bdew
Energie. Wasser. Leben.

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

Energie-Info

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

Anlagen, installierte Leistung, Stromerzeugung, EEG-Vergütungssummen, Marktintegration der erneuerbaren Energien und regionale Verteilung der EEG-induzierten Zahlungsströme

Berlin, 15. Dezember 2011 (korrigierte Fassung vom 23. Januar 2012)

Vorwort

Berlin, Dezember 2011

Sehr geehrte Damen und Herren,

vor einem Jahr haben wir erstmals eine ausführliche Analyse aller Zahlen im Zusammenhang mit den erneuerbaren Energien und vor allem dem EEG erstellt. Das BDEW Energie-Info „Erneuerbare Energien und das EEG in Zahlen (2010)“. Diese Analyse ist auf außergewöhnlich großes Interesse gestoßen und wurde vielfach abgefragt, verwendet und zitiert.

Das liegt ganz sicher daran, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien – besonders gefördert durch das EEG – einen enorm hohen Stellenwert in Politik, Gesellschaft und natürlich auch bei den Mitgliedsunternehmen des BDEW hat. Das hohe Interesse erklärt sich aber ebenfalls damit, dass dieses Gesetz, die Förderung der erneuerbaren Energien insgesamt, mittlerweile sehr komplex geworden ist. Es geht darüber hinaus um viel Geld, denn es geht um Förderungen für eine Vielzahl von Anlagen und Investoren und es geht um Belastungen, die die Stromkunden in ihren Preisen deutlich spüren. Im Jahr 2011 waren es ca. 13,5 Milliarden Euro, die über die EEG-Umlage umverteilt wurden. Das alles sprach dafür, dass wir auch in diesem Jahr eine solche Ausarbeitung vorlegen. Vor Ihnen liegt also nun das BDEW Energie-Info „Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2011)“

Erstmalig hatten wir in der letzten Ausgabe die Verteilungsströme der EEG-Umlage nach Bundesländern sortiert. Eine erklärungsbedürftige Analyse, aber auf jeden Fall eine spannende. In diesem Heft finden Sie diese Analyse für das Jahr 2011.

Auch in dem energiepolitisch ganz sicher besonderen Jahr 2011 war das EEG ganz oben auf der Agenda. Die Novellierung stand an, neue Fördersätze und Anpassungen wurden beschlossen und auch eine Marktprämie wurde eingeführt, die die Marktintegration der erneuerbaren Energien in den nächs-

ten Jahren voran bringen soll. Auch zu dieser Neuerung finden Sie entsprechende Informationen in diesem Heft.

Rund 20 Prozent Strom aus erneuerbaren Energien im Jahr 2011. Das ist eine ganze Menge und für immer mehr stellt sich schon jetzt die Frage, welche grundlegenden Änderungen denn die nächste EEG-Novelle in Angriff nehmen muss. Passen das bestehende System der Förderung und die Geschwindigkeit des dafür notwendigen Netzausbaus eigentlich noch zusammen? Wie können die erneuerbaren Energien zunehmend auch Verantwortung für die Systemstabilität übernehmen? Kommen wir mit der Markt- und Systemintegration ausreichend schnell voran? Und wenn nicht, wie müssen wir das alles regeln? Das ist nur ein kurzer Blick auf eine Vielzahl von Fragen, die die Energiebranche im Jahr 2012 beschäftigen wird.

Wie 2010 aber auch 2011 war, das lesen Sie in diesem Heft. Wir wünschen Ihnen viel Spaß bei der Lektüre und hoffen, dass diese Informationen für Ihre Arbeit von Nutzen sind.

Ihre

Hildegard Müller

Inhalt

1 Einleitung 8

2 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 9

3 Der Unterschied von installierter Leistung und Stromerzeugung 13

4 Erneuerbare Energien und EEG-Anlagen: Ähnlich, aber nicht gleich! 14

5 Regionale Verteilung der Nutzung erneuerbaren Energien und regionale Verteilung der EEG-Anlagen und EEG-Stromerzeugung 16

6 Ermittlung der EEG-Umlage für das Folgejahr 24

7 EEG-Vergütung und EEG-Differenzkosten 30

8 Der Strompreis: Die EEG-Umlage als Preisbestandteil 32

9 EEG-Vergütungssätze und ihre Wirkung auf die EEG-Umlage 36

10 Marktintegration der Stromerzeugung aus EEG-Anlagen: Marktprämie, Grünstromprivileg und sonstige Direktvermarktung 44

11 Regionale Verteilung der EEG-Anlagen und des EEG-Vergütungsaufkommens 50

12 Regionale Verteilung der EEG-induzierten Zahlungsströme 54

13 EEG-Vorschau: Die EEG-Mittelfristprognose bis 2016, Entwicklung der durchschnittlichen Vergütung und Bandbreite der EEG-Umlage 2013 63

Tab. 1: Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland von 1988 bis 2010 9
Tab. 2: Erneuerbaren Energien und EEG-geförderte Anlagen 2010 im Vergleich 15
Tab. 3: Anzahl und installierte Leistung der EEG-geförderten Anlagen sowie EEG-geförderte Stromerzeugung und EEG-Vergütung 2010 nach Bundesländern ... 22
Tab. 4: EEG-Vergütungssumme und EEG-Differenzkosten nach Energieträgern 31
Tab. 5: Entwicklung der EEG-geförderten Strommengen nach Energieträgern seit 2000 37
Tab. 6: Entwicklung der EEG-Auszahlungen nach Energieträgern ab 2000 38
Tab. 7: Anlagekategorien und Spannbreiten der EEG-Vergütungssätze 39
Tab. 8: EEG-Anlagen in der Direktvermarktung 2011 45
Tab. 9: Anlagenzahl, Leistung, Strommengen und Vergütung 2010 nach Bundesländern 51

Abb. 1: Anteil der erneuerbaren Energien am Brutto-Inlandsstromverbrauch und Ziele der Bundesregierung 10
Abb. 2: Anteil der erneuerbaren Energien an der Brutto-Stromerzeugung 2011 11
Abb. 3: Monatliche Stromerzeugung aus Windenergie 11
Abb. 4: Monatliche Stromerzeugung aus Photovoltaik 12
Abb. 5: Monatliche Stromerzeugung aus Wasserkraftanlagen 12
Abb. 6: Anteile der einzelnen Energieträger an der Leistung und an der Stromerzeugung von Regenerativanlagen 2010 14
Abb. 7: Nutzung der Wasserkraft 2010 17
Abb. 8: Nutzung der Windenergie 2010 18
Abb. 9: Nutzung der Photovoltaik 2010 19
Abb. 10: Nutzung der Biomasse zur Verstromung 2010 20
Abb. 11: Nutzung von Klär- und Deponiegas zur Verstromung 2010 21
Abb. 12: Schematische Darstellung des „EEG-Kontos“ mit Werten für 2012 25
Abb. 13: Entwicklung des EEG-Kontos 2010 und 2011 29
Abb. 14: Entwicklung der EEG-Differenzkosten und Wert des Stroms seit 2000 32
Abb. 15: Entwicklung und Zusammensetzung des Strompreises für Haushalte 34
Abb. 16: Entwicklung und Zusammensetzung des Strompreises für einen mittelspannungsseitig versorgten Industriebetrieb 35
Abb. 17: Entwicklung des Aufkommens aus den gesetzlichen Abgaben und Steuern 36
Abb. 18: EEG-vergütete Strommengen und Vergütungssummen seit 2000 37

Abb. 19: Spannbreiten der EEG-Vergütung und durchschnittliche Vergütung 2010 39

Abb. 20: Anteile einzelner Energieträger an der EEG-Umlage 2012, an der EEG-Vergütungssumme und an der EEG-vergüteten Strommenge 40

Abb. 21: Anteile einzelner Energieträger an der EEG-Umlage 2011 und 2012..... 41

Abb. 22: Förderung der EEG-Stromerzeugung nach Energieträgern in €/MWh 43

Abb. 23: Direktvermarktung der EEG-Strommengen bis 2016 46

Abb. 24: Direktvermarktung der EEG-Strommengen bis 2016 nach Energieträgern 47

Abb. 25: Direktvermarktung: Wind onshore, Wind offshore und Photovoltaik bis 2016..... 49

Abb. 26: Direktvermarktung: Biomasse, Wasserkraft und DKG-Gase bis 2016..... 50

Abb. 27: Anteile an EEG-Stromerzeugung und EEG-Vergütung 2010 nach Bundesländern . 51

Abb. 28: EEG-Gesamt: Regionale Verteilung von Leistung, Strommengen und Vergütung .. 52

Abb. 29: Windenergie: Regionale Verteilung von Leistung, Strommengen und Vergütung ... 52

Abb. 30: Photovoltaik: Regionale Verteilung von Leistung, Strommengen und Vergütung 53

Abb. 31: Biomasse: Regionale Verteilung von Leistung, Strommengen und Vergütung..... 53

Abb. 32: Regionale Zahlungsströme des EEG 2011 57

Abb. 33: Salden der EEG-induzierten Zahlungsströme 2011 nach Bundesländern (absteigend sortiert) 57

Abb. 34: Regionale Zahlungsströme des EEG 2011 Windenergie 58

Abb. 35: Salden der EEG-induzierten Zahlungsströme Wind 2011 nach Bundesländern (absteigend sortiert) 58

Abb. 36: Regionale Zahlungsströme des EEG 2011 Photovoltaik 59

Abb. 37: Salden der EEG-induzierten Zahlungsströme Photovoltaik 2011 nach Bundesländern (absteigend sortiert) 59

Abb. 38: Regionale Zahlungsströme des EEG 2011 Biomasse..... 60

Abb. 39: Salden der EEG-induzierten Zahlungsströme Biomasse 2011 nach Bundesländern (absteigend sortiert) 60

Abb. 40: Salden der EEG-induzierten Zahlungsströme 2010/11 nach Bundesländern (Karte) 62

Abb. 41: Salden der EEG-induzierten Zahlungsströme 2010/11 nach Bundesländern (Grafik)..... 62

Abb. 42: Entwicklung der installierten Leistung der EEG-Anlagen bis 2016 63

Abb. 43: Durchschnittliche Vergütung nach Anlagekategorien bis 2016..... 64

Abb. 44: Entwicklung der EEG-vergüteten Strommengen und Vergütungssummen bis 2016..... 65

1 Einleitung

Der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland schreitet mit großen Schritten voran. Daran hat das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zur Förderung der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung einen großen Anteil und gilt daher inzwischen in seiner Grundidee international als vorbildlicher Fördermechanismus. Über dieses gesetzlich festgelegte und transparente Umlageverfahren werden die Kosten zur Förderung regenerativer Energien auf alle Stromkunden in Deutschland umgelegt. Der deutliche Anstieg der EEG-Umlage auf 3,530 ct/kWh im Jahr 2011 und das weiterhin hohe Niveau von 3,592 ct/kWh im Jahr 2012 sorgt allerdings für Diskussionen um die weitere Entwicklung des EEG. Denn es geht einerseits darum den Ausbau der erneuerbaren Energien weiter zu forcieren, jedoch andererseits die Belastungen aus dem EEG für die Verbraucher im Rahmen zu halten. Die Förderung der erneuerbaren Energien war bisher ein Erfolgsmodell und auch richtig für die Markteinführung regenerativer Technologien. Nun wird aber eine Phase der schrittweisen Integration der erneuerbaren Energien in den Markt notwendig, um die zukünftigen Kostensteigerungen für die Endverbraucher in einem verträglichen Maß zu halten. Die bevorstehende Marktintegration der erneuerbaren Energien erfordert eine differenzierte Bewertung des EEG und der geförderten regenerativen Energien. Mit der Novellierung des EEG im Jahr 2011 und den darin umgesetzten Instrumenten für eine Marktintegration der erneuerbaren Energien wurde ein erster Schritt in die richtige Richtung getan. Für eine weiterhin sachliche und zielgerichtete Diskussion ist es unerlässlich, über eine umfassende und fundierte Datengrundlage zu verfügen. Die vorliegende Energie-Info „Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2011)“ soll dazu einen Beitrag leisten.

Tab. 1: Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland von 1988 bis 2010

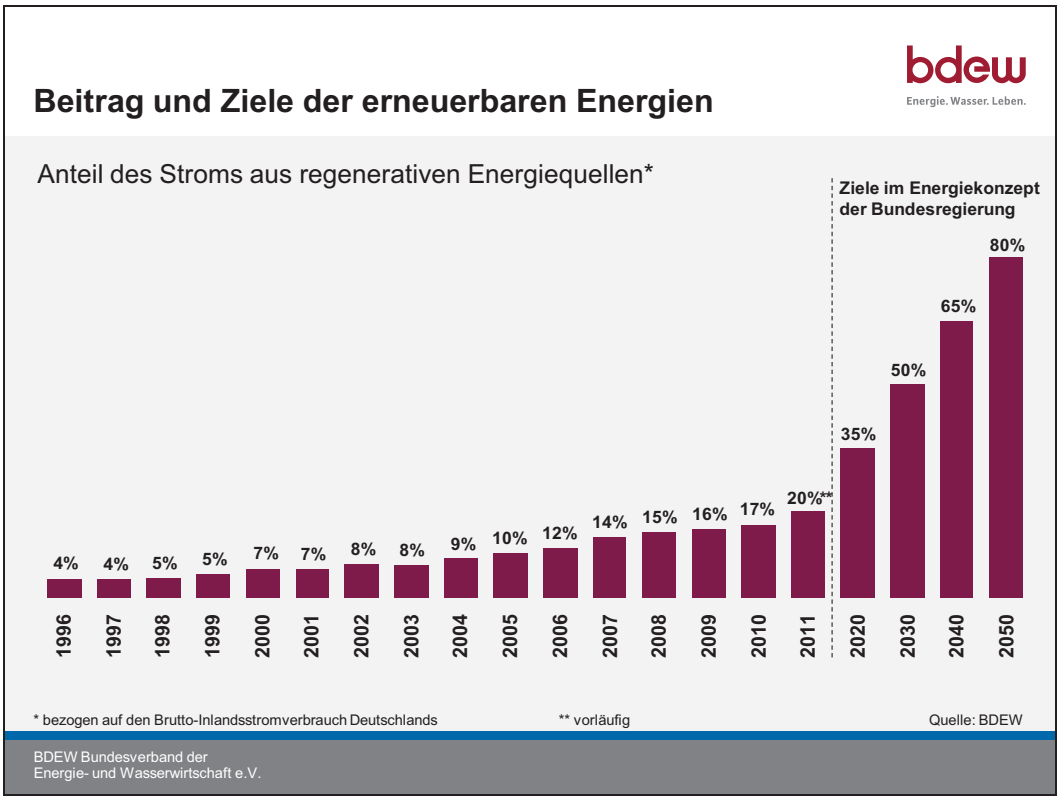
		1988	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002	2004	2006	2008	2009	2010
Wasserkraft														
Leistung[1)]	MW	4.183	4.221	4.318	4.380	4.546	4.600	4.547	4.780	4.828	5.092	3.997	4.037	4.244
Einspeisung	GWh	16.924	14.789	16.040	17.473	16.669	16.877	21.683	23.382	19.670	19.561	20.038	18.977	20.003
Windenergie														
Leistung	MW	12	48	182	632	1.546	2.672	5.898	11.555	14.245	20.472	22.833	25.434	26.981
Einspeisung	GWh	14	71	275	909	2.032	4.489	9.513	15.504	20.237	30.387	40.574	38.637	37.793
Biomasse und Gase														
Leistung	MW	n. e.	190	227	276	358	409	510	761	1.258	3.010	4.054	4.492	4.957
Einspeisung	GWh	n. e.	222	295	570	804	1.050	1.405	4.797	5.168	13.904	21.077	24.778	26.567
Photovoltaik														
Leistung	MW_p	n. e.	2	5	10	17	34	62	210	788	2.405	5.955	9.631	17.488
Einspeisung	GWh	n. e.	1	2	4	6	15	32	135	398	2.054	4.418	6.578	11.683
insgesamt														
Leistung	MW	4.195	4.460	4.732	5.298	6.467	7.715	11.017	17.306	21.119	30.979	36.839	43.594	53.670
Einspeisung	GWh	16.938	15.083	16.612	18.956	19.511	22.431	32.633	43.818	45.473	65.906	86.107	88.970	96.045
Müll[2)]														
Leistung	MW	518	561	550	499	551	540	522	522	522	950	1.301	1.421	1.430
Einspeisung[2)]	GWh	939	900	939	972	1.000	1.204	1.373	1.464	1.547	2.917	3.772	3.418	3.825
insgesamt einschl. Müll														
Leistung	MW	4.713	5.021	5.282	5.797	7.018	8.255	11.539	17.828	21.641	31.929	38.140	45.015	55.100
Einspeisung	GWh	17.877	15.983	17.551	19.928	20.511	23.635	34.006	45.282	47.020	68.823	89.879	92.388	99.870

[1)] ab 2008 ohne die Leistung der Pumpspeicherwerke mit natürlichem Zufluss
[2)] nur Stromerzeugung aus erneuerbarem Anteil des Mülls (50 %)
n. e.: nicht erfasst
Quellen: BDEW-Jahresstatistik; Statistisches Bundesamt

2 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Mit der Einführung des Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) am 1. April 2000 als Nachfolger des Stromeinspeisungsgesetz (StromEinspG) stieg der Anteil der erneuerbaren Energien am Brutto-Inlandsstromverbrauch in den vergangenen zehn Jahren um zehn Prozentpunkte von 7 Prozent auf 17 Prozent (2010) (Abb. 1). Die von der Bundesregierung im Rahmen des Energiekonzepts formulierten Ziele für die weitere Entwicklung der erneuerbaren sind allerdings weiterhin ambitioniert. So ist allein bis 2020 mehr als eine Verdoppelung des bisherigen Anteils der erneuerbaren Energien notwendig, d. h. eine deutlich intensivere Entwicklung als in den vergangenen zehn Jahren.

Abb. 1: Anteil der erneuerbaren Energien am Brutto-Inlandsstromverbrauch und Ziele der Bundesregierung



Im Jahr 2011 ist der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung weiter gewachsen und beträgt nach vorläufigen Schätzungen rund 20 Prozent (Abb. 2). Das Windjahr 2011 war besser als 2010, insgesamt war das Winddargebot gegenüber dem langjährigen Mittel aber immer noch unterdurchschnittlich. Die Erzeugungswerte über dem Durchschnitt der vergangenen Jahre werden lediglich durch den Zubau der vergangenen Jahre erreicht (Abb. 3). Die Photovoltaik ist naturgemäß in den Sommermonaten stark ausgeprägt. Hier war der Verlauf 2011 allerdings ungewöhnlich, da die Monate März bis Mai sehr starke Sonnenmonate waren, die sonst typischen Sonnenmonate Juni, Juli und August hingegen sehr schwach ausfielen. Aufgrund des starken Ausbaus der Photovoltaik in den vergangenen zwei Jahren wurde trotz allem in jedem Monat die Vorjahresproduktion übertroffen (Abb. 4).

Abbildungen 3 und 4 zeigen zudem sehr gut die saisonalen Unterschiede der Erzeugung aus Photovoltaik und Windenergie. Typischerweise trägt die Windenergie in den Herbst- und Wintermonaten stärker zur Stromerzeugung bei, während die Photovoltaik in den Sommermonaten einen höheren Beitrag leistet. Das Jahr 2011 mit unterdurchschnittlichen Sonnenstunden im Sommer und einem windschwachen November zeigte aber auch gut, dass dies nicht zwangsläufig gegeben ist.

Abb. 2: Anteil der erneuerbaren Energien an der Brutto-Stromerzeugung 2011

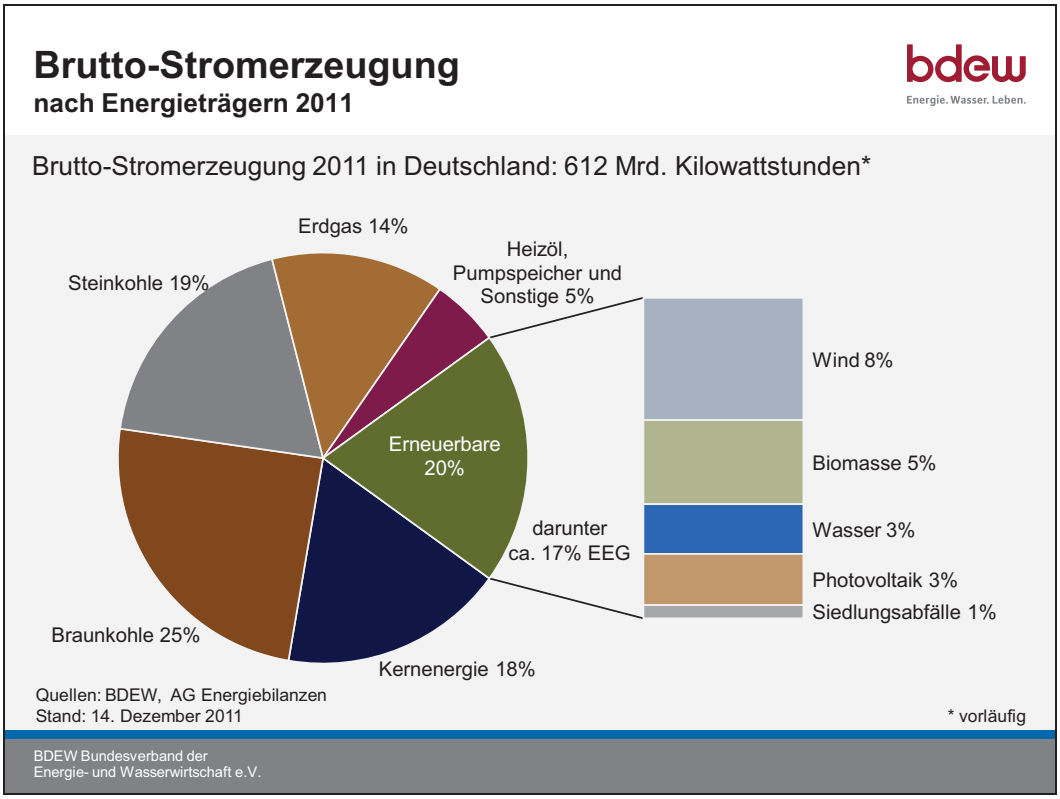


Abb. 3: Monatliche Stromerzeugung aus Windenergie

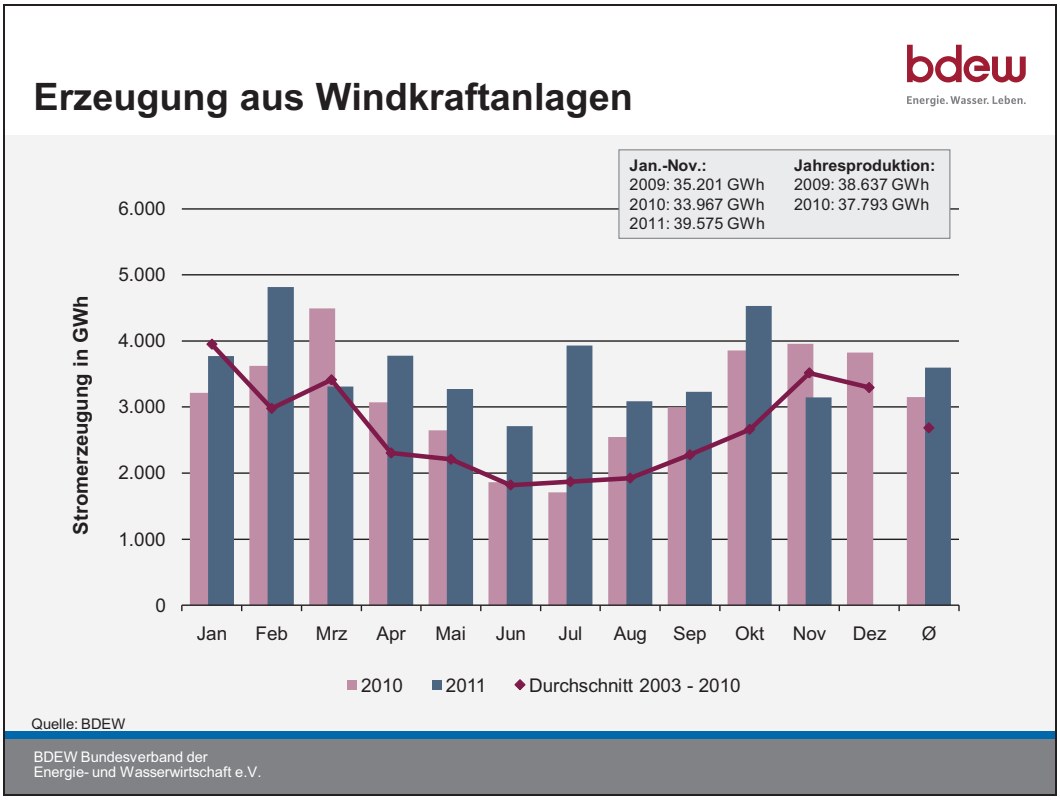


Abb. 4: Monatliche Stromerzeugung aus Photovoltaik

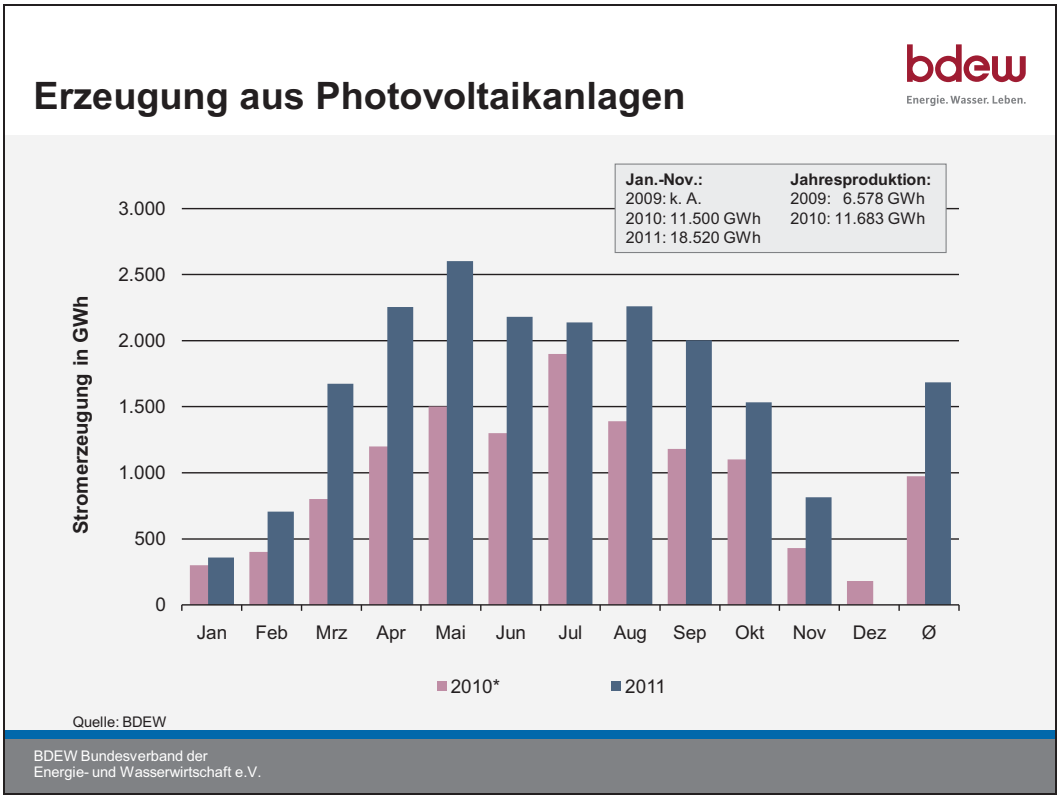
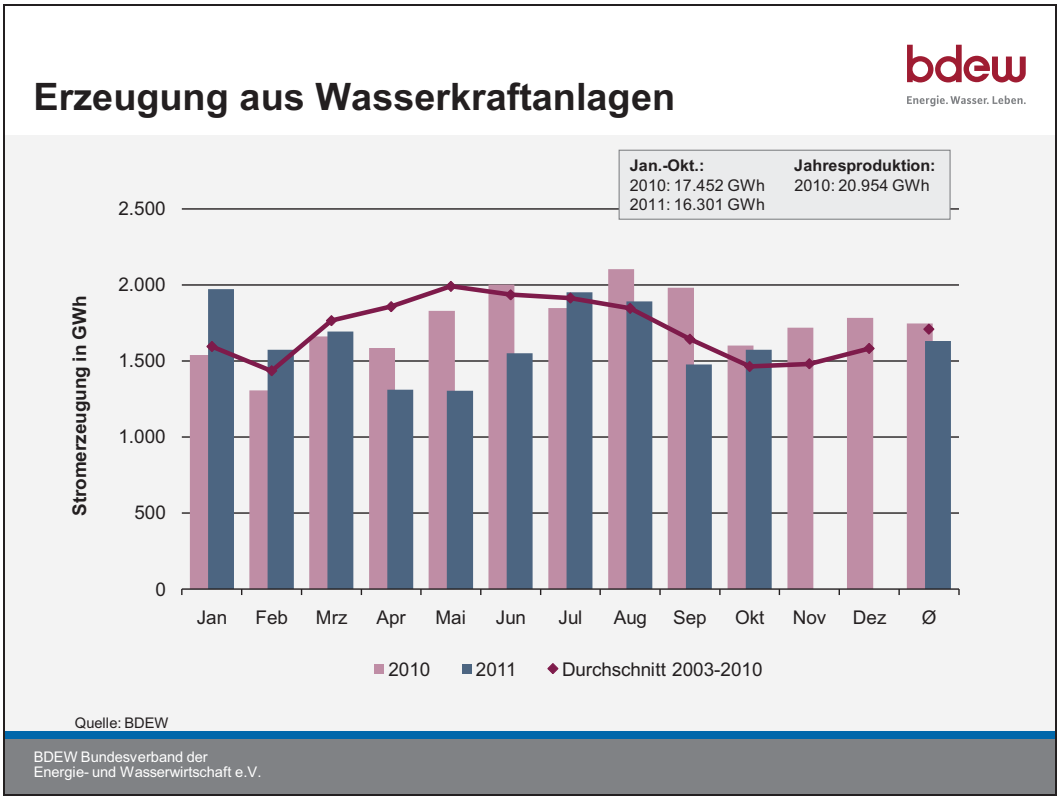


