

Studie



Das Erneuerbare-Energien-Gesetz – Erfahrungen und Ausblick

an die
Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft
Georgenstr. 22
10117 Berlin

Autoren:

Dr. Hubertus Bardt
Dr. Judith Niehues
Dipl.-Vw. Holger Techert

Köln, 30. März 2012

Inhalt

1 Hintergrund 3

2 Theorie des EEG 4

2.1 Funktionsprinzipien des EEG4

2.2 Quotenmodelle und Einspeisetarife5

2.2.1 Belgien (Flandern)6

2.2.2 Belgien (Wallonien)7

2.2.3 Großbritannien8

2.2.4 Schweden9

2.2.5 Niederlande10

2.2.6 Zwischenfazit11

2.3 EEG und Emissionshandel12

3 Erfolge und Nebenwirkungen des EEG 14

3.1 EEG-Strom und Vergütung15

3.2 Wirkung des EEG auf die Strompreise20

3.3 Verteilungswirkungen der EEG-Umlage22

4 Reformbemühungen innerhalb des EEG 24

4.1 Marktintegration durch Marktprämie und atmenden Deckel24

4.2 Aktuelle Reformvorschläge27

5 Fazit 30

Literatur 31

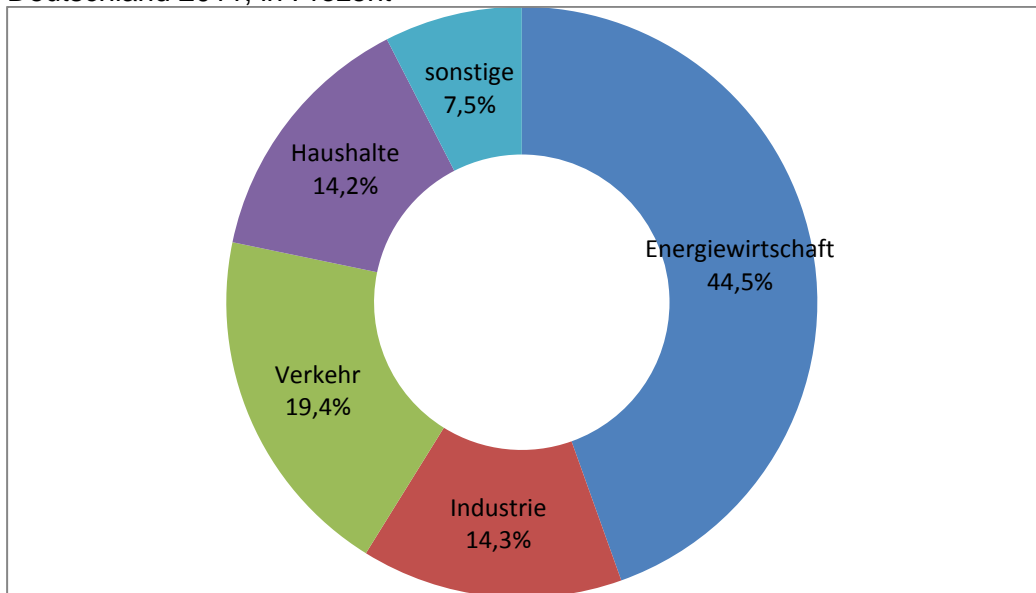
1 Hintergrund

Spätestens mit dem Energiekonzept der Bundesregierung vom Herbst 2010 und dem beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie im Frühsommer 2011 ist es politischer Konsens, dass die Energieversorgung und dabei vor allem die Stromerzeugung bis zur Mitte des Jahrhunderts weitgehend auf CO₂-arme und insbesondere erneuerbare Energien umgestellt werden soll. Seit dem Atommoratorium von 2011 und dem anschließend beschlossenen beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie wird von einer Energiewende gesprochen. Kern dieser Energiewende ist die langfristige Umstrukturierung des Energieerzeugungssystems auf weitgehend emissionsfreie Quellen bis zur Mitte des Jahrhunderts.

Im Mittelpunkt der Diskussion steht dabei die Stromerzeugung. So trägt die Energiewirtschaft mit ihrer Produktion von Strom und Wärme heute 44,5 Prozent zu den energiebedingten Treibhausgasemissionen und immerhin 37,0 Prozent zu den gesamten Treibhausgasemissionen Deutschlands bei. Die Bereiche Verkehr und Haushalte sind mit 19,4 Prozent beziehungsweise 14,2 Prozent der energiebedingten Emissionen weniger bedeutsam (Abbildung 1). Dennoch wäre es verfehlt, nur die Stromerzeugung zu betrachten und andere Emissionsquellen von vorneherein auszublenden. So wird im Straßenverkehr ungeachtet der hohen Vermeidungskosten mit erheblichem Aufwand die Einhaltung strengerer Reduktionsziele für die Fahrzeugflotte verfolgt. Minderungspotenziale im Bereich der Haushalte werden vor allem durch die energetische Sanierung von Gebäuden gehoben. Maßnahmen zur Verringerung des Stromverbrauchs schlagen sich hingegen nicht in den Werten für Haushalte, sondern durch die Produktion des Stroms als Emissionsminderung in der Energiewirtschaft nieder.

Abbildung 1

Quellen energiebedingter Treibhausgasemissionen Deutschland 2011, in Prozent



Quelle: Umweltbundesamt, 2011

Der Kern der Energiewende ist keine neue Richtungsweisung. Schon seit mehr als 20 Jahren wird die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen gefördert – zunächst mit dem Stromeinspeisegesetz und seit 2000 mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). In der Folge ist der Anteil erneuerbaren Stroms an der Bruttostromerzeugung auf inzwischen rund 20 Prozent angestiegen. Dafür mussten aber Subventionen in Milliardenhöhe aufgebracht werden – mit deutlich steigender Tendenz.

Um die Kosten bei weiter steigenden Anteilen erneuerbarer Energien nicht unbegrenzt weiter ansteigen zu lassen, werden verschiedene Möglichkeiten diskutiert. Die europaweite Einführung eines Quotensystems ist dabei der sicher weitestgehende Vorschlag. Im Rahmen des EEG werden insbesondere für die Photovoltaik eine Deckelung des Zubaus und eine weitere Kürzung der Vergütungssätze diskutiert.

All dies sind wichtige Diskussionsansätze, um die Kosten der erneuerbaren Energien und damit die Kosten der Energiewende begrenzen zu können. Nur eine Energiewende, die die Kosten der Stromerzeugung begrenzt und die Lasten von privaten und unternehmerischen Verbrauchern tragbar gestaltet, kann die Ziele einer sicheren, sauberen und wirtschaftlichen Energieversorgung erreichen. Die Energiewende muss so wirtschaftlich wie möglich sein, wenn sie nicht scheitern soll.

Gleichzeitig müssen die infrastrukturellen Voraussetzungen für die Energiewende geschaffen werden. Zu denken ist insbesondere an den notwendigen Ausbau der Stromnetze. Allein bis 2020 müssen in Deutschland bis zu 3.600 Kilometer neue Stromleitungen im Übertragungsnetz gebaut und gleichzeitig die Verteilnetze massiv verstärkt werden – zumindest dann, wenn die Stromversorgung durch erneuerbare Energiequellen massiv ausgeweitet werden soll. Dies liegt insbesondere daran, dass die großen Kapazitäten für Windenergie, die insbesondere mit dem Ausbau von Offshore-Anlagen eine tragende Säule der erneuerbaren Energien darstellt, im Norden des Landes liegen, während die großen Verbrauchszentren eher im Süden und Westen liegen. Die damit verbundenen Kosten in Höhe von 10 Milliarden Euro (hinzu kommen ähnliche Größenordnungen für den Ausbau des Verteilnetzes) und mehr sind dabei nur die eine Seite des Problems. Viel schwieriger ist es, die notwendige Akzeptanz der Bevölkerung in den vom Netzausbau betroffenen Regionen zu gewinnen. Bisher sind große Fortschritte beim Netzausbau noch nicht zu erkennen. Ob die zusätzlichen Kompetenzen der Bundesnetzagentur zur Sicherung der gesamtstaatlichen Perspektive ausreichen, wird weiterhin kritisch zu beobachten sein.

2 Theorie des EEG

Ziel des Gesetzes für den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) ist es, den Ausbau und Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen zu fördern und damit mittelbar auch den Ausstoß von Treibhausgasen zu verringern. Die Förderung basiert auf Einspeisetarifen, die den Anlagenbetreibern für jede erzeugte Kilowattstunde Strom gezahlt werden. Neben Einspeisetarifen gibt es international weitere Förderinstrumente für erneuerbare Energien, zum Beispiel Quotenmodelle, staatliche Ausschreibungen oder Investitionszuschüsse. Ebenso existieren weitere Instrumente um die Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Der zeitgleiche Einsatz verschiedener Instrumente mit demselben Ziel birgt ein Konfliktpotential. Die Funktionsprinzipien des EEG so wie die Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten zur Förderung erneuerbarer Energien bzw. zur Reduktion der Treibhausgasemissionen werden im Folgenden erläutert.

2.1 Funktionsprinzipien des EEG

Das EEG fördert den Ausbau und die Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung. Es umfasst im Wesentlichen Regelungen für den Vorrang erneuerbarer Energien bei

- Netzanschluss,
- Stromabnahme,
- Stromübertragung/-verteilung und

- Vergütung.

Netzbetreiber sind verpflichtet, Erneuerbare-Energien-Anlagen vorrangig an ihr Netz anzuschließen und ggf. ihre Netze dafür zu verstärken und auszubauen. Die Kosten für den Netzanschluss, d. h. die Kosten, um die Anlage an das bestehende Stromnetz anzuschließen, trägt grundsätzlich der Anlagenbetreiber. Die Kosten für die ggf. erforderliche Verstärkung des Netzes trägt der Netzbetreiber. Weiterhin sind die Netzbetreiber verpflichtet, den gesamten durch Erneuerbare-Energien-Anlagen erzeugten Strom vorrangig abzunehmen, an die Stromverbraucher weiterzugeben (Übertragung und Verteilung) und zu vergüten. Der Strom muss – unabhängig von der aktuellen Stromnachfrage und dem aktuellen Marktpreis – vollständig abgenommen und zu den im EEG festgelegten Einspeisetarifen vergütet werden.

Um den Ausbau erneuerbarer Energien anzureizen, wird den Anlagenbetreibern eine Mindestvergütung für regenerativ erzeugten Strom durch das EEG garantiert. Die Vergütungssätze unterscheiden sich nach Technologie und Anlagengröße. Sie werden in der Regel für 20 Jahre zugesichert und übersteigen den Marktpreis oft um ein Vielfaches. So werden zum Beispiel Photovoltaikanlagen aktuell mit 17,94 bis 24,43 Cent je Kilowattstunde vergütet, bei Wasserkraft liegt die Vergütung zwischen 3,4 und 12,7 Cent je Kilowattstunde. Im Vergleich dazu lag der Preis für eine Kilowattstunde an der Strombörse (EEX Leipzig, Phelix Day Base (Spot)) 2009 durchschnittlich bei 6,9 Cent je Kilowattstunde (IfnE, 2010, 10).

Der nach dem EEG abgenommene und vergütete Strom wird von den Netzbetreibern an der Strombörse zu Marktpreisen verkauft. Die Differenzkosten zwischen der durchschnittlich gezahlten Vergütung nach dem EEG und dem durchschnittlichen Marktpreis wird über ein Umlageverfahren auf die Stromverbraucher gewälzt (Ausgleichsmechanismus). Diese sogenannte EEG-Umlage beträgt derzeit (2012) 3,6 Cent pro verbrauchter Kilowattstunde. Durch Ausnahmeregelungen ist eine teilweise Befreiung von der Zahlung der EEG-Umlage möglich (Ausgleichsregelung). Dies gilt insbesondere für stromintensiv produzierende Unternehmen.

Skalen- und Lerneffekte senken die Kosten für die Hersteller von Erneuerbare-Energien-Anlagen. Im aktuellen EEG werden diese Effekte durch regelmäßige Absenkungen der Vergütungssätze für neuinstallierte Anlagen berücksichtigt. Die Vergütung für Strom aus Wasserkraft sinkt bspw. jährlich um 1 Prozent, die Vergütung für Strom aus Biomasse um 2 Prozent. Das heißt, der für 20 Jahre garantierte Vergütungssatz für jede Kilowattstunde eines Wasserkraftwerks, das 2012 ans Netz geht, ist 1 Prozent geringer als der für 20 Jahre garantierte Vergütungssatz eines Wasserkraftwerks, das bereits 2011 ans Netz ging. Nicht zuletzt um zu prüfen, ob die festgelegten Vergütungs- und die Degressionssätze weiterhin angemessen sind, wird das EEG mit seinen Auswirkungen regelmäßig evaluiert. Die daraus resultierenden EEG-Erfahrungsberichte bilden die Grundlage für Gesetzesänderungen, insbesondere für die Anpassung der Vergütungssätze bzw. der regelmäßigen Absenkungen der Vergütungssätze.

2.2 Quotenmodelle und Einspeisetarife

Erneuerbare Energien werden in vielen Ländern gefördert. Die Politik greift dazu im Wesentlichen auf zwei unterschiedliche Instrumente zurück: Quotenmodelle und Einspeisetarife.

Bei einem Quotensystem sind zum Beispiel Kraftwerksbetreiber, Stromhändler oder Endkunden verpflichtet, einen von der Politik festgelegten Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien zu erzeugen bzw. zu beziehen. Diesen Anteil müssen die Verpflichteten mit Zertifikaten nachweisen. Zertifikate werden für die Erzeugung erneuerbarer Energien erteilt. Sie sind handelbar. Der Preis bestimmt sich also durch Angebot und Nachfrage. Die Verpflichteten können den erforderlichen Anteil erneuerbarer Energien entweder selbst erzeugen, oder sie kaufen Zertifikate von

Betreibern von Erneuerbare-Energien-Anlagen zu. Können sie nicht ausreichend Zertifikate für den erzeugten Strom nachweisen, so drohen ihnen Strafzahlungen. Ziel eines Quotenmodells ist es, durch den Marktmechanismus gelenkt zunächst die günstigsten Erzeugungspotentiale erneuerbarer Energien zu realisieren. Dadurch soll die Kosteneffizienz beim Ausbau erneuerbarer Energien sichergestellt werden.

Einspeisetarife sehen dagegen keinen Mindestanteil erneuerbarer Energien vor. Hier werden die Anreize dadurch gesetzt, dass die Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen für jede Kilowattstunde eine gesetzlich festgelegte Mindestvergütung erhalten. Die Mindestvergütung ist bei den meisten Einspeisetarifen (insbesondere beim EEG) unabhängig vom Marktpreis und übersteigt diesen oft um ein Vielfaches. Dem Anlagenbetreiber wird dadurch das Risiko von Preis und Absatzschwankungen am Strommarkt vollständig abgenommen. Einige Einspeisetarife sehen auch einen Premiumtarif vor, der zusätzlich zum Marktpreis gezahlt wird.

In der EU setzen zum Beispiel Belgien, Großbritannien und Schweden auf ein Quotenmodell. Die genaue Ausgestaltung der Quotenmodelle (z. B. Anzahl der Zertifikate pro erzeugter Kilowattstunde, Quotenverpflichtete, Höhe der Quote) oder Einspeisetarife (z. B. Höhe der Mindestvergütungen, Vergütungsdauer, geförderte Technologien) unterscheidet sich in den einzelnen Staaten. Auch geographische Gegebenheiten wie windstarke oder sonnenreiche Standorte oder gebirgige und wasserreiche Regionen beeinflussen den Ausbau erneuerbarer Energien. Die Wirksamkeit der Instrumente jeweils für sich kann daher durch einen Vergleich der Länder, zum Beispiel anhand der installierten Leistung oder des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung, nicht zuverlässig beurteilt werden.

Beurteilt werden kann allerdings, ob die jeweiligen Länder ihre (selbst gesteckten) Ziele beim Ausbau erneuerbarer Energien erreichen. Die Ziele werden häufig als Anteil ausgedrückt, den erneuerbare Energien an der Stromerzeugung einnehmen sollen. Ebenso können die Ziele absolut als Stromproduktion (in Terrawattstunden, TWh) oder als installierte Leistung (in Gigawatt, GW) formuliert werden.

