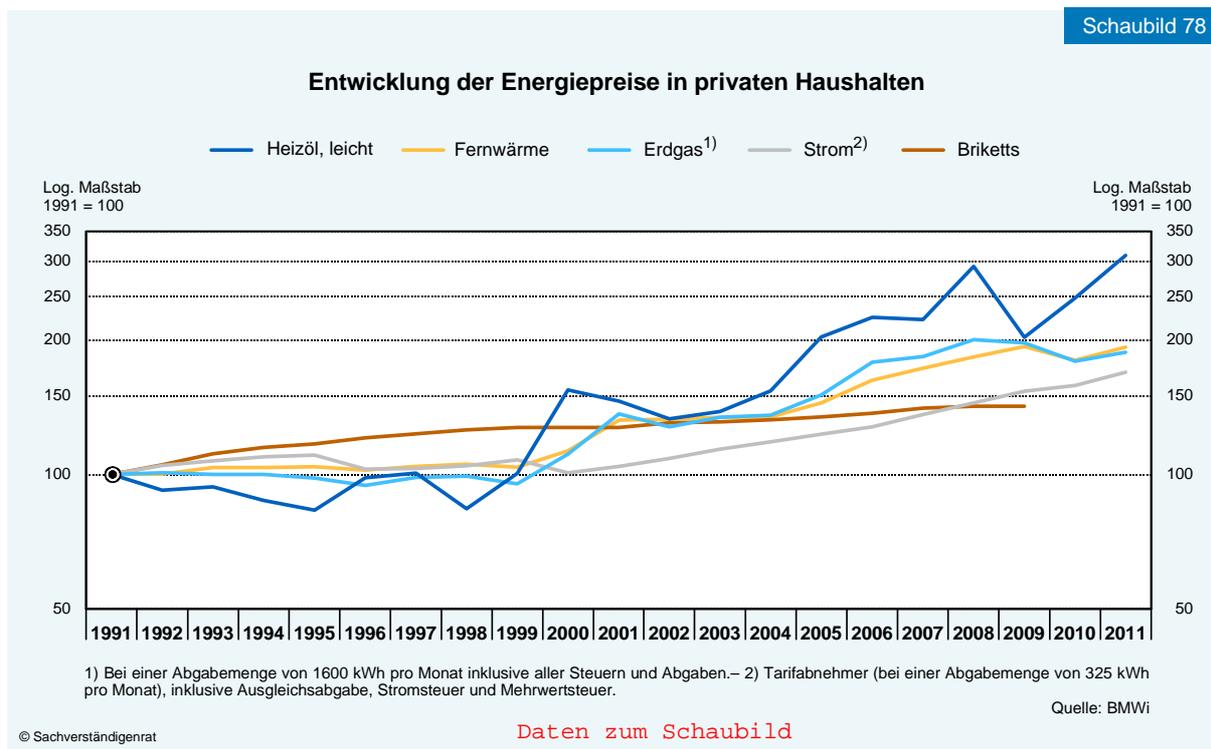
Dies deckt sich mit der Tatsache, dass immer mehr **Länder in Europa** auf diese Form der Förderung übergegangen sind. Während im Jahr 2009 nur neun Länder preisorientierte Fördersystems eingesetzt hatten, stieg deren Anzahl auf 20 im Jahr 2012. Vier weitere Länder benutzen die Preissteuerung für ausgewählte Technologien und Anlagen mit bestimmten Größenordnungen (Ragwitz et al., 2012). Das Vereinigte Königreich hat den Übergang von der Mengensteuerung zu einem Modell der Preissteuerung (Contracts for Difference) für das Jahr 2014 beschlossen, die Mengensteuerung wird im Jahr 2017 für neue Projekte eingestellt (Department of Energy and Climate Change, 2011).

507. Diesem insgesamt positiven Befund steht auch der derzeit in Deutschland stark beklagte **Anstieg der Strompreise** nicht unbedingt entgegen. Die Strompreise für private Haushalte sind in den letzten beiden Jahrzehnten weitaus geringer gestiegen als die Preise für andere Energieträger. Während sich Heizöl um 200 % verteuerte, Fernwärme um 93 % und Erdgas um 88 %, betrug der Preisanstieg bei Haushaltsstrom 69 % (Schaubild 78). Dementsprechend entfallen vom Anstieg der monatlichen Energiekosten eines Drei-Personen-Musterhaushalts, der sich im Zeitraum der Jahre 2000 bis 2012 auf 133 Euro beläuft, lediglich 31 Euro auf den Strom, wovon wiederum 9 Euro auf die EEG-Umlage entfallen. An den Ausgaben eines durchschnittlichen Privathaushalts im Jahr 2011/12 machte die EEG-Umlage 0,3 % aus (Agentur für Erneuerbare Energien, 2012).