Abb. 5: Monatliche Stromerzeugung aus Wasserkraftanlagen

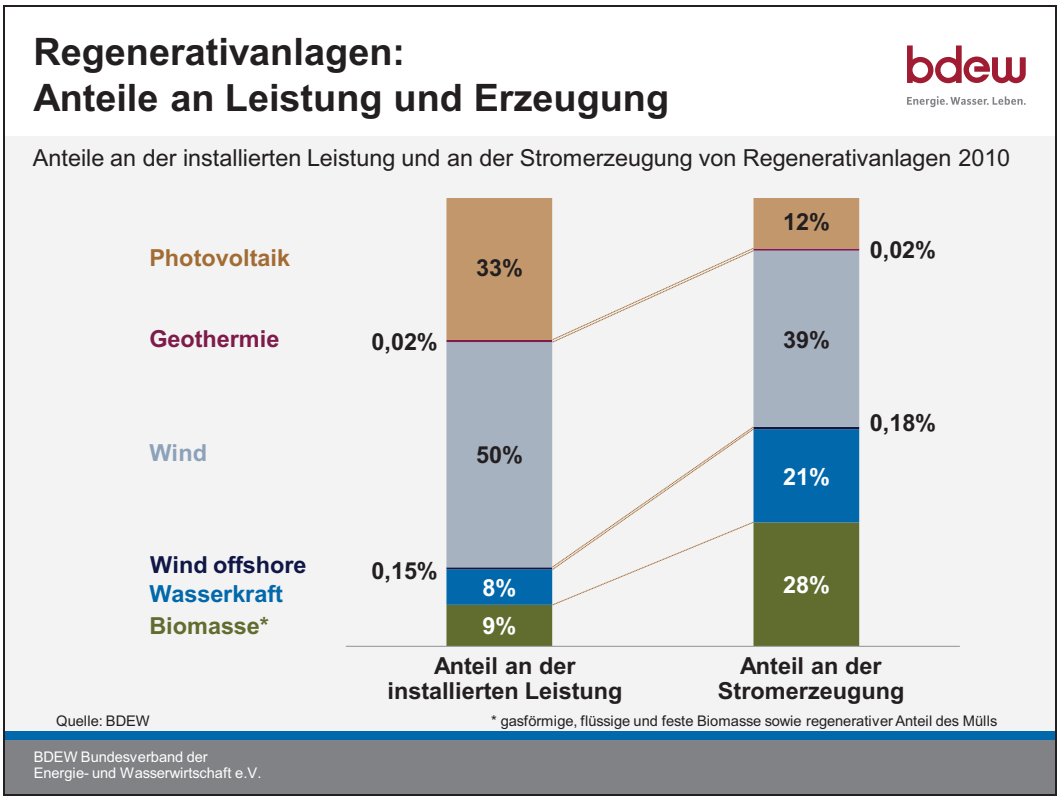


3 Der Unterschied von installierter Leistung und Stromerzeugung

Neben Faktoren wie Verfügbarkeiten oder Kosten sind in der Diskussion um die Entwicklung der erneuerbaren Energien für die Stromerzeugung sowohl die Anlagenzahl und installierte Leistung als auch die Stromerzeugung die maßgeblichen Kenngrößen. Allerdings werden die Begriffe elektrische Leistung und Stromerzeugung (elektrische Arbeit) gerne miteinander vermischt. Dabei ist aber zu unterscheiden, dass die installierte Leistung nur das mögliche Potenzial einer Anlage beschreibt (in Analogie zum Auto, die PS-Zahl des Motors). Dem hingegen beschreibt die Stromerzeugung (elektrische Arbeit) den Output der Anlage, der für die Stromversorgung zur Verfügung steht (in Analogie zum Auto, die gefahrenen Kilometer). Eine hohe installierte Leistung bedeutet daher noch nicht zwangsläufig eine hohe Stromerzeugung. Eine kleine Anlage, die dauerhaft nahe ihrer maximalen Leistung (installierte Leistung) betrieben wird, kann daher innerhalb eines Jahres mehr Strom erzeugen als eine große Anlage, die nur phasenweise ihre maximale Leistung erreicht oder vorübergehend gar keinen Strom erzeugt.

Bei der Nutzung regenerativer Energien sind vor allem die Verfügbarkeit des Energieträgers, also die Witterungsbedingungen oder die Verfügbarkeit von Brennstoffen für den Betrieb und die erzeugte Strommenge entscheidend. Photovoltaik-Anlagen erzeugen bei Dunkelheit keinen Strom und erreichen nur bei intensiver Sonneneinstrahlung ihre maximale Leistung. Auch Windenergieanlagen laufen nur in wenigen Stunden im Jahr mit ihrer maximalen Leistung. Abbildung 6 zeigt für die erneuerbaren Energien den Anteil der einzelnen Energieträger an der installierten Leistung und deren Anteil an der Stromerzeugung. Dabei wird deutlich, dass die Wasserkraft und die Biomasse zwar einen relativ kleinen Anteil an der installierten Leistung haben, aber aufgrund ihrer hohen Verfügbarkeit und Auslastung knapp die Hälfte des Stroms aus erneuerbaren Energien erzeugen. Bei der Windkraft dreht sich das Verhältnis um und der Anteil an der Leistung ist größer als an der Stromerzeugung. Hier könnten das Repowering von onshore-Anlagen sowie der Ausbau der offshore-Windenergie mit höheren Auslastungsgraden dafür sorgen, dass sich das Verhältnis von Leistung zu Stromerzeugung verbessert. Die Photovoltaik macht zwar ein Drittel der installierten Leistung der Regenerativanlagen aus, steuert aber lediglich 12% zum erneuerbaren Strommix bei.

Abb. 6: Anteile der einzelnen Energieträger an der Leistung und an der Stromerzeugung von Regenerativanlagen 2010



4 Erneuerbare Energien und EEG-Anlagen: Ähnlich, aber nicht gleich!

Im Bereich der erneuerbaren Energien ist zu unterscheiden zwischen Anlagen zur Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien und Anlagen, die durch das EEG gefördert werden können. Ziel des EEG ist es, regenerative Stromerzeugungsanlagen zu fördern, die sonst aufgrund ihrer Kostenstruktur nicht im Markt bestehen könnten. Daher sind im EEG teilweise Größenbegrenzungen der Anlagen für die Förderfähigkeit enthalten, um keine Anlagen zu fördern, die schon marktfähig sind. Insbesondere bei der Wasserkraft, aber auch bei der Biomasse werden daher Anlagen ab einer bestimmten Größe nicht mehr gefördert. Aus ökologischen Gesichtspunkten heraus werden zudem Anlagen zur Stromerzeugung aus Grubengas durch das EEG gefördert, obwohl es sich nicht um einen regenerativen Brennstoff handelt. Hier wird dem Umstand Rechnung getragen, dass es sinnvoller ist, aus Bergbaugruben entweichendes fossiles Methangas durch Verstromung energetisch zu nutzen und in CO_2 umzuwandeln, als das weitaus klimaschädlichere Methangas entweichen zu lassen oder ohne energetische Nutzung abzufackeln. Der Begriff „erneuerbare Energien“ geht über die im EEG geförderten Anlagen hinaus und umfasst alle regenerativen Energieträger, also auch

große Wasserkraftwerke, die Stromerzeugung aus dem natürliche Wasserzufluss ins Oberbecken eines Pumpspeicherkraftwerks, den biogenen Anteil bei der Verstromung von Siedlungsabfällen (in Deutschland gelten 50% der Stromerzeugung aus Müllverbrennungsanlagen (MVA) als regenerativ) oder die Mitverbrennung von Biomasse in konventionellen Großkraftwerken.

Die folgende Übersicht zeigt die Unterschiede zwischen Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien und jenen Anlagen, die nach dem EEG gefördert werden. sind. Dabei stellt die förderfähige Leistung bei den EEG-Anlagen eine Obergrenze dar, da diese Anlagen ihre Stromerzeugung entweder selbst vermarkten und ab 2012 die mit der Novellierung des EEG eingeführten Instrumente zur Marktintegration nutzen können. In diesem Fall erhalten sie nicht die gesetzlich garantierte Einspeisevergütung. Da es sich bei den Instrumenten zur Marktintegration um Optionslösungen handelt, d. h. die Entscheidung für die Inanspruchnahme eines Vermarktungsmodells monatlich geändert oder gänzlich rückgängig gemacht werden kann, ist hier eine weitere Unterteilung nicht möglich.

Tab. 2: Erneuerbaren Energien und EEG-geförderte Anlagen 2010 im Vergleich

	installierte Leistung [MW]			Stromerzeugung [GWh]		
	erneuerbare Energien	EEG-geförderte* Anlagen	Anteil EEG-Anlagen in %	erneuerbare Energien	EEG-geförderte* Anlagen	Anteil EEG-Anlagen in %
Wasserkraft	4.244	1.369	32,3%	20.003	5.071	25,4%
Wind onshore	27.134	26.901	99,1%	37.599	37.461	99,6%
Wind offshore	80	80	100,0%	174	174	100,0%
Photovoltaik	17.488	17.488	100,0%	11.683	11.683	100,0%
Geothermie	8	8	100,0%	28	28	100,0%
Feste biogene Stoffe	4.957	4.598		26.567	25.107	
Flüssige biogene Stoffe						
Biogas						
Klärgas		357			629	
Deponiegas						
Biogener Anteil Siedlungsabfall	1.430	nicht förderfähig		3.825	nicht förderfähig	
Grubengas	nicht erneuerbar	267		nicht erneuerbar	576	
Summe	**55.341**	**51.068**	92,3%	**99.879**	**80.729**	80,8%

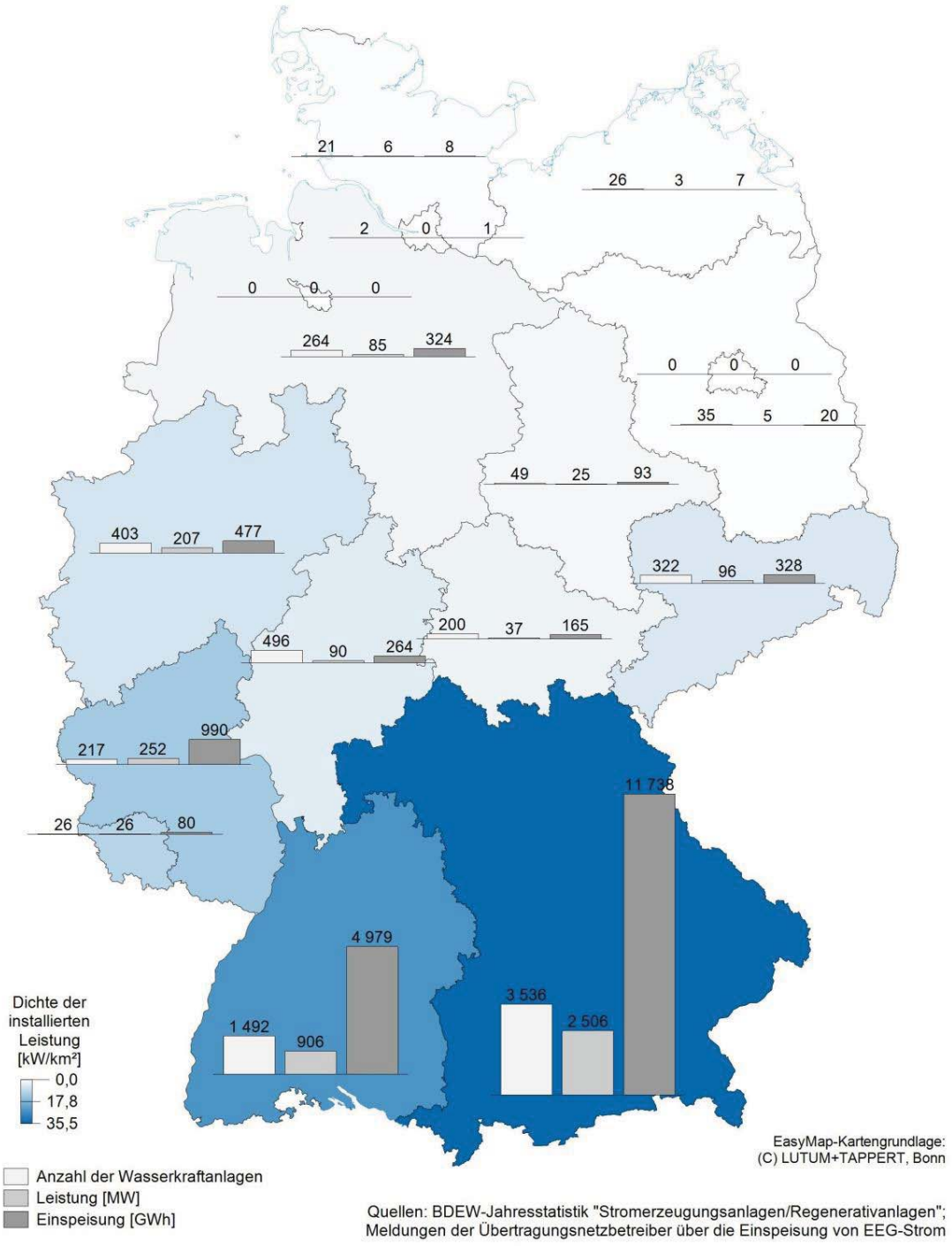
* EEG-Anlagen, die unterjährig in mindestens einem Monat EEG-Förderung erhalten haben. Förderberechtigte EEG-Anlagen, die ihre Stromerzeugung durchgehend direkt vermarktet haben, sind nicht enthalten.

Quellen: Statistisches Bundesamt, BDEW, EEG-Jahresabrechnung 2010

5 Regionale Verteilung der Nutzung erneuerbaren Energien und regionale Verteilung der EEG-Anlagen und EEG-Stromerzeugung

Um die regionale Verteilung der Anlagen zur Stromerzeugung auf der Basis erneuerbarer Energien zu begutachten, ist der Vergleich von Absolutzahlen auf Ebene der Bundesländer aufgrund der unterschiedlichen Gesamtfläche nur bedingt aussagefähig. Um die regionalen Unterschiede in der Nutzungsintensität darzustellen, ist die Flächendichte der installierten Leistung – in den folgenden Grafiken farblich abgestuft – eine zusätzliche wichtige Kenngröße. Dabei wird die installierte Leistung der Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien insgesamt dargestellt. Neben der Flächendichte der Anlagen spielen aber auch die Siedlungsstrukturen und die daraus resultierende Verfügbarkeit von Flächen zur Nutzung erneuerbarer Energien oder topologische Gegebenheiten eine Rolle. Die Übersichten zeigen, dass die Wasserkraft vor allem in Süddeutschland und in den Mittelgebirgen mit entsprechendem Gefälle der Wasserläufe genutzt wird, wohingegen im norddeutschen Flachland die Windenergie aufgrund des besseren und stetigeren Windangebots weiter verbreitet ist. Die höhere Sonnenintensität sowie die höhere Anzahl der Sonnenstunden begünstigt die Nutzung der Photovoltaik im Süden Deutschlands, aber auch die Verfügbarkeit von Dachflächen spielt eine Rolle, wie die relative hohe Flächendichte im dicht besiedelten Nordrhein-Westfalen zeigt. Bei der Nutzung der Biomasse ist eine relativ gleichmäßige Verteilung über Deutschland zu erkennen, da die Verfügbarkeit von land- und forstwirtschaftlichen Flächen ein entscheidendes Kriterium ist. Die hohe Nutzungsintensität der Biomasse in den Stadtstaaten Hamburg und Berlin resultiert daraus, dass dort zwar die Anlagen zur Verstromung der Biomasse stehen, die Brennstoffversorgung aber aus dem Umland erfolgt.

Abb. 7: Nutzung der Wasserkraft[1] 2010



[1] Bei der Stromerzeugung aus Pumpspeicherwerken mit natürlichem Zufluss sind nur die erzeugten Strommengen aus natürlichem Zufluss enthalten.