2.2.1 Belgien (Flandern)

Quotenverpflichtet sind in Flandern (Übersicht 1) die Stromversorger. Durch das Quotensystem werden alle Erneuerbare-Energien-Technologien gleichermaßen gefördert. Allerdings existiert eine Verpflichtung für den Netzbetreiber (Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt, VREG), Zertifikate zu einem technologieabhängigen Festpreis aufzukaufen. Sofern der Festpreis über dem Marktpreis für Zertifikate liegt, schafft dies de facto eine Einspeisevergütung i. S. e. Premiumtarifs, der zusätzlich zum Marktpreis gezahlt wird. Ein hoher Festpreis existiert derzeit bei Zertifikaten für Photovoltaikstrom (aktuell: 250 Euro für jedes Zertifikat von Anlagen bis 250 Kilowattpeak (kWp)) und Offshore-Windenergie (107 Euro pro Zertifikat). Der durchschnittliche Zertifikatspreis schwankt seit 2007 zwischen 106 und 111 Euro.

In den ersten Jahren wurde die angestrebte Quote in Flandern zum Teil deutlich verfehlt. So wurden 2002 nur 37 Prozent der erforderlichen Zertifikate in Belgien eingereicht, obwohl noch deutlich mehr Zertifikate verfügbar waren (VREG, 2010, 71). Dies ist umso verwunderlicher, da die Strafzahlung über dem mittleren Zertifikatspreis lag. Der Kauf weiterer Zertifikate wäre also günstiger gewesen, als die Strafe zu akzeptieren. Möglicherweise erwarteten die Stromversorger, dass die Zertifikate in den kommenden Jahren nicht ausreichen und gleichzeitig die Strafzahlung angehoben wird. In diesem Fall könnte es günstiger gewesen sein, die fünf Jahre lang gültigen Zertifikate zunächst zurückzuhalten. Die Strafe für nicht eingereichte Zertifikate wurde in den folgenden Jahren tatsächlich von 75 zunächst auf 100, dann auf 125 Euro angehoben. Seit 2006 wird die Quote zu über 99 Prozent erreicht.

Übersicht 1

Förderung erneuerbarer Energien in Belgien (Flandern)

System	Quote
Einführung	2002
Ziel	Kontinuierlich zunehmender Anteil erneuerbarer Energien von 0,8 Prozent (2002) auf 13 Prozent (2020)
Stand 2009	Ziel 2009 (5,25 Prozent) zu 100 Prozent erreicht
Bemerkungen	Geringere Quote für energieintensive Verbraucher (> 20 GWh)

Eigene Zusammenstellung

Die Förderung erneuerbarer Energien in Flandern hat zu einem moderaten Ausbau von Windkraft- und Biomasseanlagen geführt. Seit 2009 findet ein starker Ausbau der Photovoltaik statt. Der Ausbau ist auf die Erhöhung des Festpreises zurückzuführen. 2009 war ein Zertifikat Photovoltaikstrom noch 450 Euro wert. Mittlerweile wurde der Festpreis deutlich reduziert. Er wird in unregelmäßigen Abständen gesenkt. Knapp mehr als die Hälfte der Zertifikate wurde 2010 für Strom aus Biomasse ausgegeben. Auf Photovoltaik-, Biogas- und Windkraftanlagen entfallen jeweils 16 Prozent (VREG, 2010, 73).

2.2.2 Belgien (Wallonien)

In Wallonien (Übersicht 2) sind die Stromversorger sowie die Netzbetreiber für ihren Eigenbedarf quotenverpflichtet. Das Quotenmodell unterscheidet zwischen den unterschiedlichen Technologien. Pro regenerativ erzeugter Megawattstunde (MWh) erhält ein Anlagenbetreiber eine mit einer technologie- und größenspezifischen Zuteilungsrate gewichtete Menge an Zertifikaten. Mit durchschnittlich 6,8 Zertifikaten wurden 2009 die meisten Zertifikate pro MWh für Photovoltaikanlagen erteilt. Für Strom aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf Basis von Biomasse waren durchschnittlich 1,1 Zertifikate pro MWh erhältlich, für Windenergie 1 Zertifikat pro MWh (CWAPE, 2011, 22). Eine Besonderheit des wallonischen Modells ist, dass auch fossil befeuerte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (bis 20 Megawatt) Zertifikate erhalten. Allerdings wird die produzierte Strommenge mit einem geringen Faktor gewichtet (0,1 bis 0,4 Zertifikate pro MWh).

Übersicht 2

Förderung erneuerbarer Energien in Belgien (Wallonien)

System	Quote
Einführung	2003
Ziel 2012	Anteil erneuerbarer Energien: 12 Prozent
Ausgeweitet 2009	Anteil erneuerbarer Energien 2012: 15,75 Prozent
Stand 2010	Aktuelle Quote (11,25 Prozent) zu 100 Prozent erfüllt
Bemerkungen	Reduzierung der Quote für Großverbraucher (> 5 GWh)

Eigene Zusammenstellung

Das wallonische System zur Förderung erneuerbarer Energien hatte zunächst Anlaufschwierigkeiten. Die festgelegte Quote wurde 2003 nur zu 70 Prozent, 2004 bis 2006 zu 80 bis 90 Prozent erreicht. Seit 2007 wird sie jedoch jährlich erfüllt (CWAPE, 2011, 38). Vor allem 2010 überstieg die Zahl der erteilten Zertifikate deutlich die notwendige Anzahl zur Erfüllung der Quote.

Da die Zertifikate fünf Jahre lang gültig sind, ist auch in den kommenden Jahren zu erwarten, dass die Quote erfüllt wird.

Seit 2005 konnte durch das Quotenmodell in Wallonien vor allem ein Ausbau der Windkraft- und Biomassekapazitäten angereizt werden. Seit einer deutlichen Erhöhung der Zuteilungsrate für kleine Photovoltaikanlagen in 2008 (von 1 Zertifikat pro MWh auf 6 bis 7 Zertifikate pro MWh für Anlagen bis 10 KW) wurden auch die Photovoltaikkapazitäten deutlich ausgebaut. Betreiber von Photovoltaikanlagen profitierten 2009 von sehr attraktiven Erlösen in Höhe von durchschnittlich 57,8 Cent/kWh (CWAPE, 2011, 25). Im Jahr 2009 wurde Strom aus Photovoltaik ebenfalls durch den Solwattplan gefördert. Zusätzlich zu den Zertifikaten waren auch Steuer-nachlässe und Investitionszuschüsse erhältlich. Der größte Anteil des erzeugten erneuerbaren Stroms entfiel 2010 mit rund 45 Prozent auf die Biomasse, zum größeren Teil in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erzeugt (CWAPE, 2011, 24). Ein Viertel wird von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf Basis fossiler Brennstoffe beigesteuert. Die Windenergie hat einen Anteil von rund 20 Prozent. Photovoltaik spielt mit einem Anteil von 1,5 Prozent noch eine untergeordnete Rolle.

2.2.3 Großbritannien

Die Briten (Übersicht 3) förderten mit ihrem Quotenmodell lange Zeit alle Technologien gleichermaßen. Seit April 2009 gilt allerdings eine gestaffelte Zuteilung für die Zertifikate. Um die Nutzung der Offshore-Windenergie stärker voranzutreiben, erhält ein Anlagenbetreiber zum Beispiel zwei Zertifikate, statt wie bislang ein Zertifikat pro erzeugter Megawattstunde. Für eine MWh Strom aus Deponiegas werden hingegen nur noch 0,25 Zertifikate erteilt. Diese Technologie ist stärker etabliert und konkurrenzfähiger als Offshore-Windenergie. Quotenverpflichtet sind in Großbritannien ebenfalls die Stromversorger.

Übersicht 3

Förderung erneuerbarer Energien in Großbritannien

System	Quote
Einführung	04/2002 (England, Schottland, Wales); 04/2005 (Nordirland)
Ziel 2015/16	15,4 Prozent Anteil der Erneuerbaren (England, Schottland, Wales)
Stand 2010	Erfüllung der Quote 2009/10 England, Wales: 70 Prozent Schottland: 85 Prozent Nordirland: 63 Prozent
Bemerkungen	Seit April 2010 existiert außerdem ein Einspeisetarif; Wind- und Photovoltaikanlagen werden zusätzlich durch eine Abgabenbefreiung gefördert

Eigene Zusammenstellung

Die festgelegte Quote wird in Großbritannien kaum erreicht. Am schlechtesten schneidet Nordirland ab. Mit Ausnahme des Zeitraums 2009/2010 (63 Prozent) wurden 20 Prozent bei der Erfüllung der Quote nicht überschritten. In England und Wales wird die Quote jeweils zu 56 bis 70 Prozent erreicht, in Schottland zu 55 bis 86 Prozent (OFGEM, 2011, 9 f.; OFGEM, 2009, 8 ff.). Dass die Quote häufig deutlich unterschritten wird, liegt unter anderem an zu niedrig angesetzten Strafzahlungen (2009/2010: 37,19 Britische Pfund (GBP); durchschnittlicher Zertifikatepreis: 49,47 GBP (1 GBP = 1,15 Euro)) und einem komplexen Rückverteilungssystem der geleisteten Strafen. Die insgesamt angefallenen Strafzahlungen werden wieder an die Stromversorger ver-

teilt – anteilig an den eingereichten Zertifikaten. Der Wert eines Zertifikats ergibt sich für die Stromversorger daher aus der Summe der vermiedenen Strafzahlungen und der (erwarteten) Rückzahlung. Je mehr Zertifikate insgesamt eingereicht werden, je höher also die Quote ist, desto geringer fällt die Rückzahlung pro Zertifikat aus. Die Stromversorger müssen also bei der Entscheidung, ob sie ein Zertifikat kaufen, die Rückzahlung in Abhängigkeit der Quote zunächst abschätzen. 2009/2010 lag sie bei 15,17 GBP pro eingereichtem Zertifikat. Der Wert eines Zertifikats lag also insgesamt bei 52,36 GBP und damit über dem durchschnittlichen Zertifikatspreis. Das war den Stromversorgern allerdings ex ante nicht bekannt. Ein Stromversorger, der einen Zertifikatswert unterhalb des Preises für ein Zertifikat antizipierte, wird die Strafzahlung in Kauf genommen haben. Die nur teilweise Erfüllung der Quote zeigt, dass die Rückverteilung der Strafen nicht die beabsichtigte Wirkung, nämlich einen verstärkten Anreiz die Quote einzuhalten, erzielt.

Zunächst wurden die meisten Zertifikate durch das Quotenmodell in Großbritannien für Strom aus Deponiegas erteilt. In den letzten Jahren wurde allerdings vor allem der Ausbau der Windkraft vorangetrieben. On- und Offshore Windenergie repräsentieren derzeit zusammen über 60 Prozent der installierten Kapazität erneuerbarer Energien. Auf sie entfielen 2009/2010 knapp die Hälfte der erteilten Zertifikate (OFGEM, 2011, 68 ff.). Mit einem Anteil von 13 Prozent an der installierten Leistung spielt Deponiegas weiterhin eine bedeutende Rolle. Aufgrund der besseren Auslastung der Anlagen wurden pro installierter Kraftwerksleistung aus Deponiegas mehr Zertifikate erteilt (23 Prozent der Zertifikate). Die dritt wichtigste erneuerbare Energiequelle in Großbritannien ist Biomasse (15 Prozent der installierten Leistung, 18 Prozent der Zertifikate).

2.2.4 Schweden

In Schweden (Übersicht 4) wurde im Mai 2003 ein Quotenmodell zur Förderung erneuerbarer Energien eingeführt. Die Stromversorger sind dazu verpflichtet, für den Verbrauch ihrer Kunden die entsprechende Menge an Zertifikaten vorzuweisen. Zunächst war die Quotenregelung bis 2010 begrenzt. 2006 wurden jedoch jährliche Quoten bis 2030 festgelegt. Durch das Quotenmodell werden alle Technologien gleichermaßen gefördert. Für jede erzeugte MWh wird technologieunabhängig ein Zertifikat ausgestellt. Große Wasserkraftanlagen (ab 1,5 MW), die vor 2003 errichtet wurden, sind allerdings davon ausgeschlossen. Strom aus Windkraft wird in Schweden zusätzlich steuerlich privilegiert. Photovoltaikanlagen werden außerdem mit einem Investitions-kostenzuschuss gefördert. Schweden kommt dem idealtypischen Quotenmodell in der Theorie damit recht nahe.

Das schwedische Quotenmodell wurde im Laufe seiner Geschichte mehrmals aufgrund von Fehlentwicklungen angepasst. So wurden zum Beispiel 2003 zwar deutlich mehr Zertifikate ausgestellt, als es die Erfüllung der Quote erforderte. Geringe Strafzahlungen für nicht eingereichte Zertifikate (175 SEK und damit teilweise weniger als der Preis für ein Zertifikat; 1 SEK = 0,11 Euro) führten dennoch dazu, dass Zertifikate zurückgehalten und stattdessen die Strafzahlung akzeptiert wurde. Die Zertifikate sind in Schweden ohne zeitliche Begrenzung gültig. Die Zielquote für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien wurde daher nur zu 77 Prozent erfüllt. Offenbar erwarteten die Stromlieferanten einen zukünftigen Zertifikatspreis von über 175 SEK. Seit 2005 liegt die Strafzahlung bei 150 Prozent des mittleren Zertifikatspreises. Die Zielquote wird seither zu über 99 Prozent erreicht. Kritisiert wurde außerdem, dass der zunächst bis 2010 begrenzte Zeitraum zu kurz für einen sicheren Investitionsrahmen war. Der Zeitraum wurde 2006 bis zum Jahr 2030 ausgeweitet.

Übersicht 4
Förderung erneuerbarer Energien in Schweden

System	Quote
Einführung	05/2003
Ziel 2002	10 TWh/a zusätzlich bis 2010 (verglichen mit 2002)
Ausgeweitet 2006	17 TWh/a zusätzlich bis 2016 (verglichen mit 2002)
Ausgeweitet 2009	25 TWh/a zusätzlich bis 2025 (verglichen mit 2002)
Stand 2010	11,6 TWh/a zusätzliche Stromproduktion durch erneuerbare Energien
Bemerkungen	Torf als erneuerbare Energiequelle (so nicht in der EU-Richtlinie); Ausnahmen für energieintensive Industrie

Eigene Zusammenstellung

Verglichen mit 2002 wurde 2010 mit zusätzlichen 7,1 TWh vor allem mehr Strom aus Biomasse erzeugt, gefolgt von Wind- (+ 3 TWh) und Wasserkraft (+ 1,5 TWh, SEA, 2011). Die schwedische Regierung hat damit ihre ursprünglichen Ziele von 2002 übertroffen. Das Quotenmodell hat anfangs dazu geführt, dass in Schweden vor allem das reichlich vorhandene Potential zur Nutzung der Biomasse gehoben wird. Seit 2007 findet auch ein verstärkter Ausbau von Windkraftanlagen statt. Strom aus Photovoltaik spielt mit einer installierten Leistung von 575 Kilowatt hingegen keine Rolle.

2.2.5 Niederlande

Ein besonderer Einspeisetarif wurde in den Niederlanden (Übersicht 5) zum 1. Juli 2011 eingeführt. Der Einspeisetarif sieht eine technologiespezifische Vergütung vor, die von den Anlagenbetreibern in verschiedenen Zeitphasen beantragt werden kann. Die niederländische Energieagentur entscheidet binnen drei Monaten über den Antrag. Die Förderhöhe steigt von Phase zu Phase an. Alle Technologien konkurrieren dabei zunächst miteinander um die Fördergelder. So soll sichergestellt werden, dass die günstigsten Potentiale zur Nutzung erneuerbarer Energien zuerst gehoben werden. Die Förderung wird durch technologiespezifische Maximalpreise begrenzt. Diese Preise orientieren sich an den durchschnittlichen Stromgestehungskosten der jeweiligen Branche. In den verschiedenen Phasen kann die Förderung für einzelne Technologien nicht über diesen Maximalpreis hinaus ansteigen. Teurere Technologien werden in diesem System daher tendenziell erst zu einem späteren Zeitpunkt, also wenn die Förderhöhe angestiegen ist, genutzt. Gleichwohl steht es den Anlagenbetreibern frei, für eine teurere Technologie bereits bei einer geringen Vergütung die Förderung zu beantragen. Dies könnte lohnend sein, wenn sie gegenüber dem Branchendurchschnitt deutliche Kostenvorteile haben. Ebenso existiert ein Maximalbudget pro Jahr. Ist das Budget aufgebraucht, so wird für das laufende Jahr keine weitere Förderung mehr bewilligt. Das begrenzte Jahresbudget stimuliert einerseits den Wettbewerb zwischen den einzelnen Technologien. Andererseits begrenzt es die Kosten für den Ausbau erneuerbarer Energien.

