

ZEHNTES KAPITEL

Energiepolitik: Warten auf die dringend notwendigen Weichenstellungen

- I.** Kaum Fortschritte im zweiten Jahr der Energiewende
 - 1. Erzeugungsmix und Stromaußenhandel
 - 2. Strompreis und EEG-Umlage
 - 3. Versorgungssicherheit

- II.** Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes
 - 1. Grundsätzliche Überlegungen
 - 2. Vorschläge für eine grundlegende Neugestaltung des EEG
 - 3. Die mangelnde Reformierbarkeit des EEG

- III.** Was wirtschaftspolitisch zu tun ist

Literatur

Das Wichtigste in Kürze

Vor etwas mehr als zwei Jahren wurde von der Regierungskoalition aus CDU/CSU und FDP die **beschleunigte Energiewende** ausgerufen. Bei der Umsetzung dieses Vorhabens, das letztlich auf einen kompletten Umbau des gesamten Systems der Energieversorgung abzielt, steht die Versorgung mit Elektrizität nach wie vor im Mittelpunkt: Insbesondere soll die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien spätestens im Jahr 2050 mit mindestens 80 % den dominierenden Anteil darstellen. **Dieses Großprojekt wird derzeit ohne ein schlüssiges Gesamtkonzept umgesetzt.** Die zentrale nationale Großbaustelle ist, neben dem erforderlichen Netzausbau und -umbau, die Frage, wie die Kosten des Zubaus erneuerbarer Energien minimiert und das zukünftige Strommarktdesign so definiert werden können, dass gleichermaßen der Kapazitätsaufbau und -erhalt konventioneller Kraftwerke sichergestellt werden kann und der subventionsfreie Aufbau erneuerbarer Energien ermöglicht wird. Die klimapolitische Zielsetzung der Energiewende ist im nationalen Rahmen ohnehin nicht erreichbar.

Einzig im Bereich des Netzaus- und -umbaus wurden seit dem Sommer 2011 wichtige Weichenstellungen vorgenommen, die in der Lage sind, die bislang bestehenden Hemmnisse abzubauen und den zukünftigen Ausbau zu beschleunigen. **Auf den weiteren Handlungsfeldern ist enttäuschend wenig bis gar nichts passiert.** Das ist angesichts der zentralen Bedeutung der Energieversorgung für ein Industrieland wie Deutschland völlig inakzeptabel: **Die Kosten der Förderung erneuerbarer Energien haben sich seit dem Jahr 2010 mehr als verdreifacht und stellen nunmehr einen der größten Subventionstatbestände in Deutschland dar.**

Die Wirtschaftspolitik hat sich bisher lediglich um die Frage der Kostenverteilung gekümmert, statt um die zentrale Frage, wie die volkswirtschaftlichen Kosten des gesamtgesellschaftlichen Projekts Energiewende minimiert werden könnten. Verschwendete volkswirtschaftliche Ressourcen fehlen notwendigerweise an anderer Stelle. Daher muss jetzt dringend eine grundlegende Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) angestrengt werden. Angesichts des dramatischen Kostenanstiegs könnte ein Moratorium bei der Förderung die notwendige Atempause verschaffen, um ein konsistentes langfristiges Strommarktdesign festzulegen. Ein derartiges Konzept fehlt bislang ebenso wie die Einbettung der deutschen Energiewende in die Gegebenheiten des europäischen Strommarkts.

Statt des bisherigen nationalen Alleingangs muss die Energiewende in eine **europäische klimapolitische Strategie** eingebettet werden, die den globalen Herausforderungen des Klimawandels gerecht wird. Die deutsche Energiewende wird ohne eine derartige Einbettung den Klimawandel nicht einmal abmildern können. Deshalb sollte der Handel mit CO₂-Emissionszertifikaten zukünftig zum **dominierenden Instrument** der europäischen Klimapolitik ausgebaut werden, während auf zusätzliche, teilweise kontraproduktive Instrumente, wie die national ausgerichtete Förderung erneuerbarer Energien, weitgehend verzichtet werden sollte. Dafür müssten die Unzulänglichkeiten des EU-ETS (Europäisches CO₂-Zertifikatehandelssystem) beseitigt, der Zertifikatehandel auf weitere Sektoren ausgedehnt und die Emissionsgrenzen glaubwürdig über das Jahr 2020 hinaus fortgeschrieben werden.

Auf der internationalen Ebene scheint der Abschluss eines globalen Klimaschutzabkommens derzeit blockiert. Alternativ dazu sollte das europäische Handelssystem für Emissionszertifikate sukzessive globalisiert werden, um so eine ausreichend große **Allianz für ein globales Klimaschutzabkommen** zu schmieden. So könnten außereuropäische Länder aufgenommen und, falls nötig, mit Kompensationszahlungen zum Beitritt bewegt werden.

Energiepolitik: Warten auf die dringend notwendigen Weichenstellungen

778. Nachdem vor rund zwei Jahren die beschleunigte Energiewende eingeleitet wurde, sind die Fortschritte bei deren Umsetzung bescheiden ausgefallen, und es sind auch keine weiteren in Sicht. **So gibt es noch immer kein energiepolitisches Gesamtkonzept, das sich auf eine Betrachtung des gesamten Systems der Energieversorgung stützt und die für die erfolgreiche Umsetzung dieses großen gesellschaftlichen Projekts erforderlichen Bausteine aufeinander abstimmt.** Zudem fehlt weiten Teilen der Politik offenbar nach wie vor die Einsicht, dass mit der bisherigen Vorgehensweise erhebliche **volkswirtschaftliche Ressourcen verschwendet** wurden, die beim Streben nach Wohlfahrt und gesellschaftlichem Fortschritt an anderer Stelle fehlen werden. Die aktuelle Diskussion ist auf Verteilungsfragen, insbesondere die Diskrepanz zwischen den Endverbraucherpreisen für Privathaushalte und Industriekunden, verengt, statt die Frage zu behandeln, wie die Energiewende so umgesetzt werden könnte, dass sie **volkswirtschaftliche Ressourcen möglichst schont.**

779. Die energieökonomische Debatte hat mittlerweile klare Wege aufgezeigt, wie die Energiewende so angegangen werden kann, dass ihre **Kosten begrenzt** und somit die **gesellschaftliche Akzeptanz** für dieses große Investitionsprojekt erhalten bleiben könnten. Dazu gehört vor allem die Einsicht, dass dieses Vorhaben in eine europäische – und letztendlich globale – Strategie einzubetten ist und **nicht als deutscher Alleingang** betrieben werden sollte. In der Konsequenz sollte ein verbessertes Instrument des europaweiten Handels mit **CO₂-Emissionszertifikaten** künftig den Vorrang vor anderen Instrumenten erhalten, insbesondere vor der national ausgerichteten Förderung des Ausbaus der Stromerzeugungskapazitäten auf **Basis von erneuerbaren Energiequellen.** Viel wäre allerdings bereits gewonnen, wenn sich die deutsche Energiepolitik zu einer **Abkehr vom bisherigen Subventionsmechanismus** im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) entschließen könnte, dessen technologie-spezifische und ausgesprochen marktferne Ausrichtung besonders seit dem Jahr 2009 zur Kostenexplosion bei den Strompreisen beigetragen hat.

I. Kaum Fortschritte im zweiten Jahr der Energiewende

780. Das im Rahmen der beschleunigten Energiewende des Jahres 2011 angestrebte Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis spätestens zum Jahr 2050 auf mindestens 80 % auszubauen, hat vor allem für das **System der Elektrizitätsversorgung** weitreichende Konsequenzen. Einen Eindruck von den zu lösenden Problemen gab bereits die starke Zunahme der Eingriffe in das Stromnetz, mit denen die Übertragungsnetzbetreiber Überlastungen und Spannungsabfälle im Winter 2011/12 verhinderten. Der Sachverständigenrat hat daher bereits seit dem Jahrgutachten 2011/12 auf die **drei Großbaustellen** der Energiewende hingewiesen. Dabei handelt es sich um (i) einen zügigen **Ausbau der Stromnetze**, um dem durch die Abschaltung der „Moratoriumsmeiler“ im Süden Deutschlands und den überwiegend auf den Norden Deutschlands konzentrierten Ausbau der erneuerbaren Energien entstandenen Nord-Süd-Transportbedarf Herr zu werden.

Einer Angebotslücke und der Gefahr eines Spannungsabfalls würde zudem durch (ii) den Aufbau von neuen und die Ertüchtigung von bestehenden **konventionellen Ersatzkapazitäten** vorgebeugt, die insbesondere die im Süden Deutschlands abgeschalteten Kernkraftwerke

ersetzen müssten. Ferner bedarf es (iii) einer grundlegenden Reform des Systems zur **Förderung der erneuerbaren Energien**, um eine weitere Kostenexplosion und, damit verbunden, den ungebremsten Anstieg der Strompreise zu vermeiden. Bislang hat die Politik jedoch allenfalls im Bereich des Netzausbaus begonnen, die Probleme anzugehen. Die angespannte Lage auf dem Strommarkt im Winter 2012/13 verdeutlichte erneut den dringenden Handlungsbedarf auf diesen drei Großbaustellen.

1. Erzeugungsmix und Stromaußenhandel

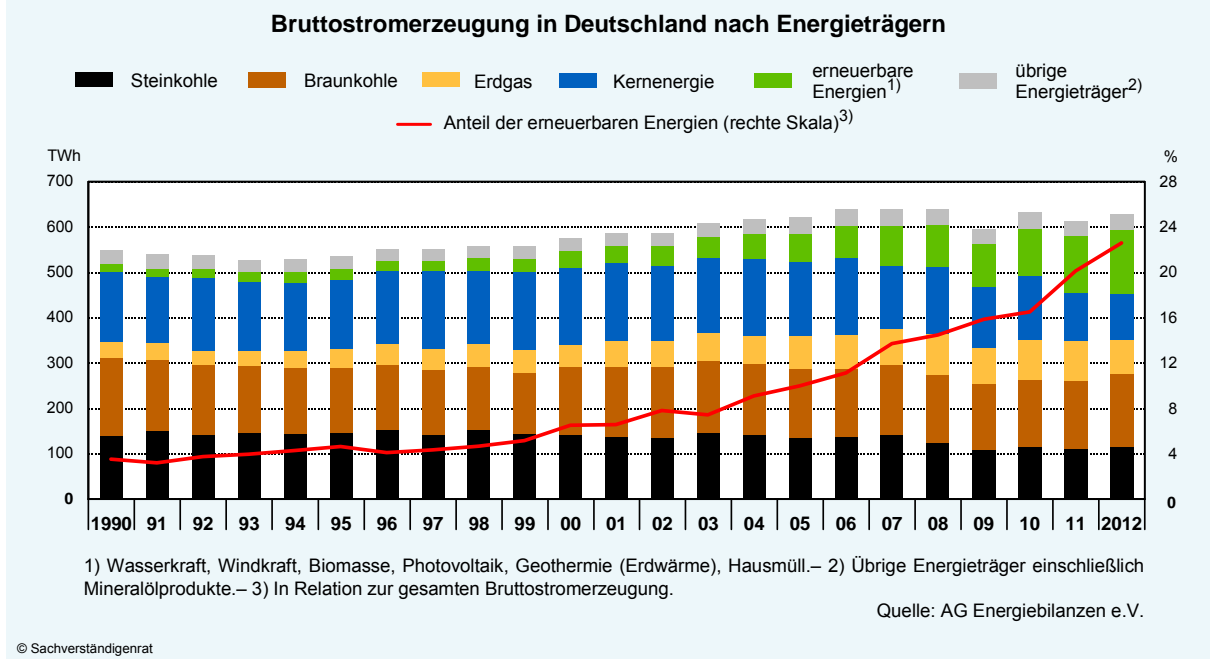
781. Im Jahr 2012 hat sich der Ausbau der erneuerbaren Energien im Bereich der Stromerzeugung dynamisch fortgesetzt. So stiegen die Nettokapazitäten zur Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie um 30 % und zur Stromerzeugung aus landgestützter Windkraft (Onshore) um 5 %. Bei den konventionellen Erzeugungskapazitäten gab es hingegen im Vergleich zum Vorjahr nur geringfügige Veränderungen, mit Ausnahme der Braunkohlekraftwerke. Deren Stromerzeugungskapazität wurde um 1,4 GW (7 %) gegenüber dem Vorjahr ausgebaut, die Kapazität der Gaskraftwerke nur um 0,1 GW (0,3 %). Insgesamt wuchs die **Kapazität des deutschen Kraftwerksparks** im Jahr 2012 laut Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur um 10,3 GW auf 178,3 GW. Hierbei ist jedoch zwischen jederzeit verfügbaren Kapazitäten und solchen Kapazitäten zu unterscheiden, bei denen die Fähigkeit zur Stromerzeugung von den Witterungsbedingungen abhängt („**dargebotsabhängige**“ Kapazitäten). Da der Ausbau der Erzeugungskapazität hauptsächlich durch die erneuerbaren Energien getrieben wurde, stieg die für die Systemstabilität wichtigere, nicht-dargebotsabhängige Kapazität um lediglich 1 GW auf insgesamt 102,7 GW.