Abb. 8: Nutzung der Windenergie 2010

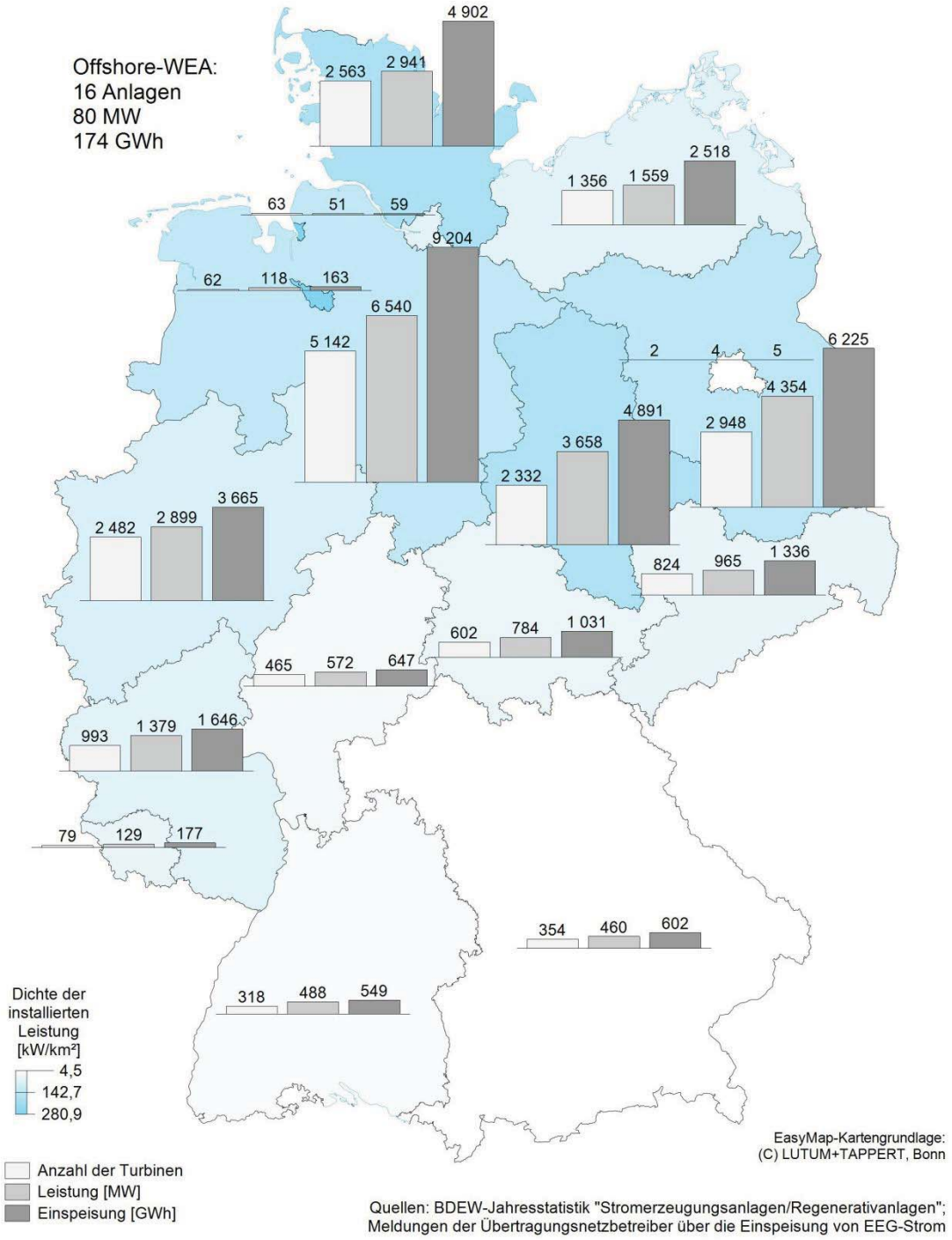


Abb. 9: Nutzung der Photovoltaik 2010

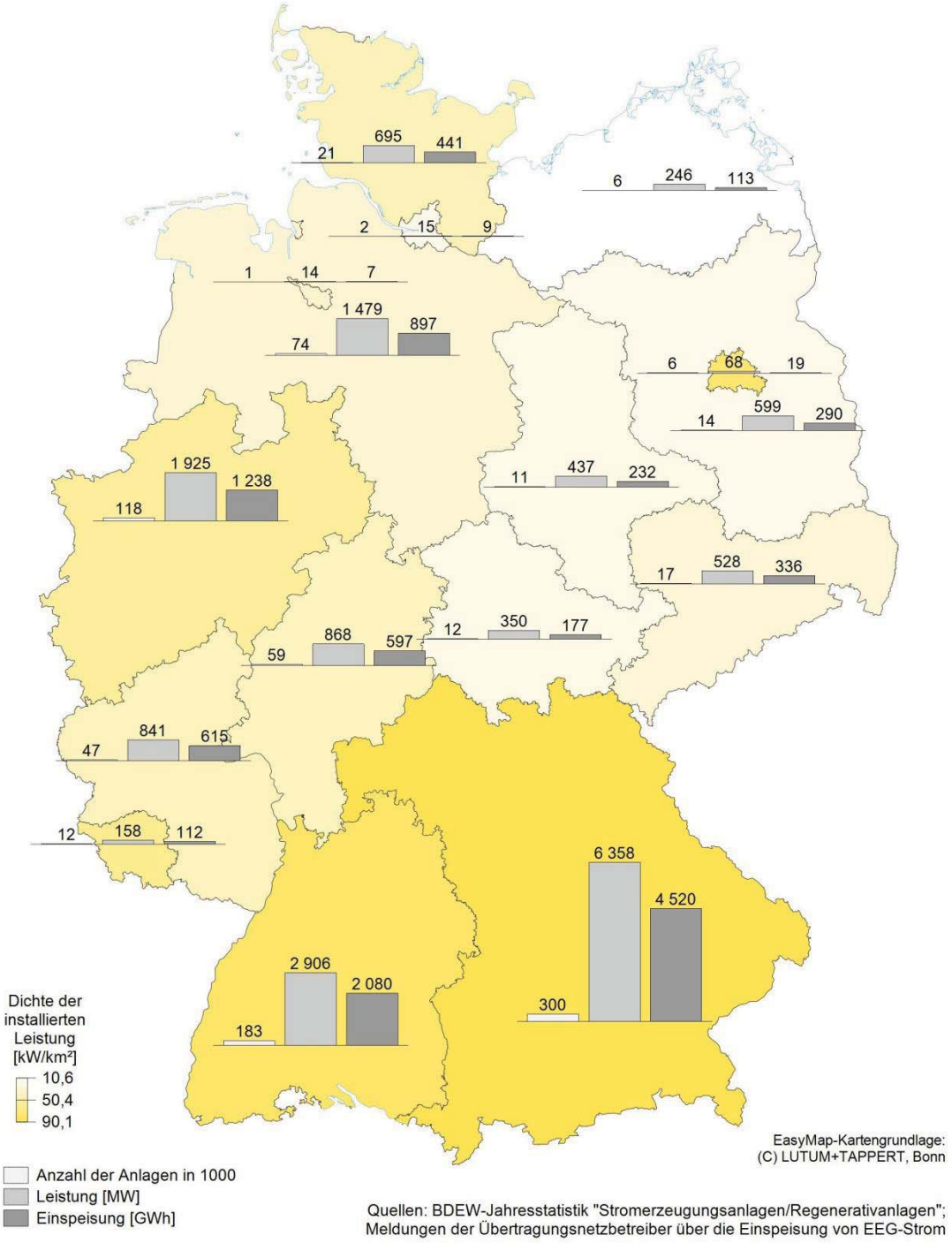


Abb. 10: Nutzung der Biomasse zur Verstromung 2010

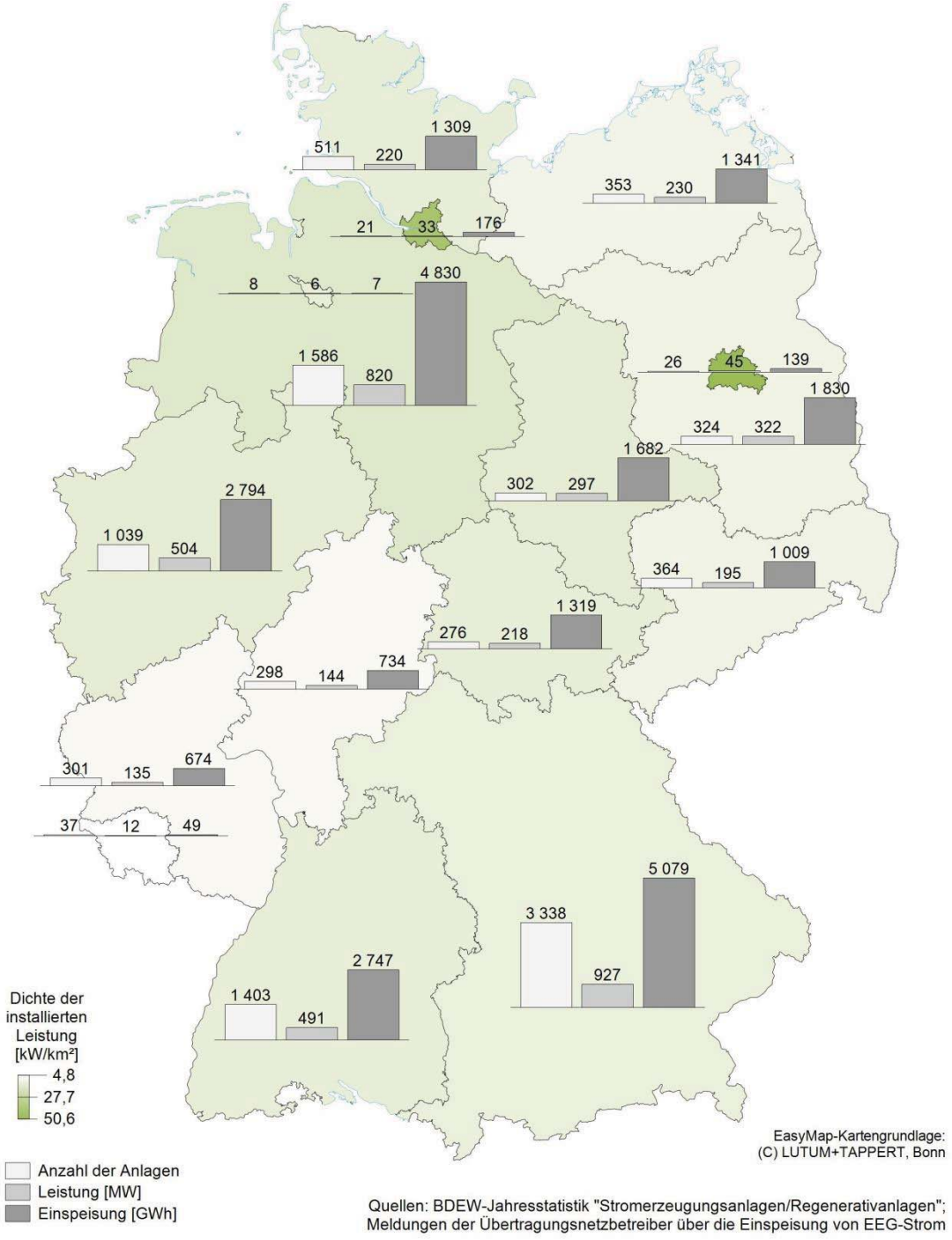
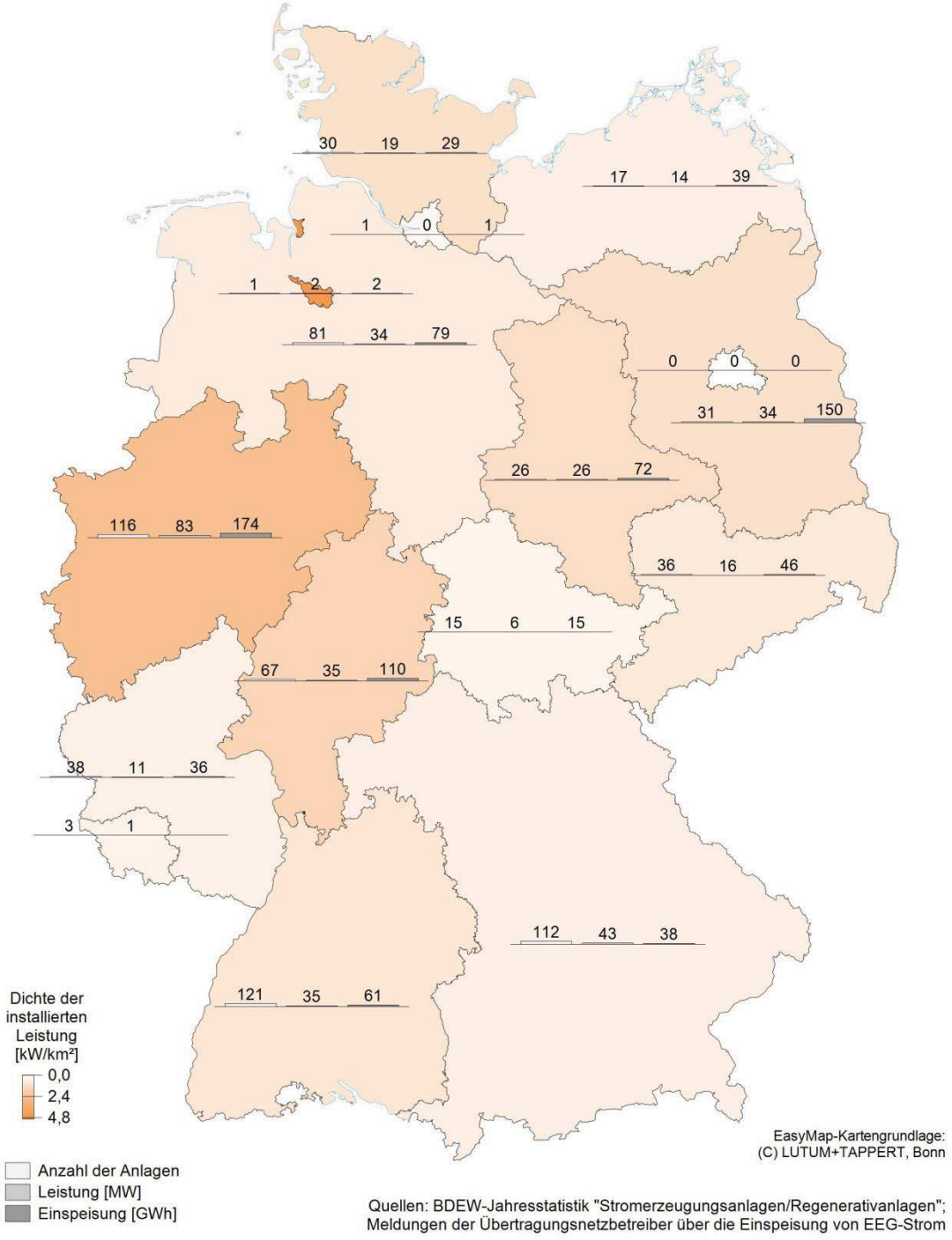


Abb. 11: Nutzung von Klär- und Deponiegas zur Verstromung 2010



Im Gegensatz zu den kartografischen Abbildungen sind in der folgenden Tabelle die Anlagenzahl und die installierte Leistung der EEG-geförderten Anlagen sowie die EEG-Stromerzeugung und EEG-Vergütung 2010 dargestellt. Eine Anlage ist in der Tabelle mit ihrer Leistung, ihrer EEG-geförderten Stromerzeugung sowie der erhaltenen Vergütung enthalten, wenn sie im Jahr 2010 in mindestens einem Monat die EEG-Vergütung beansprucht hat. Anspruchsberechtigte EEG-Anlagen, die 2010 ihre Stromerzeugung durchgehend direkt vermarktet haben – also keine EEG-Vergütung beansprucht haben – sind nicht enthalten.

Tab. 3: Anzahl und installierte Leistung der EEG-geförderten Anlagen sowie EEG-geförderte Stromerzeugung und EEG-Vergütung 2010 nach Bundesländern

Bundesland	Energieträger	Anlagenzahl	Leistung [MW]	EEG-Strommenge [GWh]	EEG-Vergütung [Mio. €]
Baden-Württemberg	Biomasse	1.403	490,8	2.786,3	453,3
	Gas	120	34,9	61,7	4,8
	Geothermie	1	0,6	0,12	0,02
	Solar	183.049	2.905,7	2.088,7	948,3
	Wasser	1.452	327,4	1.210,3	94,5
	Wind	318	488,4	550,1	48,0
	Gesamt	**186.343**	**4.247,7**	**6.697,2**	**1.548,9**
Bayern	Biomasse	3.338	926,8	5.079,9	928,3
	Gas	111	42,5	37,5	2,9
	Geothermie	2	3,8	10,9	2,5
	Solar	300.417	6.358,2	4.518,7	1.955,1
	Wasser	3.467	586,5	2.468,2	207,7
	Wind	354	460,1	601,8	52,8
	Gesamt	**307.689**	**8.378,0**	**12.717,0**	**3.149,3**
Berlin	Biomasse	26	44,9	138,6	13,6
	Solar	6.306	68,4	19,2	8,6
	Wind	2	4,0	4,7	0,4
	Gesamt	**6.334**	**117,3**	**162,6**	**22,6**
Brandenburg	Biomasse	324	321,5	1.830,4	269,2
	Gas	30	33,8	65,4	4,8
	Solar	14.036	599,1	290,2	109,1
	Wasser	34	4,4	18,1	1,6
	Wind	2.948	4.353,6	6.192,5	546,0
	Gesamt	**17.372**	**5.312,3**	**8.396,6**	**930,9**
Bremen	Biomasse	8	5,8	7,1	1,4
	Gas	1	2,0	1,6	0,1
	Solar	1.067	14,1	7,3	3,2
	Wind	62	117,7	162,5	14,2
	Gesamt	**1.138**	**139,6**	**178,6**	**18,9**
Hamburg	Biomasse	21	32,6	176,1	17,3
	Gas	1	0,2	0,6	0,0
	Solar	1.692	15,2	8,7	4,0
	Wasser	2	0,1	0,3	0,02
	Wind	63	51,1	57,8	5,3
	Gesamt	**1.779**	**99,2**	**243,5**	**26,6**

Bundesland	Energieträger	Anlagenzahl	Leistung [MW]	EEG-Strommenge [GWh]	EEG-Vergütung [Mio. €]
Hessen	Biomasse	298	144,1	733,8	110,2
	Gas	67	34,8	95,9	8,0
	Solar	59.069	867,6	596,9	267,7
	Wasser	493	64,8	224,6	18,0
	Wind	465	571,5	647,2	57,8
	Gesamt	**60.392**	**1.682,9**	**2.298,3**	**461,8**
Mecklenburg-Vorpommern	Biomasse	353	230,4	1.340,6	239,7
	Gas	17	13,9	20,3	1,5
	Geothermie	1	0,2	0,0	0,00
	Solar	6.203	246,3	112,8	46,6
	Wasser	25	3,0	6,8	0,6
	Wind	1.356	1.558,6	2.513,0	222,4
	Gesamt	**7.955**	**2.052,4**	**3.993,5**	**510,8**
Niedersachsen	Biomasse	1.586	820,2	4.830,2	874,8
	Gas	72	32,3	54,8	4,2
	Solar	73.704	1.479,1	897,4	391,3
	Wasser	241	64,8	157,3	13,2
	Wind	5.142	6.539,9	9.161,7	813,4
	Gesamt	**80.745**	**8.936,2**	**15.101,4**	**2.096,9**
Nordrhein-Westfalen	Biomasse	1.039	503,5	2.793,9	429,7
	Gas	116	83,3	140,3	10,4
	Solar	118.242	1.925,2	1.238,0	551,7
	Wasser	373	109,9	257,7	21,4
	Wind	2.482	2.899,2	3.663,9	326,0
	Grubengas	80	212,2	523,1	35,8
	Gesamt	**122.332**	**5.733,3**	**8.616,8**	**1.374,9**
Rheinland-Pfalz	Biomasse	301	135,2	634,1	96,0
	Gas	37	10,6	34,3	2,6
	Geothermie	1	3,0	16,6	3,2
	Solar	46.833	840,9	655,0	272,2
	Wasser	196	39,9	131,9	10,0
	Wind	993	1.379,0	1.643,7	144,9
	Gesamt	**48.361**	**2.408,7**	**3.115,6**	**528,7**
Saarland	Biomasse	37	12,3	47,7	7,6
	Gas	3	1,2	0,0	0,00
	Solar	12.145	157,7	113,0	50,0
	Wasser	22	10,8	44,3	3,2
	Wind	79	129,2	176,8	15,4
	Grubengas	8	54,9	50,2	3,4
	Gesamt	**12.294**	**366,2**	**431,9**	**79,6**
Sachsen	Biomasse	364	194,9	999,8	164,1
	Gas	36	15,7	38,5	2,9
	Solar	17.148	528,0	336,0	135,9
	Wasser	319	95,0	322,4	31,3
	Wind	824	965,0	1.335,9	119,0
	Gesamt	**18.691**	**1.798,6**	**3.032,5**	**453,2**

Bundesland	Energieträger	Anlagenzahl	Leistung [MW]	EEG-Strommenge [GWh]	EEG-Vergütung [Mio. €]
Sachsen-Anhalt	Biomasse	302	297,3	1.281,5	201,9
	Gas	26	26,4	36,0	2,8
	Solar	10.539	437,2	231,5	92,7
	Wasser	49	25,3	93,3	9,3
	Wind	2.332	3.658,4	4.890,6	430,8
	Gesamt	**13.248**	**4.444,6**	**6.532,8**	**737,4**
Schleswig-Holstein	Biomasse	511	219,5	1.308,6	263,2
	Gas	30	18,8	27,1	2,0
	Solar	20.874	695,3	440,5	186,1
	Wasser	21	5,9	7,7	0,6
	Wind	2.563	2.941,4	4.827,4	428,2
	Gesamt	**23.999**	**3.880,9**	**6.611,2**	**880,1**
Thüringen	Biomasse	276	218,1	1.118,1	168,8
	Gas	15	6,3	15,1	1,2
	Solar	11.931	350,2	176,9	75,4
	Wasser	197	31,3	128,5	11,5
	Wind	602	783,6	1.031,1	91,1
	Grubengas	1	0,4	2,9	0,2
	Gesamt	**13.022**	**1.389,8**	**2.472,7**	**348,1**
Wind offshore		16	80,0	173,7	26,1
Deutschland	Biomasse	10.187	4.597,9	25.106,7	4.239,0
	Gas	682	356,8	629,2	48,2
	Geothermie	5	7,5	27,7	5,7
	Solar	883.255	17.488,3	11.730,6	5.097,8
	Wasser	6.891	1.369,1	5.071,1	423,0
	Wind	20.585	26.900,7	37.460,8	3.315,7
	Wind offshore	16	80,0	173,7	26,1
	Grubengas	89	267,4	576,2	39,4
	Gesamt	**921.710**	**51.067,8**	**80.776,0**	**13.194,8**

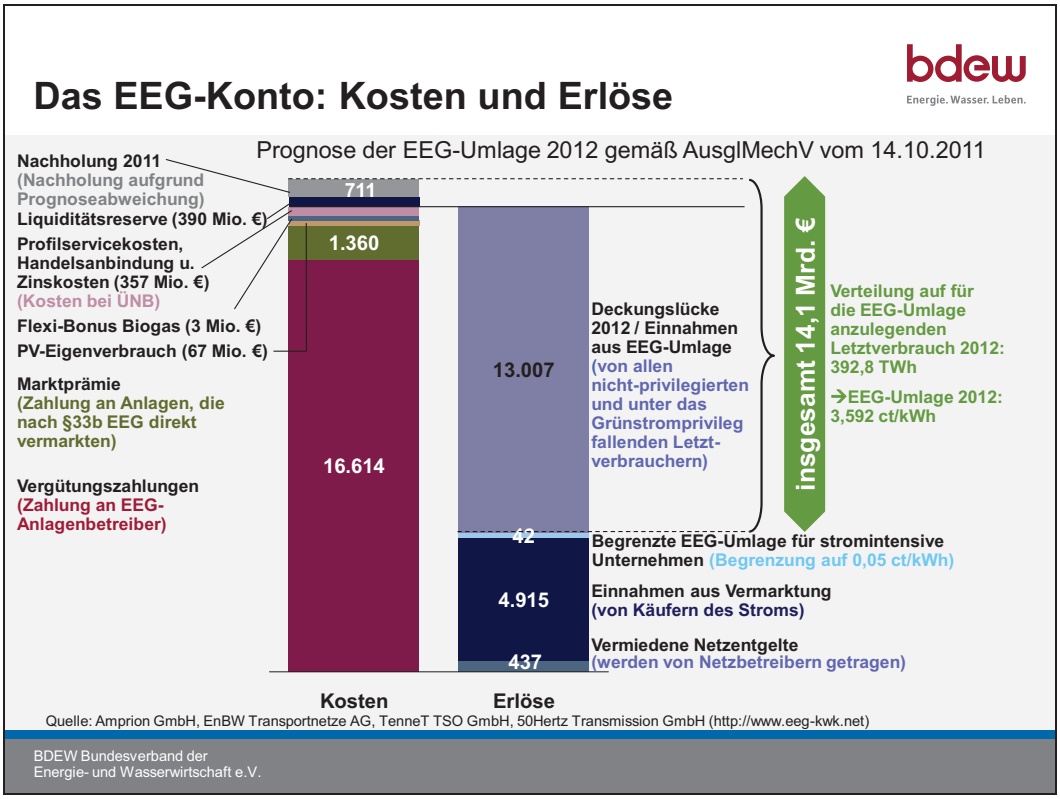
Quelle: Jahresmeldungen der Verteilnetzbetreiber für 2010, veröffentlicht durch die Übertragungsnetzbetreiber.
BDEW (eigene Berechnung); Stand: 14. September 2011

6 Ermittlung der EEG-Umlage für das Folgejahr

Gemäß der Ausgleichsmechanismus-Verordnung (AusglMechV) sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, jeweils zum 15. Oktober eines Jahres die für alle Stromvertriebe einheitliche und verbindliche Höhe der EEG-Umlage für das Folgejahr zu ermitteln und zu veröffentlichen (http://www.eeg-kwk.net). Zusätzlich erfolgt eine detaillierte Darstellung der zugrunde gelegten Prognosewerte, die im Ergebnis die Höhe der EEG-Umlage für das Folgejahr bestimmen. Zentraler Punkt dabei ist das sogenannte „EEG-Konto“, auf dem die Kosten und Erlöse im Zusammenhang mit dem EEG zusammengeführt werden.

Für die Ermittlung der EEG-Umlage ist zu berücksichtigen, dass alle Prognosewerte mit Unsicherheiten behaftet sind. Aus der Tatsache, dass das sogenannte „EEG-Konto“ in der rückwärtigen Betrachtung immer ausgeglichen sein muss, resultiert infolge der Prognoseabweichung eine entsprechende Korrektur im Folgejahr. Dies kann entweder in einer Nachholung (Abb. 12) oder in einem Überschuss im Folgejahr münden. Die folgende Darstellung basiert auf der Prognose für die Berechnung der EEG-Umlage 2012 vom 14. Oktober 2011.

Abb. 12: Schematische Darstellung des „EEG-Kontos“ mit Werten für 2012



Vergütungszahlungen: Alle Zahlungen an EEG-Anlagenbetreiber gemäß der nach dem EEG festgeschriebenen Vergütungssätze, die die Anlagenbetreiber von den Netzbetreibern erstattet bekommen. Die Prognoseunsicherheit resultiert einerseits aus der Über- oder Unterschätzung des Zubaus einzelner EEG-Anlagearten und den damit von der Prognose abweichenden erzeugten und vergüteten Strommengen. Andererseits beeinflussen die Witterungsbedingungen, d. h. das Windangebot, die Anzahl der Sonnenstunden bzw. die Sonnenintensität oder Niederschlagsmengen, die die Erzeugung aus Wasserkraftanlagen mitbestimmen, die Höhe der Vergütungszahlungen.

Marktprämie: Anlagenbetreiber, die ihre Stromerzeugung direkt an Dritte vermarkten, haben gemäß § 33g EEG 2012 Anspruch auf eine Marktprämie, die verkürzt ausgedrückt der Diffe-

renz zwischen dem Markterlös und der sonst zu zahlenden EEG-Vergütung entspricht. Zusätzlich ist in der Marktprämie eine Managementprämie enthalten, die dafür gewährt wird, dass der Anlagenbetreiber durch die selbsttätige Vermarktung die Vermarktungskosten des Übertragungsnetzbetreibers mindert. Die Marktprämie ist so gestaltet, dass sie annähernd kostenneutral im Vergleich zu der Vermarktung der EEG-Strommengen durch die Übertragungsnetzbetreiber ist. Die in Abb. 12 dargestellten Kosten der Marktprämie in Höhe von 1.360 Mio. € stellen somit keine Mehrkosten gegenüber der Vermarktung der EEG-Strommengen durch die Übertragungsnetzbetreiber dar, sondern sind eine Verlagerung von Kosten in die Marktprämie, die ansonsten durch die Vermarktung dieser EEG-Strommengen durch die Übertragungsnetzbetreiber entstehen würden.

PV-Eigenverbrauch: Betreiber von Photovoltaikanlagen, die ihre Stromerzeugung nicht ins Netz einspeisen, sondern teilweise in unmittelbarer Nähe entweder selbst verbrauchen oder zum Verbrauch Dritte (z. B. Mieter) beliefern, erhalten gemäß § 33(2) EEG für den eigenverbrauchten Strom eine geminderte Vergütung. Dies ist wirtschaftlich interessant, wenn die geminderte Vergütung zuzüglich der Kosten pro kWh für den ansonsten zu beziehenden Strom die Einspeisevergütung der Anlage übersteigt.

Flexibilitätsprämie Biogas: Die Flexibilitätsprämie gemäß § 33i EEG 2012 wird Anlagenbetreibern von Biogasanlagen gewährt, die die Stromerzeugung ihrer Anlage bedarfsorientiert bereitstellen und den Strom dann direkt an Dritte im Rahmen der Marktprämie vermarkten.

Profilservicekosten, Handelsanbindung und Zinskosten: Diese Kosten fallen bei den Übertragungsnetzbetreibern an. Die Profilservicekosten (2012: 160 Mio. €) umfassen sämtliche Kosten, die die Übertragungsnetzbetreiber aufwenden müssen, um den aufgenommenen EEG-Strom für den Spotmarkt handelsfähig zu machen und schließlich zu vermarkten. Hinzu kommen Kosten für die Börsenzulassung und die Handelsanbindung (Börsen- und Clearinggebühren) (2012: 5 Mio. €) sowie Zinskosten (2012: 6 Mio. €). Sollzinsen fallen bei den Übertragungsnetzbetreibern an, wenn die unterjährigen Vergütungszahlungen an die Anlagenbetreiber höher ausfallen, als die Erlöse und diese Differenzen verzögert oder erst mit der Nachholung im Folgejahr ausgeglichen werden. Die Zinskosten fallen dabei nur für jenen Teil der gezahlten Sollzinsen an, der den in der AusglMechV vorgesehenen Sollzinssatz übersteigt (§ 3 Abs. 5(1) AusglMechV).

Vermiedene Netzentgelte: Vermiedene Netzentgelte entstehen, da der überwiegende Teil der EEG-Anlagen in Nieder- oder Mittelspannungsnetze einspeist und dieser Strom i. d. R. auch wieder aus diesen Netzebenen entnommen wird. Somit werden vorgelagerte Netzebenen i. d. R. entlastet und weniger beansprucht. Durch diese geringere Beanspruchung entstehen bei den Netzbetreibern sogenannte vermiedene Netzentgelte, die entsprechend in Abzug gebracht werden. Stark verkürzt dargestellt entrichten die Netzbetreiber als Mittler die volle Höhe der Vergütung an die Anlagenbetreiber in ihrem Netzgebiet, erhalten diesen Betrag aber im Rahmen des Belastungsausgleichs nicht vollständig über das EEG zurückerstattet. Damit fallen zwar keine echten Erlöse auf dem sogenannten „EEG-Konto“ an, die Entlas-

tung der Netze findet aber entsprechend ihrer Wertigkeit Berücksichtigung und mindert dementsprechend auch die von den Verbrauchern in Form der EEG-Umlage zu tragenden Kosten.

Einnahmen aus Vermarktung: Diese Einnahmen umfassen die Erlöse durch die Vermarktung der EEG-Strommengen an der Strombörse. Neben der Verpflichtung der Netzbetreiber, die EEG-Mengen aufzunehmen, besteht ebenfalls die Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber diese Mengen vollständig im Spotmarkt der Strombörse abzusetzen. Prognoseunsicherheiten entstehen hier, wenn die Vermarktungserlöse geringer oder höher ausfallen, weil der durchschnittliche Erlös pro MWh an der Börse geringer oder höher ausgefallen ist, als der in der Prognose zugrunde gelegte Preis. Gemäß AusglMechV wird für die Prognose der Durchschnittspreis des Börsenprodukts Phelix Baseload Year Future (§ 4 AusglMechV) für eine Vorperiode herangezogen (für die Prognose 2012 der Zeitraum 01.10.2010 bis 30.09.2011). Die Vermarktung erfolgt dann stundenweise am Spotmarkt der Strombörse. Da Preisentwicklungen nur sehr schwer prognostiziert werden können, sind hier Prognoseabweichungen unvermeidlich.

Begrenzte EEG-Umlage für stromintensive Unternehmen: Stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 100 GWh sowie einem Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung von mehr als 20 Prozent oder eingeschränkt Schienenbahnen gelten als sogenannte privilegierte Letztverbraucher und müssen grundsätzlich nur eine begrenzte EEG-Umlage in Höhe von 0,05 ct/kWh auf ihren Stromverbrauch entrichten. Die begrenzte EEG-Umlage erscheint im Vergleich zur „normalen“ EEG-Umlage zwar als sehr gering, aufgrund des sehr hohen Stromverbrauchs der stromintensiven Betriebe ist der geleistete Absolutbetrag der einzelnen Unternehmen allerdings substanziell. Da deren Beitrag zur Förderung der EEG auf 0,05 ct/kWh fixiert ist, wird ihr Beitrag auf der Erlösseite berücksichtigt, bevor die Verteilung der verbleibenden Deckungslücke auf den Stromverbrauch der nicht-privilegierten Letztverbraucher erfolgt und damit die jährlich variable Höhe der EEG-Umlage ermittelt wird. Mit der Neufassung des EEG 2012 wurden Änderungen sowohl bezüglich des Kreises der Anspruchsberechtigten als auch der Höhe der begrenzten EEG-Umlage beschlossen. Diese werden aber erst im Jahr 2013 wirksam, für das Jahr 2012 gilt eine Übergangsregelung. Prognoseunsicherheiten bei den Einnahmen aus der begrenzten EEG-Umlage fallen an, wenn der Stromverbrauch der stromintensiven Industriebetriebe aufgrund konjunktureller Entwicklungen stark vom prognostizierten Stromverbrauch abweicht. Aufgrund des geringen Volumens fallen hier Abweichungen aber nur schwach ins Gewicht.

Deckungslücke/Einnahmen aus EEG-Umlage: Die Deckungslücke resultiert aus dem Ausgleich des sogenannten „EEG-Kontos“ nach der Saldierung der Kosten und Erlöse. Die Deckungslücke wird auf den prognostizierten nicht-privilegierten Letztverbrauch umgelegt, wodurch die Höhe der EEG-Umlage bestimmt wird. Somit wird die Deckungslücke von den Endverbrauchern mit der Zahlung der EEG-Umlage zur Förderung der EEG-Anlagen ausgegli-

chen. Abweichungen entstehen hier, wenn der Letztverbrauch aufgrund konjunktureller oder witterungsbedingter Einflüsse vom prognostizierten Wert abweicht und in einer ex-post-Betrachtung das Aufkommen aus der EEG-Umlage für den Ausgleich des „EEG-Kontos“ entweder nicht ausreicht (führt zu einer Nachholung im Folgejahr) oder eine Überdeckung erfolgt ist (führt zu einem Übertrag des Überschusses ins Folgejahr).

Nachholung aus dem Vorjahr: Eine Nachholung dient dem Übertrag eines Minus auf dem EEG-Konto aus dem Vorjahr ins Folgejahr, da zu geringe Zuflüsse eines Jahres im Folgejahr ausgeglichen bzw. nachverrechnet werden müssen und zu einer zusätzlichen Belastung der EEG-Umlage im Folgejahr führen. Eine Nachholung wird begünstigt, wenn der Zubau einzelner EEG-Anlagearten unterschätzt wurde, witterungsbedingt mehr EEG-Strom erzeugt wurde, die Erlöse aus der Vermarktung am Spotmarkt geringer als erwartet ausfallen oder der Letztverbrauch bei EEG-pflichtigen Letztverbrauchern geringer ausfällt.

