



**SACHVERSTÄNDIGENRAT**  
zur Begutachtung der  
gesamtwirtschaftlichen Entwicklung

---

Auszug aus dem Jahresgutachten 2012/13

## **Bisherige Weichenstellungen und ihre Bewertung**

(Textziffern 453 bis 490)

---

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 Leitungsneubau 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 intensivierte 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 Kraftwerkmarkt 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 Kraftwerkparks 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).

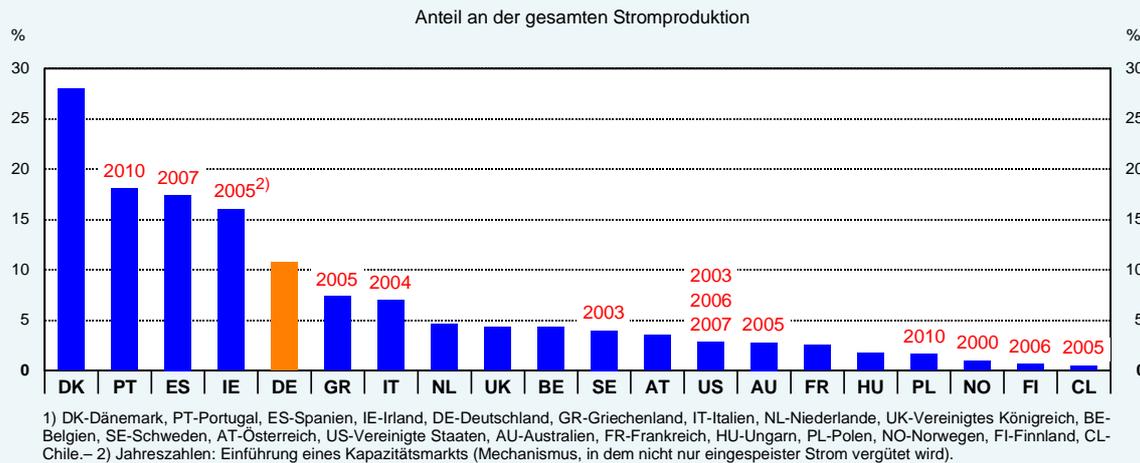
**467.** Aus diesen Gründen wurde auf vielen liberalisierten Strommärkten die Vergütung für den Verkauf von Strom um ein Vergütungssystem für die Bereitstellung von Kapazität ergänzt. Fehlende Deckungsbeiträge auf dem Markt für Elektrizität können dann durch zusätzliche Einnahmen auf einem weiteren Markt 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 2011<sup>1)</sup>