782. Der Ausbau der Kapazitäten zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien schlug sich in den tatsächlich **erzeugten Strommengen** nieder. So nahm die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2012 um 18,6 TWh auf insgesamt 142,4 TWh zu. Damit konnten die erneuerbaren Energien ihren Anteil an der Bruttostromerzeugung auf 22,6 % ausbauen. Ebenfalls einen deutlichen Anstieg verzeichnete die Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle, deren Beitrag zur Bruttostromerzeugung um insgesamt 14,7 TWh anstieg. Dies dürfte zum einen auf den fortgesetzten Preisverfall für die Emissionsrechte im Zertifikatehandel der Europäischen Union (EU-ETS) zurückzuführen sein, welche für die relativ CO₂-intensiven Kohlekraftwerke einen wichtigen Kostenfaktor darstellen. Zum anderen ging im Verlauf des Jahres 2013 der Preis für Steinkohle um fast 30 % zurück.

Somit haben die **grundlastfähigen Kohlekraftwerke** zumindest teilweise den Rückgang bei der Stromerzeugung aus der ebenfalls grundlastfähigen Kernenergie kompensiert. Bei letzterer war im Jahr 2012 erneut ein Rückgang um 8,5 TWh zu verzeichnen. Dies ist jedoch vor allem darauf zurückzuführen, dass die im März 2011 abgeschalteten Moratoriumsmeiler im Jahr 2012 zum ersten Mal über den gesamten Jahresverlauf hinweg keinen Strom mehr produziert haben (Schaubild 99).

783. Einen deutlichen Anstieg verzeichneten die **Nettostromexporte**, die im Jahr 2012 um 16,8 TWh gegenüber dem Vorjahr zunahmen. Bei einem leichten Rückgang der Stromimporte um 4,7 TWh ging der wesentliche Beitrag von einem Anstieg der Stromexporte aus, die

Schaubild 99

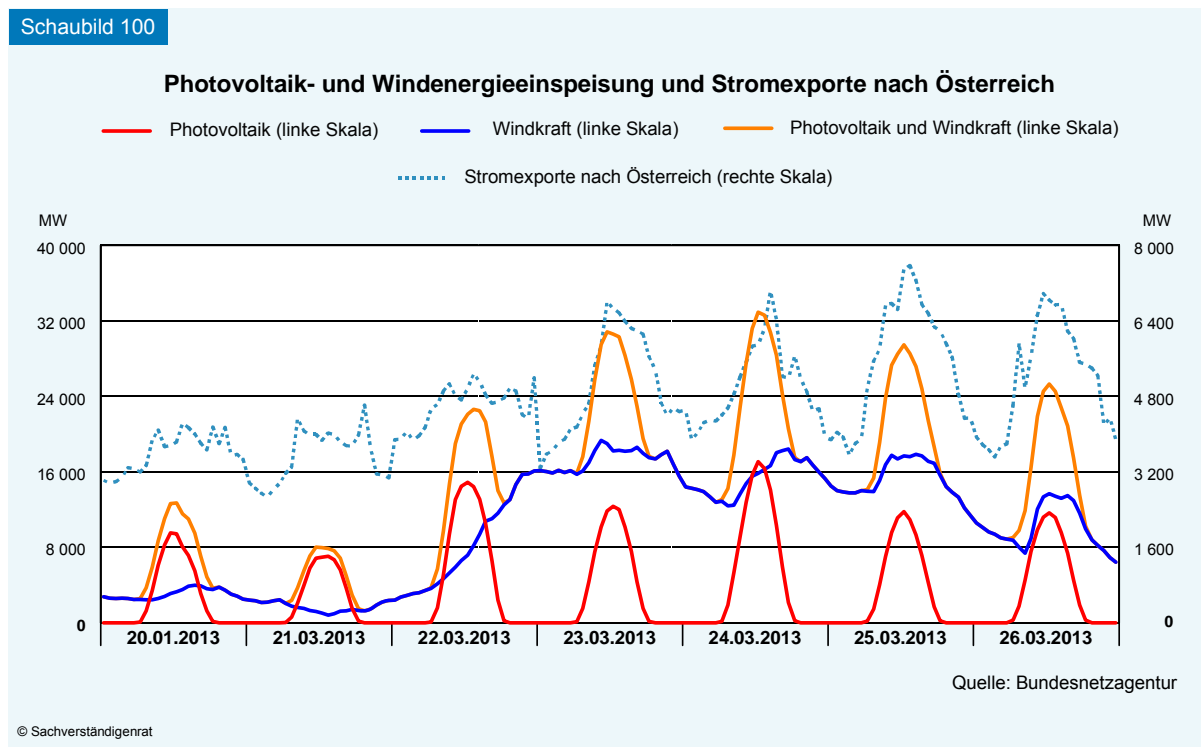


den Wert aus dem Vorjahr um 12,0 TWh übertrafen. Dieser Anstieg dürfte in einem engen Zusammenhang mit der erneuten Ausweitung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien stehen. In der Vergangenheit hatte sich gezeigt, dass das inländische Stromsystem offensichtlich nur in der Lage ist, den verlässlichen, das heißt den unabhängig von der Witterung zur Verfügung stehenden Strom aus erneuerbaren Energien vollständig zu absorbieren. **Einspeisespitzen**, die auf eine außergewöhnlich hohe Sonnenschein- oder Windintensität zurückzuführen sind, scheinen hingegen größtenteils in das Ausland abtransportiert zu werden (JG 2012 Ziffern 438 ff.). Dieser Trend hat sich im Jahr 2012 fortgesetzt.

Der enge Zusammenhang zwischen der Einspeisung von aus erneuerbaren Energien erzeugtem Strom und den Stromexporten lässt sich anhand eines Wochenverlaufs des Stromaustausches zwischen Deutschland und Österreich veranschaulichen. Dabei fällt auf, dass die Stromexporte nach Österreich vor allem in jenen Zeiten angestiegen sind, in denen das deutsche Übertragungsnetz eine hohe Einspeisung aus erneuerbaren Energien verzeichnet hat (Bundesnetzagentur, 2013; Schaubild 100).

Insgesamt stieg der Stromexport im Jahr 2012 gegenüber dem Vorjahr um 12,0 TWh auf jetzt 66,8 TWh an, wobei die wesentlichen Abnehmer der Stromexporte die Niederlande, Österreich und die Schweiz waren, in die rund 77 % der Stromexporte gingen. Demgegenüber ging der Stromimport um 4,7 TWh zurück, auf jetzt 46,3 TWh. Dabei bezog Deutschland rund 66 % der Stromimporte aus Frankreich, Dänemark und der Tschechischen Republik. Nominal betrug der Exportüberschuss beim Strom im Jahr 2012 rund 1,4 Mrd Euro und stieg damit gegenüber dem Vorjahr um rund 1 Mrd Euro. Angesichts des hohen Subventionsvolumens kann dies allerdings nicht als Teil eines wirtschaftlichen Erfolgsmodells gewertet werden.

Schaubild 100

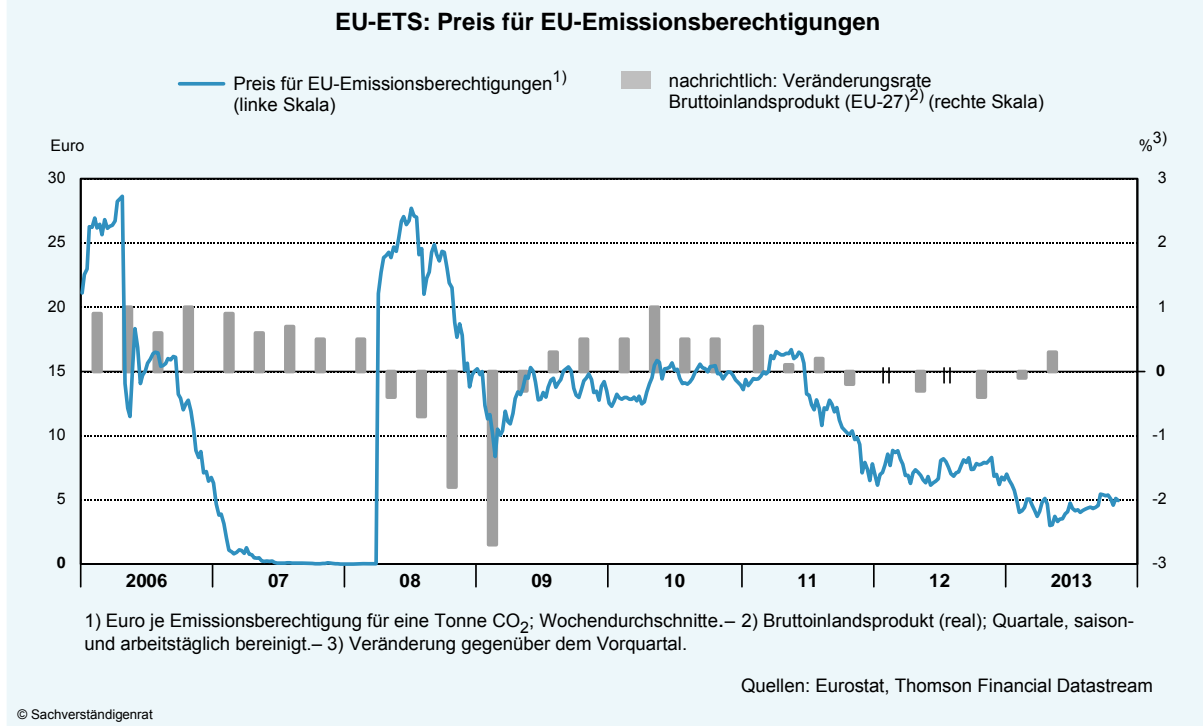


2. Strompreis und EEG-Umlage

784. Der **Großhandelspreis für Strom** ist im Jahr 2012 deutlich gegenüber dem Vorjahr zurückgegangen. An der Strombörse in Leipzig fielen die jahresdurchschnittlichen Preise für Spitzenlast (EEX Phelix Peak) von 6,1 ct/kWh im Jahr 2011 auf 5,4 ct/kWh und für Grundlast (EEX Phelix Base) von 5,4 ct/kWh auf 4,6 ct/kWh. Für das Jahr 2013 zeichnet sich bislang ein weiterer Rückgang der Großhandelspreise ab, obschon aufgrund der unter Umständen starken Witterungsabhängigkeit der Preise hieraus derzeit noch keine endgültige Prognose abgeleitet werden kann. Der Rückgang der Großhandelspreise dürfte auf drei Faktoren zurückzuführen sein: Hierzu zählt erstens die **gesunkene Stromnachfrage**. So ist der Brutto-Inlandsstromverbrauch seit dem Jahr 2011 rückläufig. Zweitens drängt der steigende Anteil von zu äußerst geringen Grenzkosten erzeugtem **Strom aus erneuerbaren Energien** immer häufiger Kraftwerke mit höheren Grenzkosten aus dem Markt. Da auf dem Strommarkt zu jedem Zeitpunkt das zu den höchsten Grenzkosten produzierende Kraftwerk preisbestimmend ist, führt diese Entwicklung zu einem Rückgang des durchschnittlichen Strompreises (Merit-Order-Effekt).