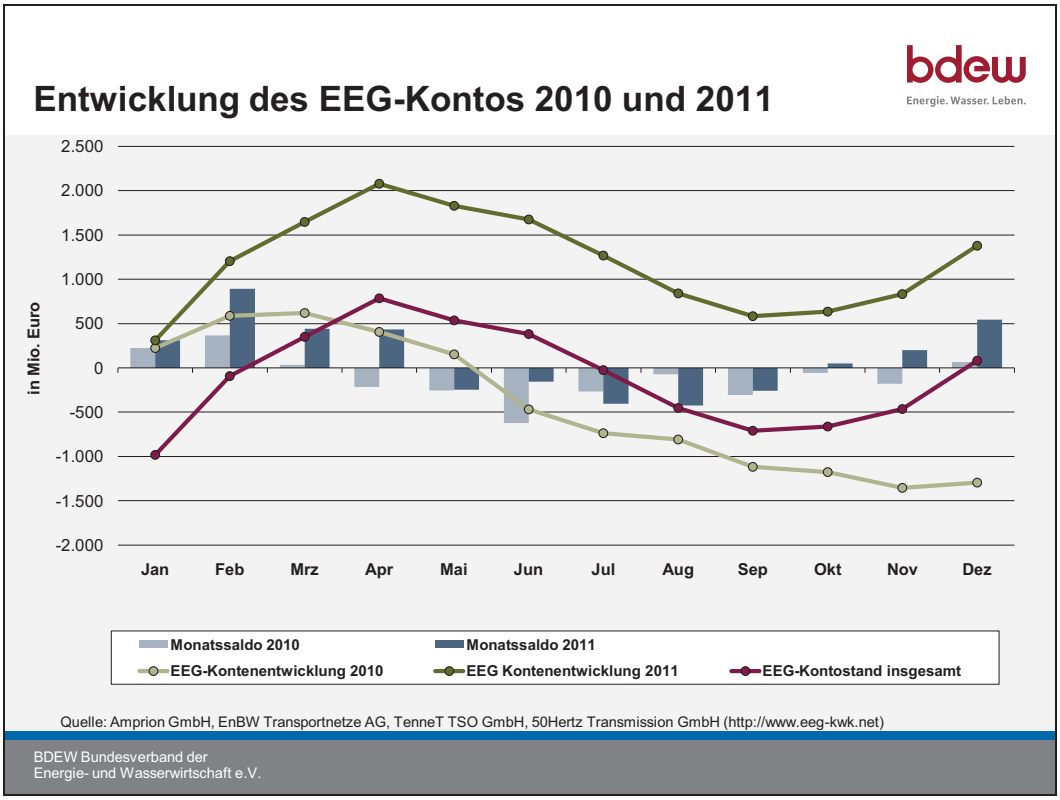
Rückzahlung aus dem Vorjahr: Eine Rückzahlung erfolgt, wenn im Vorjahr ein Überschuss im EEG-Konto erzielt wurde. Dieser Überschuss wird ins Folgejahr übertragen und in Form einer Entlastung der EEG-Umlage an die Verbraucher verzinst zurückerstattet. Eine Rückzahlung aus dem Vorjahr wird begünstigt, wenn der Zubau einzelner EEG-Anlagearten überschätzt wurde, witterungsbedingt weniger EEG-Strom erzeugt wurde, die Erlöse aus der Vermarktung am Spotmarkt höher als erwartet ausfallen oder der Letztverbrauch bei EEG-pflichtigen Letztverbrauchern höher ausfällt.

Liquiditätsreserve: Die bisherigen Erfahrungen mit dem Verlauf des „EEG-Kontos“ zeigen, dass das „EEG-Konto“ in den Sommermonaten bei intensiver Einspeisung der mit einer durchschnittlich hohen Einspeisevergütungen versehenen Photovoltaik ins Minus gerät (Abb. 13). Da die Netzbetreiber die Auszahlungen an die EEG-Anlagenbetreiber leisten müssen, gehen die Netzbetreiber also unter Ausnutzung von Kreditlinien zunächst in Vorleistung. Da es sich hierbei um substanzielle Beträge von teilweise über einer Milliarde Euro handelt, sind die Übertragungsnetzbetreiber ab 2012 berechtigt, gegebenenfalls eine sogenannte Liquiditätsreserve bei der Berechnung der EEG-Umlage einzubeziehen, um die Auszahlungen an die Anlagenbetreiber sicherzustellen. Diese Liquiditätsreserve dient der Reduzierung des unterjährigen Kreditbedarfs im Rahmen des EEG und senkt damit die anfallenden Zinskosten innerhalb des EEG.

Abbildung 13 zeigt den Verlauf des „EEG-Kontos“ in den Jahren 2010 und 2011. Üblicherweise ist der Saldo aus Einnahmen und Ausgaben in den Anfangsmonaten positiv, da dies i. d. R. verbrauchsstarke Monate sind und dementsprechend hohe Einnahmen aus der EEG-Umlage generiert werden bei gleichzeitig geringer Erzeugung aus Photovoltaik, die derzeit die höchsten Förderkosten (Differenzkosten, s. Kap. 7) beansprucht. Mit Beginn der Sommermonate wird der Saldo aus Einnahmen und Ausgaben negativ und das Konto dreht ins Minus. Im Idealfall wird dann mit positivem Saldo in den Herbst und Wintermonaten – wieder

aufgrund höheren Verbrauchs und geringerer Stromerzeugung aus Photovoltaik – das „EEG-Konto“ bis zum Jahresende ausgeglichen. Aufgrund der zuvor geschilderten Prognoseunsicherheiten, ist eine solche Punktlandung allerdings nur schwer zu erreichen. Im Jahr 2010 (hellgrüne Linie) ist dies nicht gelungen, da dafür die EEG-Umlage zu gering bemessen wurde bzw. der starke Ausbau der Photovoltaik zu höheren Ausgaben als erwartet geführt hat. Der Verlauf des Jahres 2011 zeigt, dass bei ausschließlicher Betrachtung des Jahres 2011 (dunkelgrüne Linie) das Konto aufgrund der höheren EEG-Umlage und der Berücksichtigung der Nachholung aus dem Vorjahr dauerhaft im Plus war. Entscheidend für die Beurteilung ist aber die mit dem Vorjahr saldierte Entwicklung (rote Linie), die die Nachholung aus dem Vorjahr berücksichtigt bzw. das „EEG-Konto“ im Minus startet. In diesem Jahr zeigt sich, dass die EEG-Umlage hinreichend hoch bemessen wurde und das Konto zum Jahresende dreht und vermutlich leicht im Plus endet, was allerdings auch durch die relativ sonnenschwachen Sommermonate mit entsprechend moderaten negativen Monatssalden von Juni bis August begünstigt wurde.

Abb. 13: Entwicklung des EEG-Kontos 2010 und 2011



7 EEG-Vergütung und EEG-Differenzkosten

Die Darstellung des sogenannten „EEG-Kontos“ verdeutlicht auch den Unterschied zwischen der Betrachtung der EEG-Kosten – i. d. R. werden darunter die Vergütungszahlungen subsumiert – und einer Betrachtung der EEG-Differenzkosten oder EEG-Mehrkosten, welche nur die zusätzlichen Belastungen der Verbraucher durch die EEG-Umlage umfassen, da ein Teil der Vergütungen über die Erlöse aus der Vermarktung der EEG-Strommengen und die vermiedenen Netzentgelte finanziert werden. Die Differenzkosten werden nicht nur durch die EEG-Vergütungssumme bestimmt, sondern maßgeblich durch die Wertigkeit des erzeugten Stroms bzw. der Höhe der Vermarktungserlöse bestimmt. Hohe Strompreise an der Strombörse gehen mit einer hohen Wertigkeit des Stroms bzw. höheren Vermarktungserlösen einher und der vom Verbraucher Restbetrag für die Förderung der EEG-Anlagen wird geringer. Umgekehrt bedeuten niedrige Vermarktungserlöse, dass die vom Verbraucher zu tragende Differenz aus Kosten und Erlösen des EEG-Systems größer wird, also die EEG-Umlage zur Deckung der Differenz entsprechend höher ausfällt. Tabelle 4 und Abbildung 14 schlüsseln diese Differenz im zeitlichen Verlauf und nach Energieträgern auf. So lagen beispielsweise im Jahr 2009 die Vergütungssummen im Vergleich zum Vorjahr für Wasserkraft (2009: 379 Mio. €, 2010: 382 Mio. €) und onshore-Wind (2009: 379 Mio. €, 2010: 382 Mio. €) etwa auf demselben Niveau, die Differenzkosten sind 2010 jedoch deutlich gestiegen. Dies ist eine Folge der höheren Börsenstrompreise Ende 2008 und im Verlauf des Jahres 2009, die bei der Wertigkeitsbetrachtung des Stroms im Jahr 2010 Eingang fanden. Dieser zeitliche Verzug resultiert daraus, dass sowohl gemäß altem EEG als auch durch die Novellierung für die Wertigkeit des Stroms bzw. der Ermittlung der erwarteten Vermarktungserlöse das Preisniveau einer Vorperiode für ein Lieferprodukt fürs Folgejahr herangezogen wird.
Konkret heißt das: Für die Berechnung der Vermarktungserlöse 2012 im Rahmen der Ermittlung der EEG-Umlage 2012 wurde der Durchschnitt der Preise vom 01.10.2010 bis 30.09.2011 am Terminmarkt für ein Lieferprodukt 2012 für Grundlaststrom (Baseload) herangezogen. Der 30.09. wurde gewählt, da die Veröffentlichung der EEG-Umlage verpflichtend zum 15.10. eines Jahres vorgesehen ist. Die Wahl des Terminprodukts 2012 ist sachlich schlüssig, da darin die Markterwartungen für das Strompreisniveau 2012 abgebildet werden, also die zu diesem Zeitpunkt bestmögliche verfügbare Preiserwartung für das Folgejahr.

Seit dem Jahr 2010 ist zudem über Profilfaktoren berücksichtigt, dass die Stromerzeugung aus unterschiedlichen Energieträgern auch unterschiedliche Wertigkeiten hat. So erhält EEG-Strom aus Photovoltaik-Anlagen eine höhere Wertigkeit, da dieser Strom vor allem in den Mittagsstunden zu den Starklastzeiten mit i. d. R. höheren Spotmarktpreisen verfügbar ist, während Windenergie aufgrund tageszeitlich unregelmäßiger und phasenweise stark fluktuierender Einspeisung eine geringere Wertigkeit erfährt. Diese Profilfaktoren wurden 2012 an bisherige Erfahrungswerte angepasst, was zusätzliche Verschiebungen zur Folge hat (s. dazu auch Kap. 9).

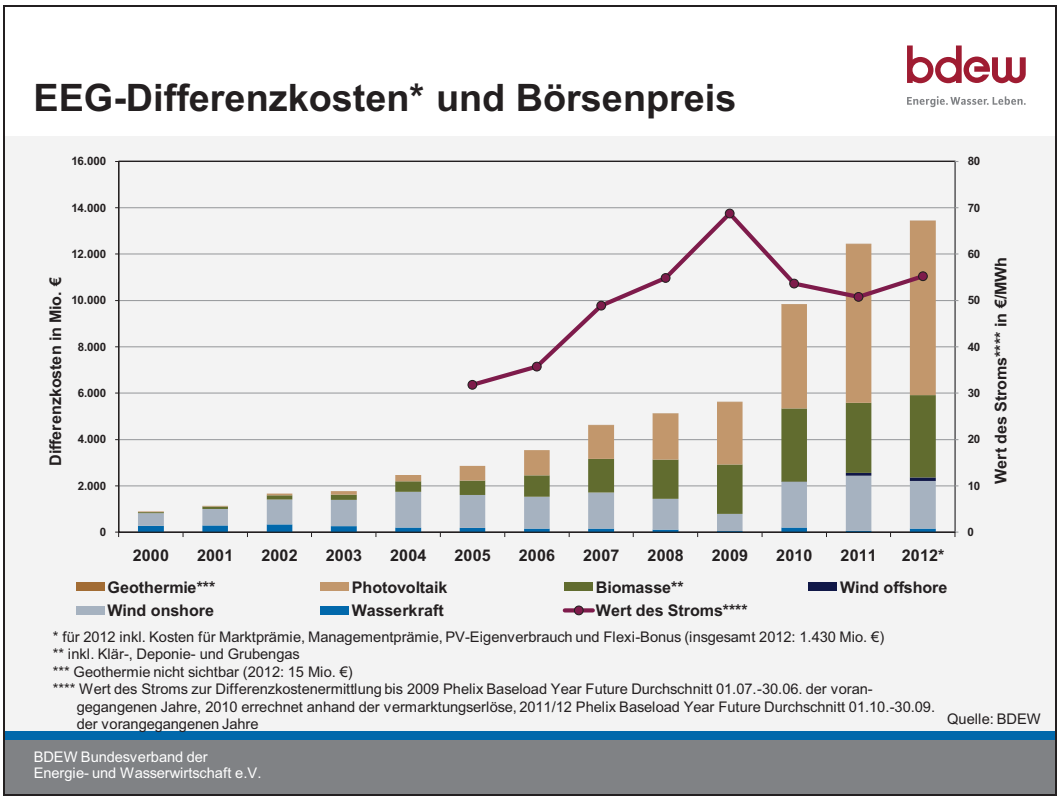
Tab. 4: EEG-Vergütungssumme und EEG-Differenzkosten nach Energieträgern

		Wasserkraft*	Deponie-, Klär-, Grubengas*	Biomasse	Geothermie	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Summe (ohne Abzug der vermiedenen Netzentgelte)	Summe (abzgl. vermiedene Netzentgelte)
2000	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,21		9,62		9,10		51,05	8,50	
	Vergütungssumme in Mio.€	396		75	0	687		19	1.177	k.A.
	Differenzkosten in Mio. €	**282**		**59**	**0**	**530**		**19**	**890**	**k.A.**
2001	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,25		9,51		9,10		50,79	8,69	
	Vergütungssumme in Mio.€	442		140	0	956		39	1.577	k.A.
	Differenzkosten in Mio. €	**295**		**105**	**0**	**703**		**37**	**1.139**	**k.A.**
2002	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,25		9,49		9,09		50,43	8,91	
	Vergütungssumme in Mio.€	477		232	0	1.435		82	2.226	k.A.
	Differenzkosten in Mio. €	**329**		**177**	**0**	**1.080**		**78**	**1.664**	**k.A.**
2003	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,24		9,38		9,06		49,11	9,16	
	Vergütungssumme in Mio.€	428		327	0	1.696		154	2.604	k.A.
	Differenzkosten in Mio. €	**253**		**224**	**0**	**1.144**		**144**	**1.765**	**k.A.**
2004	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,32	7,04	9,70	15,00	9,02		50,83	9,29	
	Vergütungssumme in Mio.€	338	182	509	0,03	2.301		283	3.612	k.A.
	Differenzkosten in Mio. €	**200**	**105**	**352**	**0,02**	**1.540**		**266**	**2.464**	**k.A.**
2005	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,35	6,99	10,80	15,00	8,96		52,96	10,00	
	Vergütungssumme in Mio.€	364	219	795	0,03	2.441		679	4.498	k.A.
	Differenzkosten in Mio. €	**180**	**103**	**521**	**0,02**	**1.428**		**631**	**2.863**	**k.A.**
2006	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,45	7,01	12,27	12,50	8,90		53,01	10,88	
	Vergütungssumme in Mio.€	367	196	1.337	0,05	2.734		1.177	5.810	k.A.
	Differenzkosten in Mio. €	**149**	**73**	**857**	**0,04**	**1.379**		**1.079**	**3.537**	**3.300**
2007	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,53	7,01	13,58	15,00	8,83		51,96	11,76	
	Vergütungssumme in Mio.€	418	193	2.162	0,06	3.508		1.597	7.879	7.609
	EEG-Erzeugung in GWh	5.426	3.186	15.524	15,00	39.536		3.366	67.053	
	Differenzkosten in ct/kWh	**2,71**	**1,84**	**8,92**	**0,27**	**3,97**		**43,00**	**6,87**	
	Differenzkosten in Mio. €	**147**	**59**	**1.384**	**0,04**	**1.569**		**1.447**	**4.606**	**4.336**
2008	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,60	7,06	14,24	15,00	8,78		50,20	12,67	
	Vergütungssumme in Mio.€	379	156	2.699	3	3.561		2.219	9.016	8.717
	EEG-Erzeugung in GWh	4.982	2.208	18.947	18	40.574		4.420	71.148	
	Differenzkosten in ct/kWh	**2,12**	**1,58**	**8,76**	**9,31**	**3,29**		**44,71**	**7,19**	
	Differenzkosten in Mio. €	**106**	**35**	**1.660**	**1,68**	**1.337**		**1.976**	**5.115**	**4.817**
2009	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,84	7,06	16,10	19,84	8,79	14,99	47,98	14,36	
	Vergütungssumme in Mio.€	382	143	3.700	4	3.389	6	3.157	10.780	10.458
	EEG-Erzeugung in GWh	4.877	2.020	22.980	19	38.542	38	6.578	75.054	
	Differenzkosten in ct/kWh	**0,96**	**0,20**	**9,23**	**10,53**	**1,92**	**8,00**	**41,11**	**7,49**	
	Differenzkosten in Mio. €	**47**	**4**	**2.120**	**2,00**	**739**	**3**	**2.704**	**5.619**	**5.297**
2010	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	8,34	7,18	16,86	20,58	8,85	15,00	43,57	16,35	
	Vergütungssumme in Mio.€	421	83	4.240	6	3.316	26	5.090***	13.182	12.790
	EEG-Erzeugung in GWh	5.049	1.160	25.146	28	37.460	174	11.683	80.699	
	Differenzkosten in ct/kWh	**3,94**	**2,78**	**12,46**	**16,18**	**5,23**	**11,38**	**38,27**	**12,17**	
	Differenzkosten in Mio. €	**199**	**32**	**3.134**	**4,48**	**1.960**	**20**	**4.470**	**9.820****	**9.428****
2011	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,86	7,06	17,48	21,25	8,85	15,00	37,71***	17,15	
	Vergütungssumme in Mio.€	163	14	4.250	13	4.495	172	8.021***	17.128	16.722
	EEG-Erzeugung in GWh	2.070	199	24.315	62	50.804	1.147	21.269***	99.865	
	Differenzkosten in ct/kWh	**3,17**	**2,38**	**12,79**	**16,57**	**5,08**	**11,24**	**32,51*****	**12,83**	
	Differenzkosten in Mio. €	**66**	**5**	**3.111**	**10,20**	**2.583**	**129**	**6.914*****	**12.817****	**12.411****
2012	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	8,49	7,17	17,18	22,09	8,83	15,60	36,51***	18,05	
	EEG-Auszahlungen in Mio.€****	292	36	4.764	23	3.984	192	8.753***	18.044	17.608
	EEG-Erzeugung in GWh	5.830	1.667	30.356	107	50.125	1.361	24.072***	113.519	
	Differenzkosten in ct/kWh	**2,67**	**0,83**	**11,65**	**16,89**	**4,12**	**10,55**	**31,19*****	**11,84**	
	Differenzkosten in Mio. €	**156**	**14**	**3.536**	**18,12**	**2.067**	**144**	**7.509*****	**13.444****	**13.007****

* 2000 bis 2003: Deponie-, Klär- und Grubengas bei der Wasserkraft enthalten
** ohne Profilservicekosten und Kosten der Handelsanbindung (2011: 417 Mio.€; 2012: 165 Mio.€) sowie ohne Berücksichtigung von Nachholungen oder Überschüssen aus dem Vorjahr
*** PV-Eigenverbrauchsregelung nach §33 (2) EEG berücksichtigt
**** Auszahlungen für Vergütung, Marktprämie, Managementprämie, PV-Eigenverbrauchsregelung und Flexi-Bonus

Quellen:
2000-2006: EEG-Erfahrungsbericht 2007 des BMU/EEG-Jahresabrechnungen
2007-2010: EEG-Jahresabrechnungen; BDEW (eigene Berechnung)
2011/12: Konzept zur Prognose und Berechnung der EEG-Umlage der Übertragungsnetzbetreiber nach AusglMechV vom 15.10.2010 und 14.10.2011

Abb. 14: Entwicklung der EEG-Differenzkosten und Wert des Stroms seit 2000



8 Der Strompreis: Die EEG-Umlage als Preisbestandteil

Die EEG-Differenzkosten und die daraus resultierende EEG-Umlage haben auch direkt Einfluss auf die Strompreise, da die EEG-Umlage selbst ein Preisbestandteil ist und zudem auch der Mehrwertbesteuerung unterliegt. Vereinfacht betrachtet setzt sich der Strompreis aus drei Teilen zusammen. Erstens den Kosten für Strombeschaffung und Vertrieb, also überwiegend die Kosten der Stromerzeugung aus eigenen Anlagen oder der Beschaffung von Strom am Markt (2010 bei privaten Haushalten 34% des Strompreises). Zweitens den Netzentgelten als Gebühr für die Nutzung des Stromnetzes (2011 bei privaten Haushalten 20% des Strompreises) und drittens den gesetzlich verursachten Belastungen des Strompreises in Form von Abgaben und Steuern. Dazu zählen neben der EEG-Umlage auch die Umlage zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-G), die Konzessionsabgabe an die örtlichen Gemeinden für die Nutzung von öffentlichen Flächen für den Betrieb des Stromnetzes, die Stromsteuer (umgangssprachlich als „Ökosteuer“ bekannt) sowie letzten Endes die Mehrwertsteuer (Abgaben und Steuern bei privaten Haushalten 2011 insgesamt 46% des Strompreises). Da die EEG-Differenzkosten und damit die Höhe der EEG-Umlage – wie in Kap. 7 erläutert – durch die Differenz der erzielten Vermarktungserlöse an der Strombörse und der EEG-

Vergütungssumme bestimmt wird, besteht indirekt auch eine Wechselwirkung zwischen dem Preisbestandteil Strombeschaffung/Stromerzeugung und der Höhe der EEG-Umlage. Ein geringes Preisniveau an der Strombörse bedeutet höhere EEG-Differenzkosten und somit eine höhere EEG-Umlage. Dieser Effekt wird aber teilweise dadurch kompensiert, dass bei einem geringen Preisniveau mit einer zeitlichen Verzögerung auch die Beschaffungskosten der Vertriebe geringer werden. Die zeitliche Verzögerung ist eine Folge der strukturierten Beschaffung der Vertriebe. Eine risikominimale und verantwortungsvolle Beschaffungsstrategie des Vertriebs sieht vor, dass er die zu liefernden Strommengen größtenteils zeitlich gestaffelt im Voraus beschafft, um sich gegen kurz- und mittelfristige Preisschwankungen abzusichern. Somit wird der Effekt einer höheren EEG-Umlage teilweise durch geringere Beschaffungskosten kompensiert. Gleiches gilt natürlich auch umgekehrt bei einem hohen Preisniveau an der Strombörse, dann in Form einer vergleichsweise niedrigeren EEG-Umlage mit dafür höheren Beschaffungskosten. Allerdings darf diese Wechselwirkung nicht dahingehend interpretiert werden, dass es sich um eine Kompensation im Maßstab 1:1 handelt. Erstens entfaltet das Preisniveau an der Börse seine Wirkung bei der Strombeschaffung stark vereinfacht ausgedrückt auf den gesamten Stromverbrauch in Deutschland, während die Wirkung auf die EEG-Differenzkosten nur auf die EEG-Stromerzeugung und deren Vermarktung beschränkt ist. Da die EEG-Stromerzeugung derzeit lediglich rund ein Sechstel der gesamten Stromerzeugung ausmacht, ist die Wirkung auf die Differenzkosten und damit auf die EEG-Umlage auch entsprechend geringer als die Wirkung auf die Strombeschaffung. Zweitens gibt es aufgrund der strukturierten Beschaffung zeitliche Verschiebungen in der Wirkung, sodass die Effekte nicht unbedingt zeitlich zusammenfallen und drittens gibt es Vertriebe die Ihre Beschaffung teilweise oder ganz über langfristige Direktlieferverträge abdecken und somit an den Preisschwankungen der Strombörse nicht in vollem Umfang partizipieren. Letztlich erfolgt die strukturierte Beschaffung der Vertriebe mit Hilfe einer Vielzahl unterschiedlicher Strommarktprodukte, welche sich hauptsächlich in Bezug auf den Zeitpunkt der Beschaffung und den Zeitraum der Lieferung unterscheiden. Dabei sind die Beschaffungsstrategien der einzelnen Vertriebe individuell verschieden. Für die Prognosewerte zur Ermittlung der EEG-Umlage im Folgejahr wird hingegen nur das Jahresterminprodukt Baseload für das Folgejahr herangezogen, bei der unterjährigen Vermarktung der EEG-Mengen schließlich ist nur der jeweilige Spotmarktpreis relevant. Eine Quantifizierung der beiden Effekte wäre äußerst komplex und ist zudem von unternehmensindividuellen Faktoren abhängig. Von einer vollständigen Kompensation der beiden Effekte ist allerdings nicht auszugehen.

Der Strompreis für Haushalte und Industriekunden

In Abbildung 15 ist die Entwicklung des durchschnittlichen Strompreises pro kWh für Haushalte und dessen Zusammensetzung dargestellt. Dabei sind die Kosten der Strombeschaffung/Stromerzeugung, des Vertriebs und des Transports (Netzentgelte) zusammengefasst, da dies jene Preisbestandteile abdeckt, die ursächlich der Stromversorgung zuzuordnen sind

und bei den Stromversorgern als Erlöse anfallen. Die darüber hinaus gehenden gesetzlichen Steuern und Abgaben sind einzeln aufgeschlüsselt. Während die Stromsteuer und die Konzessionsabgabe in den letzten Jahren konstant geblieben sind, ist vor allem die Erhöhung der EEG-Umlage erkennbar, die im Jahr 2011 3,530 ct/kWh beträgt und damit einen Anteil von bereits 14% am durchschnittlichen Haushaltsstrompreis ausmacht. Hinzu kommt, dass die EEG-Umlage 2011 in Höhe von 3,530 ct/kWh zusätzlich 0,67 ct/kWh zur Mehrwertsteuerbelastung beiträgt und somit der EEG-induzierte Anteil am Haushaltsstrompreis sogar bei 17% liegt. Bei Industriebetrieben, die die volle EEG-Umlage entrichten müssen, ist der relative Anteil aufgrund des geringeren Preisniveaus für Industriestrom nochmals höher. So liegt alleine der Anteil der EEG-Umlage 2011 am Strompreis für einen mittelspannungsseitig versorgten Industriebetrieb bei 26% (Abb. 16).