Übersicht 5

Förderung erneuerbarer Energien in den Niederlanden

System	Einspeisetarif
Einführung	07/2011
Ziel 2020	14 Prozent erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch
Bemerkungen	Altes Fördersystem SDE wurde von neuem System (SDE+) abgelöst

Eigene Zusammenstellung

Das niederländische Modell des Einspeisetarifs ist von seiner Art her neu. Da es erst vor kurzem eingeführt wurde, können hier noch keine empirischen Erfahrungen mit dem Modell wiedergegeben werden. Aus theoretischer Sicht kann das Modell eine kosteneffiziente Alternative zum Quotenmodell darstellen. Allerdings bleibt abzuwarten, ob der angestrebte Ausbau erneuerbarer Energien damit tatsächlich erreicht wird. Das begrenzte Budget und die damit verbundene Gefahr einer Ablehnung des Förderantrags verringern die Planungssicherheit für Projektierer deutlich. Zudem stellt eine mögliche Kürzung des jährlichen Budgets in den kommenden Jahren ein erhebliches politisches Risiko für sie dar.

2.2.6 Zwischenfazit

Die Beispiele Belgien, Großbritannien und Schweden zeigen, dass ein idealtypisches, technologieoffenes Quotenmodell faktisch nicht existiert. Die technologiespezifische Zertifikateerteilung oder auch bessere Abschreibungsmöglichkeiten für einzelne Technologien konterkarieren die Idee des Quotenmodells, dass die volkswirtschaftlich günstigsten Möglichkeiten, Strom aus regenerativen Quellen zu erzeugen, zuerst genutzt werden. Insofern kann keine Aussage über die Entwicklung der erneuerbaren Energien unter einem idealtypischen Quotenmodell getroffen werden. Allerdings zeigen die Beispiele, dass ein Quotenmodell nicht im Widerspruch zu einer technologiespezifischen Förderung steht. Junge Technologien in einem frühen Entwicklungsstadium können dabei durchaus stärker gefördert werden, als ausgereifte und etablierte Technologien.

Der angestrebte Anteil erneuerbarer Energien am Strommix wird in den meisten der dargestellten Quotensysteme mittlerweile erreicht. Anlaufschwierigkeiten werden u. a. auf zu niedrig festgesetzte Strafzahlungen für nicht eingereichte Zertifikate zurückgeführt. Die Höhe der Strafzahlung definiert die Obergrenze für die Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien. Übersteigt der Preis für ein Zertifikat die Strafzahlung, so werden die Quotenverpflichteten die Strafe in Kauf nehmen, statt Zertifikate zu erwerben. Dies funktioniert allerdings nur, wenn die Strafzahlung in ihrer absoluten Höhe festgelegt ist. Eine Strafzahlung, die sich, wie in Schweden, am Zertifikatspreis orientiert, begrenzt nicht wirksam die Kosten für den Ausbau der erneuerbaren Energien. Die Alternative, die Strafe in Kauf zu nehmen, ist in diesem Fall immer ungünstiger als der Kauf eines Zertifikats. Der Zertifikatspreis ist in seiner Höhe jedoch nicht begrenzt. In Großbritannien ist zwar die Strafzahlung festgelegt. Der Wert der Zertifikate muss hingegen in Abhängigkeit der insgesamt entrichteten Strafzahlungen geschätzt werden.

Insgesamt können richtig ausgestaltete Quotenmodelle ein wirksames Instrument sein, den Anteil erneuerbarer Energien auf eine festgelegte Quote zu erhöhen. Zu beachten ist jedoch, dass die Kosten der jeweiligen Technologien nicht unangemessen durch andere wirtschaftspolitische Förderinstrumente verzerrt werden. Bei der Gestaltung eines Quotenmodells bestehen erhebliche Gestaltungsspielräume beispielsweise hinsichtlich der technologiespezifischen Elemente. Damit wird über die Kosteneffizienz eines Quotensystems auch durch die konkrete Ausgestaltung entschieden.

2.3 EEG und Emissionshandel

Das EEG steht in Deutschland neben dem Emissionshandel mit CO₂-Zertifikaten und anderen Instrumenten zur klimapolitisch begründeten Beeinflussung von Stromproduktion und Stromverbrauch. Der Nutzen dieser nebeneinander eingesetzten Instrumente wird häufig in Frage gestellt. Außer dem Emissionshandel, in den alle Stromerzeuger eingebunden sind, zielt auch die 1998 eingeführte und von den Kunden zu zahlende Stromsteuer auf eine Verteuerung von Strom und damit auf einen Rückgang des Stromverbrauchs und der mit der Erzeugung verbundenen Emissionen. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz hingegen zielt zwar auch auf die Emissionssenkung, geht aber den Weg über eine direkte Förderung der Umstellung des Energiemixes hin zu mehr regenerativen Quellen.

Für die in Deutschland produzierenden Industrieunternehmen ist dies mit deutlichen Zusatzkosten der Produktion verbunden. Zusätzlich zur Einführung der Stromsteuer und des Gesetzes zur Förderung erneuerbarer Energien hat auch der Emissionshandel für Kohlendioxid zu erhöhten Stromkosten geführt, da die (Opportunitäts-)Kosten der Emissionsrechte weitgehend in den Strompreis eingepreist werden konnten. Dabei ist für besonders betroffene Unternehmen bei der Steuer und dem EEG eine kostenbegrenzende Sonderregelung getroffen, beim Emissionshandel fehlt ein derartiger Ausgleich bisher.

Allen drei Instrumenten für sich betrachtet kann eine positive Wirkung für den Klimaschutz unterstellt werden. Die Förderung erneuerbarer Energien sorgt für einen geringeren spezifischen Kohlendioxidausstoß je Kilowattstunde Strom, sofern die Verstromung fossiler Energiequellen durch erneuerbare Energien ersetzt wurde. Die Substitution von Atomenergie hätte hingegen keinen positiven Klimaeffekt. Auch die Stromsteuer soll isoliert betrachtet für eine reduzierte Belastung mit Treibhausgasen sorgen, da der Energieverbrauch verteuert und somit die verbrauchte Menge tendenziell reduziert wird. Schließlich sorgt auch der Emissionshandel über die festgelegte Emissionsobergrenze und den Handel mit Zertifikaten für reduzierte Emissionen.

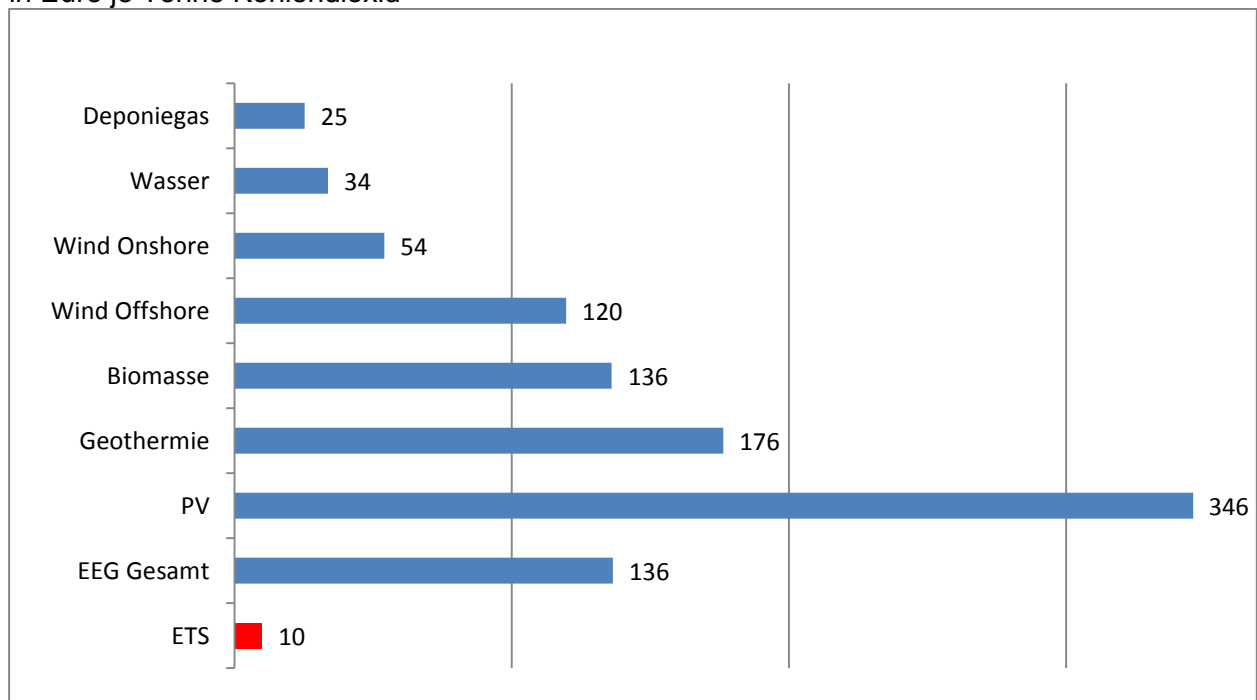
Kumuliert betrachtet, liegen die Dinge jedoch grundlegend anders. Dies liegt an den besonderen Konstruktionsprinzipien des Emissionshandels. Die festgelegte Obergrenze aller Emissionen des Emissionshandelssektors bedeutet, dass diese Menge auch erreicht wird. Voraussichtliche höhere Emissionen sorgen für höhere Preise und zusätzliche Reduktionsanstrengungen. Niedrigere Emissionen sorgen für sinkende Preise, was Emissionen aus anderen in den Emissionshandel einbezogenen Anlagen ermöglicht. Eine zusätzliche Erhöhung des Strompreises durch eine Stromsteuer führt möglicherweise zu einem reduzierten Stromverbrauch und zu geringeren Emissionen bei der Stromerzeugung. Durch den Emissionshandel werden jedoch Emissionsrechte an andere Sektoren vergeben, der gesamte Ausstoß von Treibhausgasen ändert sich nicht. Wenn Kosten zur Emissionsvermeidung aufgewendet werden, die über den Zertifikatepreisen liegen, dann ist das ein unwirtschaftlicher Einsatz der Mittel. Die Besteuerung von Strom, der den Regeln des Emissionshandels unterliegt, ist damit ein ineffizientes Instrument.

Ähnliche Mechanismen gelten auch für die Förderung erneuerbarer Energien. Damit werden mehrere Ziele verfolgt, insbesondere aber der Schutz der Umwelt durch einen verringerten Ausstoß von Kohlendioxid. Mit der angestrebten Kostenreduktion der erneuerbaren Energien sollen die Voraussetzungen für einen langfristig kostengünstigeren Klimaschutz geschaffen werden. In Kombination mit dem Emissionshandel erzeugt das EEG an sich auf kurze Sicht aber keine weiteren Einsparungen von Kohlendioxid. Mit einem höheren Anteil der erneuerbaren Energien benötigen die Energieversorgungsunternehmen weniger Emissionszertifikate. Bei festgelegtem Emissionsbudget können diese dann von Unternehmen aus anderen Branchen genutzt werden, so dass eine durch das EEG motivierte Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien Kohlendioxideinsparungen in der Energiewirtschaft erzeugt, die dann an anderer Stelle wieder zunichte gemacht werden können (Frondel/Ritter/Schmidt, 2011; Wissenschaftlicher

Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, 2004, 6 ff.). Ist jedoch davon auszugehen, dass die Emissionsminderung durch die erneuerbaren Energien bei der Festlegung der Emissionsobergrenzen berücksichtigt wurden, so dass innerhalb des Emissionshandels weniger Zertifikate zur Verfügung stehen als ohne die EEG-Förderung (Kemfert/Diekmann, 2009), bedeutet dies, dass mit den erneuerbaren Energien eine Vermeidungstechnik mithilfe staatlich festgesetzter Zahlungen angewendet wird, die eigentlich nicht zu den aktuell günstigsten Formen des Klimaschutzes zählt.

Die Idee des Emissionshandels ist es, die Marktkräfte von Angebot und Nachfrage zu nutzen, um einen Preis für die Emission einer Tonne Kohlendioxid zu bestimmen. Innerhalb des Systems sollten kostengünstigere Klimaschutzpotenziale genutzt werden, auf teurere sollte verzichtet werden. So lässt sich ein verhältnismäßig effizienter Klimaschutz organisieren. Der Preis für eine Tonne Kohlendioxid lag zuletzt bei rund 10 Euro. Demgegenüber liegen allein die Vermeidungskosten im EEG bei 136 Euro. Für einzelne Teile der EEG-Förderung, namentlich die Photovoltaik, sind die Summen noch deutlich höher (Abbildung 2).

Abbildung 2
Vermeidungskosten im EEG und im Emissionshandel
 in Euro je Tonne Kohlendioxid



Basis: eingespart werden die Emissionen eines fossilen Kraftwerks von 940 Gramm je kWh.
 Eigene Berechnungen

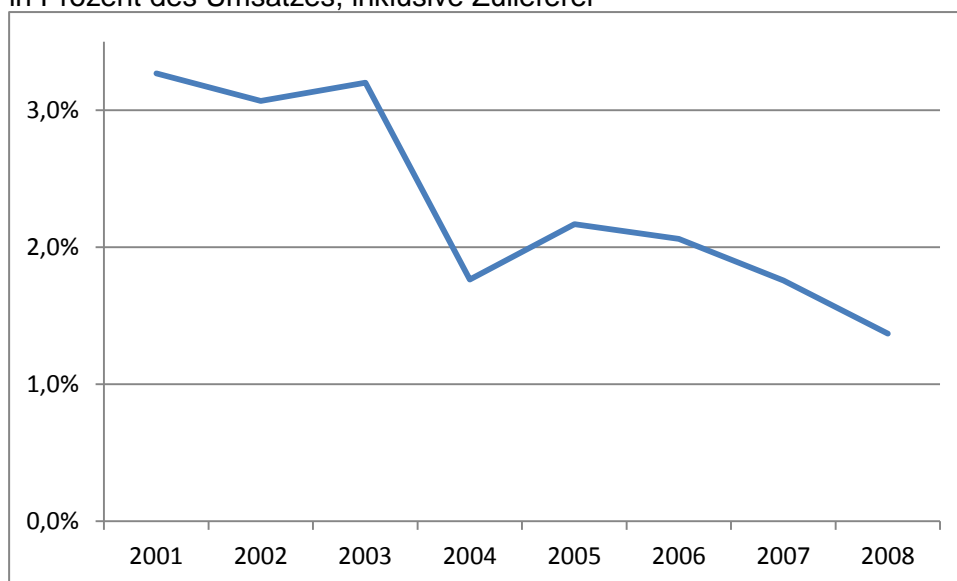
Obwohl also kein direkter zusätzlicher Nutzen für den Klimaschutz in Form von eingesparten Emissionen entsteht, entstehen Zusatzkosten in erheblichem Umfang. Damit müssen sehr viel höhere Kosten getragen werden, als es die Marktkräfte als Vermeidungskosten an anderer Stelle signalisieren. Durch den Emissionshandel werden die Kohlendioxidkosten auch bei der Stromerzeugung mit berücksichtigt. Ein zusätzliches Instrumentarium ist damit zunächst einmal nicht erforderlich. Weiterführende Regeln wie beispielsweise eine absolute Emissionsbeschränkung einzelner Anlagen oder Unternehmen würde bei gleichbleibenden Minderungszielen nicht zu einer Senkung der Emissionen, jedoch zu einer Erhöhung der Kosten führen. Es könnten dann nicht mehr die preisgünstigsten Minderungsmaßnahmen getroffen werden, sondern teurere entsprechend der Zusatzregeln. Entsprechend werden durch das EEG Maßnahmen im Kos-

tenrahmen von bis zu über 300 Euro je vermiedener Tonne Kohlendioxid ergriffen, statt günstigerer Maßnahmen im Kostenrahmen, den der Emissionshandel mit rund 10 Euro beschreibt.