Drittens hat sich der anhaltende **Preisverfall bei den Emissionsberechtigungen** im EU-ETS in den Jahren 2012 und 2013 fortgesetzt. In der ersten Hälfte des Jahres 2013 lag der Preis für eine Emissionsberechtigung um durchschnittlich 3 Euro/t CO₂ unter dem Preis des Vorjahres (Schaubild 101). Geht man vereinfachend von einer durchschnittlichen CO₂-Intensität der deutschen Stromerzeugung von 0,575 kg/kWh aus und unterstellt ferner, dass im Durchschnitt 80 % der durch den Zertifikatspreis bedingten Opportunitätskosten auf den Strompreis überwälzt werden, dann hätte der Rückgang des durchschnittlichen Zertifikatspreises um

Schaubild 101



3 Euro/t CO₂ entsprechend mit bis zu rund 1,4 ct/kWh zum Rückgang des Strompreises beigetragen (zur Berechnung siehe Frondel et al., 2011).¹

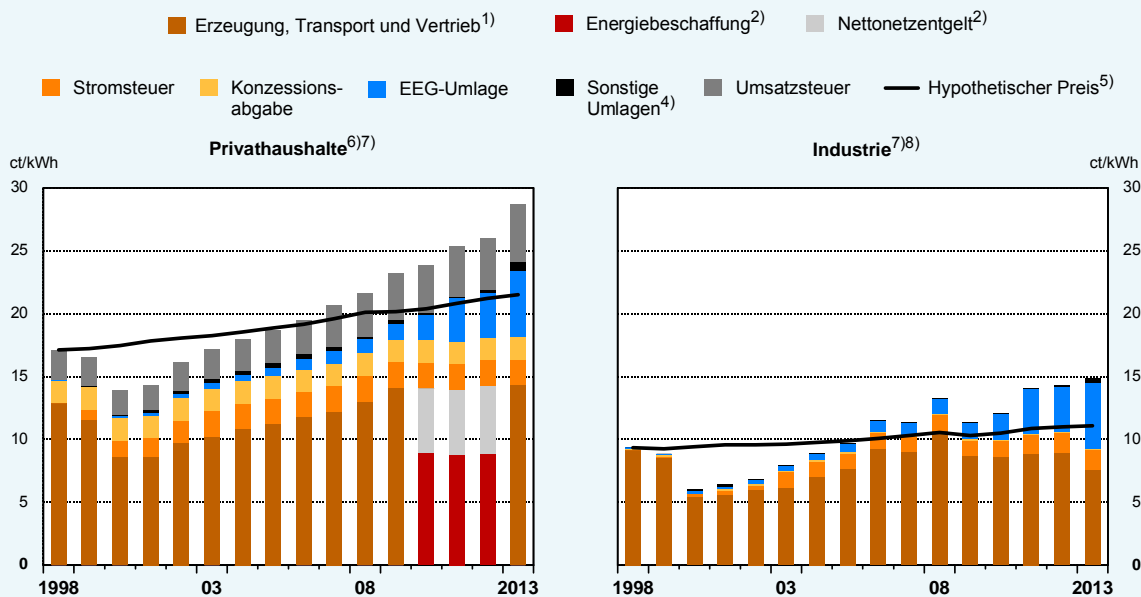
785. Trotz des Rückgangs der Großhandelspreise seit dem Jahr 2011 sind die **Endverbraucherpreise für Strom** im Jahr 2012 weiter gestiegen. Dies liegt einerseits daran, dass die Stromversorger die Preise ihrer Kunden nicht im Einklang mit den geringeren laufenden Erzeugungskosten abgesenkt haben. Sowohl für den typischen Privathaushalt als auch für ein repräsentatives Industrieunternehmen blieben die für Erzeugung, Transport und Vertrieb in Rechnung gestellten Kosten in etwa unverändert gegenüber dem Jahr 2011 (Schaubild 102). Für das Jahr 2013 zeichnet sich lediglich für die Industrieunternehmen diesbezüglich ein Rückgang ab.

Der wesentliche Grund für den Anstieg der Endverbraucherpreise liegt jedoch in der Anhebung der weiteren Preisbestandteile. Insbesondere ist dies die **EEG-Umlage**, mit der die Stromkunden den Ausbau der noch nicht wettbewerbsfähigen erneuerbaren Energien subventionieren. Zum Jahresbeginn 2013 wurde diese Umlage um 1,7 ct/kWh auf 5,3 ct/kWh angehoben. Ebenso stiegen die Netzentgelte und weitere vom Endverbraucher zu tragende Umlagen weiter an, etwa die neu hinzugekommene Umlage für die Überwälzung der Haftungsrisiken von Offshore-Windanlagen (JG 2012 Ziffern 450 ff.).

¹ Allerdings hat sich der Erzeugungsmix in den vergangenen Jahren deutlich verändert, weshalb von einer niedrigeren durchschnittlichen CO₂-Intensität ausgegangen werden müsste und damit der Einfluss der Zertifikatepreise auf den Strompreis derzeit vermutlich geringer ausfallen dürfte.

Schaubild 102

Strompreise für Privathaushalte und Industriekunden im Vergleich



1) Die Aufteilung des Postens Erzeugung, Transport und Vertrieb kann nur für die Jahre 2010 bis 2012 in die beiden Bereiche Energiebeschaffung (einschließlich Entgelt für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb) sowie Nettonetzentgelt erfolgen. Sie basiert auf den Monitoringberichten der Bundesnetzagentur für die Jahre 2010 bis 2012.– 2) Nur für die Jahre 2010 bis 2012.– 3) Sonstige Umlagen sind §19-Umlage, KWK-Umlage und die Offshore-Haftungsumlage.– 4) Eigene Berechnungen. Für Privathaushalte: Strompreis des Jahres 1998, fortgeschrieben mit der Entwicklung des Verbraucherpreisindex. Für die Industrie: Strompreis des Jahres 1998, fortgeschrieben mit der Entwicklung der Erzeugerpreise ohne Energie.– 5) Basis: Mittlerer Stromverbrauch von 3 500 kWh (ohne Nachtarif-Anteil).– 6) Für das Jahr 2013: Stand Mai 2013.– 7) Mittelspannungsseitige Versorgung; Mindestabnahme von 100 kW/1 600 h bis 4 000 kW/5 000 h.

© Sachverständigenrat

Quellen: BDEW, Bundesnetzagentur

786. Die Höhe der EEG-Umlage für das Jahr 2014 wurde am 15. Oktober 2013 von der Bundesnetzagentur bekanntgegeben. Die Umlage steigt erneut an, und zwar von 5,28 ct/kWh auf nunmehr 6,24 ct/kWh. Der Anstieg der EEG-Umlage ist zumindest teilweise durch den Rückgang des Börsenpreises für Strom bedingt. Da sich die Höhe der EEG-Umlage nach der Differenz aus Vergütungszahlungen und dem Börsenpreis für Strom richtet, führen sinkende Strompreise zu einer höheren Umlage. Insgesamt bedeutet dies für einen Vierpersonenhaushalt mit einem jährlichen Durchschnittsverbrauch von 3 500 kWh eine jährliche Zusatzbelastung von rund 39,15 Euro inklusive Umsatzsteuer. Darin sind nicht die indirekten Kosten enthalten, die dadurch entstehen, dass die Endverbraucherpreise vieler Güter und Dienstleistungen ebenfalls steigen dürften, weil die höheren Stromkosten durch die Produzenten teilweise oder gänzlich überwältzt werden.

787. Um die Wettbewerbsfähigkeit stromintensiver Unternehmen durch die EEG-Umlage nicht zu gefährden, gewährt das EEG Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes und Schienenbahnen durch die **Besondere Ausgleichsregelung (BesAR)** weitreichende Ausnahmen von der EEG-Umlage. Diese Ausnahmeregelungen wurden zuletzt im Rahmen der EEG-Novelle aus dem Jahr 2011 erweitert (EEG 2012). Demnach haben Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes einen Anspruch auf eine Ausnahmeregelung, bei denen die Stromkosten mindestens 14 % (zuvor 15 %) der Bruttowertschöpfung ausmachen und die abgenommene Strommenge 1 GWh (zuvor 10 GWh) übersteigt. Für den Strombezug über 1 GWh bis ein-

schließlich 10 GWh beträgt die EEG-Umlage 10 % ihrer regulären Höhe, für den Strombezug über 10 GWh bis einschließlich 100 GWh ist sie auf 1 % ihres regulären Wertes begrenzt und für den Strombezug über 100 GWh müssen 0,05 ct/kWh gezahlt werden (JG 2012 Ziffer 449, Kasten 16).

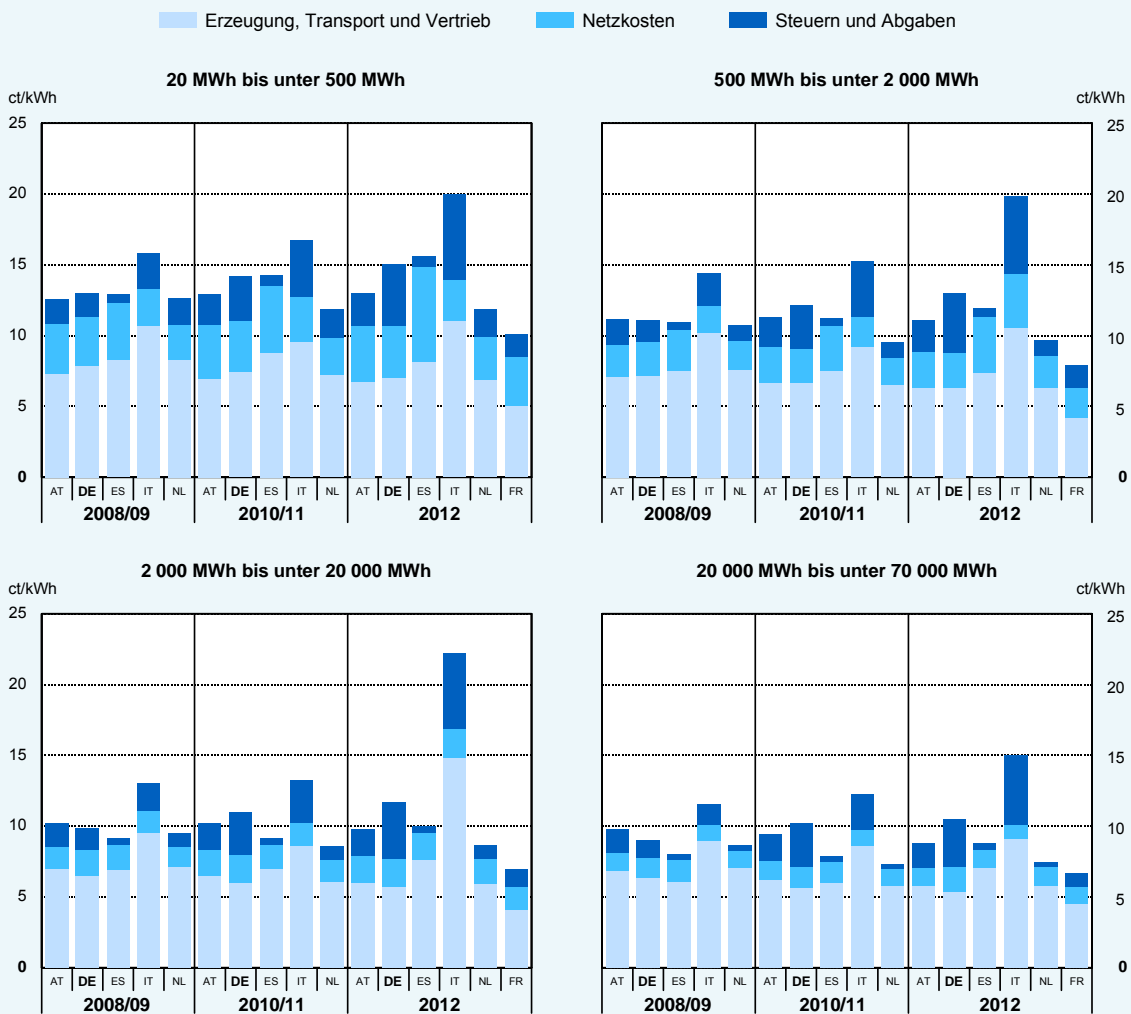
788. Die Sinnhaftigkeit der Ausnahmen von der EEG-Umlage für große industrielle Verbraucher erschließt sich im internationalen Vergleich. Betrachtet man die Kosten des Bezugs von Elektrizität für Industriekunden bei unterschiedlichen Jahresabnahmemengen, so zeigt sich, dass in Deutschland über alle Verbrauchergruppen hinweg der jeweils durchschnittliche Endabnahmepreis zwischen den Jahren 2009 und 2012 stark angestiegen ist, während der Börsenstrompreis zurückging. Der im Zeitablauf deutlich erhöhte Betrag der Steuern und Abgaben, der für den Anstieg insgesamt verantwortlich ist, wird jeweils absolut betrachtet kleiner, je größer die Verbrauchsmengen sind. Im **europäischen Vergleich** lagen die Strompreise in den Jahren 2008 und 2009 über alle Abnahmemengen hinweg ungefähr auf dem Niveau anderer Länder, nur Italien nahm mit den im Vergleich absolut höchsten Strompreisen einen Sonderplatz ein. Für Frankreich liegen erst seit dem Jahr 2012 entsprechende Zahlen vor, die allerdings verdeutlichen, dass Frankreich aufgrund der verwendeten Konstellation an Energieträgern die günstigsten Strompreise aufweist.

Im Zeitverlauf sind die Abnahmepreise in Deutschland über alle Gruppen hinweg so stark angestiegen, dass Deutschland nunmehr in der hier ausgewiesenen Ländergruppe, mit Ausnahme der Gruppe der Kleinverbraucher, die nach Italien **höchsten Abnahmepreise** aufweist (Schaubild 103). Im Fall der stromintensiven Großverbraucher machen die Beschaffungskosten und damit der Börsenstrompreis einen weit größeren Anteil an den gesamten Stromkosten aus, weshalb sich die sinkenden Börsenpreise für diesen Verbraucherkreis deutlich kostendämpfender auswirken als für die Verbraucher mit kleineren Abnahmemengen (EWI, 2012).