Abb. 15: Entwicklung und Zusammensetzung des Strompreises für Haushalte

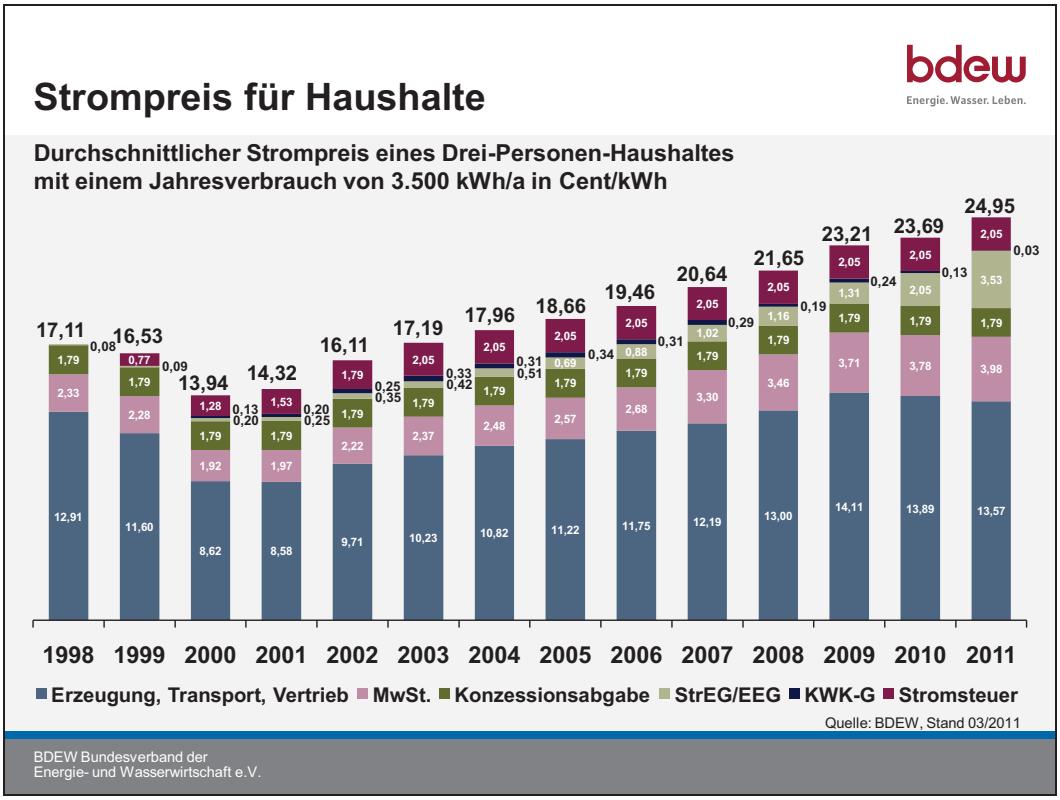


Abb. 16: Entwicklung und Zusammensetzung des Strompreises für einen mittelspannungsseitig versorgten Industriebetrieb

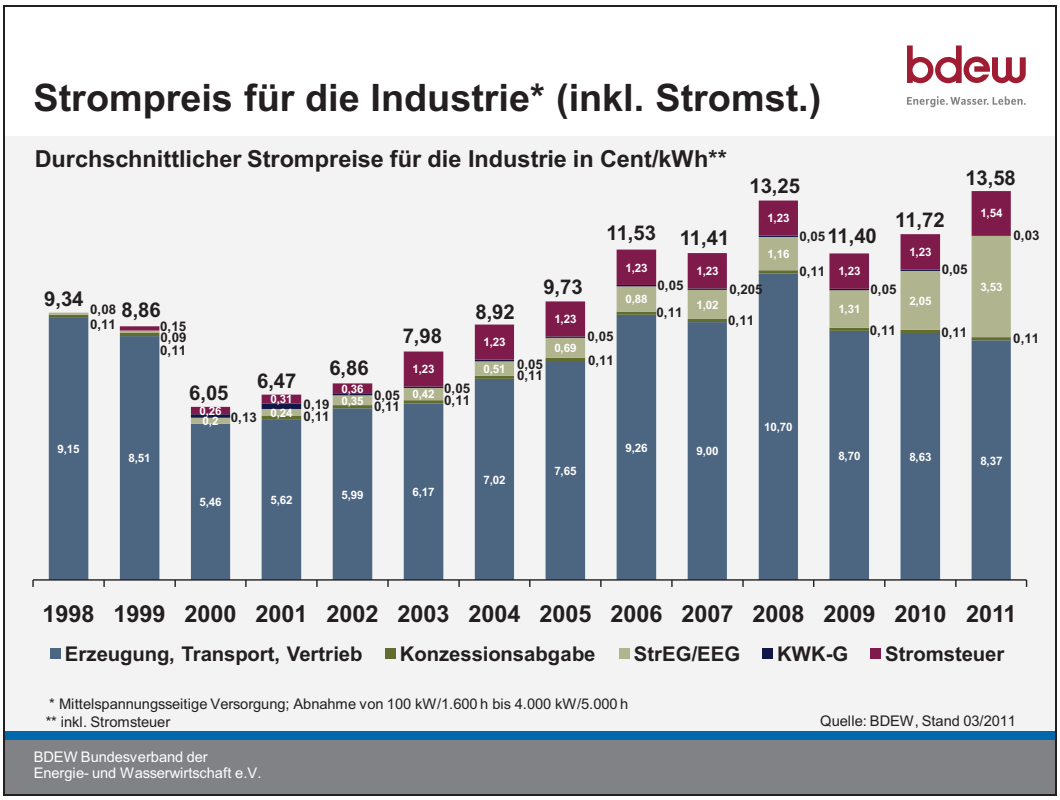
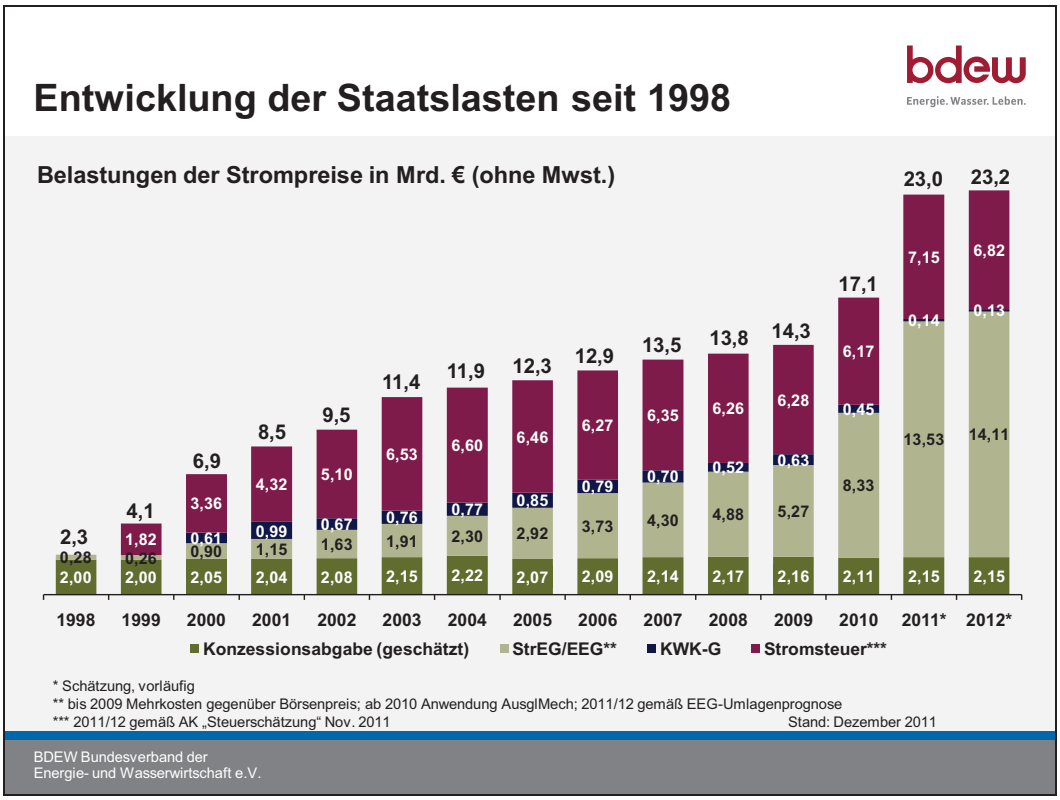


Abbildung 17 zeigt die Entwicklung des Gesamtaufkommens der gesetzlichen Steuern und Abgaben am Strompreis. Während das Aufkommen aus der Konzessionsabgabe und der Stromsteuer als konstante Preisbestandteile durch die Höhe des Stromverbrauchs bestimmt wird, wird das Aufkommens aus der EEG-Umlage maßgeblich durch die Umlagenentwicklung bestimmt und im Jahr 2012 voraussichtlich ein Volumen von gut 14 Mrd. € ausmachen. Hinzu kommt noch das Aufkommen aus der Mehrwertsteuer, welches sich im Jahr 2011 auf rd. 7,5 Mrd. € beläuft[2]. Davon sind gut 1 Mrd. € allein durch die EEG-Umlage verursacht.

[2] In Abb.17 nicht dargestellt ist die Mehrwertsteuerbelastung von privaten Haushalten und öffentlichen Einrichtungen. Industrie, Verkehr, Landwirtschaft, Handel und Gewerbe sind wegen Vorsteuerabzug nicht umsatzsteuer- bzw. mehrwertsteuerpflichtig.

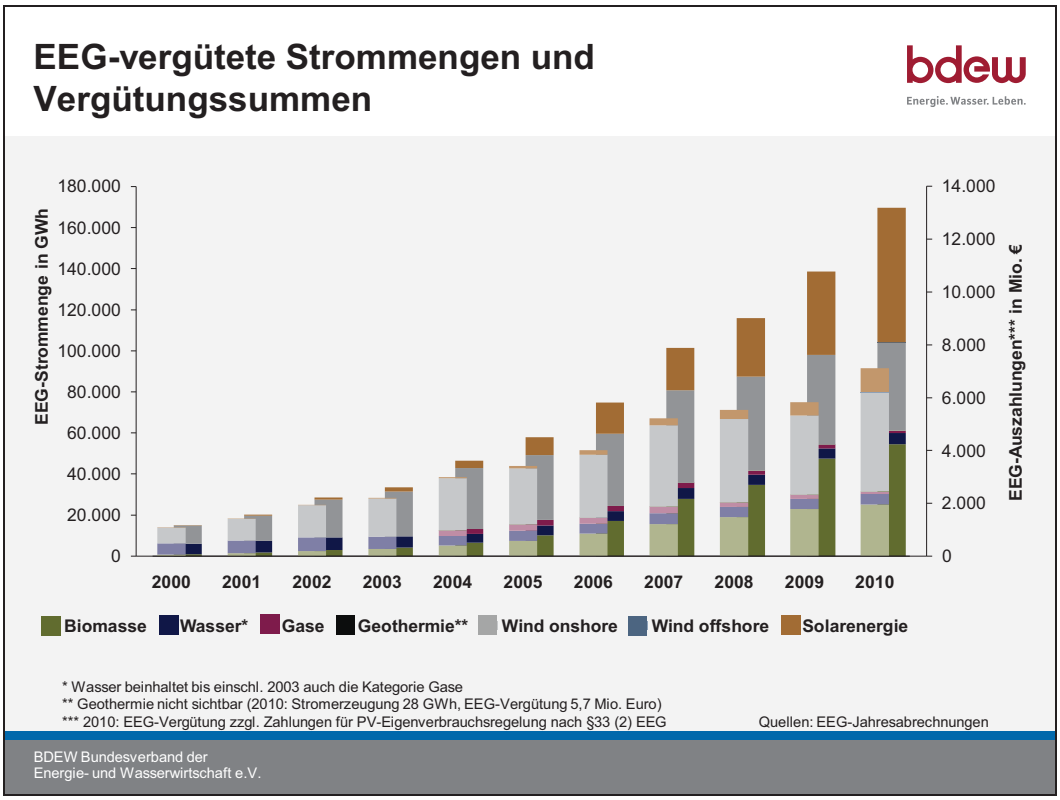
Abb. 17: Entwicklung des Aufkommens aus den gesetzlichen Abgaben und Steuern



9 EEG-Vergütungssätze und ihre Wirkung auf die EEG-Umlage

Das EEG hat zu einem kontinuierlichen Anstieg der Stromerzeugung aus EEG-Anlagen geführt. In den Anfangsjahren waren Wasserkraft und die Windenergie die maßgeblichen Energieträger. Zudem wurde die Stromerzeugung aus Biomasse kontinuierlich ausgebaut. Im Jahr 2005 wurde auch aus Photovoltaikanlagen erstmals mehr als eine Terawattstunde (TWh) Strom erzeugt. Parallel dazu ist die EEG-Vergütungssumme ebenfalls kontinuierlich angestiegen. Mit der forcierten Entwicklung bei Photovoltaikanlagen steigt die Vergütungssumme überproportional im Vergleich zur Stromerzeugung aus EEG-Anlagen, wie Abbildung 18 zeigt.

Abb. 18: EEG-vergütete Strommengen und Vergütungssummen seit 2000



Tab. 5: Entwicklung der EEG-geförderten Strommengen nach Energieträgern seit 2000

EEG-geförderte* Strommengen in GWh

	Wasser**	Gase**	Biomasse	Geothermie	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Gesamt
2000	5.486	.	780	0	7.550	0	38	13.854
2001	6.088	.	1.472	0	10.509	0	76	18.145
2002	6.579	.	2.442	0	15.786	0	162	24.969
2003	5.908	.	3.484	0	18.713	0	313	28.418
2004	4.616	2.589	5.241	0	25.509	0	556	38.511
2005	4.953	3.136	7.366	0	27.229	0	1.282	43.966
2006	4.924	2.789	10.902	0	30.710	0	2.220	51.545
2007	5.426	3.186	15.524	15	39.536	0	3.366	67.053
2008	4.982	2.208	18.947	18	40.574	0	4.420	71.148
2009	4.877	2.020	22.980	19	38.542	38	6.578	75.054
2010	5.049	1.160	25.146	28	37.460	174	11.683	80.699
2011* **	2.070	199	24.315	62	45.712	1.147	18.762	92.266
2012* **	4.824	724	29.640	108	48.598	1.362	24.072	109.328

* bis 2010 EEG-vergütet; 2011 EEG-vergütet zzgl. PV-Eigenverbrauchsregelung; 2012 EEG-vergütet zzgl. PV-Eigenverbrauchsregelung, Marktprämie und Flexibilitätsprämie, ohne Grünstromprivileg oder sonstige Direktvermarktung
** Strommengen der Kategorie Wasser beinhalten bis einschl. 2003 auch Strommengen der Kategorie Gase
*** 2011 gemäß Mittelfristprognose 2011 bis 2015 vom 15.11.2010; 2012 gemäß Mittelfristprognose 2012 bis 2016 vom 15.11.2011

Tab. 6: Entwicklung der EEG-Auszahlungen nach Energieträgern ab 2000

EEG-Auszahlungen* in Mio. €

	Wasser**	Gase**	Biomasse	Geothermie	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Gesamt
2000	395,8	.	75,0	0,0	687,1	0,0	19,4	1.177,3
2001	441,6	.	140,0	0,0	956,4	0,0	38,6	1.576,6
2002	476,8	.	231,7	0,0	1.435,3	0,0	81,7	2.225,5
2003	427,5	.	326,7	0,0	1.695,9	0,0	153,7	2.603,8
2004	337,7	182,2	508,5	0,0	2.300,5	0,0	282,6	3.611,5
2005	364,1	219,8	795,2	0,0	2.440,7	0,0	679,1	4.498,9
2006	366,6	195,6	1.337,4	0,1	2.733,8	0,0	1.176,8	5.810,3
2007	392,5	230,5	1.837,2	2,2	3.506,3	0,0	1.684,6	7.653,3
2008	378,8	155,9	2.698,7	2,6	3.561,0	0,0	2.218,6	9.015,6
2009	382,4	142,6	3.700,0	3,7	3.388,9	5,6	3.156,5	10.779,8
2010	421,1	83,3	4.240,4	5,7	3.315,6	26,1	5.089,9	13,182,1
2011* **	163,0	14,0	4.250,0	13,0	4.041,0	172,0	7.320,0	15.973,0
2012* **	292,0	36,0	4.764,0	23,0	3.984,0	192,0	8.753,0	18.044,0

* bis 2010 EEG-Vergütungen; 2011 EEG-Vergütungen zzgl. PV-Eigenverbrauchsregelung; 2012 EEG-Vergütungen zzgl. PV-Eigenverbrauchsregelung, Marktprämie und Flexibilitätsprämie, ohne Grünstromprivileg oder sonstige Direktvermarktung

** Strommengen der Kategorie Wasser beinhalten bis einschl. 2003 auch Strommengen der Kategorie Gase

*** 2011 gemäß Mittelfristprognose 2011 bis 2015 vom 15.11.2010; 2012 gemäß Mittelfristprognose 2012 bis 2016 vom 15.11.2011

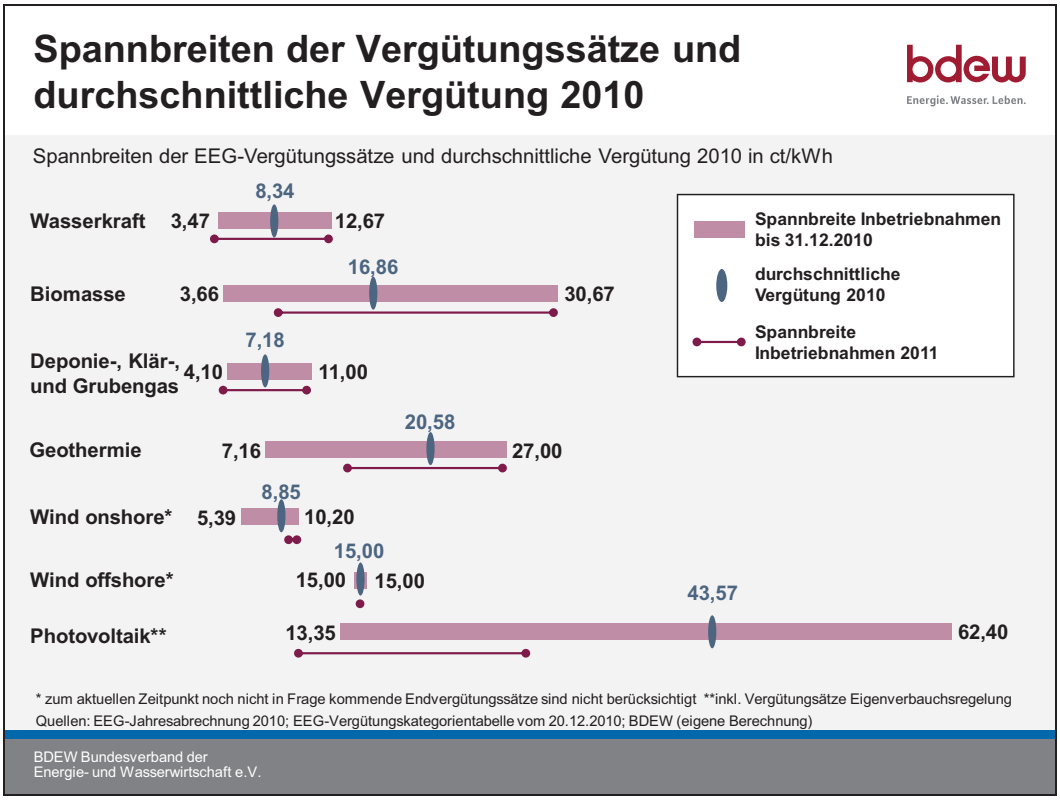
Die unterschiedliche Entwicklung der Stromerzeugung aus EEG-Anlagen und der Vergütungssumme ist eine Folge der unterschiedlichen Vergütungssätze für einzelne Anlagekategorien. Innerhalb dieser Anlagekategorien gibt es Vergütungskategorien, die in Abhängigkeit von Kriterien wie Inbetriebnahmejahr, Anlagengröße oder Bonus- und Sonderregelungen für spezielle Anlagetypen den spezifischen Vergütungssatz für eine EEG-Anlage festlegen. Insgesamt gibt es Ende 2011 über 3.100 Vergütungskategorien, davon alleine im Bereich der Biomasse über 2.700. Tabelle 7 und Abbildung 19 zeigen die Spannbreiten der Vergütungskategorien für die einzelnen Anlagekategorien auf. Die Spannbreiten für die Inbetriebnahmen bis zum 31.12.2010 umfassen alle EEG-Anlagen die bis Ende 2010 in Betrieb genommen wurden. In der Spalte dahinter ist die durchschnittliche Vergütung dieser Anlagekategorien im Jahr 2010 ersichtlich. Weiterhin sind die Spannbreiten für Inbetriebnahmen im Jahr 2011 dargestellt. Der Vergleich mit den Spannbreiten bis 2010 dokumentiert die Vergütungsdegression für Neuanlagen. Die Obergrenze ist in allen Anlagekategorien niedriger. Eine Ausnahme bildet die offshore-Windkraft, da in der Erprobungsphase der offshore-Windenergie noch keine Vergütungsdegression vorgesehen ist. Bei der Windkraft liegt die Untergrenze 2011 höher, da Windanlagen auch schon während des gesetzlichen Förderzeitraums von 20 Jahren eine Absenkung auf die sogenannte Endvergütung erfahren können. Einige Bestandsanlagen, die vor 2006 in Betrieb genommen wurden, unterliegen bereits dieser Absenkung. Für das Inbetriebnahmejahr 2011 sind die abgesenkten Vergütungssätze dieser Endvergütung zwar schon festgelegt, werden aber bei onshore-Anlagen frühestens in fünf Jahren zur Anwendung kommen und sind daher in den Spannbreiten nicht abgebildet. Die durchschnittliche Vergütung 2010 trifft zwar keine Aussage über die konkrete Verteilung der einzelnen Anlagen über die Vergütungskategorien, lässt aber in etwa erahnen, welcher Vergütungsbereich häufiger angewandt wird. So ist gut zu erkennen, dass die durchschnittliche Vergütung bei der Wasserkraft, der Biomasse und den Gasen etwa im mittleren Bereich der Spannbreite liegt, während im Bereich der Windkraft und Photovoltaik überwiegend die Vergütungskategorien im oberen Bereich der Spannbreite zur Anwendung kommen.

Tab. 7: Anlagekategorien und Spannbreiten der EEG-Vergütungssätze

	Anzahl der Vergütungs-kategorien (Stand 2011)	Spannbreite der Vergütungssätze in ct/kWh - Inbetriebnahmen bis 31.12.2010 -	durchschnittliche Vergütung 2010	Spannbreite der Vergütungssätze in ct/kWh - Inbetriebnahmen 2011 -	durchschnittliche Vergütung 2016 gemäß Mittelfrist-prognose vom 15.11.2011
Wasserkraft	73	3,47 - 12,67 ct/kWh	8,34	3,43 - 12,67 ct/kWh	9,04
Biomasse	2.702	3,66 - 30,67 ct/kWh	16,86	8,09 - 30,06 ct/kWh	17,31
DKG-Gase	101	4,10 - 11,00 ct/kWh	7,18	4,04 - 10,67 ct/kWh	7,15
Geothermie	73	7,16 - 27,00 ct/kWh	20,58	14,21 - 26,46 ct/kWh	24,35
Wind onshore*	43	5,39 - 9,70 ct/kWh	8,85	9,02 - 9,51 ct/kWh	8,73
Wind Repowering*	9	9,70 - 10,20 ct/kWh		9,51 - 10,00 ct/kWh	
Wind offshore*	16	15,00 ct/kWh	15,00	15,00 ct/kWh	16,91
Photovoltaik**	99	13,35 - 62,40 ct/kWh	43,57	9,48 - 28,74 ct/kWh	29,17
EEG-Anlagen insgesamt	3.116	3,47 - 62,40 ct/kWh	16,33	3,43 - 30,06 ct/kWh	18,77

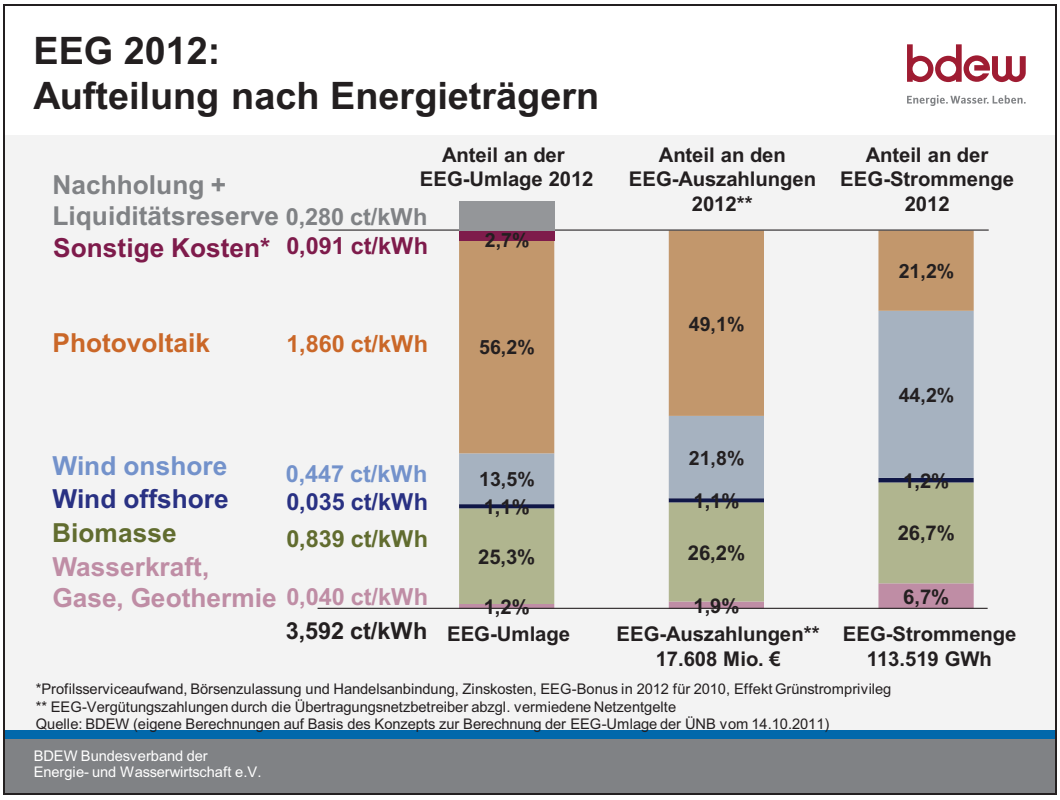
* zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht in Frage kommende Endvergütungssätze sind nicht berücksichtigt
** inkl. Vergütungssätze für PV-Eigenverbrauchsregelung nach §33(2) EEG

Abb. 19: Spannbreiten der EEG-Vergütung und durchschnittliche Vergütung 2010



Die verschiedenen Spannbreiten der einzelnen Anlagearten erklärt damit auch die unterschiedliche Höhe der einzelnen Vergütungssummen. Da sowohl die Höhe der Vergütungssumme als auch die Erlöse aus den einzelnen Energiearten im Prognosekonzept für die EEG-Umlage 2012 detailliert beschrieben sind, kann daraus abgeleitet werden, welche Anteile der EEG-Umlage 2012 in die Förderung einzelner Anlagearten fließt. Mehr als die Hälfte der EEG-Umlage 2012 wird für die Förderung der Photovoltaik verwandt, rund ein Viertel für die Stromerzeugung aus Biomasse und gut 13% für die Windenergie (Abb. 20). Die sonstigen Kosten in Höhe von knapp 3% umfassen die jene Kosten, die beim Übertragungsnetzbetreiber anfallen, um die EEG-Strommengen dienstleistend am Spotmarkt zu vermarkten (Profilservicekosten, Börsenzulassung und Handelsanbindung), das „EEG-Konto“ zu führen (Zinskosten) sowie den Kosteneffekt des sogenannten Grünstromprivilegs (s. Kap. 10). Bei der Photovoltaik ist der Anteil an der Vergütungssumme mit rund 49 % etwas niedriger, als ihr Anteil an der EEG-Umlage. Das rührt daher, dass die EEG-Umlage die EEG-Differenzkosten – also die finanzielle Förderung der Anlagen – wiedergibt, während die Vergütungssumme die gesamten Auszahlungen an die EEG-Anlagenbetreiber umfasst. Das Gewicht der Photovoltaik ist bei der EEG-Umlage bzw. den EEG-Differenzkosten stärker, da für eine erzeugte kWh Solarstrom anteilig eine höhere Förderung notwendig ist als z. B. bei der Windenergie.

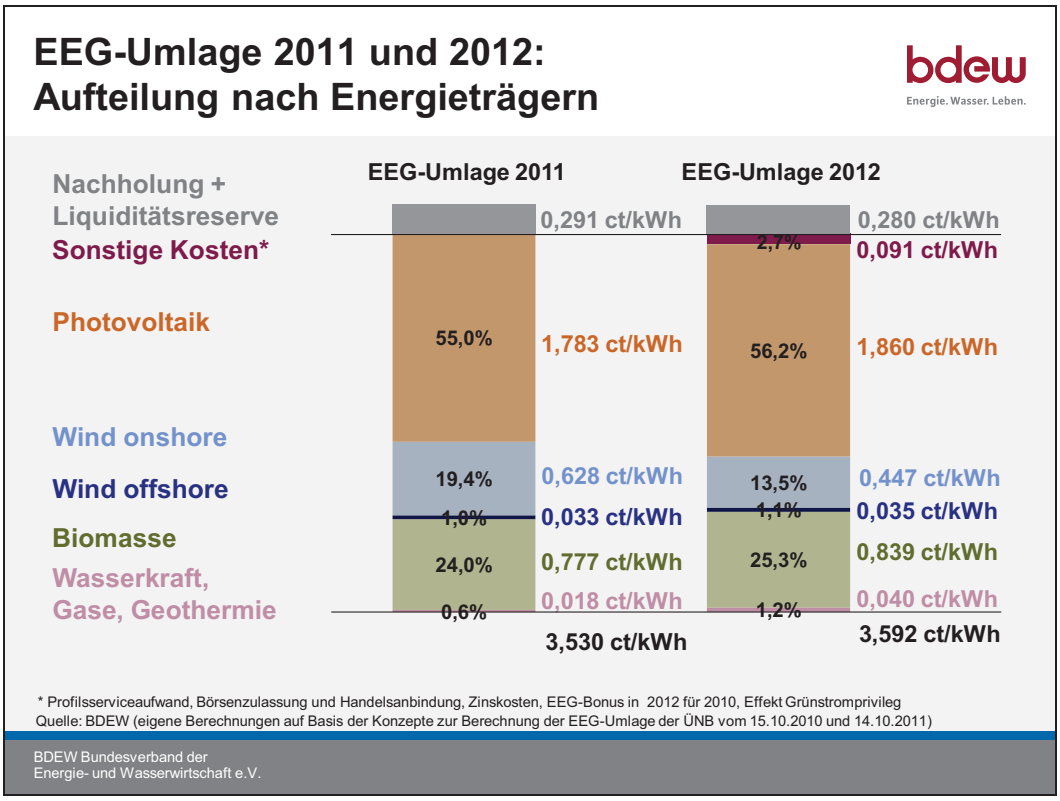
Abb. 20: Anteile einzelner Energieträger an der EEG-Umlage 2012, an der EEG-Vergütungssumme und an der EEG-vergüteten Strommenge



Oder in Zahlen ausgedrückt: 2012 werden gemäß der Prognosewerte zur Ermittlung der EEG-Umlage 2012 von der durchschnittlichen Vergütung für onshore-Wind unter Berücksichtigung der spezifischen Profilfaktoren 52% durch den prognostizierten Vermarktungserlös gedeckt und 48% durch die EEG-Umlage gefördert. Bei der Photovoltaik werden trotz höherem Profilfaktor lediglich 14% der durchschnittlichen Vergütung durch die Vermarktung gedeckt, die restlichen 86% müssen durch die EEG-Umlage gefördert werden. Da also der geförderte Anteil an der Vergütung bei der Photovoltaik höher ist, ist ihr Anteil an der EEG-Umlage auch höher als an der Vergütungssumme. Durch die unterschiedlichen erzeugten Mengen ergibt sich für die Photovoltaik dann ein Anteil an der EEG-Umlage von 56% und bei der onshore-Windkraft von 14%. Betrachtet man parallel dazu die erzeugten EEG-Strommengen, dreht sich das Bild um. Gut 20% der EEG-Erzeugung stammt aus Photovoltaik-Anlagen, gut ein Viertel aus Biomasse und fast die Hälfte der Erzeugung aus der Windenergie.