508. Nach Berechnungen des Bundesverbands Erneuerbare Energien ist der Beitrag der Förderkosten für den Ausbau der Erneuerbaren Energien bei der jetzt beschlossenen **Anhebung der EEG-Umlage** auf 5,28 Cent pro Kilowattstunde mit 0,19 Cent vergleichsweise gering (BEE, 2012). Sehr viel größer ist der Einfluss der zunehmenden Befreiung der Industrie vom EEG, die insbesondere von der Bundesnetzagentur mit Sorge gesehen wird. Schon vor der

Ausweitung der Privilegierungsregeln im Jahr 2012 wurde von den privilegierten Unternehmen 18 % des Gesamtstromverbrauchs verursacht, aber nur 0,3 % des Umlagebetrags aufgebracht (Bundesnetzagentur, 2012). Durch die Industrieförderung wird ein Anstieg der Umlage um 0,27 Cent/kWh verursacht; insgesamt entfallen damit 1,22 Cent/kWh auf die Industrieförderung.

Eine weitere Erklärung für die höhere Umlage ist der **Rückgang der Börsenstrompreise** im Jahr 2012. Dadurch nimmt die Differenz zwischen der gezahlten Vergütung für Strom und dem mit diesem Strom an der Börse erzielten Preis zu, wodurch die Umlage steigt. Dieser Mechanismus ist für einen Anstieg der Umlage um 0,85 Cent/kWh verantwortlich. Man sieht hieran, dass die Kosten des EEG nicht uneingeschränkt mit der Veränderung der EEG-Umlage gleichgesetzt werden dürfen. Durch eine zunehmende Produktion von erneuerbaren Energien ergibt sich ein preissenkender Effekt, da der auf diese Weise erzeugte Strom vorrangig abgenommen wird und somit teure fossile Kraftwerke aus dem Markt gedrängt werden. Die Wirkungen dieses **Merit Order-Effekts** auf den Strompreis werden für das Jahr 2011 mit 0,9 Cent/kWh geschätzt, was bezogen auf die Stromerzeugung dieses Jahres einem Betrag von 4,6 Mrd Euro entspricht. Für die Verbraucher wirkt sich das allerdings nur in dem Maße aus, indem die niedrigeren Preise auch von den Stromversorgern an sie weitergegeben werden. (BMU, 2012).



Mit einem Betrag von 0,67 Cent/kWh ist ein weiterer großer Anteil am Anstieg der Umlage auf **Prognosefehler** für das Jahres 2012 zurückzuführen. Davon entfallen 0,3 Cent/kWh auf überdurchschnittliche Sonnenscheinstunden und einen unerwartet starken Anlagenausbau und weitere 0,3 Cent/kWh auf einen nicht antizipierten Rückgang der Börsenstrompreise.

509. Der Anstieg der EEG-Umlage muss jedoch nicht passiv hingenommen werden. So hätte es die Politik in der Hand, die **Mehrwertsteuer auf die EEG-Umlage** abzuschaffen oder zumindest zu reduzieren. Da die Umlage eine reine Umverteilungsfunktion wahrnimmt, bei der keine ökonomische Wertschöpfung entsteht, ist es von vornherein problematisch, hierauf eine Wertschöpfungsteuer zu erheben. Ebenso könnten die Befreiungen der Industrie zumindest wieder auf das Niveau des Jahres 2011 zurückgeführt werden.

510. Als ersten Schritt in eine „marktbasierte Mengensteuerung“ schlägt die Mehrheit den Übergang von einer technologiespezifischen zu einer **technologieneutralen Förderung** vor. Dadurch könnten Kosten in Höhe von bis zu 52 Mrd Euro eingespart werden, ohne die Ausbauziele zu verletzen. Dieser Wert ergibt sich aus der Annahme, dass bei einer technologieneutralen Förderung nur noch die Windkraft an Land ausgeweitet würde. Anstelle eines geplanten Zuwachses von 39 526 Mrd kWh wäre dann ein Zuwachs von 108 146 kWh erforderlich, was eine Verdreifachung der bisherigen Leistung bedeuten würde.