Flankierende Maßnahmen werden insbesondere mit langfristigen Überlegungen zur Kostenentwicklung verschiedener Energieerzeugungstechnologien gerechtfertigt (Walz, 2005; SRU, 2011, 240 ff.). So wird argumentiert, dass erneuerbare Energien zwar heute noch nicht wettbewerbsfähig sind, zukünftig aber eine günstige Form des Klimaschutzes darstellen. Aufgrund von zukünftigen Skalen- und Lernkurveneffekten könnten sie sich aber heute innerhalb des Emissionshandels nicht durchsetzen, weshalb eine entsprechende spezifische Förderung notwendig sei. Auch wenn man diesem Argument der Innovation folgen will, stellt sich doch die Frage, ob der eingeschlagene Weg der Technologieförderung wirklich derjenige ist, der die innovativen und preisgünstigen Lösungen schnell hervorbringt. Im Wesentlichen wird auf Mengenwachstum gesetzt, wodurch über Lernkurven- und Skaleneffekte die Produktionskosten sinken. Neue Technologien entstehen daraus aber zunächst einmal nicht. Trotz der Milliarden-Subventionen – insgesamt sind bis heute gut 50 Milliarden Euro an Subventionen zusätzlich zum eigentlichen Stromwert (Differenzkosten) geflossen und vermutlich ein dreistelliger Milliardenbetrag für zukünftige Subventionen heute schon bestehender Anlagen fest versprochen – sind die Kosten für Neuanlagen nach mehr als zehn Jahren EEG-Förderung immer noch teilweise deutlich über dem Marktpreis. Auch die niedrigen Ausgaben für Forschung und Entwicklung in der Photovoltaik in Deutschland von zuletzt unter 2 Prozent lassen erhebliche Zweifel aufkommen, ob die Milliarden der Stromkunden in der Technologieförderung richtig angelegt sind, oder ob eine breitere Forschungsförderung nicht erfolgversprechender gewesen wäre (Abbildung 3).

Abbildung 3

F&E–Ausgaben der Photovoltaik Industrie
in Prozent des Umsatzes, inklusive Zulieferer



Eigene Berechnungen auf Basis Bundesverband Solarwirtschaft, 2010

3 Erfolge und Nebenwirkungen des EEG

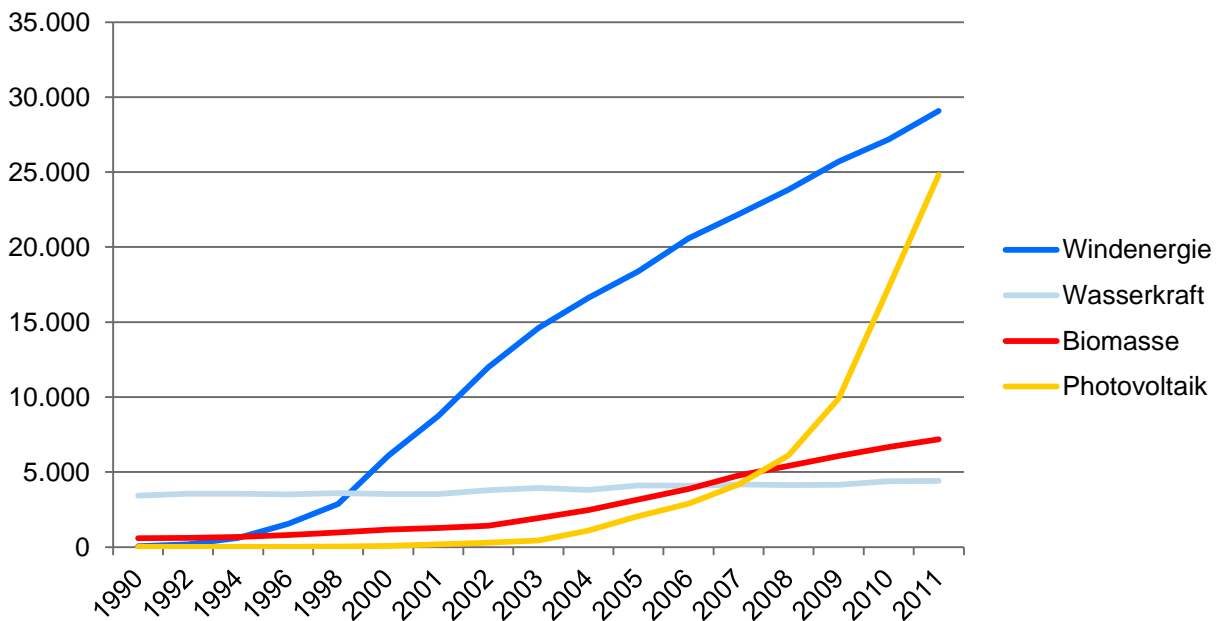
Das EEG wird häufig als Erfolgsmodell bezeichnet, das weltweit von vielen Ländern kopiert wurde. Hintergrund ist der starke und dauerhafte Ausbau erneuerbarer Energien. Deutschland liegt bei der installierten Leistung von Photovoltaikanlagen weltweit, bei Windkraftanlagen immerhin europaweit auf Platz eins. Auf der anderen Seite stehen die Ausgaben. Auch die Kosten sind mit dem zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung gestiegen.

Nachfolgend werden die Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland und die damit verbundenen Kosten beschrieben. Insbesondere wird auf die Auswirkung der erneuerbaren Energien auf den Strommarkt sowie auf Verteilungswirkungen innerhalb der Bevölkerung eingegangen.

3.1 EEG-Strom und Vergütung

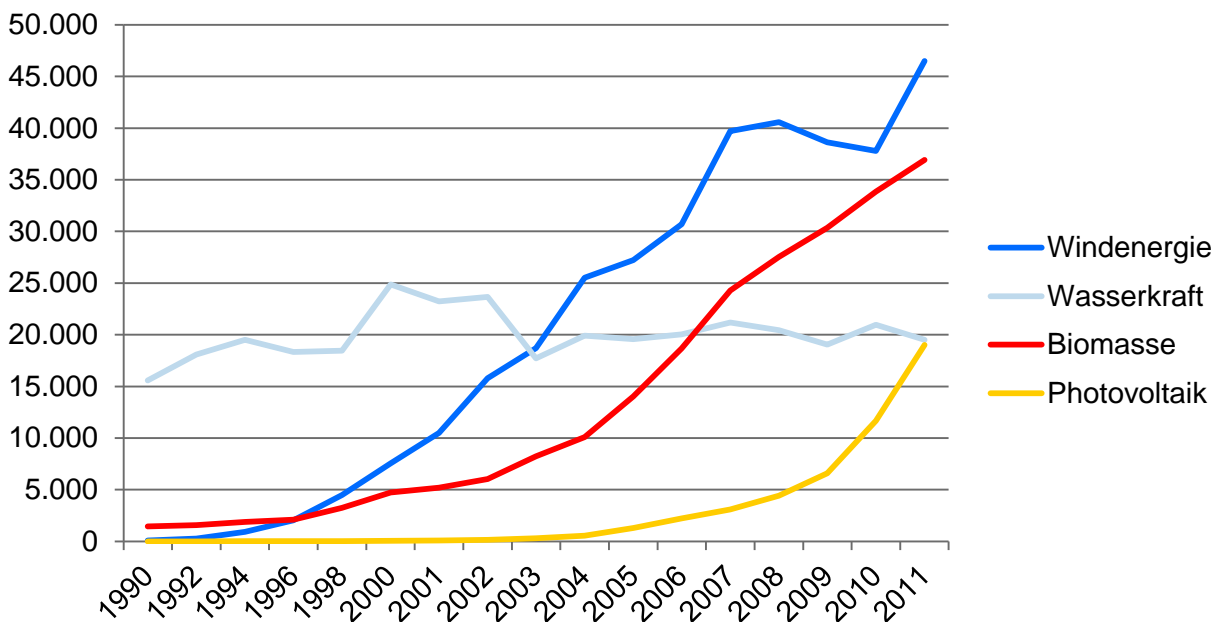
Das wichtigste direkte Ergebnis des EEG ist der Anstieg der installierten Leistung (Abbildung 4). Mit der Einführung im Jahr 2000 führte das EEG zunächst zu einem starken Ausbau der Windenergie. Seit dem Jahr 2004 findet auch ein verstärkter Ausbau von Biomasse- und Photovoltaikkapazitäten statt. Der Photovoltaikausbau ist zudem ab dem Jahr 2008 sprunghaft explodiert. Die insgesamt installierte Leistung aus erneuerbaren Energien lag Ende 2011 bei 65 Gigawatt. Das entspricht rund 40 Prozent der verfügbaren Kraftwerksleistung in Deutschland. Zu bedenken ist, dass nicht alle erneuerbaren Quellen gleichermaßen genutzt werden können. Biomassekraftwerke können zum Beispiel mit rund 7.400 Betriebsstunden im Jahr (Auslastungsgrad: 85 Prozent) sehr gut ausgelastet werden. Die Leistung von Wind- und Photovoltaikanlagen schwankt naturgemäß stärker. Sie sind durchschnittlich nur zu 15 bis 25 Prozent (Wind) bzw. 10 Prozent (Photovoltaik) ausgelastet (IER, 2008, 3).

Abbildung 4
Entwicklung der installierten Leistung erneuerbarer Energien in Deutschland
 in Megawatt



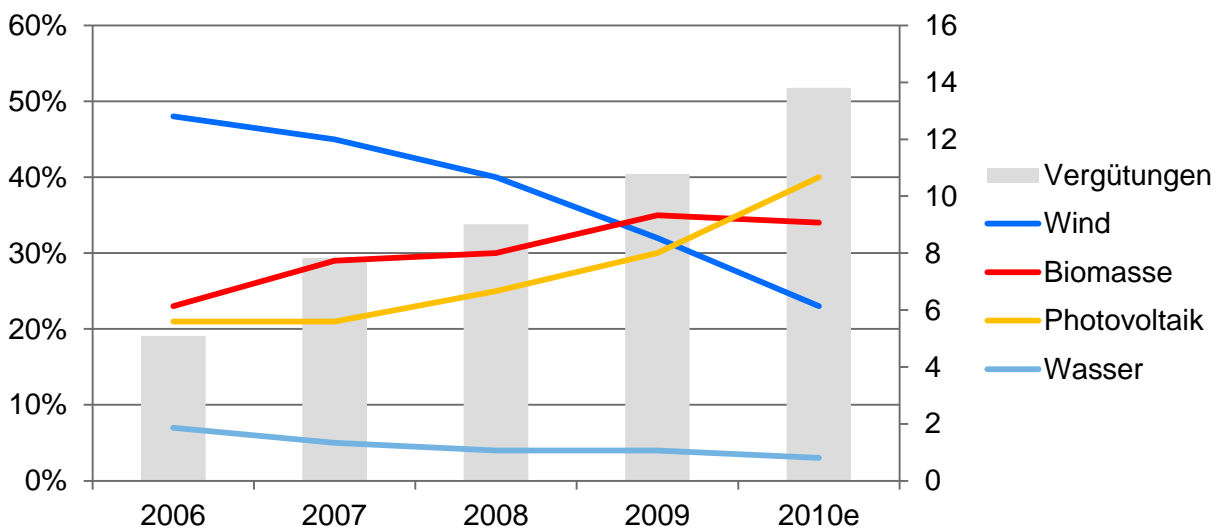
Biomasse und biogener Anteil des Abfalls zusammengefasst.
 Quelle: BMU, 2012a

Abbildung 5
Beitrag der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung in Deutschland
 in Gigawattstunden



Biomasse und biogener Anteil des Abfalls zusammengefasst.
 Quelle: BMU, 2012a

Abbildung 6
Anteil erneuerbarer Energien an der EEG-Umlage, gezahlte Vergütungen
 in Milliarden Euro



Quellen: BNetzA, 2008–2011, Schätzung auf Grundlage von BNetzA-Daten

Aus der Zunahme der installierten Leistung leiten sich ein Anstieg der erzeugten Strommenge aus erneuerbaren Quellen (Abbildung 5) auf der einen und ein Anstieg der Einspeisevergütungen sowie der Subventionen auf der anderen Seite ab. Aufgrund der differenzierten Einspeisevergütung bildet die erzeugte Strommenge der einzelnen Technologien nicht ihren Anteil an der Einspeisevergütung ab. So lag zum Beispiel der Anteil des 2009 durch Photovoltaikanlagen erzeugten Stroms bei 9 Prozent. Gleichzeitig entfielen aber knapp 30 Prozent der Vergütungen auf diese Technologie (Abbildung 6). Knapp mehr als die Hälfte des EEG-Stroms stammte im

selben Jahr hingegen aus Windkraftanlagen. Sie belasteten das EEG-Konto jedoch nur geringfügig stärker (31 Prozent der Vergütungen). Der starke Zubau der Photovoltaik in den Jahren 2010 und 2011 lässt erwarten, dass der Anteil der Vergütungen für Photovoltaikanlagen weiterhin deutlich steigen wird.

Mit der Zunahme der Mengen sind die Preise für Erneuerbare-Energien-Anlagen gesunken. Zugleich konnte ihr Wirkungsgrad gesteigert werden. Diese Faktoren wirken sich positiv auf die Erträge der Anlagenbetreiber aus. Der Gesetzgeber berücksichtigt diese Entwicklung durch regelmäßige Anpassungen der EEG-Vergütungssätze. Das ursprüngliche EEG aus dem Jahr 2000 wurde im Laufe seiner Geschichte mehrmals novelliert. Umfassende Novellen wurden 2004, 2009 und 2012 durchgeführt. Darüber hinaus wurden einige kleinere Änderungen vorgenommen. 2004 wurde außerdem eine jährliche Degression für die Vergütungssätze eingeführt. So sinken die gezahlten Vergütungen für neu installierte Anlagen jährlich degressiv um einen festgelegten Prozentsatz. Der Prozentsatz ist technologieabhängig. Aktuell liegt er in der Regel zwischen 1 (Wasserkraft) und 9 Prozent (Photovoltaik). Bei der Photovoltaik kann der Prozentsatz seit der Novelle im Jahr 2011, abhängig vom Zubau neuer Anlagen, erhöht oder verringert werden. Nicht nur die Höhe der Vergütungssätze wurde in den Novellen angepasst. Zum Beispiel auch die Größenklassen oder Technologien wurden weiter differenziert. So unterscheiden sich die Vergütungsvorschriften für Biomasse nicht nur in Abhängigkeit der Anlagengröße, sondern auch in Abhängigkeit des eingesetzten Brennstoffs. Die Tabelle 1 stellt die Vergütungssätze für ausgewählte Anlagenklassen jeweils zu Jahresbeginn dar.

Tabelle 1
Entwicklung der nach dem EEG gezahlten Vergütungen 2000 bis 2011

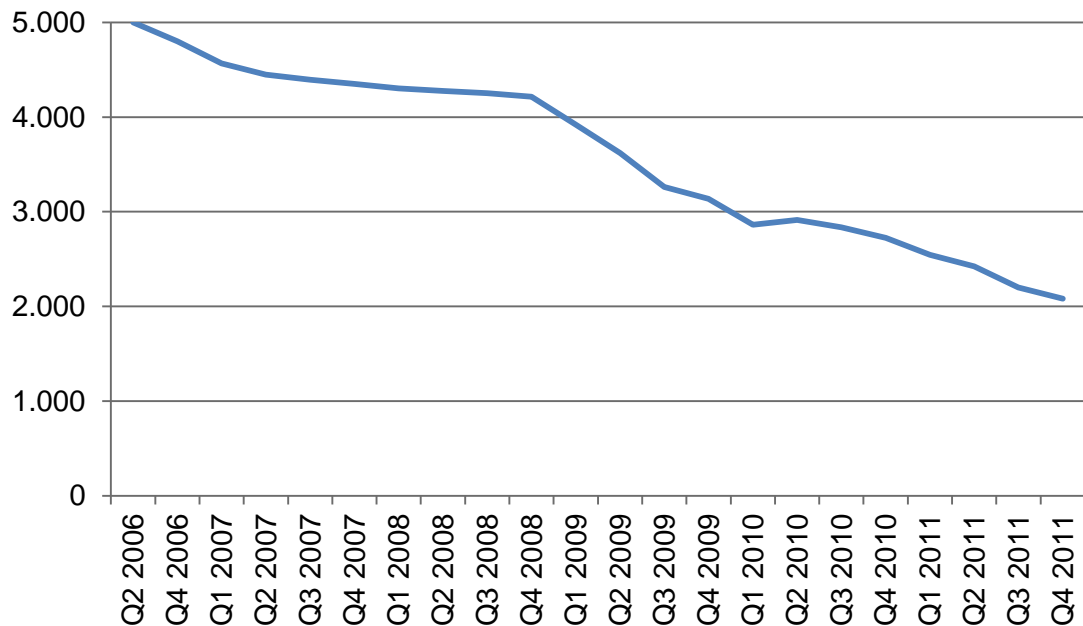
Technologie	Vergütung in Cent pro Kilowattstunde					
	2000	2004	2009	2010	2011	2012
Wasser (bis 500 KW)	6,65	9,67	12,67	12,67	12,67	12,7
Biomasse (bis 150 KW)	10,23	11,5	11,67	11,67	11,44	14,3
Windkraft (onshore) ¹	9,1	8,7	9,2	9,2	9,02	8,93
Photovoltaik (an Gebäuden, bis 30 KW)	50,6	57,4	43,01	39,14	28,74	24,43

¹ Bei der Windenergie ist der für die ersten fünf Jahre erhöhte Vergütungssatz angegeben. Er wird anschließend um 3–4 Cent gesenkt.