789. Diese im internationalen Vergleich zu verzeichnende Entwicklung wurde also keineswegs durch die vor allem für Großabnehmer geltende besondere Ausgleichsregelung des EEG gestoppt, sondern lediglich abgemildert. Der Verzicht auf die besondere Ausgleichsregelung hätte demnach die Kostennachteile deutscher Unternehmen, die im **internationalen Wettbewerb** stehen, weiter verstärkt. Gerade die Großverbraucher in den energieintensivsten Wirtschaftsbereichen wären davon betroffen. Wenngleich der dadurch ausgelöste Kostenanstieg vermutlich nicht zur sofortigen Stilllegung von Anlagen führen würde, so kann man dennoch davon ausgehen, dass Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen geringer ausfielen.

Ein solcher „schleichender“ Rückzug von energieintensiven Unternehmen würde, wegen der langen Nutzungsdauer vieler Anlagen, dann erst nach mehreren Jahren sichtbar werden und zum Fehlschluss verleiten, nachteilige Wirkungen höherer Strompreise würden ausbleiben. Da die betroffenen energieintensiven Unternehmen zumeist am Anfang der **industriellen Wertschöpfungsketten** angesiedelt sind, könnten die tatsächlichen gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen eines Rückzugs dieser Unternehmen weit größer sein, weil die in Deutschland ansässigen Unternehmen der nachgelagerten Wertschöpfungsstufen sich möglicherweise ebenfalls aus Deutschland (teilweise) zurückzögen (Döhrn und Janßen-Timmen, 2012).

Schaubild 103

Elektrizitätspreiskomponenten für Industrieabnehmer nach Jahresverbrauch¹⁾

1) Angegeben ist jeweils der Durchschnittspreis der Monate Juli bis Dezember. Für 2008/09 und 2010/11 jeweils der Durchschnitt dieser beiden Halbjahre. Für Frankreich liegen Daten erst ab dem Jahr 2012 vor.

© Sachverständigenrat

Quelle: Eurostat

790. Diese Stützung der deutschen Industrieunternehmen – und der mit ihnen verbundenen Arbeitsplätze – hat ihren Preis. Durch die Gewährung einer jeden Ausnahme im Rahmen der BesAR steigt automatisch die **Belastung der nicht-privilegierten Stromkunden**, da die mit der Förderung der erneuerbaren Energien verbundenen Kosten auf eine entsprechend geringere Strommenge umgelegt werden müssen. Im Jahr 2013 haben die Ausnahmeregelungen bei der Festlegung der EEG-Umlage (gemäß der seinerzeitigen Prognose) zu einer Zusatzbelastung der nicht-privilegierten Stromkunden in Höhe von rund 1 ct/kWh geführt.

791. Im Zusammenhang mit der zu Beginn des Jahres 2013 wirksam gewordenen Erhöhung der EEG-Umlage wurde vor allem kontrovers diskutiert, welchen Beitrag die im Jahr 2012 wirksam gewordene Ausweitung der Ausnahmeregelungen zum Anstieg der EEG-Umlage geleistet hat. Die Erweiterung des Kreises der anspruchsberechtigten Unternehmen hat in der Tat zu einem deutlichen Anstieg der beantragten und bewilligten Anträge auf Begrenzung der EEG-Umlage geführt. Nach Angaben der für die Bearbeitung der Anträge zuständigen Bun-

desagentur für Ausfuhrkontrolle (BAFA) gilt im Jahr 2013 für 2 245 Unternehmen eine begrenzte EEG-Umlage. Im Vorjahr betraf dies noch lediglich 822 Unternehmen. Dementsprechend ist die privilegierte Strommenge ebenfalls angestiegen, und zwar von 85 TWh im Jahr 2012 auf 94 TWh im Jahr 2013. Für die nicht-privilegierten Stromverbraucher ergibt sich aus den Änderungen der Ausnahmeregelungen für das Jahr 2013 allerdings **nur eine geringe Zusatzbelastung** von netto 0,04 ct/kWh (BMU und BAFA, 2013).

792. Angesichts der Tatsache, dass die im Rahmen der BesAR gewährten Ausnahmen die EEG-Umlage insgesamt nur mit rund 1 ct/kWh belasten, ließe sich weder mit einer Einschränkung noch mit einer vollständigen Abschaffung der Ausnahmen die Belastung der Stromkunden durch das EEG merklich senken. Zudem ist zu bedenken, dass die Ausnahmeregelungen für energieintensive Unternehmen **aus wirtschaftspolitischer Sicht sinnvoll** sind. Allerdings ist zu hinterfragen, ob sich die im Zuge der EEG-Novelle des Jahres 2011 vorgenommene erneute Ausweitung der Ausnahmetatbestände gelohnt hat. Diese Ausweitung hat nicht nur zu einem **höheren bürokratischen Aufwand** geführt, sondern erlaubt vor allem breit gestreuten Partikularinteressen, für sich Sondervorteile herauszuhandeln.

3. Versorgungssicherheit

793. Die dauerhafte Stilllegung der Moratoriumsmeiler im Jahr 2011 führte zu einem abrupten Rückgang der Stromerzeugungskapazitäten im Süden Deutschlands. Zusammen mit dem überwiegend auf den Norden konzentrierten Ausbau der Windenergie ergab sich hieraus ein **erhöhter Transportbedarf** vom Norden in den Süden. Bis zum Aufbau ausreichender Ersatzkapazitäten und einem Ausbau des Stromnetzes kann daher nicht ausgeschlossen werden, dass es zu Transportengpässen und Problemen bei der Spannungshaltung kommt und bei hoher Last und ungünstigen Witterungsbedingungen die Netzstabilität an ihre Grenzen stößt. Im Winter 2011/12 waren tatsächlich **kritische Netzsituationen** eingetreten, die häufig mit einer hohen Einspeisung aus Windenergie-Anlagen und einer maximalen Auslastung der Kapazitäten im Süden Deutschlands zusammenfielen.

794. Im Vergleich dazu verlief der Winter 2012/13 etwas weniger angespannt. Hierzu trugen einerseits die weniger häufig als im Vorjahr aufgetretenen Witterungsextreme bei. Andererseits ist es den Übertragungsnetzbetreibern inzwischen gelungen, die Netze durch technische Erweiterungen robuster zu machen (Bundesnetzagentur, 2013, Seite 21). Dennoch kam es nach Angaben der Bundesnetzagentur an einigen Tagen zu **Belastungssituationen**, die nur durch teilweise umfangreiche Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber beherrscht werden konnten. Die Übertragungsnetzbetreiber hatten zudem erneut **Reservekapazitäten** in Höhe von 2,4 GW in Süddeutschland und Österreich kontrahiert, auf die jedoch, anders als im Vorjahr, nicht zurückgegriffen werden musste. Der im Vergleich zum Vorjahr höher eingeschätzte Bedarf an Reservekraftwerken war darauf zurückzuführen, dass in Süddeutschland zwei Kraftwerke vom Markt genommen wurden. Insgesamt hat sich die Anzahl der **kritischen Netzsituationen** im Winter 2012/13 etwa auf dem Niveau des Vorjahres stabilisiert.

Diese Entwicklung lässt sich beispielsweise anhand der Häufigkeit der Eingriffe in das Netz erkennen, welche die Übertragungsnetzbetreiber veranlassen mussten, um Störungen des

Elektrizitätsversorgungssystem zu vermeiden. Während im Winter 2011/12 noch ein starker Anstieg dieser sogenannten Redispatch-Maßnahmen zu verzeichnen war, stabilisierte sich die Anzahl der notwendigen Eingriffe im Winter 2012/13 auf dem erhöhten Niveau des Vorjahres, wenngleich es zu Verschiebungen zwischen den einzelnen Netzelementen kam (Tabelle 30).

Tabelle 30

Redispatch-Maßnahmen auf ausgewählten Netzelementen

Betroffenes Netzelement	Anzahl der Stunden, in denen Redispatch-Maßnahmen ergriffen wurden		
	Winter ¹⁾ 2010/2011	Winter ¹⁾ 2011/2012	Winter ¹⁾ 2012/2013
Remptendorf (Thüringen) – Redwitz (Bayern)	805	2 000	983
Wolmirstedt (Sachsen-Anhalt) – Helmstedt (Niedersachsen) ...	183	326	121
UW Kriegenbrunn (Bayern)	1	308	2
Lehrte (Niedersachsen) – Mehrum (Niedersachsen)	34	212	1 564
Vierraden (Brandenburg) – Krajnik (Polen)	1	177	157
UW Conneforde (Niedersachsen)	1	102	214
Röhrsdorf (Sachsen) – Hradec (Tschechische Republik)	1	57	1
Pulgar-Vieselbach/Eisenach (Thüringen) – Mecklar (Thüringen)	78	50	6
Audorf (Schleswig-Holstein) – Hamburg	104	0	...
Pulgar-Vieselbach	0	346
Insgesamt	1 208	3 232	3 394

1) Jeweils 1. Oktober bis 31. März.

Quelle: Bundesnetzagentur

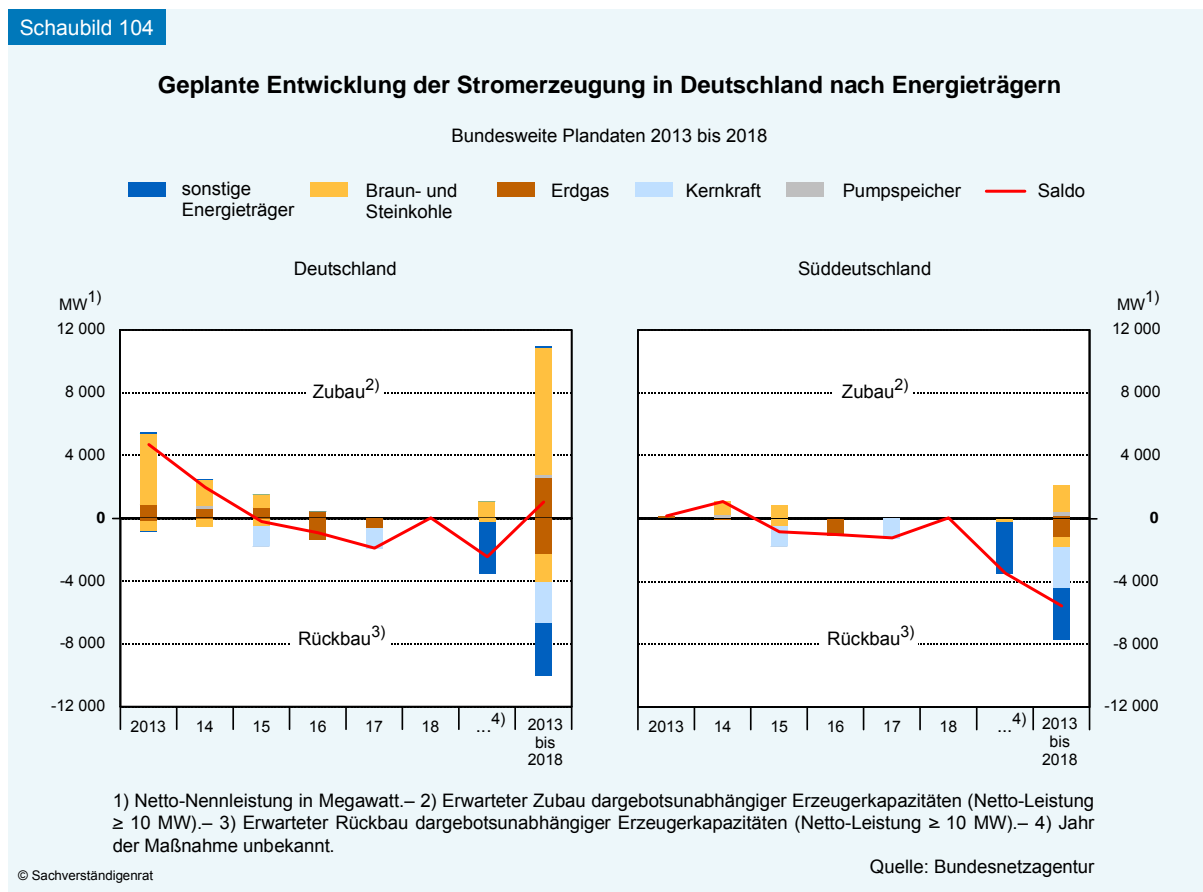
795. Obwohl die Anzahl der angespannten Netzsituationen somit im Winter 2012/13 nicht erneut gestiegen ist, kann nicht mit einer Normalisierung der Situation gerechnet werden, bis die konventionellen Stromerzeugungskapazitäten in Süddeutschland erweitert und zugleich beim Netzausbau deutliche Fortschritte erzielt worden sind. Vor allem aufgrund der erforderlichen Neu- und Ersatzinvestitionen in den **konventionellen Kraftwerkspark**, der trotz des Ausbaus der erneuerbaren Energien weiterhin notwendig ist, um die Stromversorgung in Phasen geringer Sonneneinstrahlung und windschwacher Zeiten zu sichern, sind in erster Linie die Kraftwerksbetreiber mit der Forderung nach einer **Änderung des Marktdesigns** auf dem Strommarkt an die Politik herangetreten. **Demnach soll nicht mehr allein die Produktion von Strom, sondern zusätzlich das Bereithalten von Kapazität vergütet werden.** Damit soll gesichert werden, dass der Betrieb konventioneller Kraftwerke dann noch rentabel möglich ist, wenn sie angesichts eines steigenden Anteils erneuerbarer Energien weniger ausgelastet sind.