Dabei ist vor allem zu berücksichtigen, dass eine derart massive Ausweitung der Windkraft auf wachsenden **Widerstand in der Öffentlichkeit** stoßen würde und somit die soziale Akzeptanz der Energiewende gefährden könnte. Großbritannien ist ein gutes Beispiel dafür, dass sich dies äußerst nachteilig auf Ausbauziele auswirken kann (Ziffern 500 f.). Bei einer allein auf Windkraft an Land setzenden Förderstrategie müssten zunehmend ungünstigere Standorte herangezogen werden, was zu zusätzlichen Förderkosten führen würde.

Der Übergang zu einer technologieneutralen Förderung würde außerdem bedeuten, dass die Investitionen für andere Energieträger, insbesondere die Windkraft auf See, abgeschrieben werden müssten (Diekmann et al. 2012). In Anbetracht der ambitionierten langfristigen Energieziele kann jedoch kaum davon ausgegangen werden, dass auf diese Energieträger verzichtet werden kann. Der Vorteil einer **technologiespezifischen Förderung** durch das EEG besteht dabei darin, dass neue Technologien gefördert werden, indem man geschützte Märkte etabliert (Bergek und Jacobsson, 2010). Ob dies innerhalb der nächsten Jahrzehnte auch bei einer „zeitlich begrenzten staatlichen Unterstützung von Grundlagenforschung“ (Ziffern 509 f.) erreicht würde, ist eine völlig offene Frage.

511. Aus der Sicht der Mehrheit besteht die überlegene Lösung indes in einer **technologieneutralen Mengenförderung**. Dabei stellt sich zunächst das Problem, dass die Mengenförderung als „marktbasiert“ angesehen wird, während die Preissteuerung in der öffentlichen Diskussion immer wieder als „planwirtschaftlich“ eingestuft wird. Beides ist unzutreffend, da jedes der Verfahren einen staatlichen Eingriff in den Marktprozess darstellt, bei dem der Staat eindeutige Vorgaben für die Marktteilnehmer setzt und entsprechende Prognosen über die technologische Entwicklung vornehmen muss. Zudem könnten beide Verfahren im Prinzip **technologieneutral** ausgestaltet werden.

Bei der **Preissteuerung** legt der Staat einen bestimmten Preis für Strom aus erneuerbaren Energien fest. Er ist dabei dem Risiko ausgesetzt, dass dabei zuviel oder zuwenig erneuerbare Energien produziert werden. Damit wird den Anbietern eine hohe Planungssicherheit eröffnet. Die Risiken eines zu hohen Ausbaus müssen von den Verbrauchern getragen werden.

Bei der **Mengensteuerung** gibt der Staat ein Mengenziel für den Einsatz von Grünstrom vor. „Planwirtschaftliche Kapazitätsgrenzen“ (Kasten 18) spielen dabei ebenfalls eine zentrale Rolle. Zudem muss er einen Strafpreis festlegen, wenn das Ziel verletzt wird. Bei der Mengensteuerung sind die Anbieter hohen Risiken ausgesetzt, die sich vor allem aus dem langen Planungsprozess und dem hohen Fixkosten-Anteil ihrer Investitionen ergeben. Unter der Annahme von Wettbewerb könnte es zu einer Situation kommen, in der die individuell geplanten Kapazitäten höher ausfallen als die Quote. Damit würde der Preis für die Zertifikate auf Null fallen (Woodman und Mitchell, 2011). Es ist daher überraschend, wenn das Quotensystem von manchen seiner Verfechter insbesondere wegen seiner „Planungssicherheit“ für die Investoren befürwortet wird. Das Beispiel Großbritanniens zeigt, dass es aufgrund der unvermeidbaren Unsicherheit zu erheblichen Zielverfehlungen kommen kann. So sind die produzierten Mengen im Durchschnitt der Jahre 2002 bis 2009 um 38 % hinter den Zielwerten zurückgeblieben. Dies ist nicht zuletzt auf Hindernisse im Bewilligungsprozess zurückzuführen. Woodman und Mitchell (2011) sehen darin eine Folge der hohen Investitionsunsicherheit des Quotensystems. Es zwingt Anbieter, sich auf Regionen mit sehr günstigen Windverhältnissen zu konzentrieren, selbst wenn dort mit starkem politischem Widerstand zu rechnen sei.