Quelle: EEG in den jeweiligen Fassungen

Eine hohe Lernrate wurde insbesondere bei der Photovoltaik-Technologie festgestellt. Photovoltaikmodule werden international gehandelt. Zudem ist die Exportquote der deutschen Photovoltaikindustrie mit 55 Prozent recht hoch (BSW, 2012, 2). Die Lernkurve ist also auf globaler Ebene zu betrachten. Seit 2006 hat sich die weltweit installierte Leistung drei Mal verdoppelt (2008, 2010 und 2011). Die Preise für Photovoltaikanlagen haben sich im gleichen Zeitraum mehr als halbiert (Abbildung 7). Das entspricht einer Kostensenkung von 25 Prozent bei jeder Verdopplung der ausgebrachten Menge. Bei einer Verdopplung der installierten Windenergieleistung liegt dieser Wert bei 12 Prozent (Onshore) bzw. 19 Prozent (Offshore, SRU, 2011, 249). Biomasse und vor allem Wasserkraft gelten hingegen als weitgehend ausgereifte Technologien. Die Kostensenkungspotentiale sind entsprechend gering. Die starke Kostendegression bei Photovoltaikanlagen im Jahr 2009 hat zu einem unerwartet starken Ausbau der Kapazitäten geführt. Um die Kosten für den Ausbau in Grenzen zu halten, wurden die Vergütungen im Juli und Oktober 2010 unterjährig angepasst. Die Vergütung für Dachanlagen bis 30 Kilowatt wurde zum Beispiel zunächst auf 34,05 Cent, im Oktober auf 33,03 Cent pro Kilowattstunde verringert.

Abbildung 7
Durchschnittlicher Endkundenpreis (Systempreis, netto) für fertig installierte Photovoltaik-Aufdachanlagen bis 100 Kilowatt Peak
 in Euro pro Kilowatt Peak

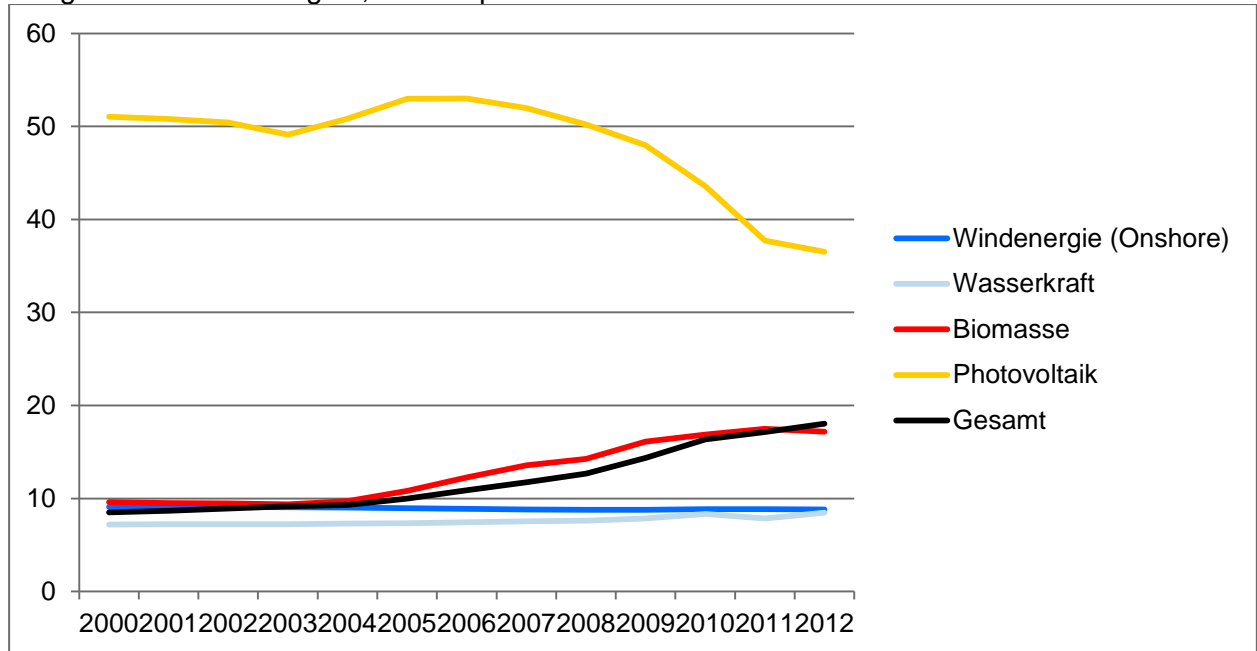


Quelle: BSW Solar, 2012

Durch Anpassungen und die regelmäßige Degression der Vergütungssätze steigen die Kosten des EEG nicht proportional zur erzeugten Strommenge an. Je nachdem wann eine Anlage ans Netz gegangen ist, erhält der Betreiber einen anderen Vergütungssatz. Für die Gesamtkosten des EEG sind daher die durchschnittlichen Vergütungssätze relevant. Insgesamt sind die durchschnittlichen Vergütungssätze seit der Einführung des EEG kontinuierlich angestiegen (Abbildung 8). Die mit Abstand höchsten durchschnittlichen Vergütungssätze entfallen auf die Photovoltaik. U. a. durch die 2009 beschlossenen Kürzungen konnten sie in den letzten beiden Jahren allerdings deutlich reduziert werden. Die durchschnittlichen Vergütungssätze für Biomasse sind hingegen durchgehend angestiegen. Dies ist vor allem auf den starken Zubau kleiner, hoch vergüteter Anlagen zurückzuführen.

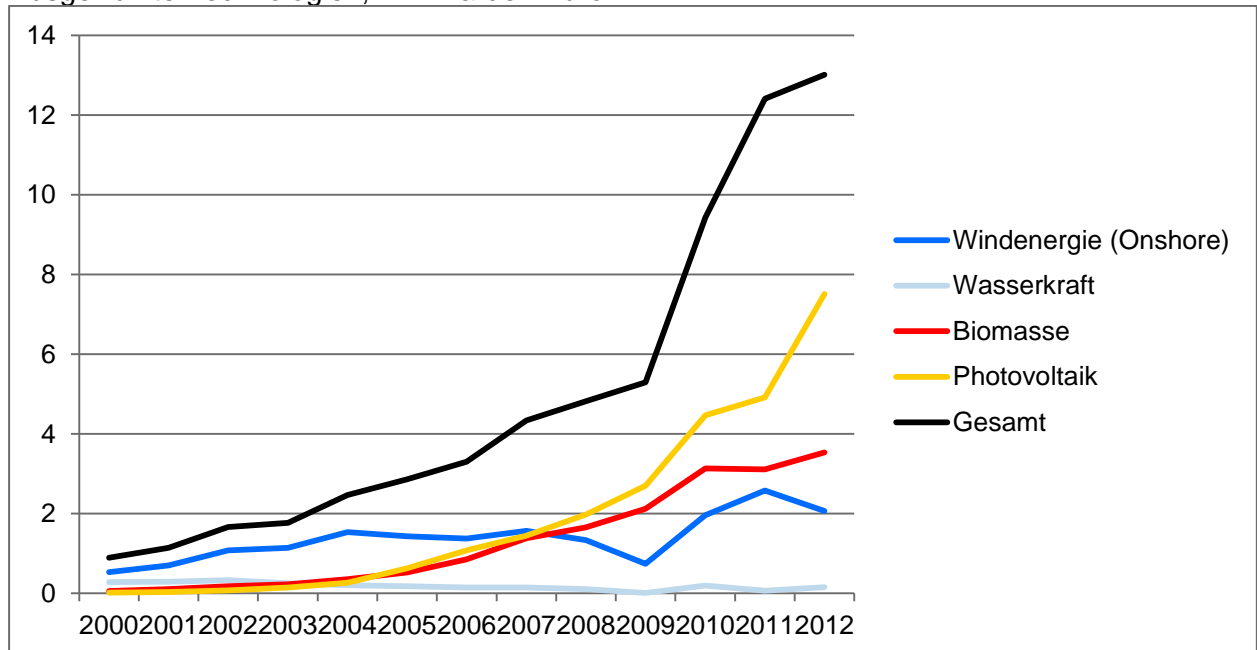
Die Gesamtkosten des EEG werden durch die EEG-Differenzkosten ausgedrückt (Abbildung 9). Sie setzen sich aus der Summe der durchschnittlichen Vergütungszahlungen abzüglich der Erlöse der erneuerbaren Energien am Strommarkt und abzüglich der vermiedenen Netzentgelte zusammen. Die EEG-Differenzkosten drücken also nur die zusätzliche Belastung für den Verbraucher durch das EEG aus. Seit 2010 wird bei der Berechnung außerdem berücksichtigt, dass zum Beispiel zur Mittagszeit gewonnener Photovoltaikstrom an der Strombörse einen höheren Erlös erzielt, als in der Nacht erzeugter Windstrom. Steigende durchschnittliche EEG-Vergütungen sowie der Ausbau der installierten Leistung und damit eine zunehmende Stromproduktion aus EE-Anlagen haben zu einem starken Anstieg der EEG-Differenzkosten geführt. Kostentreiber sind die Vergütungen für Photovoltaik- und Biomasseanlagen. Es ist zu beachten, dass der Börsenstrompreis einen entscheidenden Einfluss auf die EEG-Differenzkosten hat. So wurde der starke Anstieg der Differenzkosten 2010 durch deutlich gesunkene Strompreise verglichen mit dem Vorjahr verstärkt.

Abbildung 8
Durchschnittliche EEG-Vergütungssätze
 Ausgewählte Technologien, in Cent pro Kilowattstunde



Quelle: BDEW, 2012

Abbildung 9
EEG Differenzkosten
 Ausgewählte Technologien, in Milliarden Euro

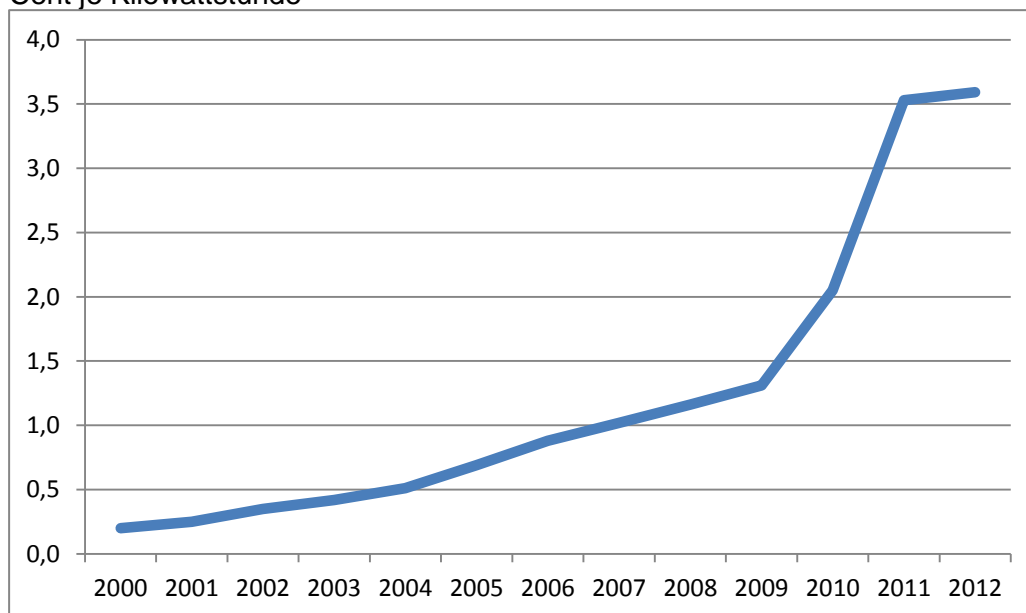


Quelle: BDEW, 2012, Gesamtkosten ab 2006 abzüglich vermiedener Netzentgelte

3.2 Wirkung des EEG auf die Strompreise

Die Förderung der erneuerbaren Energien ist mit erheblichen Kosten verbunden. Die Einspeisevergütung wird abzüglich des Marktwertes des Stroms auf die Stromkunden umgelegt. Abgesehen von Ausnahmeregeln für einige besonders energieintensive Unternehmen, denen aus Gründen der internationalen Wettbewerbsfähigkeit die Umlage weitgehend erlassen wird, zahlt jeder Stromabnehmer einen festen Satz je verbrauchter Kilowattstunde, um die Mehrkosten der erneuerbaren Energien zu decken. Über diese EEG-Umlage hat das EEG eine direkte preistreibende Wirkung auf den Strompreis. Zusätzlich entstehen indirekte Kosten, beispielsweise durch den Ausbau der Stromnetze oder die Bereitstellung von Stromerzeugungskapazitäten für die Zeiten, in denen wetterbedingt nicht ausreichend erneuerbare Energien zur Verfügung stehen. Auf der anderen Seite können Markteffekte (Merit-Order-Effekt) zu einer Absenkung der Preise für konventionell erzeugten Strom entstehen, wodurch ein gewisser Ausgleich für die preissteigernden Tendenzen erneuerbarer Energien entstehen kann.

Abbildung 10
Entwicklung der EEG-Umlage
 Cent je Kilowattstunde

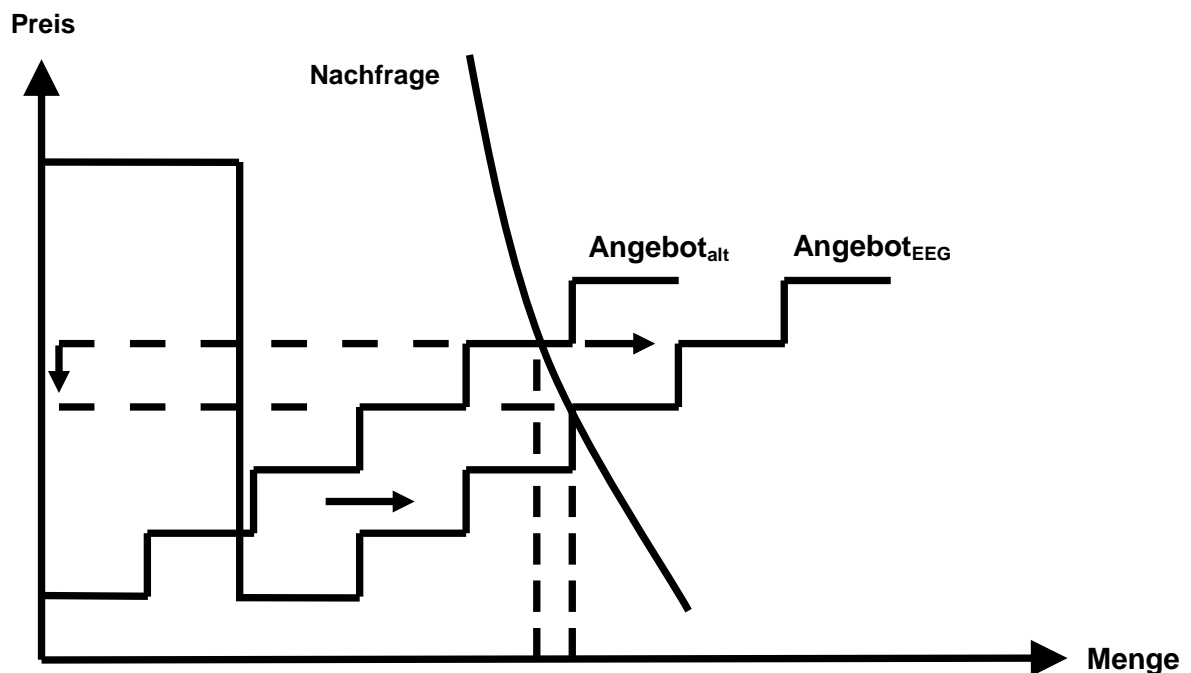


Quelle: BDEW, 2012

In den letzten Jahren ist nicht nur der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung und damit die nach dem EEG vergütete Strommenge rasant angestiegen. Auch die durchschnittliche Vergütung ist unter anderem wegen des Trends zu einem höheren Anteil der Photovoltaik deutlich höher geworden. Die Entwicklung geht nicht hin zu einem verringerten, sondern zu einem erhöhten durchschnittlichen Preis für Strom aus erneuerbaren Quellen. Zuletzt sind die als Subvention einzuordnenden Differenzkosten erheblich angestiegen. 2011 lagen sie bei insgesamt 12,4 Milliarden Euro, nach 9,4 Milliarden Euro im Vorjahr und 5,3 Milliarden Euro in 2009. Entsprechend ist auch die EEG-Umlage zu Lasten der Stromverbraucher angestiegen (Abbildung 10). Von 2000 bis 2009 stieg sie kontinuierlich von 0,2 Cent je Kilowattstunde auf 1,3 Cent je Kilowattstunde. Danach erhöhte sie sich drastisch auf 2,05 Cent in 2010, 3,53 Cent in 2011 und 3,592 Cent im Jahr 2012. Für einen typischen Haushalt mit einer Abnahmemenge von 3.500 Kilowattstunden Strom bedeutete dies einen Anstieg der ausgewiesenen EEG-Kosten von 7,0 Euro in 2000 über 71,8 Euro 2010 auf 125,7 Euro im laufenden Jahr.