796. Der Sachverständigenrat hat sich im Jahresgutachten 2012/13 kritisch zu diesem Vorschlag geäußert. Zwar kann es auf liberalisierten Strommärkten (Energy-Only-Märkten) theoretisch zu einem Marktversagen in dem Sinne kommen, dass der Strompreis in Zeiten hoher Nachfrage nicht weit genug ansteigt, damit flexible Kraftwerke mit hohen Grenzkosten einen positiven Deckungsbeitrag erwirtschaften können (Cramton und Stoft, 2005; Cramton und

Ockenfels, 2011, 2012). Allerdings gibt es bislang **keine ausreichenden Anzeichen** dafür, dass diese Form des Marktversagens auf dem deutschen Strommarkt vorliegt (JG 2012 Ziffern 473 ff.).

797. Ein solches Marktversagen lässt sich bislang ebenfalls nicht an den laufenden Erhebungen der Bundesnetzagentur über den Zu- und Rückbau von Kraftwerken mit einer Leistung von mindestens 10 MW ablesen. Diese Daten deuten zumindest auf Bundesebene mittelfristig nicht auf einen Rückgang der installierten Kapazitäten hin. Bis zum Jahr 2018 ist derzeit mit Rückbauten von 9,98 GW zu rechnen, die überwiegend bei Kern- und Gaskraftwerken geplant sind. Diese erwarteten Rückbauten werden jedoch nach derzeitigem Stand durch für den gleichen Zeitraum geplante Zubauten, überwiegend im Bereich der Braun- und Steinkohlekraftwerke, kompensiert. Da es sich lediglich um geplante Zubauten handelt, ist nicht sicher, ob sie tatsächlich zugebaut werden. Ein gänzlich anderes Bild ergibt sich jedoch bei einer **regionalen Betrachtung** der zu erwartenden Kapazitätsentwicklung. Für Süddeutschland ist derzeit im Zeitraum der Jahre 2013 bis 2018 ein Rückgang der installierten Netto-Kapazitäten von insgesamt 7,68 GW zu erwarten, der ungefähr zur Hälfte auf die bereits vollzogene oder geplante Abschaltung von Kernkraftwerken zurückzuführen ist (Schaubild 104).

Schaubild 104



Insgesamt bleibt dadurch der bereits im Jahresgutachten 2012/13 diagnostizierte regionale Zubaubedarf in Süddeutschland weiter bestehen. Aufgrund der allgemeinen Knappheit an Erzeugungsanlagen in Süddeutschland weist die Bundesnetzagentur darauf hin, dass dort weitere Stilllegungen von Kraftwerken die Systemsicherheit gefährden würden. Erst nach erfolg-

tem Netzausbau könnten daher wieder Stilllegungen von Erzeugungsanlagen genehmigt werden (Bundesnetzagentur 2013, S. 40).

798. Abgesehen von der Tatsache, dass der Bestand von Erzeugungskapazitäten zurzeit zwar deutschlandweit noch ausreichend ist, jedoch mit regionalen Ungleichgewichten, hat der Gesetzgeber im Jahr 2012 mit der sogenannten **Reservekraftwerksverordnung** das Verfahren zur Beschaffung von Reservekapazitäten geregelt. Demnach ermittelt die Bundesnetzagentur nun jährlich jeweils zum 1. Mai den Bedarf an Erzeugungskapazitäten, die zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems als Reserve vorgehalten werden müssen. Auf Basis dieser Bedarfsanalyse veröffentlichen die betroffenen Netzbetreiber die konkreten Anforderungen an die erforderlichen Anlagen.

Betreiber von geeigneten Anlagen können dann bei den Übertragungsnetzbetreibern Gebote über die ausgeschriebenen Reservekapazitäten abgeben. Kraftwerke, die in diesem Verfahren den Zuschlag erhalten und in die Reserve überführt werden, dürfen dann nicht mehr am regulären Strommarkt eingesetzt werden. Grundsätzlich sollen nur bereits vorhandene Kraftwerke, die von der Bundesnetzagentur als systemrelevant erklärt worden sind, als Reservekraftwerke herangezogen werden. In begründeten Ausnahmefällen können die Übertragungsnetzbetreiber in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur jedoch eine neue Anlage errichten und als Netzreserve betreiben. Damit besteht nun im Prinzip die Möglichkeit, regionale Ungleichgewichte in der Kapazitätsbereitstellung gezielt zu beseitigen. Auch die Monopolkommission sieht derzeit **keine Notwendigkeit** für die Einführung eines **Kapazitätsmechanismus** und hält es ebenfalls für sinnvoll, die Marktentwicklung genau zu beobachten, aber zur Absicherung des Energy-Only-Marktes eine strategische Reserve aufzubauen (Monopolkommission, 2013).

II. Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

1. Grundsätzliche Überlegungen

799. Einer jeden Debatte um eine mögliche konkrete Reform des EEG sollten drei Einsichten vorangestellt werden: Erstens ist die Energiewende durch die **Festlegung von politisch bestimmten Zielwerten**, genau genommen Zielmengen und Zielanteilen, angestoßen worden. Für diese teilweise sehr weit in der Zukunft liegenden Zeitpunkte, mit dem spätesten Endzeitpunkt im Jahr 2050, vermitteln diese Zielwerte zudem eine Vorstellung davon, wie stark das System der Energieversorgung bis dahin mindestens umgestellt sein soll. Insbesondere wird bis dahin ein festgelegter Mindestanteil der Stromversorgung mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen abzudecken sein. Dieser **mengenbezogene Zielkanon** bildet somit den unverrückbaren Anforderungskatalog der **politisch ausgerufenen** Energiewende. Es geht bei der Umsetzung dieses Vorhabens also darum, diese groben Mengenvorgaben zu erfüllen. Dies kann entweder direkt durch die Vorgabe eines feiner gestrickten Mengenpfads oder indirekt durch die Vorgabe von staatlich manipulierten Preisen geschehen, mit dem Ziel, die Investitionsentscheidungen der relevanten Akteure dahingehend zu lenken, dass der angestrebte Mengenpfad erreicht wird.

800. Zweitens ist das Beschreiten dieses Weges hin zu einem umfassenden Umbau des Energieversorgungssystems, mit den erneuerbaren Energien als dominantem Element, nicht ohne

Subventionen möglich. Die im Energiemarkt ohne Subventionen vorhandenen privaten Investitionsanreize können konstruktionsbedingt nicht ausreichen, um den gewollten Zubau an Kapazitäten zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren zu erreichen. Somit ist die Ausrufung der Energiewende mit ihren konkreten Zielvorgaben eine **inhärent planwirtschaftliche Festlegung**, deren Realisation sich nicht von allein einstellen wird. **Und somit sind auch alle Fördersysteme, die zur Zielerreichung eingerichtet werden, vor allem eines: Subventionssysteme.** Sie haben daher als Instrumente nichts mit Marktwirtschaft zu tun.

Doch können sie durchaus marktnäher ausgestaltet werden, indem sie die Detailplanungen und -entscheidungen weitgehend den potenziellen Investoren überlassen und somit dem Staat geringere Informationsanforderungen im Detail aufbürden. Oder sie werden planwirtschaftlicher ausgestaltet, indem sie die Detailplanungen und -entscheidungen weitgehend in staatlicher Hand lassen. Fördermodelle, die sich an den Mengenvorgaben des übergreifenden Zielkanons direkt orientieren und die dabei möglichst wenig unterhalb dieser Ebene in die Detailsteuerung einsteigen, sind marktnäher. Angesichts der die Energiewende begleitenden, sehr umfassenden Informationsprobleme sind **marktnähere Verfahren ordnungspolitisch vorzuziehen**, da sie verhindern, dass die gesamtwirtschaftlichen Kosten der Energiewende aus dem Ruder laufen. Dies ist beim EEG nachweislich nicht gelungen, da es auf den kostenträchtigeren, von Partikularinteressen dominierten politischen Preisfindungsprozess gesetzt hat.

801. Drittens ist es **keineswegs eine ausgemachte Sache, dass es überhaupt sinnvoll ist, ein eigenständiges nationales Fördersystem für den Aufbau von Kapazitäten zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien einzurichten**, um die Zielvorgaben der Energiewende zu erreichen. Schließlich gibt es mit dem **europaweit eingeführten EU-ETS** ein Instrument, das im Prinzip sowohl Anreize zum Kapazitätsaufbau als auch für Anstrengungen in Forschung und Entwicklung in diesem Bereich setzt. Dieses Instrument bedarf aktuell einer **besseren Ausgestaltung**, um sein Potenzial – die kostengünstigste Umsetzung des für die Energiewende prioritären Ziels des Klimaschutzes – auszuschöpfen. **Doch ist es naheliegend, dass es daher das erste Bestreben der Politik sein muss, dieses Instrument zu verbessern, nicht dessen Mängel durch die Einrichtung eines weiteren Subventionsinstruments zu umgehen. Leider ist diese naheliegende Priorität bisher durch die schier bedingungslose Treue gegenüber dem EEG aus dem Blickfeld geraten.**

802. Aus Sicht des angestrebten gemeinsamen Binnenmarkts für Energie wird es notwendig sein, künftig die bislang rein nationale Energiewende auf der europäischen Ebene mit der Energiepolitik der europäischen Partner zu verzahnen (JG 2011 Ziffer 413 ff., 441). An der Entscheidung, dem konzeptionell überlegenen Klimaschutz-Instrument EU-ETS durch eine ernsthafte und langfristige politische Verpflichtung neue Verbindlichkeit und neues Gewicht zu verleihen, wird die deutsche Energiepolitik nur schwer vorbeikommen. Die Aufrechterhaltung eines eigenständigen Subventionssystems, das zusätzliche Anreize für den Aufbau erneuerbarer Kapazitäten der Stromerzeugung bereitstellt, kann nur unter sehr starken Bedingungen gerechtfertigt werden. Es müssten (i) konzeptionell überzeugendere und empirisch belegte Gründe dafür vorgebracht werden als bisher, dass dieses Vorgehen nicht zu einer bloßen Kannibalisierung des EU-ETS, sondern nachweislich zu ansonsten unerreichbaren Vortei-

len führt. Es müsste darüber hinaus (ii) deutlich gemacht werden, dass die Priorität grundsätzlich beim EU-ETS liegt, sodass dieses zusätzliche Fördersystem lediglich begleitenden, nicht aber dominierenden Charakter entfaltet. Und es müsste schließlich (iii) aus den möglichen Kandidaten für den Aufbau eines derartigen Systems ein vergleichsweise wenig kostenintensives System gewählt werden.

2. Vorschläge für eine grundlegende Neugestaltung des EEG

803. Der Sachverständigenrat hat bereits in seinem Jahresgutachten 2011/12 vorgeschlagen, das Fördersystem des EEG durch ein **Quotenmodell** zu ersetzen (JG 2011 Ziffer 435 ff.), und beispielhaft dazu das gemeinsame Grünstromzertifikatmodell Schwedens und Norwegens vorgestellt (JG 2012 Kasten 19). Dieser Vorschlag wird ebenfalls von der Monopolkommission unterstützt, die das schwedisch-norwegische Modell für Deutschland entsprechend konkretisiert (Monopolkommission, 2013). In diesem Modell wären Stromversorger verpflichtet, anhand sogenannter Grünstromzertifikate nachzuweisen, dass ein gesetzlich festgelegter Anteil des vertriebenen Stroms aus erneuerbaren Energien stammt. Für Betreiber von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien würden die Wettbewerbsnachteile ihrer Anlagen dann nicht mehr durch gesetzlich festgelegte Vergütungssätze ausgeglichen, sondern durch zusätzliche Einnahmen, die sie durch den Verkauf von Grünstromzertifikaten erzielen. Dieses System wäre dem EEG vor allem aufgrund seiner technologieneutralen Ausgestaltung überlegen (Tabelle 31).