Die Politik steht somit vor der Entscheidung, ob sie auf ein Verfahren setzt, das aufgrund tendenziell überhöhter Preise zur Überproduktion tendiert oder aber aufgrund hoher Investitionsrisiken zur Unterproduktion. In Anbetracht der durch die Energiewende ausgelösten Notwendigkeit, möglichst rasch den Ausbau erneuerbarer Energien zu fördern, spricht vieles für die Preissteuerung.

512. Auch bei der Frage, ob die Förderung technologieutral oder **technologiespezifisch** ausgestaltet werden soll, geht es nicht um die Entscheidung zwischen Markt- und Planwirtschaft. Es handelt sich bei beiden Fördersystemen also nicht um ein „Entdeckungsverfahren“, sondern vielmehr darum, ob der Staat ausschließlich eine etablierte, besonders billige Energieform wie die Windkraft an Land fördern soll oder aber einen Mix aus mehreren Energieformen, die aufgrund ihres technologischen Entwicklungsstands höhere Kosten aufweisen. Bei einer langfristig angelegten Förderung erscheint es nicht evident, dass die über einen Zeitraum von acht Jahren billigste Lösung am Ende auch die beste Lösung darstellt.

513. Die Verfechter marktwirtschaftlicher Ansätze sollten zudem bedenken, dass – nach den Erfahrungen im Vereinigten Königreich (Woodman und Mitchell, 2011) – bei der Mengenförderung überwiegend große Stromanbieter aktiv sein werden, da nur sie in der Lage sind, die damit verbundenen hohen Risiken zu tragen. Das Bundeskartellamt sieht schon heute das Problem, dass in Deutschland mehrere Anbieter (RWE, E.on, Vattenfall und gegebenenfalls EnBW) individuell über eine marktbeherrschende Stellung verfügen. Der von der Mehrheit zu Recht beklagte politische **Einfluss von Interessengruppen** dürfte auch bei einem Quotensystem eine große Rolle spielen, da wichtige Parameter, wie die Strafzahlungen und die Zielwerte fortlaufend angepasst werden müssen. Eine kleine Gruppe großer Anbieter dürfte noch besser in der Lage sein, ihre Interessen im politischen Raum durchzusetzen als die heutigen Anbieter erneuerbarer Energien.

514. Die Entwicklungen im **Vereinigten Königreich** sind zudem ein gutes Anschauungsbeispiel dafür, wie es aufgrund der inhärenten Probleme der Mengensteuerung zu einer sukzessiven Transformation zu einem Preissystem gekommen ist (Woodman und Mitchell, 2011). Zur Reduzierung des Preisrisikos wird der Zielwert anhand einer Prognose für die Produktion sowie eines Zuschlags von 10 % fixiert (Headroom). Zur Förderung spezifischer Technologien wird ein nach Energiearten differenzierter Wert der Grünstromzertifikate festgelegt (Banding). Für Anbieter bis zu 5 MW wurde eine feste Vergütung wie im Rahmen des EEG festgelegt. Mit der Electricity Market Reform wurden im Jahr 2011 schließlich der schrittweise Ausstieg aus der Mengensteuerung und der Übergang in ein System der Preissteuerung eingeleitet.

515. Das von der Mehrheit angeführte positive Beispiel **Schwedens** dürfte für Deutschland weniger relevant sein. Kennzeichnend für die Produktion erneuerbarer Energien ist dort ein sehr hoher Anteil von Biomasse. So entfielen von der für die Erzeugung von Zertifikaten qualifizierten Energie im Jahr 2010 rund 62 % auf Biomasse. Dieser Energieträger unterscheidet sich von anderen erneuerbaren Energien, da es sich nicht um eine dargebotsabhängige Produktion handelt und der Fixkostenanteil bei der Produktion vergleichsweise gering ist. Beides trägt dazu bei, die Investitionsrisiken, die mit einer Mengensteuerung verbunden sind, zu reduzieren. Insbesondere kann die Gefahr eines Cliff Edge verhindert werden.

516. In Anbetracht dieser Probleme spricht wenig dafür, einen grundlegenden Wechsel in der Strategie zur Förderung der erneuerbaren Energien in Deutschland anzustreben. Bei den hohen Unsicherheiten, die mit einer Mengensteuerung verbunden sind, erscheint es zudem äußerst schwierig, konkrete **Kostenabschätzungen** der alternativen Strategien vorzunehmen. So ist bei einer Mengensteuerung nicht gewährleistet, dass der angestrebte Output realisiert wird. Zur Kompensation der hohen Investitionsrisiken werden die Anbieter entsprechende Risikoprämien fordern, wobei mit einem eingeschränkten Wettbewerb zu rechnen ist. Zudem müssen die preissenkenden Effekte der Produktion im Rahmen des EEG Merit Order berücksichtigt werden. Grundsätzlich lassen sich die Kosten der Mengensteuerung also nicht aus den Kosten ableiten, die bei einer ausschließlichen Förderung von Windenergie an Land im Rahmen des EEG ergeben würden.