Neben den direkten Kosten des EEG entstehen auch indirekte Kosten erneuerbarer Energien. Dazu gehört zunächst der Ausbau der Energieinfrastruktur. Eine dezentralere und räumlich anders strukturierte Energieerzeugung auf Basis erneuerbarer Quellen erfordert einen Ausbau der Stromnetze. Die damit verbundenen Kosten werden nicht den erneuerbaren Energien zugerechnet und damit auch nicht über die EEG-Umlage finanziert, sondern über die Netzkosten auf die Stromkunden umgelegt. Erdmann (2011) schätzt die netzbezogenen indirekten Kosten der erneuerbaren Energien für 2010 auf 800 Millionen Euro und geht von einem Anstieg auf 7,2 Milliarden Euro in 2020 und 10,9 Milliarden Euro in 2030 aus. Zusätzlich kalkuliert er einen preissteigernden Effekt aufgrund von Reservekapazitäten, die dem Markt entzogen werden müssen, um als Ausgleich für erhöhte Schwankungen erneuerbarer Energien eingesetzt werden zu können, auf weitere 100 Millionen Euro. Damit lagen die indirekten Kosten 2010 bei etwa 10 Prozent der EEG-Kosten. Hätte man diese über die EEG-Umlage berücksichtigt, wäre sie um rund 0,2 Cent höher ausgefallen. Für die Zukunft wird insbesondere aufgrund des Netzausbaus von deutlich erhöhten Anteilen der indirekten EEG-Kosten ausgegangen.

Abbildung 11
Merit-Order-Effekt
 schematische Darstellung



Eigene Darstellung

Neben diesen preissteigernden Wirkungen der Förderung erneuerbarer Energien wird auch ein preissenkender Effekt diskutiert. Dieser sogenannte Merit-Order-Effekt resultiert aus der ansteigenden Angebotskurve der Stromproduktion (Abbildung 11). So wird zunächst die Stromerzeugungskapazität mit den geringsten Kosten an den Markt gebracht, dann die nächstgünstige und so weiter. Die Anlage, die notwendig ist, um gerade noch die Nachfrage decken zu können, bestimmt den Preis. Durch die Förderung der erneuerbaren Energien und den Einspeisevorrang nach dem EEG werden jedoch zunächst die erneuerbaren Quellen – soweit verfügbar – genutzt. Erst danach kommt die günstigste Kapazität usw. Der Vorrang der erneuerbaren Energien bedeutet, dass weniger konventionelle Erzeugungsanlagen zum Einsatz kommen und die

teuersten vom Netz bleiben können. Das preissetzende Kraftwerk, welches gerade noch zur Nachfragedeckung benötigt wird, ist damit günstiger als im Fall ohne erneuerbare Energien. Damit wird der Börsenpreis für Strom durch die Förderung erneuerbarer Energien günstiger. Erdmann (2011) geht von einem Preiseffekt von etwa 0,8 Cent je Kilowattstunde aus, Bode/Groscurth (2006) schätzen ebenfalls einen Wert von unter 1 Cent je Kilowattstunde. Sensfuß/Ragwitz (2007) gehen von einem Merit-Order-Effekt aus, der mit fast 0,8 Cent für 2006 nah an den kostensteigernden Effekt der EEG-Umlage herankam. Lechtenböhrmer/Samadi (2010) kalkulieren rund 5 Prozent der Subventionen als Merit-Order-Effekt, was einen deutlich geringeren Preiseffekt bedeuten würde. Der preissenkende Effekt auf den Großhandelspreis ist damit durchaus relevant, ob er jedoch im Preis für Endkunden wirkt, ist strittig (Lechtenböhrmer/Samadi, 2010; Frondel/Schmidt/aus dem Moore, 2010). So stellt sich die Frage, ob der Merit-Order-Effekt nur am Day-Ahead-Markt wirkt, auf dem der EEG-Strom vermarktet wird, oder ob und wie stark er sich auch auf die Märkte auswirkt, auf denen sich Stromanbieter langfristig mit Strom eindecken.

Aber auch wenn eine Wirkung des Merit-Order-Effekts auf den Endkundenpreis unterstellt wird, ändert dieser Effekt doch nichts an den erhöhten Kosten, die durch die erneuerbaren Energien entstehen. Der wirtschaftliche Ressourceneinsatz der Stromerzeugung ergibt sich aus den Kosten der einzelnen eingesetzten Energieträger, nicht aus den Marktpreisen. Die EEG-Förderung mit der vorrangigen Einspeisung führt zu einem Anstieg der Kosten, da preiswerte Energiequellen durch teure Stromquellen ersetzt werden, die zudem zusätzliche Ausgaben zum Ausbau der Netze und zur Bereitstellung von Reservekapazitäten erfordern. Der Merit-Order-Effekt führt hingegen höchstens zu einer Umverteilung von Renten von den Produzenten von Strom zu den Konsumenten.

3.3 Verteilungswirkungen der EEG-Umlage

Das EEG ist mit nicht unerheblichen Verteilungswirkungen verbunden. Diese ergeben sich aus den Zahlungen der Stromverbraucher auf der einen und den Einnahmen der Anlagenanbieter auf der anderen Seite. Dabei ist die Einnahmeseite kaum hinreichend zu erfassen, da hier nicht nur die privaten Eigentümer von EE-Anlagen berücksichtigt werden müssten, sondern auch die Eigentümerstruktur größerer Unternehmen, die beispielsweise Windparks betreiben, Solaranlagen auf Werkstdächern installieren oder Biomasseanlagen besitzen. Möglich ist aber eine Betrachtung der Verteilungswirkungen, die sich aus den Zahlungen der privaten Haushalte für das EEG ergeben.

Die folgenden Berechnungen basieren auf den Befragungswellen des Sozioökonomischen Panels (SOEP) der Jahre 2003 und 2010, da in diesen Jahren jeweils die monatlichen Stromkosten der Haushalte abgefragt wurden. Für die weiteren Jahre wird das Einkommen jeweils mit der Veränderungsrate des verfügbaren Einkommens aus der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung fortgeschrieben (Statistisches Bundesamt, 2011), die Stromkosten jeweils mit den Steigerungsraten der Strompreise. Die Auswahl der hier betrachteten Jahre richtet sich nach den grundlegenden Änderungen der EEG-Regelungen (siehe Tabelle 2). Da die Haushalte je nach Verbrauch und Anbieter unterschiedlichen Strompreisen unterliegen, wird hier auf durchschnittliche Strompreise für einen 3-Personen-Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh zurückgegriffen. Dieser stieg von 17,96 Cent/kWh in 2004 auf 24,95 Cent/kWh in 2011 (BDEW, 2012). Auch der Stromverbrauch wird mittels dieser unterstellten Durchschnittsstrompreise ermittelt, da die Mikrodaten nur Angaben über die monatlichen Stromkosten der Haushalte enthalten. Wie in Verteilungsanalysen üblich, wird ein bedarfsgewichtetes Haushaltsnettoeinkommen verwendet, um unterschiedliche Haushaltsgrößen und Skaleneffekte innerhalb von Haushalten zu berücksichtigen. Zur Bedarfsgewichtung wird standardmäßig die modifizierte OECD-Äquivalenzskala herangezogen, bei der dem Haushaltsvorstand ein Gewicht von 1, jedem wei-

teren erwachsenen Haushaltsmitglied ein Gewicht von 0,5 und Kindern unter 14 Jahren ein Gewicht von 0,3 zugewiesen wird. Das resultierende Äquivalenzeinkommen wird schließlich jedem Haushaltsmitglied zugeordnet und lässt sich als bedarfsgemäß modifiziertes Pro-Kopf-Einkommen interpretieren. Auch die Stromkosten und die anteiligen EEG-Kosten werden bedarfsgewichtet, da der Stromverbrauch zwar mit zunehmender Haushaltsgröße steigt, aber natürlich nur unterproportional.

Tabelle 2 zeigt die Höhe der durchschnittlichen monatlichen Stromkosten sowie der EEG-Umlage in unterschiedlichen Einkommensklassen für das Jahr 2011. Zwar lässt sich ein leichter Anstieg der Stromkosten mit zunehmenden Einkommen erkennen, dieser ist aber sehr gering im Vergleich zum Einkommensanstieg. Bei einem mehr als fünffach höheren Einkommen liegen die Stromkosten nur um rund 30 Prozent höher. Entsprechend verhält es sich mit der EEG-Umlage. Bei einem bedarfsgemäßen Pro-Kopf-Einkommen von weniger als 1.000 Euro fallen monatlich knapp sechs Euro EEG-Umlage an, bei Einkommen ab 5.000 Euro sind es durchschnittlich 7,51 Euro. Da das durchschnittliche Bedarfsgewicht in Deutschland etwa 1,5 beträgt (gegenüber einer durchschnittlichen Haushaltsgröße von etwa zwei Personen), liegen die entsprechenden Haushaltsgrößen ungefähr um den Faktor 1,5 höher.

Tabelle 2

Verteilung der Stromkosten und der EEG-Umlage 2011, Einkommen, Kosten und Umlage pro Person (bedarfsgewichtet) je Monat

Einkommensgruppe	Bevölkerungsanteil in Prozent	durchschnittliche Stromkosten in Euro	durchschnittliche EEG-Umlage in Euro
unter 1.000 Euro	15,56	41,50	5,87
1.001 – 1.500 Euro	27,14	41,33	5,85
1.501 – 2.000 Euro	25,14	41,61	5,89
2.001 – 2.500 Euro	14,22	44,41	6,28
2.501 – 3.000 Euro	8,30	45,41	6,43
3.001 – 3.500 Euro	3,88	48,91	6,92
3.501 – 4.000 Euro	2,07	47,24	6,68
4.001 – 4.500 Euro	1,20	49,83	7,05
4.501 – 5.000 Euro	0,61	49,07	6,94
über 5.000 Euro	1,88	53,10	7,51

Einkommensgruppen nach bedarfsgemäßen Pro-Kopf-Einkommen, Stromkosten und EEG-Umlage ebenfalls bedarfsgewichtet; alle Werte beziehen sich auf Monatsangaben und Durchschnitte in den jeweiligen Einkommensklassen.

Quellen: Sozioökonomisches Panel, eigene Berechnungen

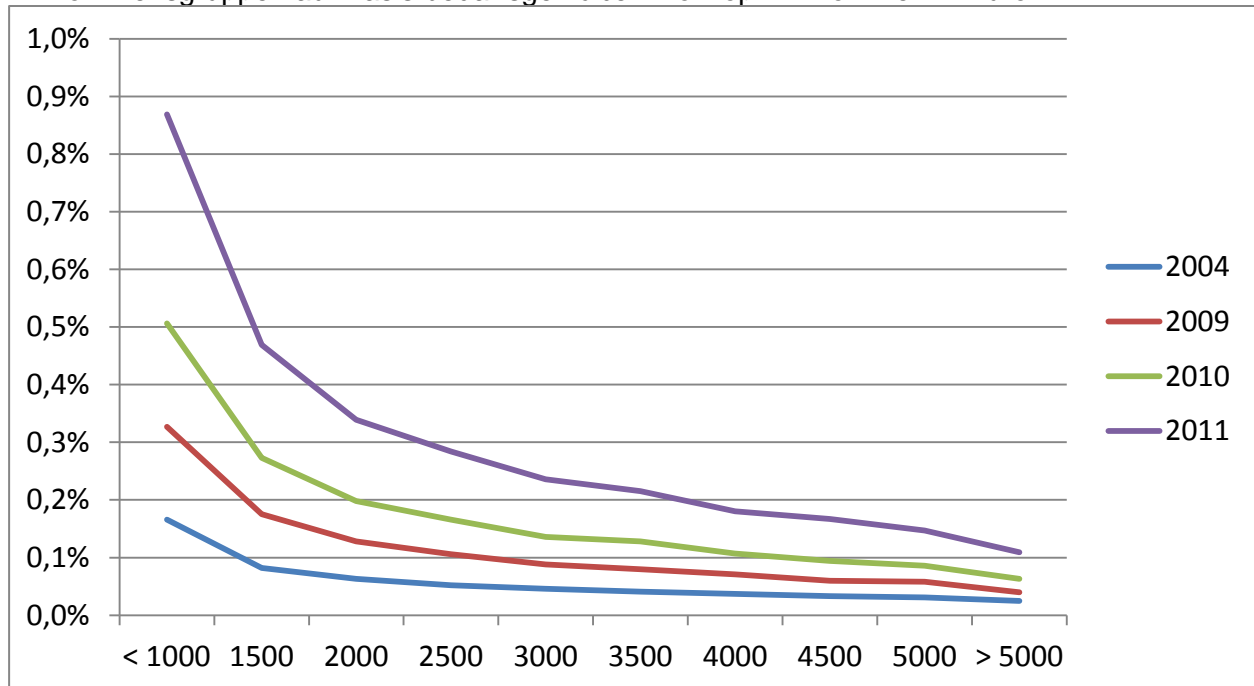
Während die absoluten EEG-Kosten somit leicht mit zunehmenden Einkommen steigen, verdeutlicht eine relative Betrachtung die unverhältnismäßig hohe Belastung der Haushalte mit niedrigem Einkommen. Abbildung 12 illustriert die Anteile der EEG-Kosten eines Haushalts an seinem jeweiligen Nettoeinkommen. Es zeigt sich eine wesentlich höhere relative Belastung der einkommensschwachen Haushalte, die mit steigender Umlagenhöhe auch noch stärker zunimmt. Bei den einkommensschwächsten Haushalten fließt 2011 beinahe 1 Prozent der verfügbaren Einkommen in die EEG-Finanzierung, bei den Haushalten mit den höchsten Einkommen gerade einmal 0,1 Prozent. Es ist zu beachten, dass bei dieser Betrachtung nur die Verteilungswirkungen der direkten EEG-Kosten für die privaten Haushalte erfasst werden. Die EEG-Förderung hat aber auch indirekte Effekte auf die Strompreise. Diese ergeben sich beispiels-

weise aus dem erforderlichen Netzausbau, aber auch aus der zusätzlichen Mehrwertbesteuerung. Bei zusätzlicher Berücksichtigung dieser Effekte würde die relative Belastung der Haushalte mit niedrigem Einkommen noch höher ausfallen. Die EEG-Umlage wirkt somit regressiv. Dies wird noch dadurch verstärkt, dass insbesondere Hauseigentümer mit tendenziell überdurchschnittlichen Einkommen von der EEG-Förderung profitieren, das sie Solaranlagen auf den Dächern installieren können. Auch aus verteilungspolitischen Gründen ist die Begrenzung der EEG-Umlage somit geboten.

Abbildung 12

Anteile der EEG-Umlage am Einkommen

Einkommensgruppen auf Basis bedarfsgemäßer Pro-Kopf-Einkommen in Euro



Quellen: Sozioökonomisches Panel, eigene Berechnungen

4 Reformbemühungen innerhalb des EEG

Das EEG trat erstmals im Jahr 2000 in Kraft. Seine tatsächlichen Auswirkungen können natürlich erst im Nachhinein beobachtet werden. Entsprechend wurde das Gesetz, nachdem erste Erfahrungen vorlagen, mehrmals an aktuelle wirtschaftliche und politische Rahmenbedingungen angepasst. Technologische Fortschritte und Skaleneffekte in der Erneuerbare-Energien-Branche erforderten insbesondere regelmäßige Korrekturen bei den Vergütungssätzen. Die jüngsten Änderungen des EEG sowie aktuell diskutierte Reformvorschläge werden in den nächsten beiden Kapiteln diskutiert.

4.1 Marktintegration durch Marktprämie und atmenden Deckel

Mit der 2011 beschlossenen Novelle des EEG wurden zwei wesentliche Neuerungen eingeführt: die Degression durch den sogenannten „atmenden Deckel“ wurde erheblich verschärft und die Marktprämie wurde eingeführt.