Auch der Vergleich der Anteile an der EEG-Umlage 2011 und 2012 zeigt (Abb. 21), dass sich die Gewichtung zugunsten der Förderung von Photovoltaik weiter verschoben hat, der Anteil der Windenergie an der EEG-Umlage ist deutlich zurückgegangen. Hier wirken drei unterschiedliche Effekte, nämlich erstens die Ausbaurate, zweitens die Vergütungsdegression und drittens die Anpassung der oben erläuterten Profilfaktoren.

Abb. 21: Anteile einzelner Energieträger an der EEG-Umlage 2011 und 2012

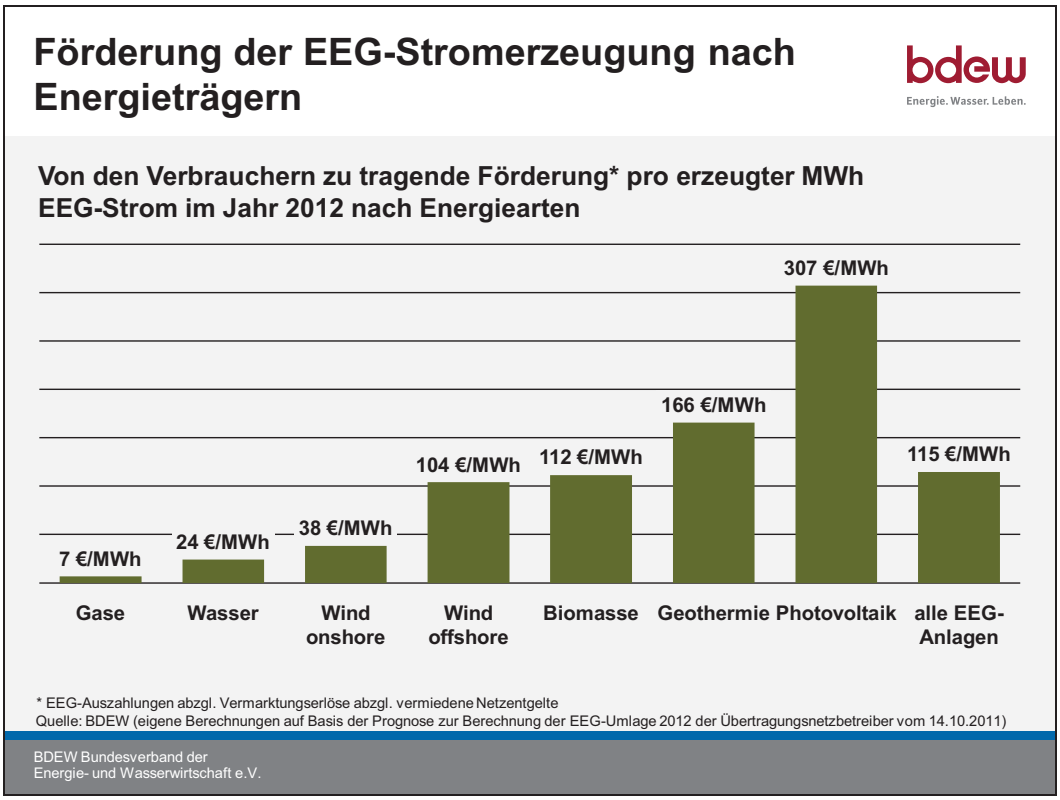


Bei der Photovoltaik wirken der weiterhin starke Ausbau und die Absenkung des Profilfaktors von 120% auf 104,6% erhöhend, die Vergütungsdegression mindernd. Der Ausbau erhöht insgesamt das Fördervolumen, während die Absenkung des Profilfaktors den erwarteten Vermarktungserlös der Photovoltaik verringert und damit die Differenzkosten erhöht. Die Vergütungsdegression bei der Photovoltaik für Neuanlagen wirkt zwar dämpfend, kann die beiden ersten Effekte aber weitem nicht überkompensieren. Bei der Windenergie verhält es sich genau umgekehrt. Der Ausbau der onshore-Windenergie erfolgte im vergangenen Jahr relativ moderat, die Vergütungsdegression der ohnehin schon niedrigen Vergütungssätze war relativ gering. Hier wirkt maßgeblich die Anhebung des Profilfaktors von 82% (2011) auf 90,5% für die Umlagenberechnung 2012. Ein höherer Profilfaktor bedeutet höhere erwartete Vermarktungserlöse für die Stromerzeugung des jeweiligen Energieträgers und reduziert damit die Differenzkosten aus Vergütung und Erlösen, die die Umlagenhöhe bestimmen. Die deutliche Minderung der Differenzkosten um rund 20% von 5,1 ct/kWh auf 4,1 ct/kWh bei der Windenergie (Tab. 4) bedeutet dann, dass der Anteil der Windenergie an der EEG-Umlage 2012 auf 13,5% sinkt.

Die Anpassung der Profilfaktoren wurde durchgeführt, da man 2009 ohne Erfahrungswerte für die energieträgerspezifischen Erlöse in die Vermarktung am Spotmarkt gestartet ist und daher plausible, aber empirisch nicht belegbare Werte unterstellt hat. Diese waren auch nicht zu ermitteln, da zuvor der EEG-Strom nicht über den Spotmarkt vermarktet wurde. Mit nunmehr knapp zwei Jahren Erfahrung, wurden durch die empirische Analyse der Spotvermarktung erstmals Profilfaktoren für die einzelnen Energiearten ermittelt. Die Profilfaktoren dienen lediglich als Hilfsgröße zur Prognose der zukünftigen Vermarktungserlöse und damit für die Ermittlung der EEG-Umlage. In der rückwirkenden EEG-Jahresabrechnung sowie in der Betrachtung des EEG-Kontos spielen die Profilfaktoren keine Rolle mehr, da dort dann die tatsächlich am Markt erzielten Erlöse einfließen.

Mithilfe der Differenzkosten kann auch der Förderbetrag durch die Verbraucher in € pro erzeugter Megawattstunde (MWh) differenziert nach den einzelnen Energieträgern dargestellt werden. Abbildung 22 zeigt die entsprechenden Werte unter Berücksichtigung der vermiedenen Netzentgelte, für eine Umrechnung in ct/kWh sind die Werte mit dem Faktor zehn zu teilen (100 €/MWh = 10,0 ct/kWh).

Abb. 22: Förderung der EEG-Stromerzeugung nach Energieträgern in €/MWh



10 Marktintegration der Stromerzeugung aus EEG-Anlagen: Marktprämie, Grünstromprivileg und sonstige Direktvermarktung

EEG-Anlagenbetreiber können wählen, ob sie die gesetzlich garantierte Einspeisevergütung gemäß EEG in Anspruch nehmen oder sie ihre Stromerzeugung direkt vermarkten, also direkt an einen Käufer liefern. Mit der Novellierung des EEG im Jahre 2011 stehen den Anlagenbetreibern ab 2012 verschiedene Optionen der Direktvermarktung zur Verfügung. Damit wurde ein neuer Schritt in Richtung Marktintegration der erneuerbaren Energien getan. Je nach Anlagenart und Risikobereitschaft kann der Anlagenbetreiber die für ihn günstigste Form der Direktvermarktung wählen oder aber weiterhin seine Anlagen im Rahmen der gesetzlich garantierten Einspeisevergütung betreiben. Zudem kann der Anlagenbetreiber die Option der Direktvermarktung monatsweise wählen, d. h. ein Wechsel zwischen verschiedenen Direktvermarktungsoptionen oder die Rückkehr in das risikoärmere System der garantierten Einspeisevergütung ist jeweils zu Beginn eines Monats unter Einhaltung einer Ankündigungsfrist an den Netzbetreiber von mindestens einem Monat jederzeit möglich. Daher ist auch eine Unterscheidung zwischen EEG-förderfähigen Anlagen, die prinzipiell gemäß EEG eine Vergütung beanspruchen können und EEG-geförderten Anlagen, die die gesetzlich garantierte Einspeisevergütung oder andere Förderinstrumente des EEG tatsächlich in Anspruch nehmen, notwendig. Da es sich bei der Direktvermarktung um eine temporäre Option handelt, sind im Zusammenhang mit der installierten Leistung i. d. R. die EEG-förderfähigen Anlagen genannt. Im Bereich der Strommengen und der daraus resultierenden Vergütungen ist die Abgrenzung der tatsächlich durch das EEG-geförderten Strommengen relevant.

Das novellierte EEG bietet ab 2012 drei generelle Optionen zur Direktvermarktung (§ 33b EEG 2012), nämlich erstens die Inanspruchnahme einer Marktprämie (§ 33g EEG 2012), zweitens die Nutzung des neu geregelten sogenannten Grünstromprivilegs, also die Direktvermarktung zum Zweck der Verringerung der EEG-Umlage durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen (§ 39 EEG 2012) und drittens sonstige Formen der Direktvermarktung, d. h. der direkte Verkauf der Strommengen an einen Dritten, wie es zuvor auch schon möglich war. Diese dritte Option wurde bisher überwiegend in Verbindung mit dem bisherigen Grünstromprivileg nach § 37 Abs. EEG 2009 zwar von Betreibern von Wasserkraftanlagen und insbesondere Grubengaskraftwerken intensiv genutzt, über alle Anlagearten war die Nutzung dieser Option zur Direktvermarktung jedoch eher vernachlässigbar (Tab. 8). Die Direktvermarktung ohne weitere wirtschaftliche Anreize war in der Vergangenheit nur für jene Anlagen wirtschaftlich lukrativ, deren EEG-Vergütung sehr nahe oder unter dem erzielbaren Marktpreis lagen und damit eine Direktvermarktung mehr Erlöse als die Inanspruchnahme der EEG-Vergütung generierte. Zudem kamen vor allem Anlagen mit hoher Planbarkeit der erzeugten Strommengen für die Direktvermarktung in Betracht, da am Spotmarkt das Angebot für den Folgetag abgeben wird („day-ahead“) und bei Zuschlag der Anlagenbetreiber die

zugesagte Menge dann auch liefern muss, d. h. im Umkehrschluss hatten Anlagen mit volatiler Einspeisung aufgrund von Prognoseunsicherheiten ein höheres Marktrisiko.

Tab. 8: EEG-Anlagen in der Direktvermarktung 2011

	Wasserkraft		Gase (Deponie-, Klär- und Grubengas)		Biomasse		Geothermie		Windenergie onshore		Windenergie offshore		Photovoltaik	
	MW	Anteil in %*	MW	Anteil in %*	MW	Anteil in %*	MW	Anteil in %*	MW	Anteil in %*	MW	Anteil in %*	MW	Anteil in %*
Jan 2011	459	33,5%	227	36,4%	437	9,5%	0	0,0%	375	1,4%	0	0,0%	0,33	0,0%
Feb 2011	513	37,5%	247	39,6%	555	12,1%	0	0,0%	795	3,0%	0	0,0%	0,37	0,0%
Mrz 2011	507	37,0%	259	41,5%	570	12,4%	0	0,0%	934	3,5%	0	0,0%	0,35	0,0%
Apr 2011	532	38,9%	280	44,9%	626	13,6%	0	0,0%	914	3,4%	0	0,0%	0,29	0,0%
Mai 2011	546	39,9%	298	47,7%	657	14,3%	0	0,0%	1164	4,3%	0	0,0%	0,33	0,0%
Jun 2011	544	39,7%	305	48,9%	712	15,5%	0	0,0%	1323	4,9%	0	0,0%	0,12	0,0%
Jul 2011	566	41,3%	314	50,3%	822	17,9%	0	0,0%	1821	6,8%	0	0,0%	0,22	0,0%
Aug 2011	574	41,9%	317	50,8%	801	17,4%	0	0,0%	2231	8,3%	0	0,0%	0,22	0,0%
Sep 2011	573	41,9%	268	42,9%	822	17,9%	0	0,0%	2575	9,6%	0	0,0%	0,19	0,0%
Okt 2011	530	38,7%	328	52,5%	875	19,0%	0	0,0%	3111	11,6%	0	0,0%	0,85	0,0%
Nov 2011	501	36,6%	329	52,7%	876	19,1%	0	0,0%	2491	9,3%	0	0,0%	0,6	0,0%
Dez 2011	471	34,4%	329	52,7%	693	15,1%	0	0,0%	2070	7,7%	0	0,0%	0,66	0,0%

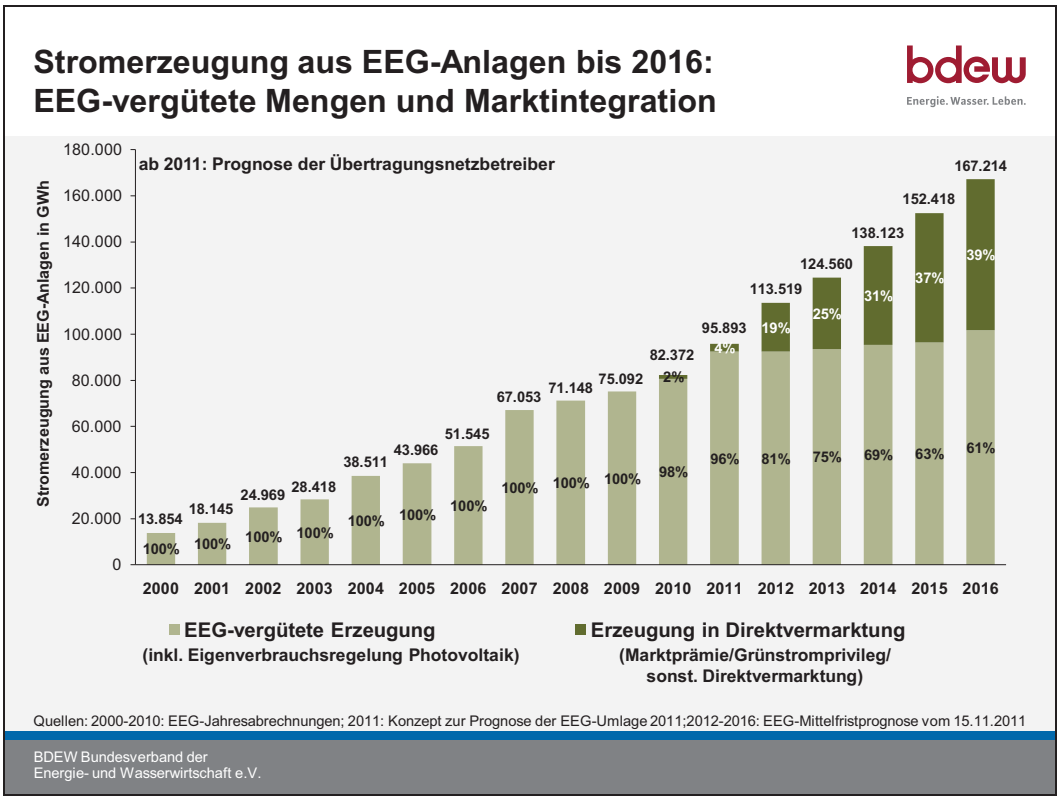
*Anteil an der gesamten EEG-förderfähigen installierten Leistung zum 31.12.2010

Quelle: www.eeg-kwk.net; Stand: 21.11.2011; Alle Angaben ohne Gewähr

Darüber hinaus können Betreiber von Biogasanlagen gemäß § 33i EEG 2012 eine Flexibilitätsprämie geltend machen, wenn sie den von Ihnen erzeugten Strom bedarfsorientiert bereitstellen und die gesamte Stromerzeugung dann direkt an Dritte im Rahmen der Marktprämie vermarkten. Die Höhe der Flexibilitätsprämie wird kalenderjährlich neu berechnet und wird für eine Dauer von zehn Jahren gewährt.

Durch die Einführung neuer Instrumente zur Marktintegration erneuerbarer Energien wird eine direkte Vermarktung der Stromerzeugung aus EEG-Anlagen attraktiver, sodass gemäß EEG-Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber bereits im Jahr 2016 knapp 40% der Stromerzeugung aus EEG-Anlagen direkt vermarktet werden soll (Abb. 23). Hinzu kommt, dass Biogasanlagen mit Inbetriebnahme ab dem 01.01.2014 und einer elektrischen Leistung von mindestens 750 kW gemäß EEG 2012 ihre Stromerzeugung nur noch direkt vermarkten dürfen, d. h. ein Anspruch auf Förderung besteht nur noch im Rahmen bei Nutzung der Marktprämie nach § 33g EEG 2012.

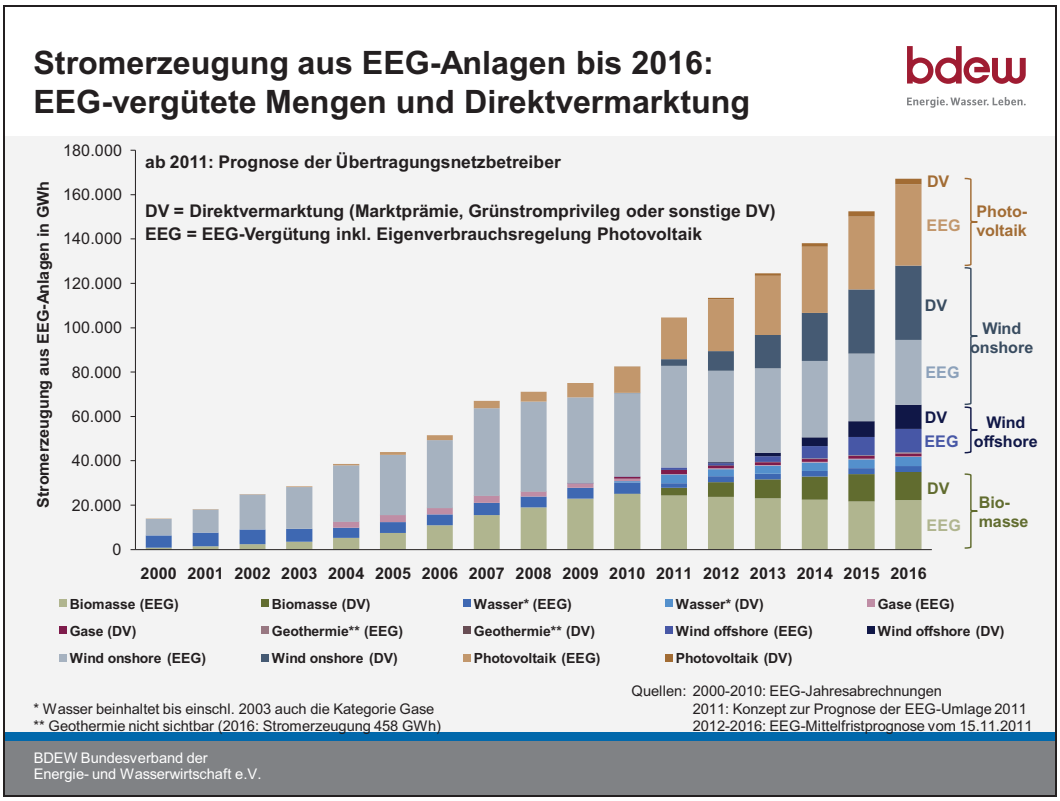
Abb. 23: Direktvermarktung der EEG-Strommengen bis 2016



Die neugeschaffenen Regelungen zur Direktvermarktung und Marktintegration bedeuten jedoch nicht, dass damit diese Anlagen prinzipiell aus dem Fördersystem des EEG herausfallen. Nur die Form der Direktvermarktung nach §33b Nr. 3 EEG 2012 (sonstige Direktvermarktung) führt zu einem Verzicht auf die Inanspruchnahme weiterer Begünstigungen. Bei der Form der Direktvermarktung nach § 33b Nr. 2 EEG 2012 (Grünstromprivileg) erfolgt die Begünstigung für das die Letztverbraucher beliefernde Elektrizitätsversorgungsunternehmen durch eine Reduzierung der zu zahlenden EEG-Umlage. Bei Anwendung der Marktprämie nach § 33b Nr. 1 EEG 2012 erfolgt lediglich eine Umstellung der Förderung in dem Sinne, dass diese Anlagen grundsätzlich weiterhin eine Förderung erhalten, gleichzeitig aber für den Anlagenbetreiber ein Anreiz besteht, seine Mengen über den Markt abzusetzen. Dadurch können sie erste Markterfahrungen sammeln und gleichzeitig durch marktgerechtes Verhalten eine höhere Rendite als im System der gesetzlich garantierten Einspeisevergütung erwirtschaften. Für den Anlagenbetreiber ist eine direkte Vermarktung lukrativ, wenn er aufgrund besserer Kenntnis seiner Anlage oder durch geschickte Vermarktung eine höhere Rendite erzielen kann als bei Inanspruchnahme der gesetzlich garantierten, aber eben auch fixierten EEG-Vergütung. Für das Stromversorgungssystem entsteht dabei dann ein Vorteil, wenn planbar einsetzbare EEG-Anlagen ihre Stromerzeugung in hochpreisigen Marktphasen und damit bedarfsgerecht – also i. d. R. dann, wenn viel Strom verbraucht wird – einspeisen.

Im bisherigen System der EEG-Vergütung konnten Marktpreissignale keine Wirkung auf die Anlagenbetreiber entfalten, ihre Erzeugung bedarfsorientiert einzuspeisen.

Abb. 24: Direktvermarktung der EEG-Strommengen bis 2016 nach Energieträgern



Substanzielle Beiträge zu den direktvermarkteten Strommengen werden gemäß EEG-Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber zukünftig vor allem aus der Winderzeugung (onshore und offshore) sowie dem Bereich der Biomasse erwartet (Abb. 24). Im Bereich der Photovoltaik wird die Direktvermarktung gemäß Mittelfristprognose in naher Zukunft keine größere Rolle spielen. Im Bereich der Wasserkraft und von Deponie-, Klär und Grubengas spielt die Direktvermarktung zukünftig zwar eine große Rolle, die erzeugten Mengen insgesamt sind aber deutlich geringer als bei Wind oder Biomasse.

Die Marktprämie (§ 33g EEG 2012)

Da die durchschnittlichen Marktpreise über das Jahr gesehen üblicherweise niedriger sind als die meisten Einspeisevergütungssätze, besteht für einen EEG-Anlagenbetreiber i. d. R. kein Anreiz, seinen Strom selbst am Markt zu verkaufen. Damit die Wirtschaftlichkeit von EEG-Anlagen weiterhin sichergestellt wird, muss deshalb im Rahmen einer „freien“ Vermarktung durch die Anlagenbetreiber oder durch von diesen beauftragte Stromhändler dann weiterhin eine Förderung erfolgen, wenn die Stromerzeugungskosten der Anlage über dem Marktpreis-

niveau liegen. Daher erhält der Anlagenbetreiber vom Netzbetreiber dann anstelle einer Vergütung eine Marktprämie, wenn er seinen erzeugten Strom selbst oder über einen beauftragten Stromhändler direkt an Dritte vermarktet. Die Höhe der Prämie wird rückwirkend monatlich berechnet als Differenz zwischen der EEG-Vergütung für seine Anlage, die er im Vergütungsmodell bekommen hätte und einem energieträgerspezifischen Referenzmarktwert des Stroms. Vereinfacht bedeutet dies: Der Anlagenbetreiber erhält einen Markterlös direkt vom Käufer seiner Stromerzeugung sowie die Differenz zur sonst erhaltenen EEG-Vergütung vom Netzbetreiber. Dadurch bleibt die Investitionssicherheit des Anlagenbetreibers gewahrt, da ihm das Vermarktungsrisiko weitgehend genommen wird. In der Marktprämie ist zudem eine Managementprämie enthalten, da er durch die selbsttätige Vermarktung keine Kosten für die Vermarktung seines Stroms beim Übertragungsnetzbetreiber verursacht. Damit ist das Modell der Marktprämie annähernd kostenneutral im Vergleich zum bisherigen EEG-Wälzungsmechanismus. Im Rahmen der Gesamtbetrachtung des EEG fallen ungefähr die selben Kosten an, wie im System der gesetzlich garantierten Einspeisevergütungen. Es wird aber ein Anreiz dafür geschaffen, dass EEG-Anlagenbetreiber ihren Strom direkt vermarkten und eine schrittweise Marktintegration der erneuerbaren Energien erfolgt. Der Vorteil für den Anlagenbetreiber oder mehrere kooperierende Anlagenbetreiber ist, dass sie unter Umständen am Markt höhere Erlöse erzielen als der allgemeine Marktpreis, weil Sie beispielsweise ihre Erzeugung planbar einsetzen können und in hochpreisigen Marktphasen entsprechend gewinnbringender verkaufen. Zudem können Sie gegebenenfalls die Managementkosten ihrer Vermarktung geringer halten als die erhaltene Managementprämie und darüber zusätzlich Rendite generieren. Die monatliche entry-exit-option ermöglicht dabei jederzeit die Rückkehr in das System der gesetzlich garantierten Vergütungssätze und erlaubt den Anlagenbetreibern ein „Ausprobieren der Direktvermarktung“.

Das Grünstromprivileg (§ 39 EEG 2012)

Das Grünstromprivileg wurde durch die Novellierung des EEG nicht neu eingeführt, sondern lediglich neu geregelt. In der Vergangenheit waren Stromlieferanten, die mehr als 50% ihres an Endverbraucher gelieferten Stroms aus vergütungsfähigen EEG-Anlagen direkt bezogen haben, von der Zahlung der EEG-Umlage für seinen gesamten an Endverbraucher gelieferten Stromabsatz befreit. Damit hatten diese Lieferanten wirtschaftlich gesehen gegenüber anderen Lieferanten im Jahr 2011 einen Kostenvorteil in Höhe der EEG-Umlage von 3,530 ct/kWh. Dadurch konnten sie dem Anlagenbetreiber einen etwas höheren Abnahmepreis bezahlen und gleichzeitig den eigenen Kunden einen günstigeren Preis anbieten. Diese Regelung führte allerdings zu einer sehr selektiven Nutzung von EEG-Anlagen machte eine Direktvermarktung nur für jene Anlagen interessant, deren Vergütungssätze ohnehin schon relativ nahe am oder unter dem Marktpreis lagen. Für weite Teile der Biomasse, Wind oder Photovoltaik war die Reglung unattraktiv. Dies führte dazu, dass einige Stromvertriebe und deren Kunden zwar von der Regelung profitierten, allerdings zu Lasten der übrigen Verbraucher.