Da im Quotensystem starke Anreize für die Verwendung der günstigsten erneuerbaren Technologien gegeben wären, ließen sich die mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien verbundenen **Kosten vermutlich deutlich reduzieren**. Zudem würde die Einführung des Quotenmodells eine Abkehr vom derzeitigen Modell der Preissteuerung bedeuten, mit dem es in der Vergangenheit kaum gelungen ist, den Ausbau der erneuerbaren Energien entlang der Ausbauziele zu steuern. Dies lag vor allem am Unvermögen, die Vergütungssätze für die erneuerbaren Energien, etwa bei der Photovoltaik, rechtzeitig an die sinkenden Anlagenpreise anzupassen. Im Quotenmodell wären solche Anpassungen gar nicht nötig. Die Ausbaugeschwindigkeit der erneuerbaren Energien könnte exakt durch die Mengenvorgabe gesteuert werden. Ferner ließe sich ein Quotenmodell einfacher mit ähnlichen Fördersystemen in anderen europäischen Ländern kombinieren, sodass durch die Ausnutzung von Standortvorteilen weitere Kostenreduzierungen erreicht werden könnten (JG 2011 Ziffern 437 ff., JG 2012 Ziffern 498 ff.).

804. Inzwischen wurde dieser Ansatz durch weitere konkrete Reformvorschläge ergänzt, die ebenfalls auf eine grundsätzliche Neugestaltung des EEG abzielen, um damit vorhandene Einsparpotenziale zu realisieren.² Unter anderem wurde ein **Versteigerungsmodell** ins Spiel gebracht, bei dem jedes Jahr eine bestimmte Menge an Lizenzen zur Errichtung von Anlagen

² Für einen allgemeinen Überblick zu den verschiedenen Fördersystemen und deren Vor- und Nachteilen gibt es bereits eine reichhaltige wissenschaftliche Literatur, die in dem Überblicksartikel von Menanteau et al. (2003) kompakt zusammengefasst wird.

Tabelle 31

Vergleich verschiedener Fördersysteme für erneuerbare Energien

	EEG	Auktionsbasiertes Kapazitätsmodell	Quotenmodell/ Zertifikatemodell	Auktionsbasiertes Marktprämien-Modell
Erlösseitiger institutioneller Rahmen für den Investor	Erlöse durch fixierte Einspeisevergütung für eine festgelgte Zeit ohne Systemintegration	Erlöse vom Staat für das Vorhalten einer bestimmten Leistung, die bei Bedarf einsatzfähig ist, über einen vorgegebenen Zeitraum sowie Erlöse durch den Verkauf am Strommarkt	Erlöse durch Verkauf der Grünstromzertifikate und den Verkauf am Strommarkt	Erlöse durch Verkauf am Strommarkt und garantierten Aufschlag auf Strompreis; Höhe des Aufschlags wird in Versteigerung bestimmt niedriger als im auktionenbasierten Kapazitätsmodell
Marktintegration	niedrig, da Erlös des Investors unabhängig von Nachfrage bzw. Strompreis	hoch; Vermarktung des erzeugten Stroms bringt umso höheren Erlös, je größer die Nachfrage (Strompreis); insbesondere keine Anreize, zu Zeiten eines negativen Strompreises (Überangebot) einzuspeisen	hoch, wenn zu Zeiten negativer Preise keine Zertifikate ausgestellt werden Monopolkommission (2013)	niedriger als im reinen Mengenmodell; es lohnt sich jedoch auch Einspeisung wenn Strompreis negativ, da durch Aufschlag auf Strompreis selbst bei negativen Preisen ein positiver Erlös erzielt werden kann; Anreize zur Marktintegration nehmen also mit der Höhe des Aufschlags ab
Steuerbarkeit	sehr niedrig, wie Erfahrungen der Vergangenheit gezeigt haben	mittel, da Zielvorgaben des EEG in elektrischer Arbeit und nicht in vorhandener Kapazität bemessen	hoch, wenn Preise für Zertifikate nicht durch Unter- oder Obergrenzen eingeschränkt werden und Strafzahlung für nicht ausreichende Zertifikate ausreichend hoch bemessen ist	sehr hoch; perfekte Zielerreichung möglich, wenn technologieneutral
Internationale Anschlussfähigkeit/Ausnutzung von internationalen Standortvorteilen	niedrig	niedrig	hoch	mittel
Kosten	sehr hoch, da die Förderung technologie-spezifisch ist und keine Anreize zur Ausnutzung von Standortvorteilen bestehen	wie bei Marktprämien-Modell; allerdings vermutlich hohe Monitoring-Kosten, um festzustellen, ob der Investor nicht einspeist, weil Anlage defekt oder weil Vergütung vorab erfolgte	minimal, wenn keine Beschränkung (z.B. in der Fläche) für die Nutzung der effizientesten Technologie besteht	potenziell sehr niedrig, hängt jedoch davon ab, ob Ausschreibungen technologieneutral oder technologiespezifisch sowie zentral oder dezentral erfolgen; Kosten theoretisch wie im Quotenmodell bei zentraler und technologieneutraler Ausgestaltung
Wer trägt das Risiko des technischen Fortschritts?	Verbraucher	Verbraucher; je nach Ausgestaltung teilweise der Investor	Investor; kann jedoch über langfristige Verträge über Lieferung / Abnahme von Grünstromzertifikaten zwischen Grünstrom-Produzenten und Versorgern geteilt werden	Verbraucher; je nach Ausgestaltung teilweise der Investor

zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ausgeschrieben würde. Die Anlagen würden sich bei diesem Ansatz wie beim EEG über langjährig garantierte Vergütungszahlungen finanzieren, allerdings würde die Höhe der zugesagten Vergütung in einem Auktionsverfahren bestimmt, in dem der Anbieter mit den geringsten Vergütungssätzen den Zuschlag erhielte. Dieser Vorschlag hat als eine mögliche Variante einer Mengensteuerung eine Reihe von Vorteilen mit denen des Quotenmodells gemein. Dies gilt insbesondere bei einer technologie-neutralen Ausgestaltung des Vorschlags.

Man könnte bei oberflächlicher Betrachtung argumentieren, dass Quotensysteme, in denen die Rendite des Investors vom unter Umständen sehr volatilen Preis für die Grünstromzertifikate abhängt, aufgrund der damit verbundenen höheren Unsicherheit aus der Perspektive des Investors weniger attraktiv sind als das alternative Versteigerungssystem. Dieses Argument gilt jedoch uneingeschränkt nur unter der Annahme, dass die Grünstromzertifikate ausschließlich am Spotmarkt gehandelt werden. Diese Annahme vernachlässigt, dass die Anbieter von Grünstromzertifikaten **langfristige Verträge** mit den Stromversorgern abschließen können, mit denen das Preisrisiko zwischen Anbietern und Nachfragern geteilt wird.

Zudem hat das **Versteigerungsmodell eine Reihe praktischer Probleme**: Die Verträge zwischen dem Staat und den Investoren müssen sehr genau spezifiziert sein, um so möglichst alle zukünftig auftretenden Eventualitäten zu berücksichtigen. Zudem können Versteigerungen sehr anfällig für Absprachen zwischen den Bietern sein, wodurch sich der Versteigerungspreis und damit die Kosten für den Staat entsprechend erhöhen. Handelt es sich ohnehin nur um wenige Bieter, fördert die Versteigerung tendenziell die Marktkonzentration. Und auch die Informationsprobleme von Auktionsteilnehmern sind keineswegs trivial, gilt es doch nicht zuletzt, die Gebote der Wettbewerber mit zu bedenken. Solange keine konkreten Vorschläge für die Ausgestaltung eines Versteigerungssystems auf dem Tisch liegen, lässt sich daher nur schwer abschätzen, ob es in der Praxis tatsächlich funktionieren könnte.

805. Das Argument, Investoren würden bei einer Mengensteuerung, etwa in einem Versteigerungsmodell oder möglicherweise noch stärker in einem Quotenmodell, höhere Risikoprämien verlangen als im Falle des EEG, suggeriert zudem fälschlicherweise, dass eine Förderung durch eine Preissteuerung, insbesondere durch das EEG, keinerlei Risiken enthielte. Das ist allerdings nicht korrekt, denn die Risiken, die mit einer jeden Investition unter Unsicherheit verbunden sind, bestehen in jedem Falle, fraglich ist lediglich die **Zuordnung des Risikos** (Schmalensee, 2012). Besonders deutlich wird der Unterschied beim Kontrast zwischen dem Quotenmodell und dem EEG. Beim Quotenmodell würden technologische Weiterentwicklungen zum Rückgang des Preises für Grünstromzertifikate und damit der Endverbraucherpreise führen, die Verbraucher würden entlastet. Das Risiko der potenziellen Preisänderungen wird beim EEG – und je nach gewähltem Versteigerungsmodell – hingegen vom Verbraucher, nicht vom Produzenten getragen.

806. Das Versteigerungsmodell weist, wenn es ähnlich technologiespezifisch ausgerichtet ist wie das EEG, eine wichtige theoretische Übereinstimmung mit Modellen der Preissteuerung auf: Sind die aktuellen technologischen Möglichkeiten der Stromerzeugung und die mit ihnen jeweils verbundenen Kosten weitgehend bekannt, kann es mit einer technologiespezifisch

differenzierten Preissteuerung ebenso wie mit einem technologiespezifisch ausgerichteten Versteigerungssystem gelingen, die **Produzentenrente** der Anlagenbetreiber abzuschöpfen. Auf diese Weise könnten die Gesamtkosten der Förderung minimiert werden. Dieser Gedankengang steht prinzipiell auch hinter der extrem ausdifferenzierten Formulierung der Einspeisevergütungen des EEG, bei dem zudem der jeweilige Standort die Vergütung ebenfalls mitbestimmt. Doch anders als bei einer idealtypischen Versteigerung, in der jeweils die wahre Kostenstruktur offenbart und der dann festgelegte Preis diesen Kosten entspricht, wird die Produzentenrente im EEG nicht vollständig abgeschöpft, da hier die Einspeisevergütungen vom Staat gesetzt werden.

807. Aber die mit einer differenziert ausgestalteten Art der Förderung verbundenen **Informationsprobleme** sind immens. Im Ergebnis wird die gute Absicht völlig verfehlt, sodass die Belastungen für die Verbraucher erhöht und nicht vermindert werden. Ein praktisches Beispiel dafür, wie sehr dieser Gedankengang in der Praxis fehlschlagen kann, liefert die Geschichte des EEG: Bei der teuersten Technologie, der Photovoltaik, war der Preisverfall am deutlichsten, die Nachsteuerung der Einspeisevergütungen hielt jedoch damit nicht Schritt. Ungebremste Investitionen in die entsprechenden Erzeugungskapazitäten haben dann zu der geschilderten Explosion der EEG-Umlage geführt.

Bei einem technologiespezifischen und nach Standorten differenzierten Versteigerungssystem ergeben sich im Prinzip die gleichen Informationsprobleme: Hier obliegt die Auswahl der potenziellen Standorte und der dort einzusetzenden Technologie dem Ausschreibenden. Um die Gesamtkosten gering zu halten, muss diese Auswahl mit hohem **Sachverstand im Detail** getroffen werden. Hingegen setzt das Quotenmodell darauf, den potenziellen Investoren die Detailauswahl zu überantworten. Dies wäre unbedingt anzuraten.

3. Die mangelnde Reformierbarkeit des EEG

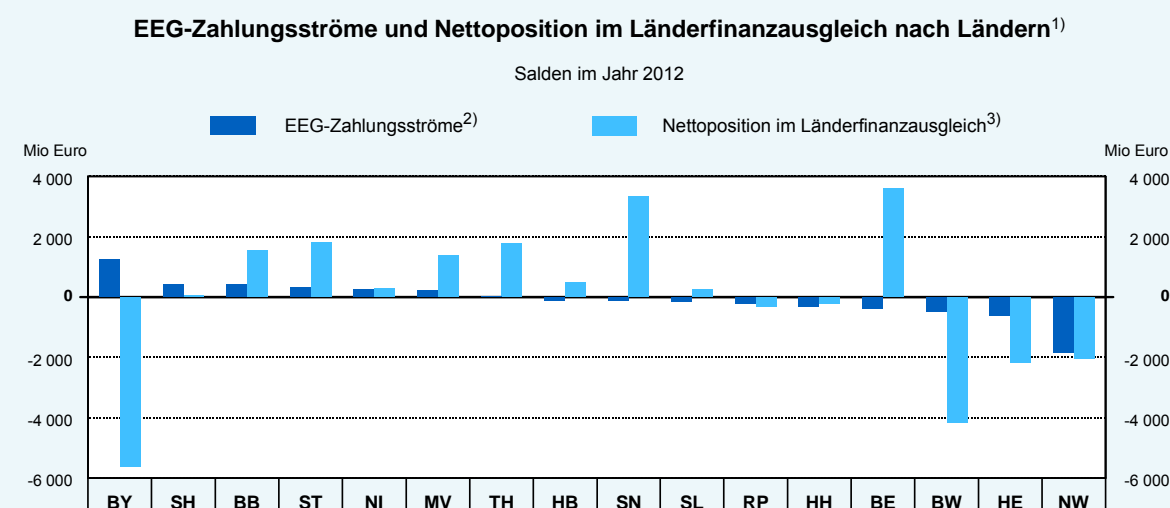
808. Letztendlich ist es nahezu unerheblich, durch welches System das EEG ersetzt wird, solange gewährleistet ist, dass das neue reformierte Fördersystem die zweifellos vorhandenen Einsparpotenziale zu realisieren vermag. Bereits eine **Harmonisierung** der bislang technologiespezifisch ausgestalteten Fördersätze auf einem niedrigen einheitlichen Niveau könnte große Fortschritte bei der Kostenbegrenzung bewirken. **Allerdings hat sich das EEG inzwischen als kaum noch reformierbar herausgestellt, denn bereits eine Anpassung der Fördersätze führt regelmäßig zu erheblichen Diskussionen im Deutschen Bundestag und Bundesrat.**

Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass durch das EEG inzwischen ein jährliches Subventionsvolumen von rund 20 Mrd Euro umverteilt wird, das von den davon profitierenden Partikularinteressen mit „Zähnen und Klauen“ verteidigt wird. Dabei handelt es sich nicht mehr ausschließlich um die Betreiber und Produzenten von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, sondern inzwischen ebenfalls um die Länder, die einen hohen Anteil der Wind- oder Solarenergieanlagen auf sich vereinen. Der Kampf um eine Reform des EEG gleicht daher eher einem Abwehrkampf, bei dem es aus Sicht der jeweils Beteiligten vor allem darum geht, den eigenen Vorteil aus dem EEG zu bewahren und notwendige Anpassungen vor allem in denjenigen Bereichen zu fordern, die jeweils andere Beteiligte treffen. Dieser

Prozess des sich Eingrabens und Ausharrens (War of Attrition), bis andere gefunden sind, welche die Anpassungslasten einer Reform tragen, führt im Ergebnis typischerweise zu deren kostenträchtigem Aufschub (Alesina und Drazen, 1991).