Durch den atmenden Deckel soll der Zuwachs der Photovoltaikförderung in Abhängigkeit der neuinstallierten Leistung begrenzt werden. Der jährliche Zielausbaukorridor für Photovoltaikan-

lagen liegt zwischen 2.500 und 3.500 MW. Sofern dieser Korridor erreicht wird, werden die Vergütungssätze nach alter Rechtslage ab 2012 regelmäßig jeweils zum 1. Januar um 9 Prozent gesenkt. Unter- bzw. überschreitet der tatsächliche Ausbau der Photovoltaik den Korridor, wird die Degression der Vergütung entsprechend angepasst (Tabelle 3). Zusätzlich wird die Vergütung unterjährig jeweils zum 1. Juli in Abhängigkeit der neuinstallierten Leistung angepasst (Tabelle 4). Dadurch ergibt sich bei einem sehr hohen Zubau (>7.500 MW/Jahr) eine maximale jährliche Degression von 35 Prozent. Konkret wäre zum Beispiel die im EEG 2012 ursprünglich vorgesehene Vergütung für kleine Dachanlagen bis 30 kW von 28,74 Cent/kWh zum 1. Juli 2012 auf 24,43 Cent/kWh und zum 1. Januar 2013 auf 18,57 Cent/kWh abgesenkt worden.

Tabelle 3
Jährliche Absenkung der Vergütung von Strom aus Photovoltaikanlagen
 Jeweils zum 1. Januar (alte Rechtslage)

Jährlicher Zubau (1.10.–30.09.)	Jährliche Vergütungsdegression
Bis 1.499 MW	1,5 Prozent
1.500 – 1.999 MW	4 Prozent
2.000 – 2.499 MW	6,5 Prozent
2.500 – 3.500 MW	9 Prozent
3.501 – 4.500 MW	12 Prozent
4.501 – 5.500 MW	15 Prozent
5.501 – 6.500 MW	18 Prozent
6.501 – 7.500 MW	21 Prozent
Ab 7.501 MW	24 Prozent

Quelle: EEG, 2012

Tabelle 4
Unterjährige Absenkung der Vergütung von Strom aus Photovoltaikanlagen
 Jeweils zum 1. Juli (alte Rechtslage)

Jährlicher Zubau (1.10.–30.04., hochgerechnet)	Jährliche Vergütungsdegression
3.501 – 4.500 MW	3 Prozent
4.501 – 5.500 MW	6 Prozent
5.501 – 6.500 MW	9 Prozent
6.501 – 7.500 MW	12 Prozent
Ab 7.501 MW	15 Prozent

Quelle: EEG, 2012

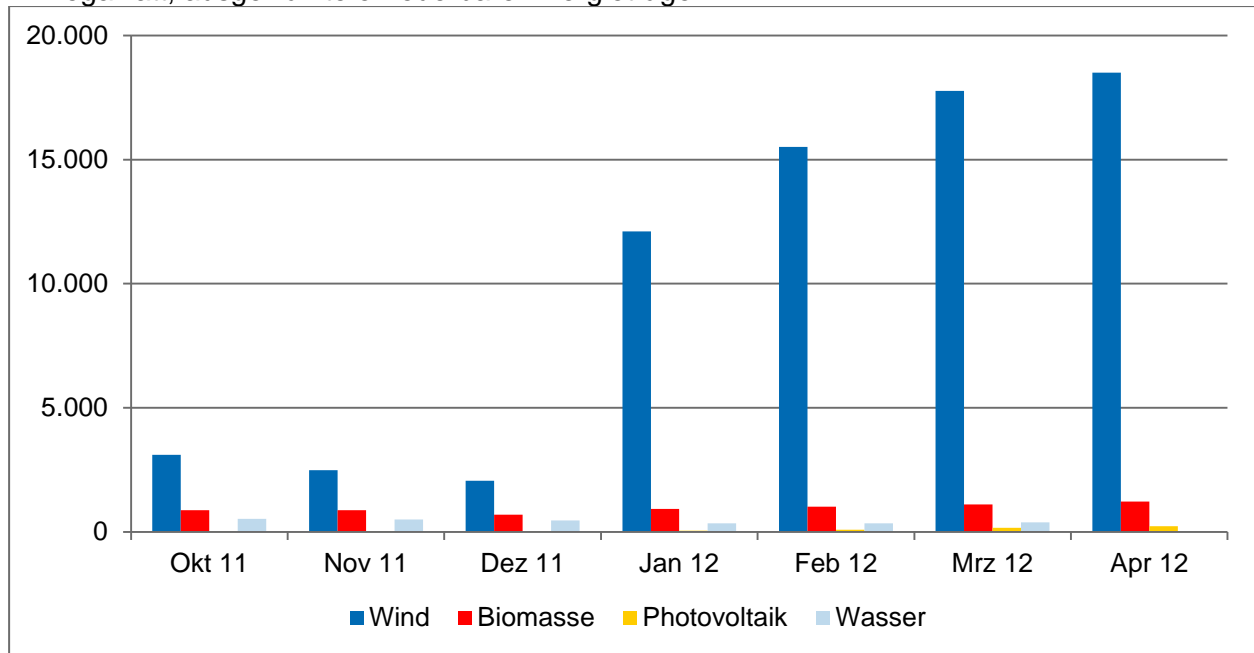
Die unterjährige Anpassung jeweils zum 1. Juli ist ein richtiger Schritt dahin, Vorzieheffekte beim Ausbau von Photovoltaikanlagen zu verringern. Fraglich ist allerdings, ob bei der derzeitigen Geschwindigkeit der Kostensenkungen in der Photovoltaikbranche eine Degression im halbjährlichen Rhythmus ausreichend ist. Im letzten Jahr konnten die Kosten für Photovoltaikanlagen binnen eines halben Jahres jeweils um mehr als 300 Euro pro Kilowatt Peak (kWp) gesenkt werden. Bei einer 15-kWp-Anlage ergibt sich dadurch eine Kostendifferenz von rund 5.000 Euro oder 14 Prozent des Anlagenpreises zu Beginn bzw. zum Ende eines Halbjahres. Zahlen zum Ausbau der Photovoltaik nach dem 1. Januar 2012 liegen noch nicht vor. Wie sich der atmende Deckel auf den Zubau von Photovoltaikanlagen auswirkt kann daher nicht empirisch ausgewertet werden.

Ziel der Marktprämie ist es, den EEG-Strom zunehmend in das marktliche System zu integrieren. Die Anlagenbetreiber sollen sich stärker nach dem Preissignal des Marktes richten. Alternativ zur garantierten Einspeisevergütung können die Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen daher den erzeugten Strom auch am Markt verkaufen (Direktvermarktung). Als Ausgleich für den Verzicht auf die Einspeisevergütung erhalten sie zusätzlich zum Verkaufserlös eine Marktprämie. Ausgangspunkt für die Höhe der Marktprämie ist die Einspeisevergütung, die tatsächlich in Anspruch genommen werden hätte können. Davon wird erstens der (energieträgerspezifische) Monatsmittelwert des Börsenstrompreises abgezogen. Bei den fluktuierenden Energieträgern Wind und Sonne setzt sich der Monatsmittelwert aus den mit der tatsächlich eingespeisten Wind- bzw. Sonnenenergie gewichteten Stundenpreisen des Spotmarkts der EPEX Spot SE zusammen. Bei allen anderen erneuerbaren Energieträgern gilt der Mittelwert über alle Stundenkontrakte. Zweitens wird (ebenfalls energieträgerspezifisch) eine Managementprämie hinzuaddiert. Sie soll die mit der Direktvermarktung verbundenen Kosten decken (zum Beispiel für die Börsenzulassung, IT-Infrastruktur, Prognosen, etc.). Die Managementprämie beträgt aktuell für Wind- und Sonnenkraft 1,2 Cent/kWh (Offshore-Windkraft: 1 Cent/kWh) und 0,3 Cent/kWh bei allen anderen erneuerbaren Energien. Bis 2015 wird sie sukzessive abgesenkt (Wind-, Sonnenenergie: 0,7 Cent/kWh, Sonstige: 0,225 Cent/kWh). Neben der Marktprämie gibt es das Grünstromprivileg. Dieses Instrument fördert ebenfalls die Direktvermarktung erneuerbarer Energien. Es wurde bereits 2004 in das EEG aufgenommen.

Die optionale Marktprämie sollte so ausgelegt sein, dass sich Anlagenbetreiber durch einen Wechsel von der Einspeisevergütung in die Direktvermarktung besser stellen, wenn sie an der Börse einen überdurchschnittlichen Preis für ihren Strom erzielen. Das heißt, wenn sie Strom dann ins Netz einspeisen, wenn das Angebot gering bzw. die Nachfrage groß ist und der Preis entsprechend steigt. Insbesondere aufgrund noch fehlender Speichermöglichkeiten wäre zu erwarten gewesen, dass kurzfristig vor allem Anlagenbetreiber von steuerbaren Erneuerbare-Energien-Anlagen wie Biomasse- oder Wasserkraftwerken die Marktprämie nutzen. So gingen die Übertragungsnetzbetreiber in ihrer Jahresprognose für 2012 davon aus, dass 38 Prozent der erzeugten Strommenge durch Wasserkraft und 20 Prozent der erzeugten Strommenge durch Biomasse in Verbindung mit der Marktprämie direkt vermarktet werden (Leipziger Institut für Energie GmbH, 2011). Bislang wird die zum Januar 2012 eingeführte Marktprämie allerdings vor allem von Betreibern von Windenergieanlagen in Anspruch genommen (Abbildung 13). Ein Anlagenbetreiber kann grundsätzlich mit einer einmonatigen Frist zwischen den verschiedenen Vermarktungsformen wechseln. Die Anlagenbetreiber übermitteln dabei dem Netzbetreiber, welchen Anteil der installierten Leistung sie direkt vermarkten. Aktuell liegen die Angaben der Betreiber von Februar 2012 vor, d. h. es sind jene Anlagenbetreiber erfasst, die im April 2012 die Direktvermarktung in Verbindung mit der Marktprämie in Anspruch nehmen. Mit 18.499 MW entfallen über 90 Prozent der direkt vermarkteten Leistung auf Windenergieanlagen. Das ist mehr als die Hälfte der insgesamt installierten Windenergieleistung. In der Prognose der Übertragungsnetzbetreiber wird hingegen angenommen, dass ein Anteil von 15 Prozent der erzeugten Strommenge aus Windkraft im Jahr 2012 in Verbindung mit der Marktprämie direkt vermarktet wird. Dieser Wert wird vermutlich deutlich übertroffen.

Abbildung 13

Nach § 17 EEG 2009 bzw. nach § 33b Nr. 1 EEG 2012 direkt vermarktete Leistung in Megawatt, ausgewählte erneuerbare Energieträger



Quelle: Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, 2012

Betreiber von Windenergieanlagen können die Stromerzeugung nun aber gerade nicht zeitlich anpassen. Die hohe Inanspruchnahme der Marktprämie bei der Windenergie ist also nicht darauf zurückzuführen, dass die Anlagenbetreiber ihren Strom bedarfsgerechter anbieten und damit einen überdurchschnittlichen Preis erzielen. Vielmehr ist der Grund in der Managementprämie zu sehen, die offenbar über den aktuellen Vermarktungskosten angesetzt ist. Die Marktprämie hat zwar kurzfristig zu einem starken Anstieg der direkt vermarkteten Leistung erneuerbarer Energien geführt. Das Ziel, die Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen, als flexible Anbieter auf dem Strommarkt zu etablieren, die sich am Marktpreis orientieren, wurde jedoch nicht erreicht. Die Betreiber der Anlagen nutzen die Marktprämie stattdessen für Mitnahmeeffekte. Problematisch ist dabei insbesondere das monatliche Wahlrecht, von der Marktprämie in die EEG-Vergütung zu wechseln und umgekehrt. Der durch die Degression der Marktprämie vorgesehene Anreiz, die Vermarktungskosten zu senken, wird damit abgeschwächt.

4.2 Aktuelle Reformvorschläge

Die Bundesregierung hat Anfang 2012 eine erneute Revision des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in die Wege geleitet. Obwohl keine grundlegende Reform in Angriff genommen wird, werden die geplanten Veränderungen kritisch diskutiert (Dieckmann/Kemfert/Neuhoff, 2012). Die Grundstrukturen des EEG werden nicht verändert. Weder wird ein absoluter Deckel der Förderung eingeführt, noch wird der Einspeisevorrang infrage gestellt. Auch bleiben die Fördersätze der meisten Formen erneuerbarer Energien unverändert. Vielmehr wird ein punktueller Eingriff vorgenommen, indem die Förderung der Photovoltaik nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz für Neuanlagen begrenzt wird. Kern ist eine deutliche Reduzierung der Fördersätze für Strom aus Photovoltaik. Hintergrund dieser Maßnahme waren die erheblichen Zubauten an installierter Leistung von jeweils rund 7.500 MW in den Jahren 2010 und 2011. Die Folge waren zunehmende Einspeisevergütungen und Differenzkosten oder Subventionen, die allein für Solarstrom auf 6,9 Milliarden Euro im Jahr 2011 angestiegen waren – zusätzlich zum Wert des Stroms.

Mit der Neugestaltung der Solarförderung sind folgende wesentliche Veränderungen vorgesehen:

- In einem kurzfristigen Schritt werden die Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen zum 1. April um 20 bis knapp unter 30 Prozent gesenkt.
- Ab Mai 2012 werden die Vergütungssätze monatlich um ein Prozent abgesenkt. Damit und mit strengeren sachlichen Anforderungen werden Anreize zum zeitlichen Vorziehen der Inbetriebnahme der Anlagen abgebaut. Der Wert wird entsprechend dem Ansatz des „atmenden Deckels“ auf bis zu 2,8 Prozent im Monat erhöht oder auch verringert, wenn der vorgesehene Ausbaukorridor über- oder unterschritten wird.
- Für die Jahre 2012 und 2013 wird ein Kapazitätszubau um jährlich bis zu 3.500 MW angestrebt, danach sinkt das Ziel jährlich um 400 MW. In den Rekordjahren 2010 und 2011 sind jeweils rund 7.500 MW Leistung installiert worden.
- Die Vergütung wird für kleinere Anlagen auf 80 beziehungsweise 90 Prozent des erzeugten Stroms begrenzt.

Bis Anfang 2016 werden die Vergütungen gegenüber heute um die Hälfte bis zu zwei Drittel abgesenkt. Eine derartige Kostenbremse durch die Kürzung der Subventionen für Neuanlagen erscheint dringend angebracht, um den Kostenanstieg in Grenzen zu halten. Aber auch die neuen Fördersätze führen nicht dazu, dass die Kosten für den Verbraucher wieder zurückgehen. Schließlich müssen für die bestehenden Anlagen noch für viele Jahre die alten hohen Vergütungssätze gezahlt werden. Immerhin kann aber ein Anstieg der Fördermenge begrenzt werden. Dieckmann/Kemfert/Neuhoff (2012) kritisieren insbesondere die deutliche Absenkung der Fördersätze und die Begrenzung der Ausbauziele, halten jedoch die Umstellung auf eine monatliche Absenkung der Fördersätze für sinnvoll, um besondere Anreize durch Vorzieheffekte vor dem jeweiligen Stichtag abzubauen (siehe auch Grau, 2012). Zudem wird kritisiert, dass die zukünftige Reduktion nicht vorhersehbar an bestimmte Werte des Kapazitätsausbaus gebunden sind.