517. Nicht nachvollziehbar ist schließlich die Feststellung, dass von der Förderung der erneuerbaren Energien **keine zusätzliche Klimawirkung** ausgehe, weil die Treibhausgasemissionen der Anlagen zur Strom- und Wärmeversorgung in der Europäischen Union bereits durch den Emissionshandel begrenzt seien. Dem steht entgegen, dass die durch das EEG und vergleichbare Förderinstrumente induzierte Reduktion von CO₂-Emissionen bei den politischen Entscheidungsprozessen zur Festlegung der Obergrenzen im Emissionshandel berücksichtigt wird (Lechtenböhrer und Samadi, 2010). So erklärt die Kommission explizit, dass ihr Cap für die dritte Phase des EU-Emissionshandels, die im Jahr 2013 beginnt, auf dem EU-Ziel einer Reduktion der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020 um mindestens 20 % gegenüber dem Jahr 1990 basiert. Dieses wurde wiederum im Rahmen des 20-20-20 Ziels zusammen mit dem Ausbauziel der erneuerbaren Energien auf 20 % des Energieverbrauchs bis zum Jahr 2020 beschlossen. Selbst wenn es durch die Förderung des EEG kurzfristig zu einem Überschießen bei den nationalen Zielen kommt, hat dies vielleicht nicht akut aber doch

mittelfristig eine positive Klimawirkung, da die zukünftigen Klimaziele nicht vom Himmel fallen, sondern vielmehr die gegebenen technischen Möglichkeiten berücksichtigen.

518. Aber auch unabhängig davon ist zu berücksichtigen, dass die durch das EEG und andere Förderungsinstrumente vermutlich ausgelösten Kostensenkungen bei den entsprechenden Technologien zu einem starken Anstieg der Produktion erneuerbarer Energien auch in den Ländern geführt haben, die keinen Emissionshandel etabliert haben (Lechtenböhrer und Samadi, 2010). So sind China und die Vereinigten Staaten die größten Investoren bei erneuerbaren Energien, und sie verfügen dabei heute zugleich über die höchsten Kapazitäten (REN 21, 2012). Indien liegt bei den Neuinvestitionen auf dem fünften Platz. Es spricht somit wenig für die immer wieder geäußerte Behauptung, die Emissionsminderungsmaßnahmen anderer Länder würden infolge der verstärkten Vermeidungsanstrengungen Deutschlands zurückgehen.

Soweit die Meinung dieses Ratsmitglieds.

Literatur zum Minderheitsvotum

Agentur für Erneuerbare Energien (2012), *Haushaltsstrompreise und Erneuerbare Energien*, Renew's Kompakt 01.10.2012, Berlin.

BEE (2012), *BEE-Hintergrund zur EEG-Umlage 2013 - Bestandteile, Entwicklung und voraussichtliche Höhe*, Bundesverband Erneuerbare Energie e.V., Berlin.

Bergek, A. und S. Jacobsson (2010), Are Tradable Green Certificates a cost-efficient policy driving technical change or a rent-generating machine? Lessons from Sweden 2003-2008, *Energy Policy* 38, 1255-1271.

BMU (2012), *Erneuerbare Energien in Zahlen Nationale und internationale Entwicklung*, BMU-Broschüre, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin.

Bundesnetzagentur (2012), *Evaluierungsbericht der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen zur Ausgleichsmechanismusverordnung*, Bonn.

Department of Energy and Climate Change (2011), *Planning our electric future: a White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity*, London.

Diekmann J., C. Kemfert, K. Neuhoff, W.-P. Schill und T. Traber (2012), Erneuerbare Energien: Quotenmodell keine Alternative zum EEG, *Wochenbericht des DIW Berlin* 45/2012, im Erscheinen.

IPCC (2011), *Renewable energy sources and climate change mitigation*, Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge.

Lechtenböhrer, S. und S. Samadi (2010), *Kurzanalyse zur aktuellen Diskussion um die mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromversorgung verbundenen Kosten und Nutzen*, Endbericht, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal.

Ragwitz, M., J. Winkler, C. Klessmann, M. Gephart und G. Resch (2012), *Recent developments of feed-in systems in the EU – A research paper for the International Feed-in Cooperation*, Report commissioned by the Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU).