Diese hatten erstens keinen vergünstigten „umlagebefreiten“ Stromtarif und zweitens fiel für sie die EEG-Umlage höher als notwendig aus, da vor allem geringvergütete EEG-Anlagen aus der Kostenwälzung des EEG herausfielen und zudem die EEG-Kosten auf einen geringeren Stromabsatz verteilt werden mussten. Daher wurde das Grünstromprivileg im Rahmen der Novellierung neu geregelt und verschärfte Anforderungen an die Art des Strombezugs aus EEG-Anlagen und deren Vermarktung definiert.

Abbildungen 25 und 26 zeigen die Prognose der Übertragungsnetzbetreiber für den Anteil der direkt vermarkteten EEG-Mengen bis 2016. Dabei zeigt sich, dass im Bereich der Windenergie und der Biomasse das Marktprämienmodell die vorwiegend gewählte Variante darstellen wird und 2016 substanzielle Mengen darüber direkt vermarktet werden. Bei der Wasserkraft werden größere Teile auch über das Grünstromprivileg vermarktet, wenngleich auch hier das Marktprämienmodell für weite Teile der Erzeugung ebenfalls lukrativ sein wird. Im Bereich Deponie-, Klär- und Grubengas ist für viele Anlagenbetreiber die Direktvermarktung im Rahmen des Grünstromprivilegs attraktiver, da hier viele Anlagen schon sehr nahe am Marktpreis operieren. Im Bereich der Photovoltaik werden in naher Zukunft nur geringe Anteile direkt vermarktet und falls doch, dann lediglich im Rahmen des Marktprämienmodells.

Abb. 25: Direktvermarktung: Wind onshore, Wind offshore und Photovoltaik bis 2016

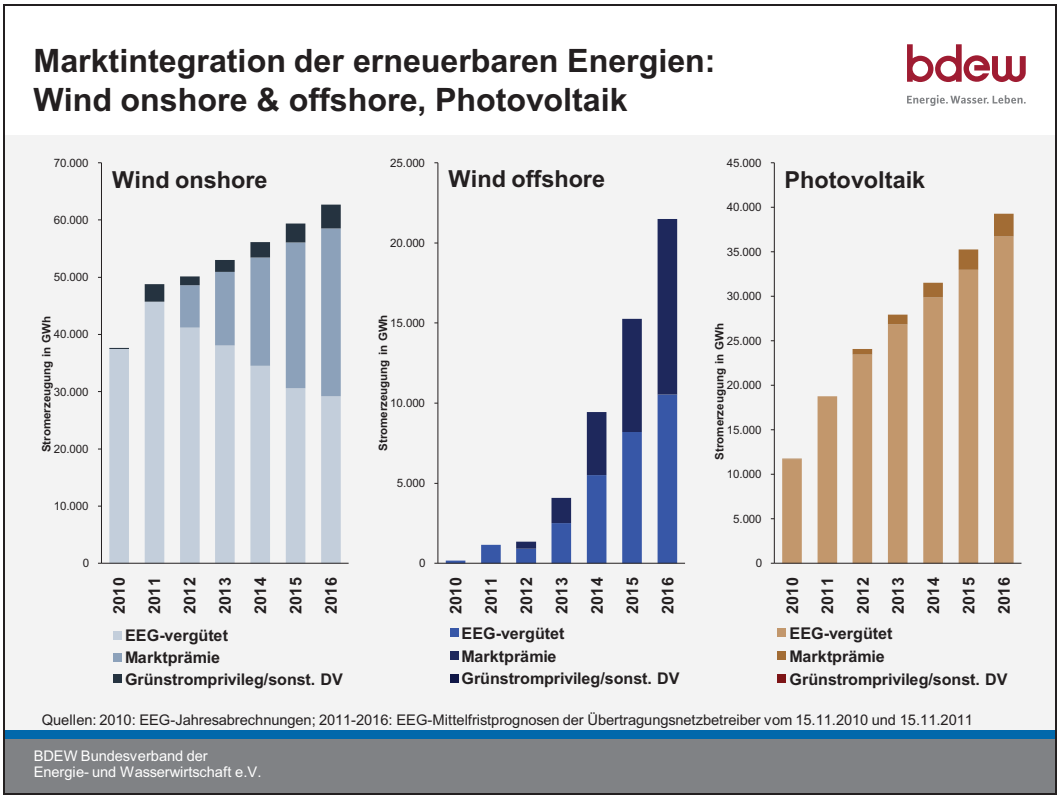
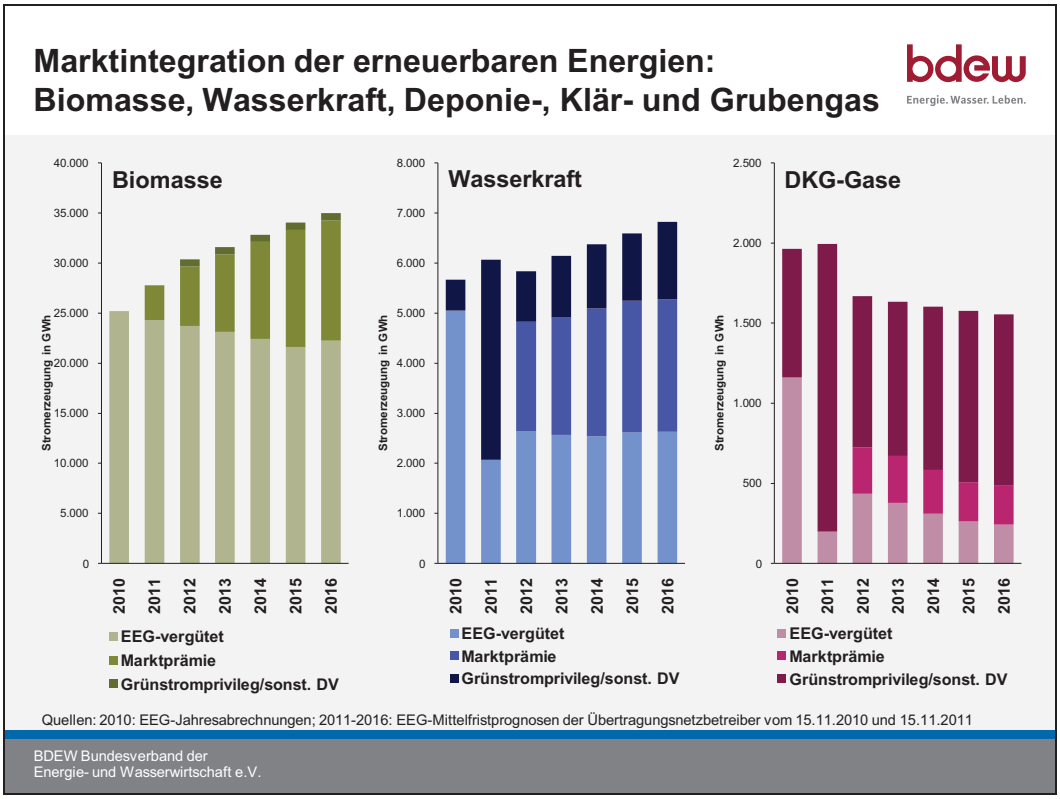


Abb. 26: Direktvermarktung: Biomasse, Wasserkraft und DKG-Gase bis 2016



11 Regionale Verteilung der EEG-Anlagen und des EEG-Vergütungsaufkommens

Im Folgenden werden die regionale Verteilung der EEG-Anlagen, deren EEG-vergütete Stromerzeugung und die daraus resultierenden Vergütungssummen abgebildet. Datenbasis dafür bilden die Veröffentlichungen der Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 52 Abs. 1 Nr. 2 EEG, wonach die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet sind u. a. den Standort, die installierte Leistung, die nach EEG vergütete Strommenge sowie die Höhe der Vergütungszahlung aller mittelbar und unmittelbar an ihr Übertragungsnetz angeschlossenen EEG-Anlagen zu veröffentlichen. Die Auswertung dieser umfangreichen Datensätze liegt derzeit mit den Werten der Jahresabrechnung 2010 vor. Daher beziehen sich die folgenden Darstellungen auf das Jahr 2010. In Niedersachsen ist aufgrund der intensiven Windnutzung die meiste Leistung installiert und es wird auch am meisten EEG-Strom produziert wird, gefolgt von Bayern mit der zweithöchsten installierten Leistung und EEG-Stromerzeugung. In Bayern ist mit etwas über 300.000 EEG-Anlagen mit Abstand die größte Anzahl an EEG-Anlagen. Da es sich hierbei überwiegend um Photovoltaik-Anlagen handelt, die im Durchschnitt auch die höchste Vergütung erhalten, liegt Bayern auch bei der Vergütungssumme vorne.

Tab. 9: Anlagenzahl, Leistung, Strommengen und Vergütung 2010 nach Bundesländern

EEG-Jahresabrechnung 2010 in absoluten Zahlen

bdew
Energie. Wasser. Leben.

Bundesland	EEG-Anlagenzahl	EEG-Leistung [MW]	EEG-Strommenge [GWh]	EEG-Vergütung [Mio. €]
Baden-Württemberg	186 343	4 248	6 697	1 549
Bayern	307 689	8 378	12 717	3 149
Berlin	6 334	117	163	23
Brandenburg	17 372	5 312	8 397	931
Bremen	1 138	140	179	19
Hamburg	1 779	99	244	27
Hessen	60 392	1 683	2 298	462
Mecklenburg-Vorpommern	7 955	2 052	3 994	511
Niedersachsen	80 745	8 936	15 101	2 097
Nordrhein-Westfalen	122 332	5 733	8 617	1 375
Rheinland-Pfalz	48 361	2 409	3 116	529
Saarland	12 294	366	432	80
Sachsen	18 691	1 799	3 033	453
Sachsen-Anhalt	13 248	4 445	6 533	737
Schleswig-Holstein	23 999	3 881	6 611	880
Thüringen	13 022	1 390	2 473	348
Wind offshore	16	80	174	26

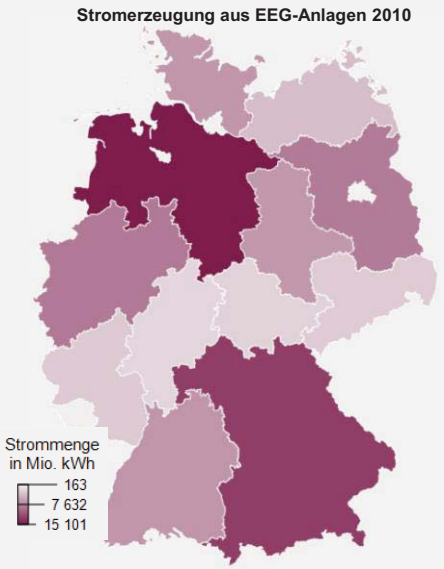
BDEW Bundesverband der
Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Abb. 27: Anteile an EEG-Stromerzeugung und EEG-Vergütung 2010 nach Bundesländern

Regionale Verteilung der EEG-Stromerzeugung und EEG-Vergütung 2010

bdew
Energie. Wasser. Leben.

Bundesland	Anteil an EEG-Strom-erzeugung	Anteil an EEG-Vergütung
Baden-Württemberg	8,3%	11,7%
Bayern	15,7%	23,9%
Berlin	0,2%	0,2%
Brandenburg	10,4%	7,1%
Bremen	0,2%	0,1%
Hamburg	0,3%	0,2%
Hessen	2,8%	3,5%
Mecklenburg-Vorpommern	4,9%	3,9%
Niedersachsen	18,7%	15,9%
Nordrhein-Westfalen	10,7%	10,4%
Rheinland-Pfalz	3,9%	4,0%
Saarland	0,5%	0,6%
Sachsen	3,8%	3,4%
Sachsen-Anhalt	8,1%	5,6%
Schleswig-Holstein	8,2%	6,7%
Thüringen	3,1%	2,6%



BDEW Bundesverband der
Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Abb. 28: EEG-Gesamt: Regionale Verteilung von Leistung, Strommengen und Vergütung

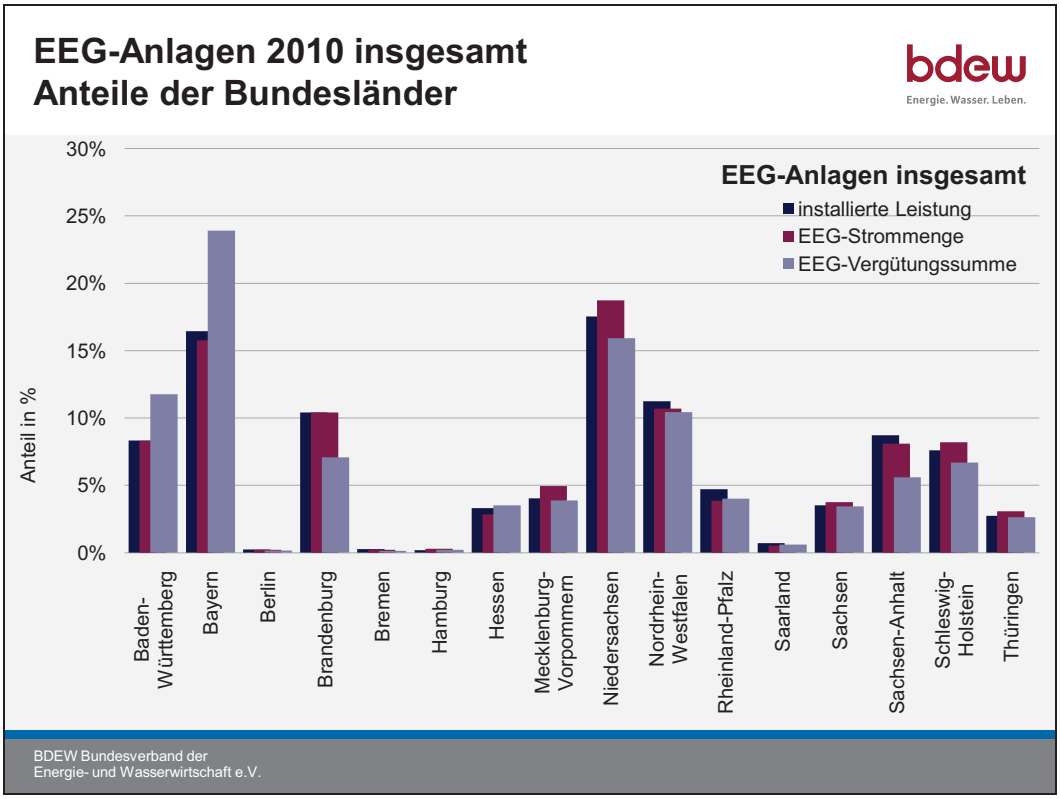


Abb. 29: Windenergie: Regionale Verteilung von Leistung, Strommengen und Vergütung

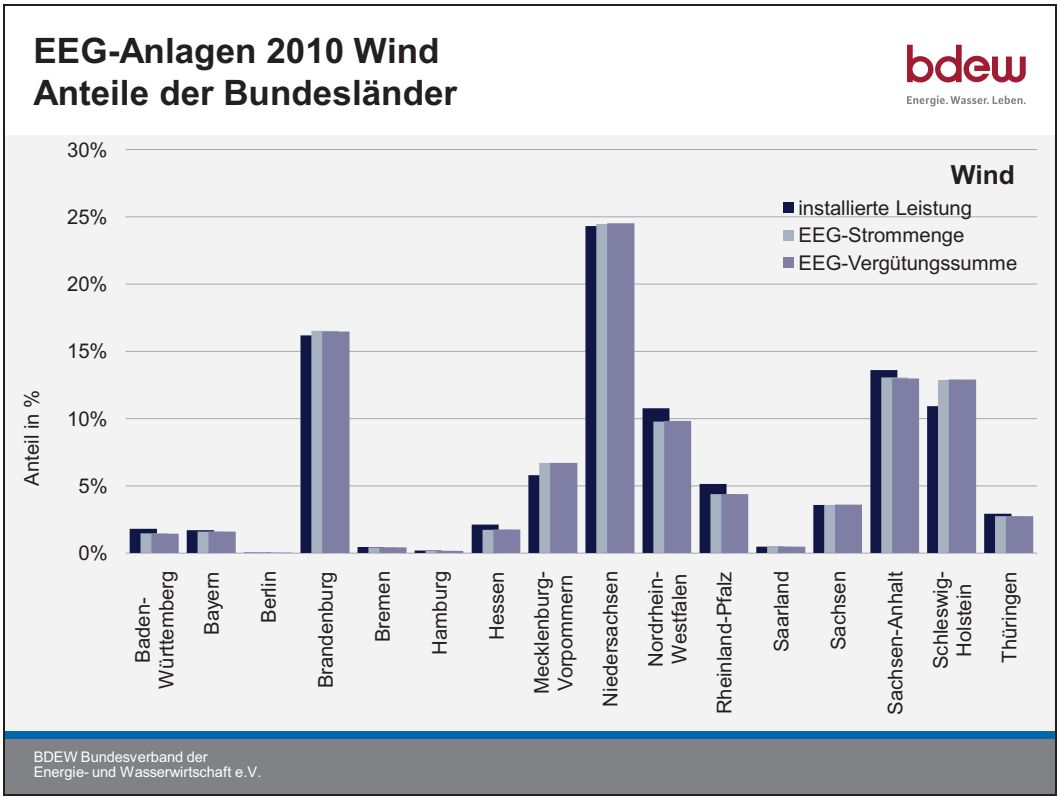


Abb. 30: Photovoltaik: Regionale Verteilung von Leistung, Strommengen und Vergütung

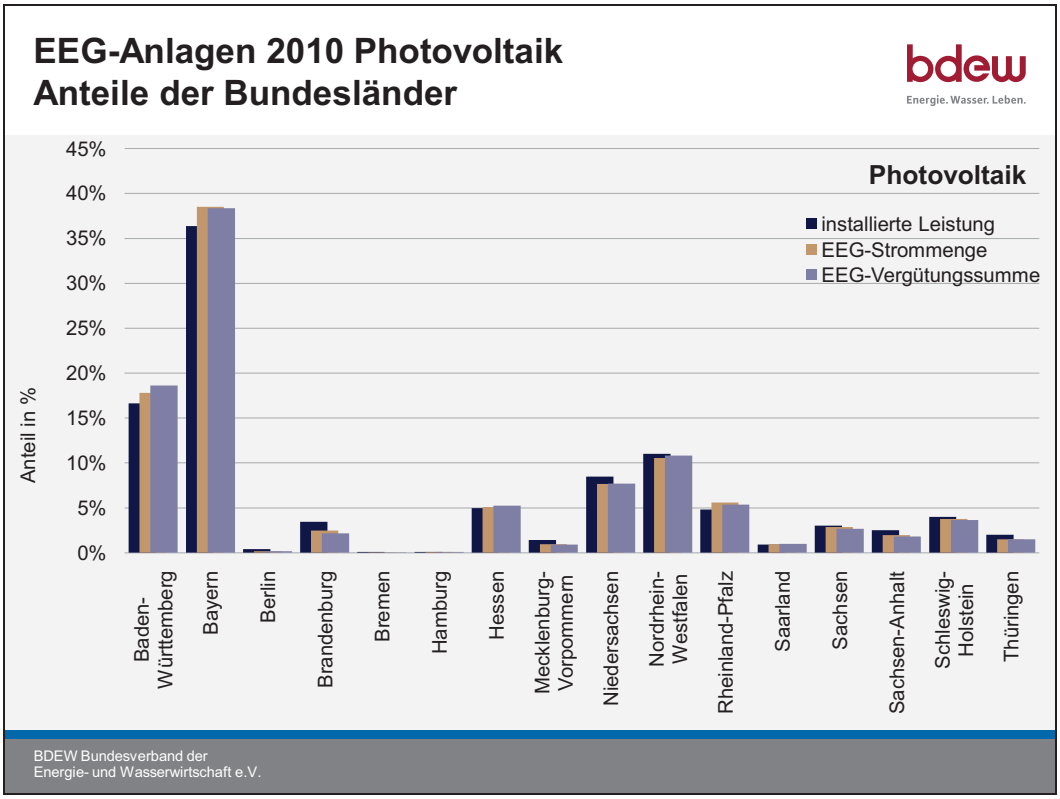
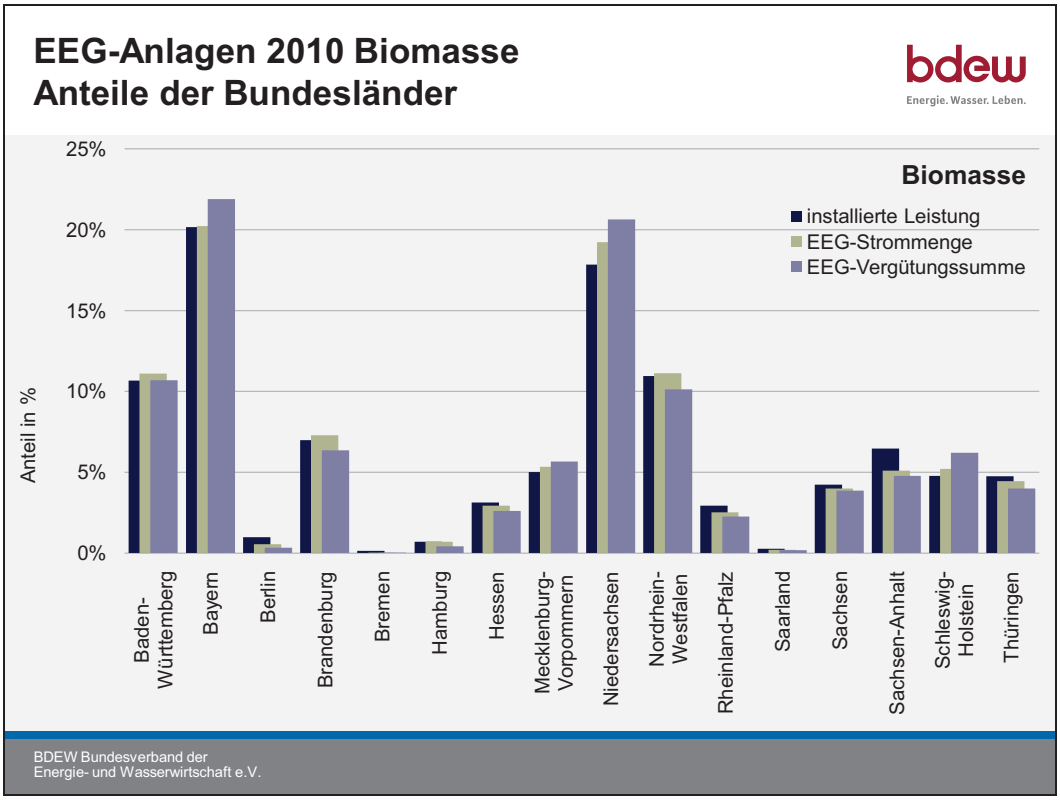


Abb. 31: Biomasse: Regionale Verteilung von Leistung, Strommengen und Vergütung



12 Regionale Verteilung der EEG-induzierten Zahlungsströme

Für eine umfassendere Bewertung des EEG greift eine alleinige Betrachtung der EEG-Vergütungssummen zu kurz. Den Kosten des EEG muss auch der Nutzen der Förderung der erneuerbaren Energien in Deutschland gegenübergestellt werden. Eine umfassende Betrachtung aller Faktoren sollte einerseits den gestifteten Umweltnutzen (überwiegend in Form von CO_2-Einsparungen) und die Umweltkosten (Landschaftsbild, Verlust an Biodiversität durch Monokulturen etc.) einbeziehen, andererseits aber auch die ökonomischen Wirkungen berücksichtigen. Dazu zählt die entstehende Wertschöpfung durch die Förderung der EEG-Anlagen angefangen bei der Rohstoffförderung (Silizium, Eisenerze etc.), der Rohstoffaufbereitung (bspw. Umwandlung in polykristallines Silizium oder Herstellung von Spezialstählen) über die Fertigung bis hin zur Montage, dem Betrieb sowie der Wartung und Instandhaltung der Anlagen. Im Rahmen einer gesamten Lebenszyklus-Betrachtung wären zudem noch das Recycling und die Entsorgung am Ende der Nutzungsdauer einer EEG-Anlage einzubeziehen. Weiter gefasst wären noch die resultierenden Arbeitsplatz-, Substitutions- und Budgeteffekte zu berücksichtigen. Sicherlich wäre auch eine sozioökonomische Betrachtung der Verteilungseffekte interessant. Zusammengefasst mündet die Wertschöpfung über die gesamte Wertschöpfungskette letztendlich in der Investition des Anlageninvestors bzw. des Anlagenbetreibers, der seine Investition über den Erhalt der gesetzlich garantierten Vergütungszahlungen oder anderen Fördermechanismen des EEG amortisiert. Eine solche umfassende Betrachtung ist sehr komplex und kann an dieser Stelle leider nicht geleistet werden.

Um die regionalen Verteilungseffekte trotzdem zu beschreiben, kann man der regionalen Verteilung der Nutzung der erneuerbaren Energien und damit der Verteilung des EEG-Fördervolumens die regionale Verteilung des Aufkommens der EEG-Umlage gegenüberstellen. Deshalb werden im Folgenden für eine Betrachtung der regionalen EEG-induzierten Zahlungsströme die an die Anlagenbetreiber ausbezahlten Vergütungszahlungen abzüglich der Vermarktungserlöse des erzeugten Stroms und abzüglich der vermiedenen Netzentgelte – kurzum das EEG-Fördervolumen – und die Summe der von den Verbrauchern bezahlten EEG-Umlage nach Bundesländern gegenübergestellt. Die Vermarktungserlöse des erzeugten EEG-Stroms werden zur Ermittlung des regionalen Mittelzuflusses von der Vergütungssumme abgezogen, da nur der Förderanteil an der Stromerzeugung aus EEG-Anlagen in die Betrachtung der regionalen Zahlungsströme einfließen soll. Zudem werden die vermiedenen Netzentgelte in Abzug gebracht, da durch die dezentrale, kleinteilige Aufstellung vieler EEG-Anlagen in der Mittel- und Niederspannungsebene zum Teil Netzkosten in überlagerten Netzebenen eingespart werden, also zusätzlich zum Wert des erzeugten Stroms Nutzen gestiftet wird. Letztendlich wird also nur der über die EEG-Umlage geförderte Anteil an den gesamten EEG-Systemkosten für die Betrachtung der regionalen Zahlungsströme berücksichtigt. (s. auch Kap. 7).

Der Mittelzufluss eines Bundeslandes bzw. des gesamten Mittelzuflusses an die dort ansässigen Anlagenbetreiber lässt sich mit den Daten aus der regionalen Verteilung der EEG-Vergütungssummen (s. Kap. 11) und den durchschnittlichen Erlösen aus der EEG-Vermarktung unter Berücksichtigung der spezifischen Profilfaktoren ermitteln. Für den Mittelabfluss bzw. das Aufkommen der EEG-Umlage wurde der Stromverbrauch der einzelnen Bundesländer herangezogen und die Verteilung des privilegierten Letztverbrauchs, der nur mit der begrenzten EEG-Umlage in Höhe von 0,05 ct/kWh belegt wird, abgeschätzt. Auf Basis der Verbrauchsdaten kann somit der Mittelabfluss eines Bundeslandes bzw. der Mittelabfluss in Form der von den dort ansässigen Verbrauchern zu bezahlenden EEG-Umlage ermittelt werden. Für den Stromverbrauch als Bemessungsgröße wurden die Werte für den EEG-pflichtigen Letztverbrauch aus der EEG-Jahresabrechnung 2010 sowie dem Prognosekonzept zur Ermittlung der EEG-Umlage 2011 übernommen. Da darin aber keine Verteilung des Stromverbrauchs auf die einzelnen Bundesländer angegeben ist, wurden die Anteile der einzelnen Bundesländer am Stromverbrauch 2010 aus dem Netz der allgemeinen Versorgung auf den EEG-pflichtigen Letztverbrauch 2010 und 2011 übertragen. Die Ergebnisse sind auf den folgenden Seiten für das EEG insgesamt sowie aufgeschlüsselt für die Energieträger Wind, Photovoltaik und Biomasse und dargestellt.