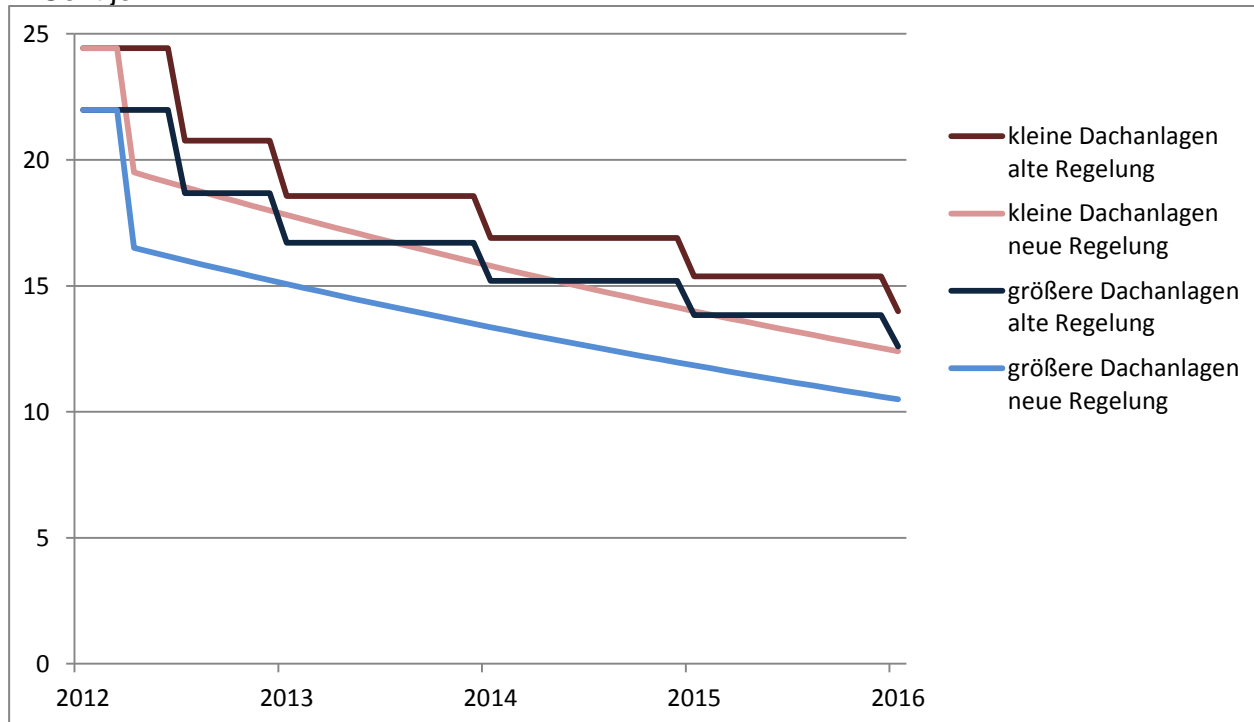
Vergleicht man die Entwicklung der Vergütungssätze vor und nach der aktuellen Reform entsprechend den Beschlüssen des Deutschen Bundestags vom 29. März 2012 (Abbildung 14), erkennt man eine Beschleunigung der Reduktion der Vergütungssätze. Während die Differenz bei Kleinanlagen bis Ende 2015 bei rund 3 Cent liegt, wird sie Anfang 2016 aufgrund der nach aktueller Gesetzeslage geplanten Absenkung zum Jahreswechsel bei höchstens 2 Cent liegen. Angenommen wird dabei, dass die Ausbauziele der Bundesregierung in den Jahren 2013 bis 2015 eingehalten werden. Eine deutliche Überschreitung wird in den Monate März und April 2012 unterstellt, die zu einem Gesamtausbau im Jahresverlauf von über 7500 MW führen. Diese werden nach der alten Regelung mit einer Senkung der Vergütungssätze in 2013 berücksichtigt. Die geplante Neuregelung bemisst jedoch für die Zusatzabsenkung erst einen Zubau ab Juli 2012. Die befürchteten Vorzieheffekte vor der geplanten Absenkung der Vergütungssätze werden damit nicht in den zukünftigen Zahlungen abgebildet. Vergleicht man ein Szenario mit einem hohen Anteil des Zubaus nach altem Recht zum Jahresende mit einem vorgezogenen Ausbau nach neuem Recht, fällt die zusätzliche Kürzung der Neuregelung noch geringer aus, unter Umständen führt sie sogar zu einem verlangsamten Rückgang der Vergütungssätze.

Die politischen Ausbauziele wurden für die nächsten Jahre angepasst. Nicht umgesetzt wurde jedoch eine weitergehende Beschränkung der tatsächlichen maximalen Zubaumenge von Anlagen zur Erzeugung von Solarstrom. Die politischen Ziele wurden schon in der Vergangenheit erheblich übererfüllt, damit auch die entstandenen Ansprüche an die Einspeisevergütung durch die Stromkunden und die Kosten der Stromerzeugung. Die Subvention für Strom aus erneuer-

baren Energien ist praktisch nicht nach oben beschränkt. Eine feste Deckelung hätte zu einer Absicherung der Kostenbremse beigetragen. Dennoch ist die Reform insgesamt positiv zu bewerten.

Aber nicht nur aus Kostengründen sind diese Maßnahmen nötig. Sie sind zudem deshalb geboten, weil die erneuerbaren Energien schnell günstiger werden müssen, um sich international durchzusetzen. Nur so kann die Energiewende wirklich gelingen.

Abbildung 14
Vergütungssätze für Solarenergie
 in Cent je kWh



ohne Berücksichtigung der verminderten Einspeisevergütung für die letzten 10 bis 20 Prozent angenommen wurden Vorzieheffekte im März/April 2012, danach aber keine weiteren Überschreitens des Ausbaupfades.

Eigene Berechnung auf Basis EEG 2012 sowie Beschlüsse des Deutschen Bundestags vom 29. März 2012.

Perspektivisch muss ein Ausstiegsszenario aus der Förderung der erneuerbaren Energien entwickelt werden. Wenn dies nicht gelingt, stellt die Energiewende den Strommarkt grundlegend in Frage. Heute liegt der Stromanteil erneuerbarer Energien bei 20 Prozent, die wesentlich nach dem EEG gefördert und damit außerhalb der Marktmechanismen produziert werden (hinzu kommt KWK-Strom). Wenn es tatsächlich zu einem Marktanteil von 80 Prozent und mehr für die erneuerbaren Energien kommen soll, muss die Politik die Rahmenbedingungen verändern, wenn es weiterhin so etwas wie einen Markt für Strom geben soll.

Selbst wenn erneuerbare Stromquellen in Zukunft den meisten Strom erzeugen werden, wird es auch immer wieder Stunden geben, in denen kaum Wind weht und keine Sonne scheint. Hier werden in erheblichem Umfang konventionelle Kraftwerke erforderlich sein – wenn es nicht zu Technologiesprüngen bei der Speichertechnologie kommt. Konventionelle Kraftwerke rechnen sich aber immer weniger, wenn sie nur wenige Stunden im Jahr am Netz sind. Daher wird über sogenannte Kapazitätsmärkte diskutiert. Die Idee ist, die Bereitstellung der Erzeugungskapazi-

täten zu fördern, auch wenn sie nur als Back-Up zur Verfügung stehen und selten abgerufen werden.

Damit würden dann aber nicht nur die erneuerbaren Energien über Umlagen statt über Preise finanziert, sondern – je nach konkreter Ausgestaltung der Kapazitätsmärkte – auch die verbleibenden Gas- oder Kohlekraftwerke. Faktisch droht damit im schlechtesten Fall auch für den konventionellen Kraftwerkspark die Rückkehr zur Welt der kostenbasierten Preisregulierung, bei der Kosten erstattet und nicht Marktpreise erwirtschaftet werden. Eine verstärkte Integration der europäischen Strommärkte sorgt für zusätzlich nutzbare Kapazitäten in anderen Ländern der EU und neue Absatzgebiete für Strom jenseits der Grenzen. Das Problem der fehlenden Stundenzahl und damit verbunden der fehlenden Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken kann dadurch gemindert werden, ohne dass zwingend eine Subventionierung von Kapazitäten erfolgen muss. Entscheidend ist es, die Flexibilität der Elemente am Strommarkt zu steigern – seien es Importe, Backup-Kraftwerke, Nachfrager oder Speicher. Der optimale Mix der Flexibilitätsmaßnahmen kann kaum zentral von staatlichen Stellen bestimmt werden. Hier ist ein Marktmechanismus notwendig. Grundlegende Reformen zur Überführung der bisherigen Förderregimes und zur Bewahrung marktwirtschaftlicher Strukturen im Strommarkt bleiben weiterhin notwendig.

5 Fazit

Das Erneuerbare Energien-Gesetz (EEG) ist das zentrale politische Instrument in Deutschland zur Förderung regenerativer Energien in der Stromerzeugung. Mit dem im EEG verankerten Vorrang der erneuerbaren Energien im Stromnetz sowie der über eine Umlage finanzierten gesetzlich verankerten Vergütung, die über den Marktpreisen liegt, werden die alternativen Stromerzeugungstechniken gefördert.

Das primäre Ziel des EEG, die neue Technologie in die Anwendung zu bringen, ist erfüllt worden. Ohne das EEG oder ein anderes Förderinstrument hätte es den rasanten Anstieg der erneuerbaren Energien kaum gegeben. Das politisch gewünschte Wachstum der erneuerbaren Energien kann als Erfolg des EEG gewertet werden. Dabei wurden die Zielvorstellungen teilweise sogar erheblich übertroffen.

Nicht gelungen ist hingegen die Marktintegration der erneuerbaren Energien. Immer noch sind diese auf Subventionen angewiesen. In einem freien Markt könnten sich die neuen Formen der Stromerzeugung trotz der langjährigen Förderung und trotz der erfolgten Kostensenkungen noch immer nicht halten. Die durchschnittliche Vergütung ist über die letzten Jahre aufgrund der Verlagerung der Anteile der einzelnen Technologien sogar angestiegen. Die Fokussierung auf die Förderung bestehender Technologien und das Setzen auf Skalen- und Lernkurveneffekte hat nicht zu Innovationssprüngen geführt, die für eine schnellere Kostenreduktion notwendig gewesen wären.

Die Förderung der erneuerbaren Energien durch das EEG ist mit erheblichen Kosten verbunden. Allein im Jahr 2011 wurden zusätzlich zum Stromwert Subventionen in Höhe von rund 13 Milliarden Euro gezahlt. Für die Stromkunden bedeutet dies bei wenigen Ausnahmen Mehrkosten von fast 3,6 Cent je Kilowattstunde. Für einen typischen Haushalt bedeutet dies Kosten für die Förderung von EEG-Strom von gut 125 Euro im Jahr. Einkommensschwächere Haushalte müssen einen bis zu zehn Mal so hohen Anteil am Haushaltseinkommen hierfür aufwenden als einkommensstärkere. Die EEG-Umlage hat damit eine unter Verteilungsgesichtspunkten eher unerwünschte regressive Wirkung.

Für die Zukunft ist es entscheidend, die Marktintegration der erneuerbaren Energien voranzutreiben. Die Reduktion von Fördersätzen ist hierfür ein erster wichtiger Schritt, Versteigerungs-

modelle innerhalb des EEG (Bardt, 2011), Quotenmodelle oder weitere Alternativen sind hier grundlegendere Alternativen. Die große Gefahr der aktuellen Fördersystematik ist es, dass der Anteil außermärklich erzeugten Stroms bei einem entsprechend der Energiewende geplanten Anwachsen der erneuerbaren Energien immer weiter steigt. Die Kräfte des Wettbewerbs, die im EEG nur sehr eingeschränkt wirken können, sind jedoch notwendig, um die Energiewende ohne überhöhte Kosten gestalten und auch erneuerbaren Strom möglichst effizient zur Verfügung stellen zu können. Ein berechenbares Herauswachsen der erneuerbaren Energien aus dem EEG ist die Herausforderung der nächsten Jahre.

Literatur

Bardt, Hubertus, 2011, Ein Vorschlag für die effizientere Förderung erneuerbare Energien; in: Institut der deutschen Wirtschaft Köln (Hrsg.): Politik ohne Geld, Köln, S. 209-223

BDEW, 2012, Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2011), Berlin

BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2012a, Erneuerbare Energien 2011, Daten des BMU zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2011 auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), vorläufige Angaben, Stand 20. Februar 2012

BMU, 2012b, EEG: Neue Vergütungssätze für Strom aus Solaranlagen, URL: http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eu-effizienzrichtlinie_neue_verguetungssaetze.pdf, abgerufen am 2.03.2012

BNetzA – Bundesnetzagentur, 2008, Statistikbericht Jahresendabrechnung 2006 nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

BNetzA, 2009, EEG-Statistikbericht 2007, Statistikbericht zur Jahresendabrechnung 2007 nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

BNetzA, 2010, EEG-Statistikbericht 2008, Statistikbericht zur Jahresendabrechnung 2008 nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

BNetzA, 2011, EEG-Statistikbericht 2009, Statistikbericht zur Jahresendabrechnung 2009 nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Bode, Sven / **Groscurth**, Helmuth, 2006, Zur Wirkung des EEG auf den „Strompreis“, HWWA Discussion Paper 348, Hamburg

BSW Solar – Bundesverband Solarwirtschaft e.V., 2012, Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik), URL: http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/bsw_solar_fakten_pv.pdf, abgerufen am 2.03.2012

BSW Solar, 2010, Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik), August 2010, Berlin

CWape – Commission Wallonne pour l'Énergie, 2011, L'évolution du marché des certificats verts, Rapport Annuel Spécifique, URL: <http://www.cwape.be/?dir=1.6.01&title=Rapports+annuels>, abgerufen am 23.02.2012

Diekmann, Jochen / **Kemfert**, Claudia / **Neuhoff**, Karsten, 2012, Solarförderung: Drastische Einschnitte nicht sinnvoll; in: DIW-Wochenbericht, Nr. 12/2012, S. 3-9

EEG – Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien in den Fassungen von 2000, 2004, 2009 und 2012

Erdmann, Georg, 2011, Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien, Studie für die Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft u. a., München

Fronedel, Manuel / **Ritter**, Nolan / **Schmidt**, Christoph M., 2011, Die Kosten des Klimaschutzes am Beispiel der Strompreise, RWI Position, #45, Essen

Fronedel, Manuel / **Schmidt**, Christoph M. / **aus dem Moore**, Nils, 2010, Eine unbequeme Wahrheit – Die frapperend hohen Kosten der Förderung von Solarstrom durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz, RWI Position, #40, Essen

Grau, Thilo, 2012, Zielgerichtete Solarstromförderung erfordert häufige und flexible Anpassungen; in: DIW-Wochenbericht, Nr. 12/2012, S. 11-16

IER – Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, 2008, Stromerzeugungskosten im Vergleich, Arbeitsbericht Nr. 4

IfnE – Ingenieurbüro für neue Energien, 2010, Beschaffungsmehrkosten für Stromlieferanten durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009, EEG-Differenzkosten, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, URL: http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_differenzkosten_bf.pdf, abgerufen am 14.02.2012

Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, 2012, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG, Stand: 21.03.2012, URL: http://www.eeg-kwk.net/de/file/Direktvermarktung2012_Stand_20120321.pdf, abgerufen am 22.03.2012

Kemfert, Claudia / **Diekmann**, Jochen, 2009, Förderung erneuerbarer Energien und Emissionshandel – wir brauchen beides; in: DIW-Wochenbericht, Nr. 11/2009, S. 169-174

Lechtenböhmer, Stefan / **Samadi**, Sascha, 2010, Kurzanalyse zur aktuellen Diskussion um die mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromversorgung verbundenen Kosten und Nutzen, Studie für die Agentur für Erneuerbare Energien, Wuppertal

Leipziger Institut für Energie GmbH, 2011, Jahresprognose 2012 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken, Prognose der Stromeinspeisung und der Vergütung im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für 2012, Studie im Auftrag der vier Übertragungsnetzbetreiber, URL: <http://www.eeg-kwk.net/de/file/IE-EEG-Jahresprognose2012-Internet-end.pdf>, abgerufen am 07.03.2012

OFGEM – Office of Gas and Electricity Markets, 2011, Renewables Obligation: Annual Report 2009-10, URL: <http://www.ofgem.gov.uk/Sustainability/Environment/RenewablObl/Documents1/RO%20Annual%20Report%202009-10.pdf>, abgerufen am 24.02.2012

OFGEM, 2009, Renewables Obligation: Annual Report 2007-08, URL: http://www.ofgem.gov.uk/Sustainability/Environment/RenewablObl/Documents1/Annual%20report%202007-08_Version%204.pdf, abgerufen am 24.02.2012

SRU – Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2011, Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung – Sondergutachten, Berlin

SEA – Swedish Energy Agency, 2011, Energy in Sweden 2011, URL: <http://webbshop.cm.se/System/TemplateView.aspx?p=Energimyndigheten&view=default&id=3928fa664fb74c2f9b6c2e214c274698>, abgerufen am 21.02.2012

Sensfuß, Frank / **Ragwitz**, Mario, 2007, Analyse des Preiseffekts der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel, Gutachten für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Karlsruhe

Statistisches Bundesamt, 2011, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung, Inlandsproduktberechnung, Erste Jahresergebnisse, Fachserie 18, Reihe 1.1

Umweltbundesamt, 2011, Kohlendioxid-Emissionen nach Brennstoffen – Zeitnahprognose für das Jahr 2010, Dessau

VREG – Flemish Regulator of the Electricity and Gas market, 2010, Market Monitor 2010, URL: <http://www.vreg.be/sites/default/files/uploads/rep-2010-1.pdf>, abgerufen am 22.02.2012

Walz, Rainer, 2005, Interaktion des EU Emissionshandels mit dem Erneuerbare Energien Gesetz; in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 29. Jg., Heft 4, S. 261-270

Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, 2004, Zur Förderung erneuerbarer Energien, Köln