809. Beispielsweise überstiegen im Jahr 2012 in Bayern, Schleswig-Holstein und Brandenburg die ausgezahlten Vergütungsprämien deutlich die Summe der von den dortigen Stromverbrauchern gezahlten EEG-Umlage (Schaubild 105). In den Vergütungszahlungen an die Betreiber von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist eine Rendite für den Investor enthalten, mit dem Anreize zur Investition in erneuerbare Energien geschaffen werden. Grob gesagt finanzieren die Bewohner der Länder mit einer **Nettozahlungsposition** im EEG – bei denen die Summe der gezahlten EEG-Umlage die Summe der erhaltenen Vergütungszahlungen übersteigt – somit die Renditen der Betreiber von EEG-Anlagen in den Ländern mit einer **Nettoempfängerposition**. Es ist somit leicht verständlich, dass vor allem die Länder mit einem hohen Anteil von Solaranlagen oder Windkraftanlagen bislang kaum Interesse an einer grundlegenden Neuausrichtung des EEG hatten.

Schaubild 105



1) BY-Bayern, SH-Schleswig-Holstein, BB-Brandenburg, ST-Sachsen-Anhalt, NI-Niedersachsen, MV-Mecklenburg-Vorpommern, TH-Thüringen, HB-Bremen, SN- Sachsen, SL-Saarland, RP-Rheinland-Pfalz, HH-Hamburg, BE-Berlin, BW-Baden-Württemberg, HE-Hessen und NW-Nordrhein-Westfalen.– 2) Die Aufsummierung der einzelnen Ländersalden ergibt nicht Null, sondern entspricht etwa dem Sollstand des EEG-Kontos zum Jahresende 2011. In der Betrachtung der Zahlungsströme fällt dieser Betrag aufgrund der Nachholung aus dem Jahr 2011 in der EEG-Umlage des Jahres 2012 als zusätzlicher Mittelabfluss an. Der Mittelzufluss ist aber bereits im Jahr 2011 in Form von Vergütungszahlungen an die Anlagenbetreiber geflossen. Weiterhin ist ein Mittelzufluss für Offshore-Wind in Höhe von 140 Mio Euro nicht abgebildet, da dieser keinem Land zugeordnet werden kann.– 3) Ausgleichsbeträge und -zuweisungen im Länderfinanzausgleich addiert mit dem Umsatzsteuerausgleich.

Quellen: BDEW, BMF

© Sachverständigenrat

810. Abgesehen von dem Problem, dass einige Länder einer grundlegenden Reform des EEG allein deshalb skeptisch gegenüberstehen dürften, weil sie eine Verringerung des ihnen zugutekommenden Subventionsvolumens befürchten, bietet das EEG in seiner jetzigen Ausgestaltung den Ländern starke Anreize, ambitioniertere Ausbauziele festzulegen, als es durch die Bundesregierung geplant wurde. Das Grundproblem, das eine Reform des EEG und die Koordinierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien zwischen den Ländern nahezu unmöglich macht, lässt sich ökonomisch in Anlehnung an das **Allmendeproblem** beschreiben: Das EEG

wird als öffentliche Ressource zentral bereitgestellt und privat genutzt. Unter der derzeitigen Ausgestaltung des EEG fallen Kosten und Nutzen des Ausbaus der erneuerbaren Energien bei verschiedenen Akteuren an. Während der Nutzen überwiegend in Form zusätzlicher Wertschöpfung durch Installation und Betrieb der Anlagen regional begrenzt ist, werden die Kosten über die EEG-Umlage auf alle Stromverbraucher in ganz Deutschland umgelegt. Anders als bei sonst öffentlich bereitgestellten Ressourcen ist das Volumen des EEG zumindest theoretisch der Höhe nach nicht begrenzt.

Dadurch partizipieren Gemeinden und Länder zwar vollständig vom Ausbau der erneuerbaren Energien innerhalb ihrer Grenzen, berücksichtigen allerdings nicht die zentral von allen zu tragenden (volkswirtschaftlichen) Kosten, da sie davon nur einen Bruchteil selbst tragen müssen. Dies gilt jedoch nur dann, wenn die entstehende Kostenbelastung der Verbraucher überhaupt in das Entscheidungskalkül der politisch Handelnden eingeht. Die aktuelle Debatte über die Kosten der Energiewende scheint dies nahezu legen, obwohl es darin eher um die Frage der Kostenverteilung als um die der Kosteneffizienz des aktuellen Förderregimes geht. **Im Ergebnis haben die nachgeordneten Gebietskörperschaften einen starken Anreiz, den regionalen Ausbau der erneuerbaren Energien schneller voranzutreiben, als dies im Bundesdurchschnitt geplant ist.** Letztendlich ist daher der bundesweite Ausbau der erneuerbaren Energien schwer zu koordinieren.

811. Auf den ersten Blick haben die Länder und Gemeinden zwar nur einen geringen Einfluss auf die Entscheidung, ob eine Anlage zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an einem gegebenen Standort errichtet wird, denn dies hängt in erster Linie von der Höhe der garantierten Vergütungszahlungen ab und wird daher auf Bundesebene entschieden. Doch können Landesregierungen und Kommunen etwa über die **Ausweisung von potenziellen Standorten** für Windkraftanlagen Einfluss auf die lokale Ausbauentscheidung nehmen. Ferner steht ihnen die Möglichkeit offen, direkt als Verpächter von geeigneten Flächen zusätzliche Einnahmen zu generieren.

Zudem haben einige Länder die Regelungen in ihren Gemeindeordnungen so angepasst, dass ihren Kommunen der **eigenständige Betrieb** von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erleichtert wird. So wurde etwa die wirtschaftliche Betätigung auf dem „Gebiet der Erzeugung, Speicherung und Einspeisung erneuerbarer Energien sowie der Verteilung von hieraus gewonnener thermischer Energie“ als expliziter Ausnahmetatbestand in die Hessische Gemeindeordnung aufgenommen, wenngleich nur im regionalen Kontext und mit Beteiligung privater Dritter im Umfang von 50 % (§ 121 Absatz 1a HGO, gültig seit dem 16.12.2011). Insgesamt verfügen die Länder daher in ausreichendem Maße über Instrumente, um Einfluss auf die Ausbaugeschwindigkeit für erneuerbare Energien nehmen zu können.

812. Der sich aus der Kombination von regional anfallendem Nutzen und bundesweit getragenen Kosten ergebende Anreiz für die Länder, mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien schneller voranzuschreiten als im Bundesdurchschnitt geplant, spiegelt sich in den **Ausbauzielen der Länder** wider. In Anlehnung an das Energiekonzept der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 haben inzwischen eine Reihe von Ländern eigene Energiekonzepte verabschiedet,

in denen sie sich Ausbauziele für die erneuerbaren Energien geben. Dabei fällt auf, dass in den meisten Ländern die Zielvorgaben weit über den bereits ambitionierten Zielen der Bundesregierung liegen (Tabelle 32).

Tabelle 32

Ausbauziele der Länder zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien¹⁾

Anteil am Bruttostromverbrauch des Landes in %

Land	2020	2030	Grundlage der Planung
Baden-Württemberg	38	38	Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept (Arbeitsentwurf)
Bayern	50	50	Bayerisches Energiekonzept „Energie innovativ“ (2011)
Berlin	–	–	
Brandenburg	73	100	Energiestrategie 2030
Bremen	–	–	
Hamburg	–	–	
Hessen	20	20	Hessisches Energiekonzept 2020
Mecklenburg-Vorpommern	142 ^{a)}	142	Aktionsplan Klimaschutz Mecklenburg-Vorpommern 2010
Niedersachsen	150 ^{b)}	150	Energiekonzept (2012)
Nordrhein-Westfalen	23 ^{c)}	30	Koalitionsvertrag 2012-2017
Rheinland-Pfalz	30	100	Energiekonzept Koalitionsvertrag 2011-2016
Saarland	20	20	Masterplan für eine nachhaltige Energieversorgung (2011)
Sachsen	28 ^{d)}	28	Energie- und Klimaprogramm Sachsen 2012
Sachsen-Anhalt	20 ^{e)}	20	Energiekonzept 2007 bis 2020
Schleswig-Holstein	300	300	Koalitionsvertrag 2012-2017
Thüringen	40 ^{f)}	40	Positionspapier 2013
Insgesamt²⁾	54	60	
nachrichtlich:			
Bund	35	50	Energiekonzept 2010

1) Auf Basis der Länderpläne; falls das Ausbauziel nur für 2020 existiert, wurde ein gleichbleibender Anteil am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 unterstellt.– 2) Gewichtung der Länder nach ihrem Anteil am gesamtdeutschen Bruttostromverbrauch, nur Stromverbrauch aus dem Netz der Stromversorger (Referenzjahr 2011); Quellen: BDEW und Statistisches Bundesamt.– a) Ersatzweise Relation von erschließbarem Potenzial zum prognostizierten Stromverbrauch.– b) Ohne den eingespeisten Off-shore-Windstrom 90 %.– c) Geplant sind mindestens 30 % im Jahr 2025. Der Wert für das Jahr 2020 wurde durch lineare Interpolation dieses Wertes und dem des Jahres 2010 approximiert.– d) Zielwert für das Jahr 2022.– e) Zielwert bezieht sich auf den Anteil am Primärenergieverbrauch, wurde für die Berechnung dem Anteil am Bruttostromverbrauch gleichgesetzt.– f) Zielwert für Nettostromverbrauch, reskaliert auf den Anteil am Bruttostromverbrauch. Verwendet wurde dafür die Relation von Netto- zu Bruttostromverbrauch für Gesamtdeutschland der Jahre 2009 bis 2011 (0,88).

Dies gilt insbesondere für die Ziele bis zum Jahr 2030. Während der Bund anstrebt, bis dahin den Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf 50 % des Bruttostromverbrauchs zu steigern, planen einzelne Länder für diesen Zeitpunkt bereits mit Zielen von über 100 %. Gewichtet man die Ausbauziele der Länder mit deren Anteil an der Bruttostromerzeugung des Jahres 2011, dann zeigt sich, dass der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung im Jahr 2030 bereits einen Anteil von mehr als 60 % hätte, wenn es den Ländern gelänge, diese Zielvorgaben einzuhalten.

Diese **mangelnde Koordinierung** der Energiewende zwischen Bund, Ländern und Kommunen droht vor allem deshalb zu ernstzunehmenden Problemen zu führen, weil der dringend benötigte Netzausbau lediglich auf die weniger ambitionierten Ausbauziele der Bundesregierung abgestimmt ist. Angesichts des bereits heute eher langsamer als geplant verlaufenden Netzausbaus scheint es jedoch wenig realistisch, auf absehbare Zeit noch weitergehende Netzausbaumaßnahmen zu beschließen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien muss daher dringend mit dem Fortschritt beim Netzausbau abgestimmt werden.