© Sachverständigenrat

Daten zum Schaubild

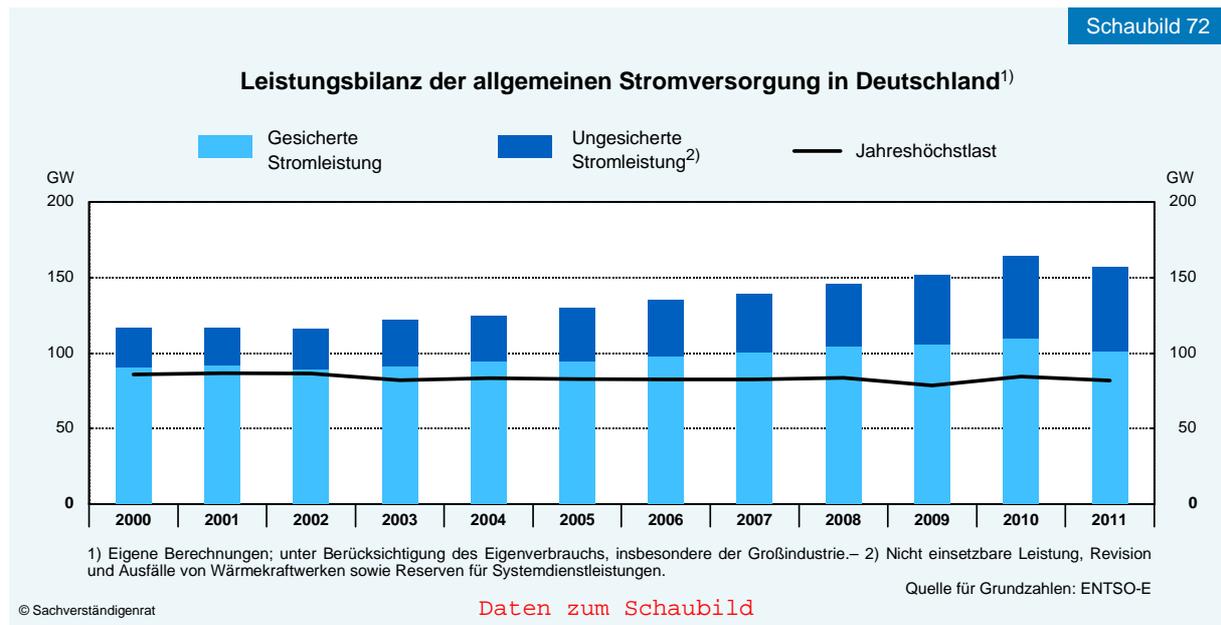
Quellen: OECD, eigene Recherchen

**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 (Frondel 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.

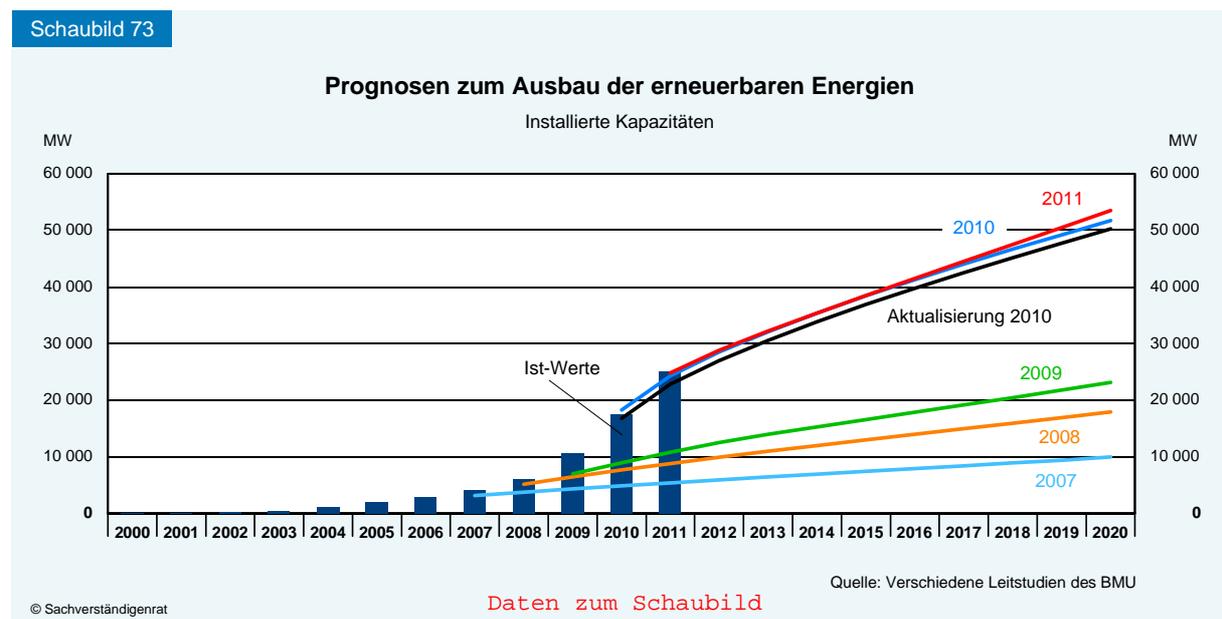
Bei einem Festhalten an den Ausbauzielen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und dem derzeitigen Fördersystem dürften die Kosten der erneuerbaren Energien angesichts des anvisierten Ausbaus beträchtlich über die bereits eingegangenen Verpflichtungen in Höhe

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 Photovoltaikzubaues 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.

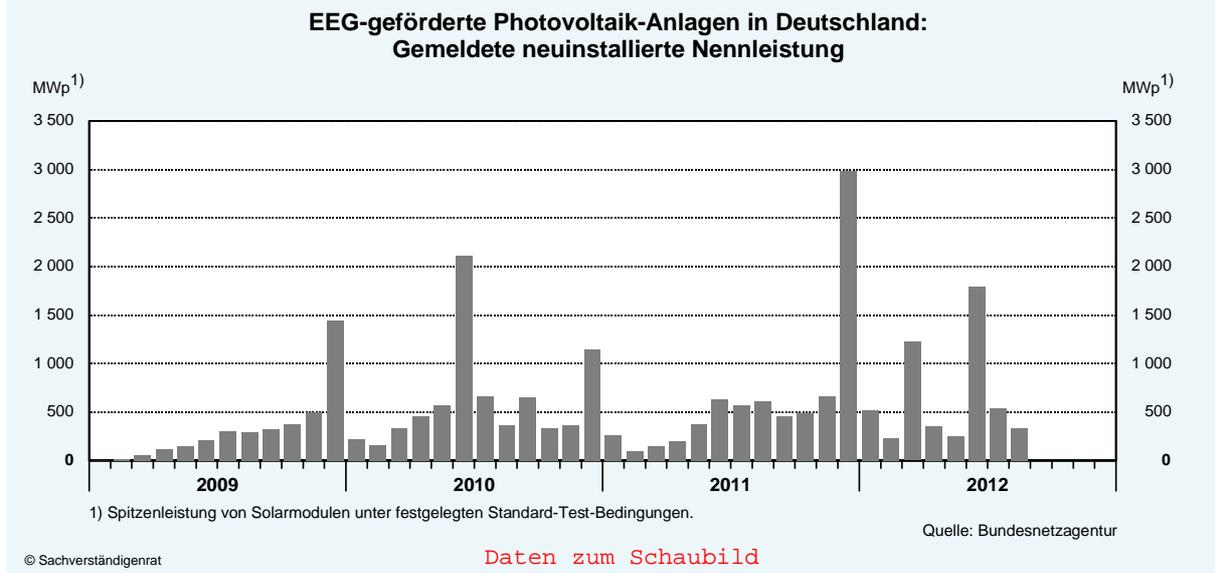
**483.** Trotz der Einführung des atmenden Deckels entwickelte sich der Zubau der Photovoltaik in den vergangenen Jahren aufgrund des starken Preisverfalls der Anlagen jedoch **äußerst dynamisch**, sodass im Jahr 2010 die Vergütungssätze für die Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie durch das 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 <sup>1)</sup> .....	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