- REN21 (2012), *Renewables 2012 global status report*, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, Paris.
- Sachverständigenrat für Umweltfragen (2011), *Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung: Sondergutachten*, Berlin.
- Steinhilber, S., M. Ragwitz, M. Rathmann, C. Klessmann und P. Noothout (2011), *Indicators assessing the performance of renewable energy support policies in 27 Member States*, RE-Shaping D17 Report, Fraunhofer ISI, Karlsruhe.
- Woodman, B. und C. Mitchell (2011), Learning from experience? The development of the Renewables Obligation in England and Wales 2002–2010, *Energy Policy* 39, 3914–3921.

Literatur

- Acatech (Hrsg.) (2012), *Die Energiewende finanzierbar gestalten*, acatech POSITION, Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, München.
- Aghion, P. und R. Griffith (2005), *Competition and growth: Reconciling theory and evidence*, Cambridge.
- Altmaier, P. (2012), *Verfahrensvorschlag zur Neuregelung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)*, Hintergrundpapier.
- Amundsen, E.S., F.M. Baldursson und J.B. Mortensen (2006), Price volatility and banking in green certificate markets, *Environmental and Resource Economics* 35, 259–287.
- Bergek, A. und S. Jacobsson (2010), Are tradable green certificates a cost-efficient policy driving technical change or a rent-generating machine? Lessons from Sweden 2003–2008, *Energy Policy* 38, 1255–1271.
- BMWi (2010), *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Berlin.
- Bundesnetzagentur (2011), *Monitoringbericht 2011*, Bonn.
- Bundesnetzagentur (2012), *Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12*, Bonn.
- Cramton, P. und A. Ockenfels (2011), Ökonomik und Design von Kapazitätsmärkten im Stromsektor, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 61, 14–15.
- Cramton, P. und A. Ockenfels (2012), Economics and design of capacity markets for the power sector, *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 36, 113–134.
- Cramton, P. und S. Stoft (2005), A capacity market that makes sense, *The Electricity Journal* 18, 43–54.
- Department of Energy and Climate Change (2012), *Draft Energy Bill*, The Stationery Office, London.
- EWI (2010), *European RES-E Policy Analysis – Eine modellbasierte Studie über die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen in Europa und die Auswirkungen auf den konventionellen Strommarkt*, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln.

- Haucap, J. und J. Kühling (2012), *Marktintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien*, Gutachten im Auftrag des Sächsischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr, Dresden.
- IER, RWI und ZEW (2010), *Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 - Energieprognose 2009*, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart, Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, Essen und Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung, Mannheim.
- IPCC (2011), *Renewable energy sources and climate change mitigation*, Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge.
- Joskow, P. (2008), Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design, *Utilities Policy* 16, 159-170.
- Joskow, P. und J. Tirole (2007), Reliability and competitive electricity markets, *RAND Journal of Economics* 38, 60-84.
- Melitz, M.J. (2005), When and how should infant industries be protected? *Journal of International Economics* 66, 177-196.
- Monopolkommission (2011), *Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten – Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG*, Monopolkommission – Sondergutachten Bd. 59, Baden-Baden.
- Pollitt, M.G. (2010), *UK renewable energy policy since privatisation*, Cambridge Working Paper in Economics 1007, University of Cambridge.
- Sachverständigenrat für Umweltfragen (2011), *Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung: Sondergutachten*, Berlin.
- Schmalensee, R. (2011), Evaluating policies to increase electricity generation from renewable Energy, *Review of Environmental Economics and Policy* 6, 45-64.
- Weber, M. und C. Hey (2012), Effektive und effiziente Klimapolitik: Instrumentenmix, EEG und Subsidiarität, *Wirtschaftsdienst* 92, 43-51.
- Wissenschaftlicher Beirat beim BMF (2010), *Klimapolitik zwischen Emissionsvermeidung und Anpassung*, Gutachten des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium der Finanzen, Berlin.
- Wissenschaftlicher Beirat beim BMWi (2004), *Zur Förderung erneuerbarer Energien*, Gutachten des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Berlin.
- Wissenschaftlicher Beirat beim BMWi (2012), *Wege zur einer wirksamen Klimapolitik*, Gutachten des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Berlin.
- Woodman, B. und C. Mitchell (2011), Learning from experience? The development of the Renewables Obligation in England and Wales 2002–2010, *Energy Policy* 39, 3914-3921.