III. Was wirtschaftspolitisch zu tun ist

813. Die neue Bundesregierung sollte die Energiewende in drei Handlungsfeldern zum Erfolg führen. So ist auf der **nationalen Ebene** unbedingt eine Revision des EEG anzustreben, bei der eine technologieneutrale Ausrichtung das zentrale Element darstellen sollte. Es ist letztendlich nicht entscheidend, ob das vom Sachverständigenrat klar präferierte **Quotenmodell** oder die demgegenüber schlechter abschneidende **Marktprämie** für Grünstrom den Zuschlag für das reformierte Modell erhält. Entscheidend wird es sein, bei der Förderung den kostenträchtigeren Technologien keine zusätzlichen Vorteile zu verschaffen, um vermeintliche Wettbewerbsnachteile auszugleichen. **Wer die Energiewende erfolgreich umsetzen will, muss den politischen Widerstand der größten Profiteure des aktuellen Fördersystems zum Wohle der Verbraucher überwinden. Bevor ein entsprechendes Marktdesign gefunden und etabliert wird, bietet sich ein Moratorium bei der Förderung der erneuerbaren Energien an, da der Zubau an Kapazitäten bereits die Integrationsfähigkeit des Systems ausgereizt hat.**

814. Die beschleunigte Energiewende ist bislang eine rein nationale Angelegenheit, die dem Ausbau eines europäischen Strommarkts zuwiderläuft. Auf der **europäischen Ebene** ist dieses Defizit unbedingt von der neuen Bundesregierung zu adressieren. Ein wichtiger Schritt hin zu einer gemeinsamen europäischen Energiepolitik wäre die **Stärkung des EU-ETS** als zentrales Element der europäischen Klimapolitik, auf einen langen Zeitraum verbindlich fortgeschrieben und darüber hinaus auf zusätzliche Sektoren ausgeweitet. Bislang war er weitgehend auf Großfeuerungsanlagen beschränkt und lediglich bis zum Jahr 2020 projektiert. Darüber hinaus stand der EU-ETS in einem starken Konflikt mit der zusätzlichen Förderung erneuerbarer Energien, da diese die Preise für Emissionszertifikate negativ beeinflussten.

Dem EU-ETS sollte in Zukunft stattdessen ein unbedingter Vorrang vor nationalen Fördersystemen für die erneuerbaren Energien gegeben werden. Neben der konsequenten Erweiterung auf andere Sektoren und der glaubwürdigen Fortschreibung über das Jahr 2020 hinaus sollte eine Optimierung des Handelssystems angestrebt werden. Diese sollte unter anderem ein periodenübergreifendes Banking und perspektivisch eine Überwachung durch eine „Zertifikate-Zentralbank“ vorsehen, um den Zertifikatepreis zu stabilisieren. Zudem sollte eine Öffnung gegenüber außereuropäischen Ländern in Richtung eines globalen Emissionshandels ermöglicht werden. Der Ausbau der Erneuerbaren, würde dieser in der Tat weiterhin zusätzlich zum EU-ETS gefördert werden, sollte durch die Etablierung eines europäischen Grünstrommarkts in harmonisierter Form erfolgen.

815. Schließlich steht die neue Bundesregierung vor der Herausforderung, effektiver als bislang auf der **globalen Ebene** beim Schmieden einer internationalen Allianz für den Klimaschutz mitzuwirken. Denn aktuell ist der Ansatz, Klimapolitik auf dem Wege globaler Abkommen zu verfolgen, blockiert. Letztendlich ist dies die Konsequenz eines **fundamentalen Verteilungsproblems**. Denn bei einer Einigung über ein globales Kohlenstoffbudget, das implizit durch das Anstreben des 2°C-Ziels definiert wird, wird notgedrungen der Wert der bestehenden fossilen Ressourcen vermindert, während neue wertvolle Eigentumsrechte durch die Ausgabe von CO₂-Emissionszertifikaten geschaffen werden. Will man eine globale Allianz schmieden, die angesichts dieser Verteilungsprobleme stabil bleibt, muss man Wege zur

Kompensation der Verlierer dieser Umverteilung finden, eine bloße deutsche **Vorbildfunktion** wird **nicht ausreichen**. Ein möglicher Weg wären Zahlungen der EU an diejenigen Länder außerhalb der EU, die dem EU-ETS beitreten (acatech, 2012).

Eine andere Meinung

816. Ein Mitglied des Sachverständigenrates, Peter Bofinger, vertritt zur Frage der Förderung erneuerbarer Energien eine abweichende Meinung.

817. Die Mehrheit des Rates plädiert nach wie vor für ein **technologieneutral ausgestaltetes Quotensystem**. Sie sieht den Vorteil dieses Modells darin, dass sich damit die mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien verbundenen Kosten vermutlich drastisch reduzieren ließen. Im Vergleich zu einem **Ausschreibungsverfahren** für erneuerbare Energien (Bofinger, 2013) dürfte das Quotenmodell jedoch zu erheblich höheren Kosten führen.

818. Beim Quotenmodell müssen die Investoren **hohe Risiken** auf sich nehmen, da die über den Preis der Grünstromzertifikate gewährte Förderung während der gesamten Laufzeit einer Anlage unsicher ist. Ein Investor muss dabei insbesondere mit neu in den Markt eintretenden Anbietern konkurrieren. Bei einem im Rahmen eines Auktionsverfahrens gestalteten Fördermechanismus ist die Konkurrenzsituation nur zum Ausschreibungszeitpunkt gegeben, danach liegt die Förderung über die gesamte Laufzeit hinweg fest. Aufgrund der hohen Fremdfinanzierung von Investitionen in erneuerbare Energien schlägt sich die Unsicherheit über die Förderung in entsprechend **hohen Finanzierungskosten** nieder, die letztlich von den Verbrauchern getragen werden müssen.

Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung auf den Märkten für erneuerbare Energien ist auch bei einem Auktionsverfahren gegeben. Sie lässt sich jedoch **zu sehr geringen Kosten diversifizieren**, wenn sie über einen Auktionsmechanismus mit einer ex ante gesicherten Förderung auf die Verbraucher überwältzt wird. Da diese Kosten für den einzelnen Verbraucher nur einen Bruchteil seines verfügbaren Einkommens ausmachen, kann er die damit einhergehende Unsicherheit sehr viel besser diversifizieren als ein Investor.

819. Kennzeichnend für das Quotenmodell ist die Vorstellung eines **einheitlichen Preises** für Grünstromzertifikate. Dies wäre für die Verbraucher jedoch die **teuerste Form der Förderung** erneuerbarer Energien. Markttheoretisch handelt es sich bei der staatlichen Förderung von Investitionen in diesem Bereich um ein **Monopson**, bei dem der Staat stellvertretend für die Verbraucher als einziger Nachfrager aktiv wird. Ein einheitlicher Preis würde damit maximale Gewinne für die Anbieter bedeuten: Der Anbieter mit den höchsten Kosten bestimmt den Preis für Grünstromzertifikate, sodass Anbieter mit geringeren Kosten entsprechende Renten abschöpfen können. Aus der Marktlogik heraus ist es daher für die Verbraucher attraktiv, im Rahmen der staatlich organisierten Förderung eine möglichst umfassende Preisdifferenzierung vorzunehmen. Die Vertreter von Quotenmodellen verzichten auf dieses **Potenzial zur Abschöpfung von Produzentenrenten**. Es lässt sich im Rahmen von technologie- und standortspezifischen Auktionen optimal nutzen. Das setzt zweifellos voraus, dass die Auswahl

mit Verstand getroffen wird. Doch selbst wenn es hier unvermeidlich immer wieder auch zu Fehlentscheidungen kommen wird, erscheinen sie in Anbetracht der Kostenvorteile bei einem unspezifischen Quotenmodell vertretbar.

820. Wenn die Mehrheit des Rates argumentiert, die Risiken des Quotenmodells könnten durch **langfristige Verträge** zwischen den Anbietern von Grünstromzertifikaten und Stromerzeugern geteilt werden, übersieht sie wiederum die Vorteile der Marktform des Monopsons für die Verbraucher. Die dort gegebenen Möglichkeiten zur Abschöpfung von Produzentenrenten zugunsten der Verbraucher gehen verloren, wenn auf der Nachfrageseite anstelle des Staates mehrere Stromerzeuger als Nachfrager auftreten.

821. Intertemporal zeichnet sich das Quotenmodell durch eine **hohe Inflexibilität** aus, die ebenfalls zu zusätzlichen Kosten führen kann. Die Implementierung des Modells erfordert, dass der Staat einen Zielpfad über einen Zeitraum von mehreren Jahrzehnten hinweg bestimmt, was eine enorme „**Anmaßung von Wissen**“ bedeutet. Dies gilt insbesondere dann, wenn man sich für eine technologieneutrale Förderung ausspricht. Implizit wird dabei unterstellt, dass die langfristigen Ausbauziele vollständig mit einer einzigen Technologie erreicht werden können.

Diese Inflexibilität erweist sich als besonders problematisch, wenn der technische Fortschritt eine – bei der Festlegung des Quotenpfads nicht erwartete – Ausweitung der Produktion erneuerbarer Energien zu vergleichsweise geringen Förderkosten ermöglichte. In diesem Fall könnte man den Zielpfad erhöhen. Dies hätte zur Folge, dass die Preise der Grünstromzertifikate für bis dahin aktive Produzenten unverändert bleiben. Die Unternehmen, die mit der neuen und mit geringeren Kosten zu fördernden Technologie produzieren, würden dann jedoch unnötig hohe Produzentenrenten erhalten. Der Vorteil von Auktionsverfahren, die eine über die gesamte Laufzeit feste Vergütung vorsehen, besteht darin, dass sie zwar inflexibel in Bezug auf die bestehenden Anlagen sind, sich jedoch jederzeit flexibel an geänderte technologische Bedingungen bei der Förderung neuer Anlagen anpassen können.

822. Auch unter dem Kriterium der **Marktintegration**, das heißt der Reaktion der Anbieter bei ihrer kurzfristigen Angebotsentscheidung auf Marktsignale, ist das Quotensystem nur bedingt vorteilhaft. Solange der Preis für Grünstromzertifikate positiv ist, lohnt sich eine Produktion auch bei negativen Preisen, sofern sie vom Betrag her unter dem Preis der Grünstromzertifikate liegen. Dieser Effekt ließe sich ausschalten, wenn in Phasen negativer Preise keine Grünstromzertifikate gewährt werden. Allerdings könnte so die paradoxe Situation auftreten, dass das Ausbauziel erreicht wird, ohne dass eine ausreichende Menge an Grünstromzertifikaten verfügbar ist. Die überlegene Lösung, die bei Bofinger (2013) ausführlich beschrieben wird, besteht hier in einem **Kapazitätsmechanismus**, bei dem die Investoren eine fixe, durch Auktionen bestimmte, Prämie für die Erstellung einer Anlage erhalten und ihnen zudem die Möglichkeit der Direktvermarktung gegeben wird.

Soweit die Meinung dieses Ratsmitglieds.

Literatur zum Kapitel

- acatech (2012), *Die Energiewende finanzierbar gestalten: Effiziente Ordnungspolitik für das Energiesystem der Zukunft*, Springer Vieweg, Heidelberg.
- BMU und BAFA (2013) *Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung – Antragsverfahren 2013 auf Begrenzung der EEG-Umlage 2014*, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Berlin und Eschborn.
- Bundesnetzagentur (2013) *Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2012/13*, Bonn, 20. Juni.
- Alesina, A. und A. Drazen (1991), Why are stabilizations delayed?, *American Economic Review* 81, 1170-88.
- 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 A. Ockenfels (2011), Ökonomik und Design von Kapazitätsmärkten im Stromsektor, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 61, 14-15.
- Cramton, P. und S. Stoff (2005), A capacity market that makes sense, *The Electricity Journal* 18, 43-54.
- Döhrn, R. und R. Janßen-Timmen (2012) *Die volkswirtschaftliche Bedeutung der Stahlindustrie*, RWI Materialien Heft 71, Essen.
- Frondel, M., N. Ritter und C.M. Schmidt (2011) *Die Kosten des Klimaschutzes am Beispiel der Strompreise*, RWI Positionen 45, Essen, 1. April
- EWI (2012), *Analyse der Stromkostenbelastung der energieintensiven Industrie*, Aktualisierung der im Rahmen der Studie „Energiekosten in Deutschland – Entwicklungen, Ursachen und Internationaler Vergleich“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (Frontier Economics/EWI (2010)) durchgeführten Berechnung, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln.
- Menanteau, P., D. Finon und M.-L. Lamy (2003), Prices versus quantities: Choosing policies for promoting the development of renewable energy, *Energy Policy* 31, 799-812.
- Monopolkommission (2013), *Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende*, Sondergutachten 65, Baden-Baden.
- Schmalensee, R. (2012), Evaluating policies to increase electricity generation from renewable energy, *Review of Environmental Economics and Policy* 6, 45-64.

Literatur zum Minderheitsvotum

- Bofinger, P. (2013), *Förderung Erneuerbarer Energien: Gibt es einen dritten Weg?*, Gutachten im Rahmen des Projekts „Stromsystem – Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes“, Auftraggeber: Baden-Württemberg Stiftung gGmbH unter Federführung der IZES gGmbH (Institut für ZukunftsEnergieSysteme), Würzburg.