Im Jahr 2011 erhalten die Anlagenbesitzer in Bayern insgesamt die höchsten Mittelzuflüsse durch das EEG, mit deutlichem Abstand gefolgt von Schleswig-Holstein, Brandenburg und Niedersachsen. Neben der Menge und Art der EEG-Stromerzeugung erhält 2011 der Stromverbrauch als Basisgröße für den Mittelabfluss eine weitaus höhere Bedeutung als im Vorjahr. Der deutlichen Anstieg der EEG-Umlage im Jahr 2011 führt zu deutlich höheren Mittelabflüssen, da die Umlage pro Kilowattstunde verbrauchtem Strom geleistet wird und somit die verbrauchsabhängige Summe der geleisteten Zahlungen ebenfalls deutlich ansteigt.

Bayern ist zwar das Bundesland mit dem zweithöchsten Stromverbrauch in Deutschland und die dortigen Verbraucher leisten mit etwas mehr als 2 Mrd. € auch die zweithöchsten Zahlungen in das EEG-System. Als größter Photovoltaik- sowie größter Biomasse-Stromproduzent erhalten die dortigen Anlagenbetreiber auch die mit Abstand höchsten Mittelzuflüsse von insgesamt etwa 3,3 Mrd. €, sodass im Saldo ein Überschuss von 1,1 Mrd. € verbleibt. Schleswig-Holstein und Brandenburg erzielen relativ hohe Zuflüsse durch Wind und Biomasse bei gleichzeitig relativ geringem Stromverbrauch und damit moderaten Mittelabflüssen. Niedersachsen ist das Bundesland mit dem viertgrößten Stromverbrauch nach Nordrhein-Westfalen, Bayern und Baden-Württemberg und hat demzufolge einen hohen Mittelabfluss, als größter Windproduzent und zweitgrößter Biomasse-Stromerzeuger erzielen die dortigen Anlagenbetreiber in Summe auch einen entsprechend hohen Mittelzufluss, sodass Niedersachsen auch der viertgrößte Netto-Empfänger ist. Den mit Abstand höchsten Mittelabfluss erfährt Nordrhein-Westfalen, das auch mit Abstand den höchsten Stromverbrauch hat. Der Anteil Nordrhein-Westfalens am deutschen Stromverbrauch beträgt 28% und ist damit etwa doppelt so hoch wie der Stromverbrauch der zweitgrößten Verbrauchers Bayern. Zwar wird gut 10%

des EEG-Stroms in Nordrhein-Westfalen produziert, da davon aber gut 40% aus Winderzeugung mit relativ geringen Förderkosten stammen, sind die Mittelzuflüsse angesichts der Größe Nordrhein-Westfalens moderat. Als bevölkerungsreichstes und stark industrialisiertes Bundesland mit entsprechend hohem Stromverbrauchs sind die Mittelabflüsse in Höhe von über 3,5 Mrd. € hingegen am größten. Mit deutlichem Abstand zweitgrößter Nettoleister ist Baden-Württemberg. Baden-Württemberg erhält zwar hohe Mittelzuflüsse aus Photovoltaik und Biomasse, diese sind aber nicht hinreichend groß, um die hohen Mittelabflüsse aufgrund des ebenfalls hohen Stromverbrauchs auszugleichen (Abbildungen 32 bis 39).

Abb. 32: Regionale Zahlungsströme des EEG 2011

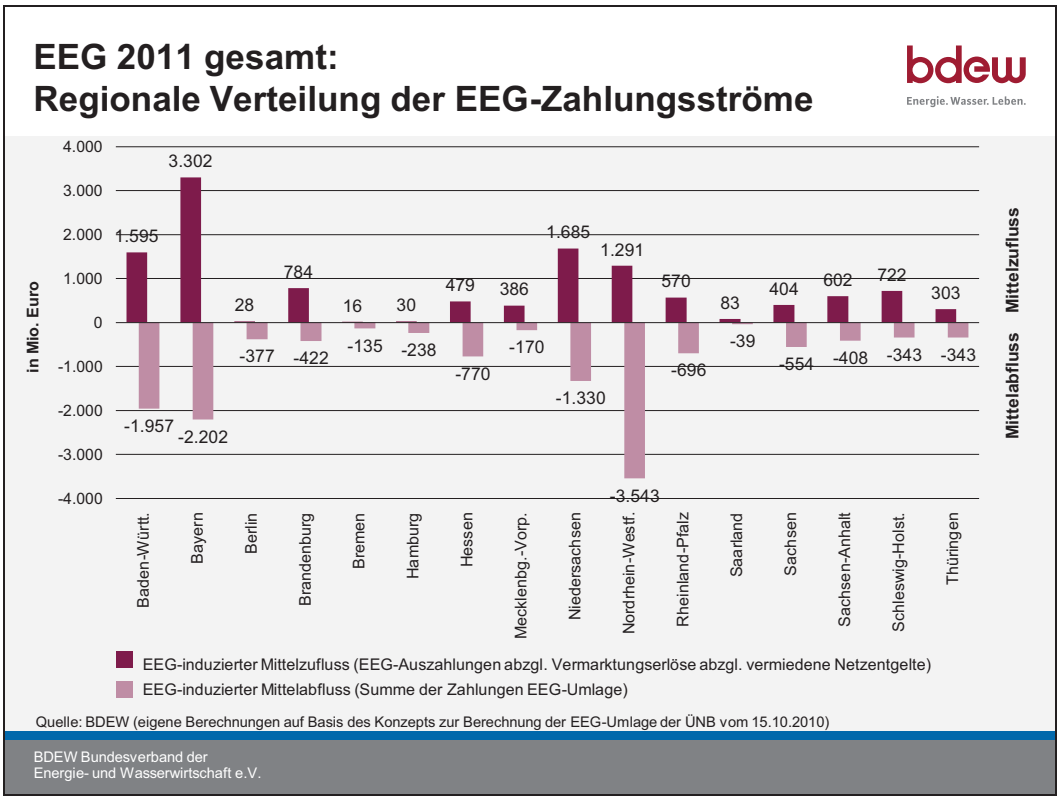


Abb. 33: Salden der EEG-induzierten Zahlungsströme 2011 nach Bundesländern (absteigend sortiert)

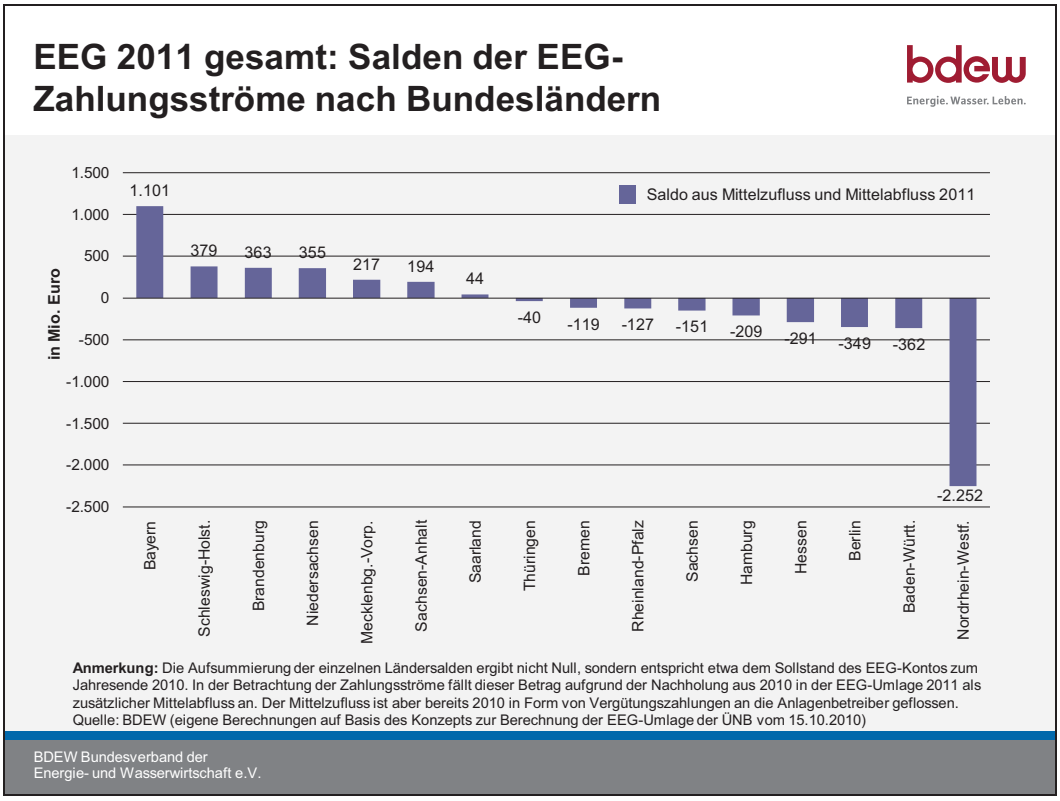


Abb. 34: Regionale Zahlungsströme des EEG 2011 Windenergie

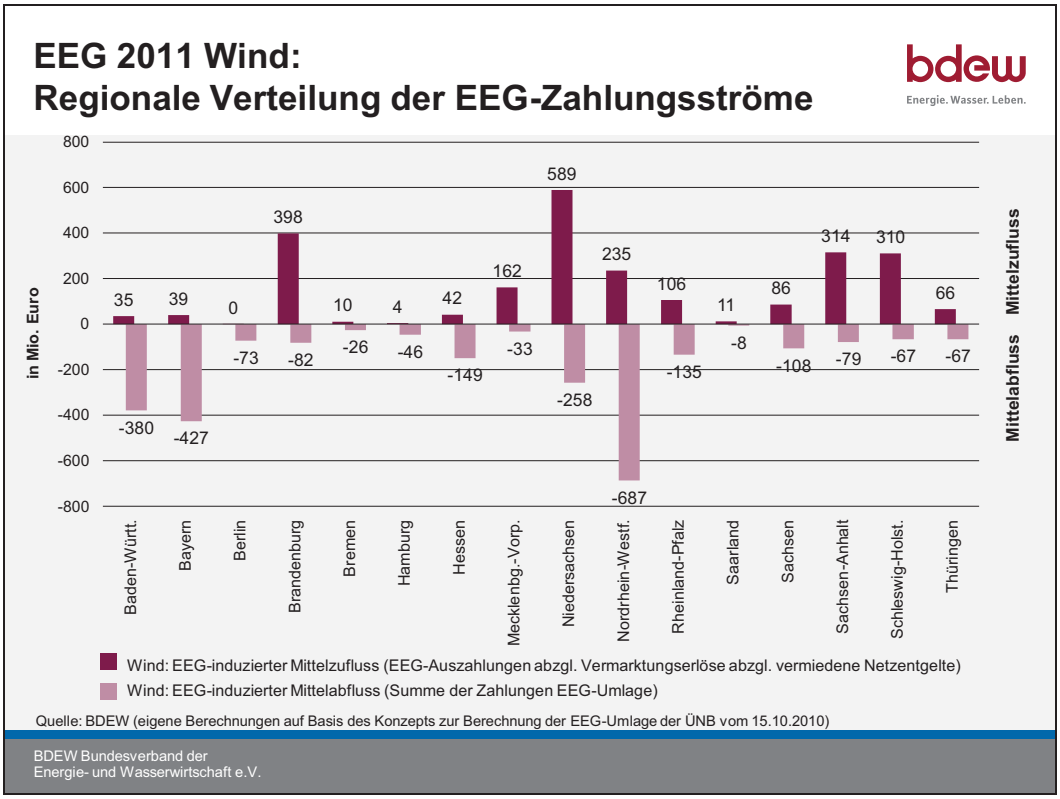


Abb. 35: Salden der EEG-induzierten Zahlungsströme Wind 2011 nach Bundesländern (absteigend sortiert)

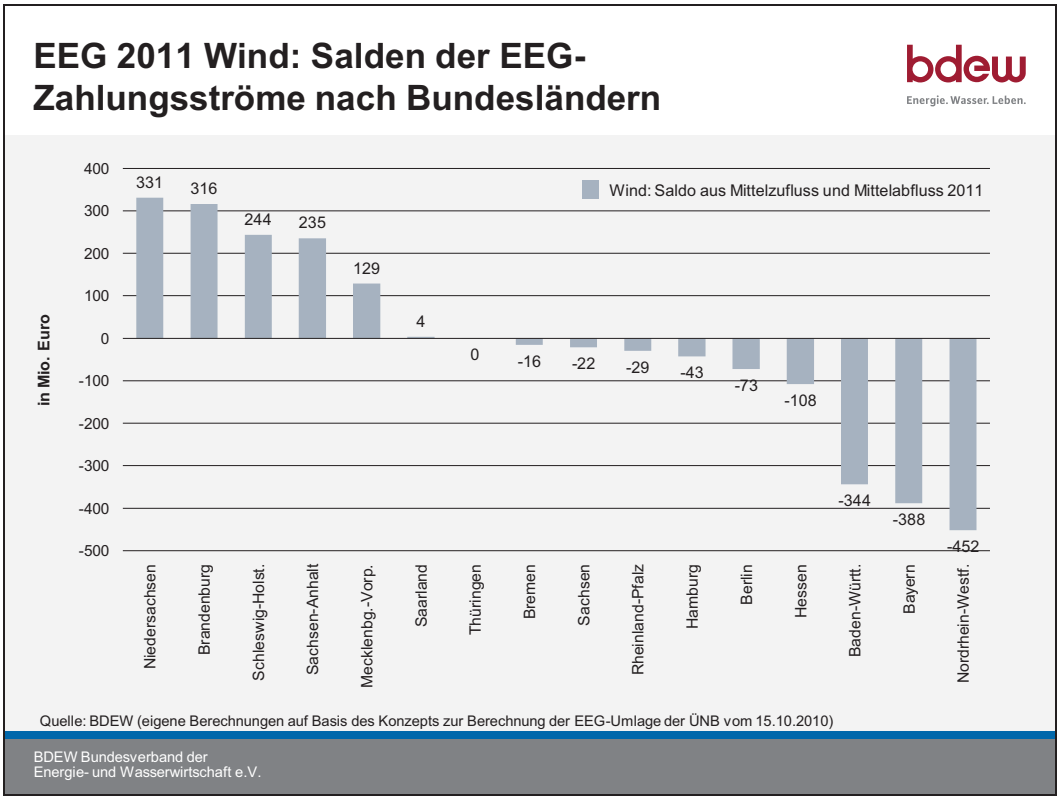


Abb. 36: Regionale Zahlungsströme des EEG 2011 Photovoltaik

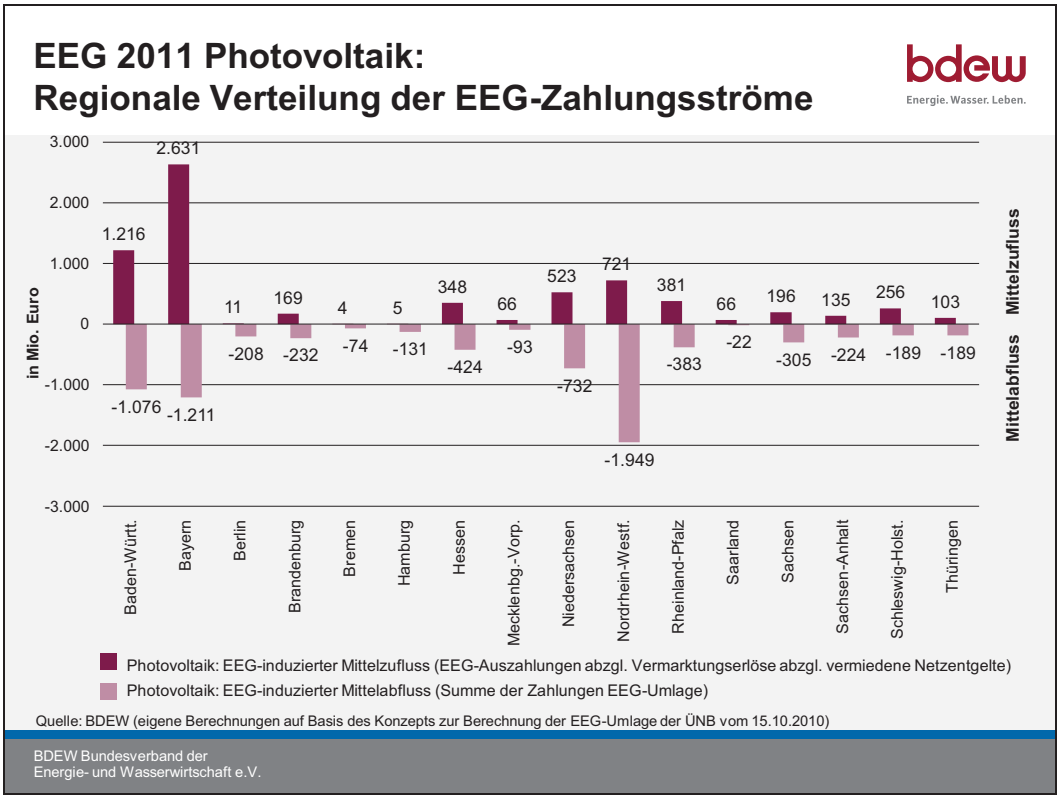


Abb. 37: Salden der EEG-induzierten Zahlungsströme Photovoltaik 2011 nach Bundesländern (absteigend sortiert)

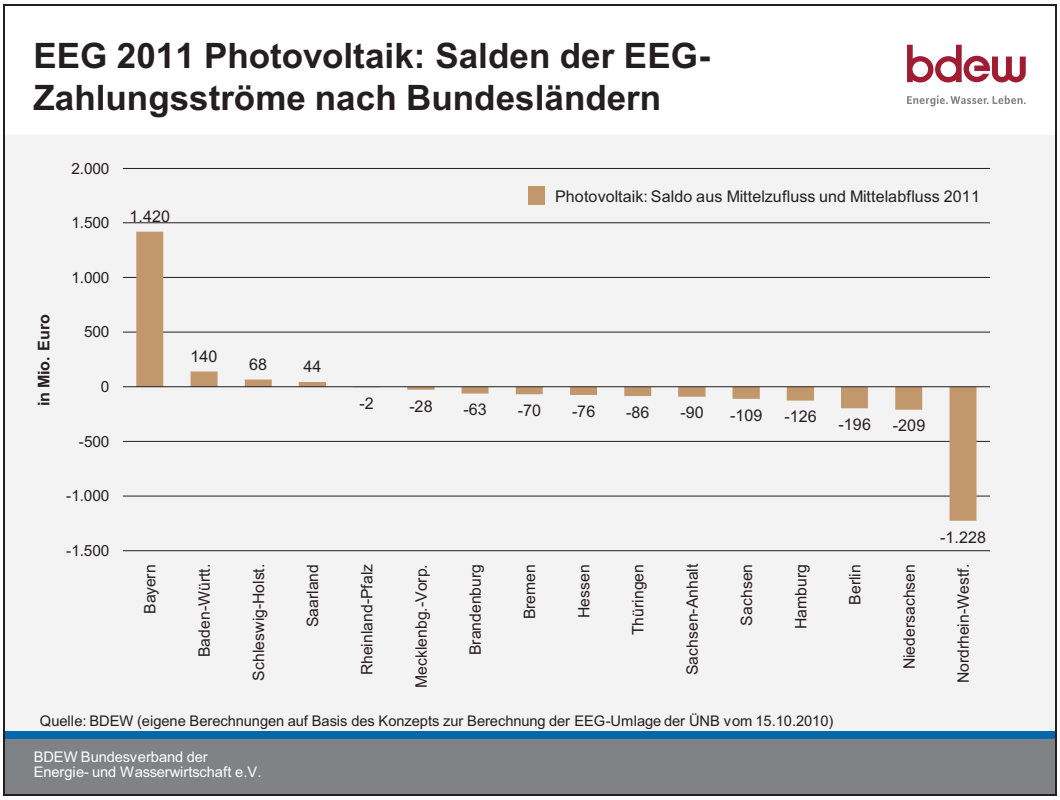


Abb. 38: Regionale Zahlungsströme des EEG 2011 Biomasse

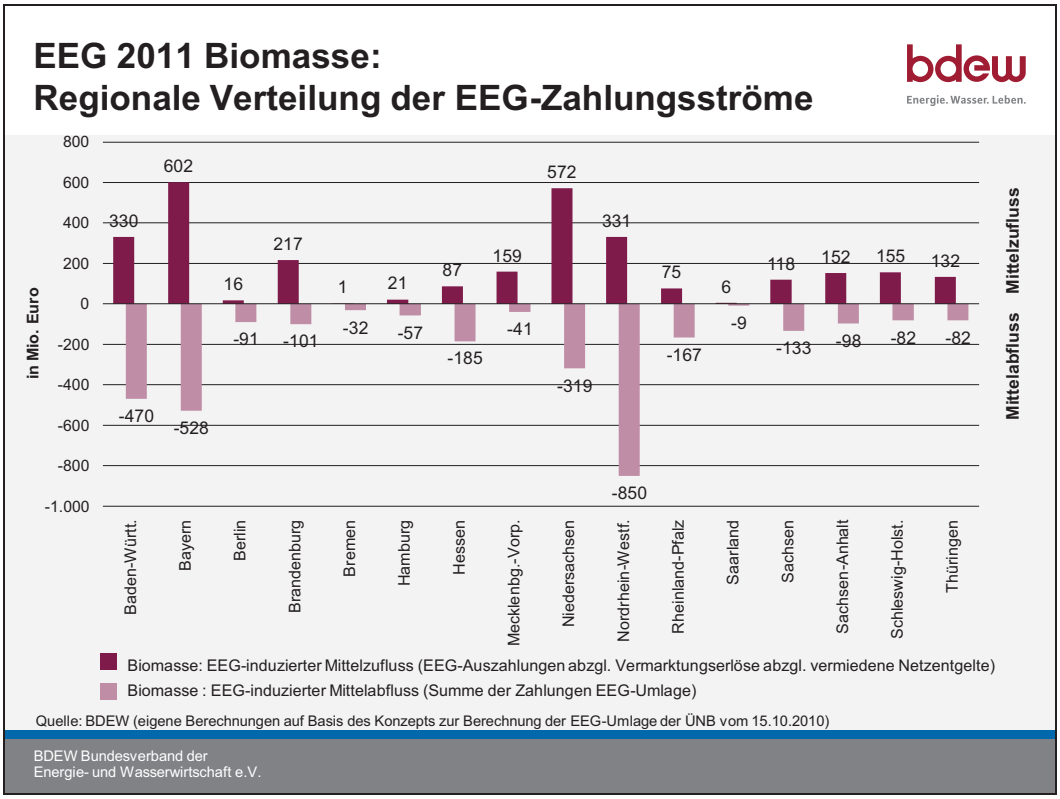
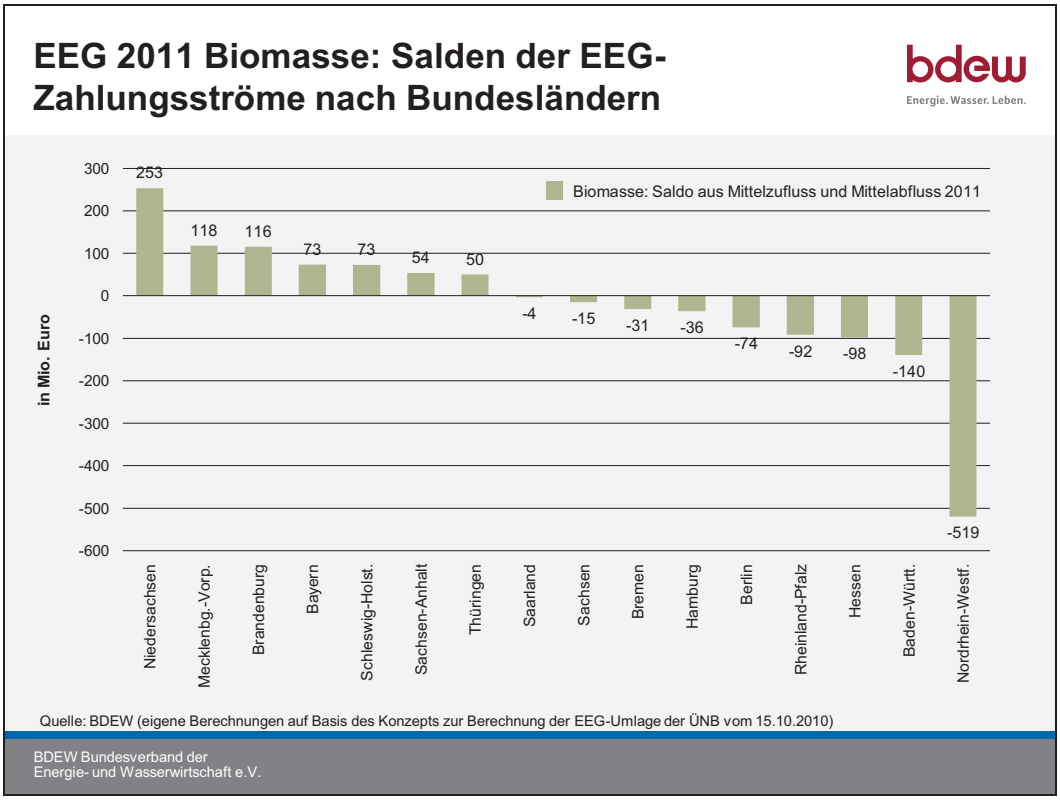


Abb. 39: Salden der EEG-induzierten Zahlungsströme Biomasse 2011 nach Bundesländern (absteigend sortiert)



Im Vorjahresvergleich sind vor allem die verbrauchsstarken Bundesländer stärker zu Beitragsleistern innerhalb des EEG-Fördersystems geworden, da hier der deutliche Anstieg der EEG-Umlage 2011 von 2,047 ct/kWh auf 3,530 ct/kWh im Jahr 2011 den Anstieg bei den Mittelzuflüssen infolge des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien deutlich überkompensiert hat. Am stärksten davon betroffen ist Nordrhein-Westfalen, dass zwar seine Mittelzuflüsse gegenüber 2010 um knapp 30% steigern konnte, dessen Mittelabflüsse gleichzeitig aber um über 60% gestiegen sind. Ebenfalls betroffen sind die relativ verbrauchsstarken Bundesländer Baden-Württemberg, Hessen, Sachsen und Rheinland-Pfalz. Die Stadtstaaten Berlin, Hamburg und Bremen gehören zwar zu den schwächeren Stromverbrauchern, sind aber ebenfalls stärkere Beitragsleister geworden, da die Möglichkeiten zur Nutzung erneuerbarer Energien und damit zur Generierung von Mittelzuflüssen durch Windenergie oder Biomasse eher begrenzt sind. Niedersachsen hat ebenfalls einen Rückgang der Mittelzuflüsse hinnehmen müssen, ist aber weiterhin Netto-Empfänger aufgrund der hohen Stromerzeugung aus Windenergie und Biomasse. Lediglich Bayern konnte seinen positiven Saldo leicht erhöhen, da hier die verbrauchsabhängigen Mittelabflüsse zwar um über 60% gestiegen sind, die Mittelzuflüsse aber aufgrund des weiteren Ausbaus der Photovoltaik um 74% gestiegen sind.

Insgesamt summiert sich der Saldo von Mittelabflüssen und Mittelzuflüssen im Jahr 2011 nicht auf null, da in den Mittelabflüssen 2011 auch die in der EEG-Umlage 2011 berücksichtigte Nachholung aus dem Jahr 2010 enthalten ist, d. h. die Verbraucher leisten im Jahr 2011 Beiträge für EEG-Vergütungen, die im Jahr 2010 angefallen sind und an die Anlagenbetreiber ausbezahlt wurden, 2010 aber nicht durch die EEG-Umlage erhoben wurden, da die EG-Umlage 2010 zu niedrig bemessen war. Daher saldieren sich die Einzelwerte der Bundesländer zwangsläufig auf den Fehlbetrag des EEG-Kontos zum Jahresende 2010 in Höhe von minus 1,1 Mrd. € (Nachholung 2010 in 2011).

Abb. 40: Salden der EEG-induzierten Zahlungsströme 2010/11 nach Bundesländern (Karte)

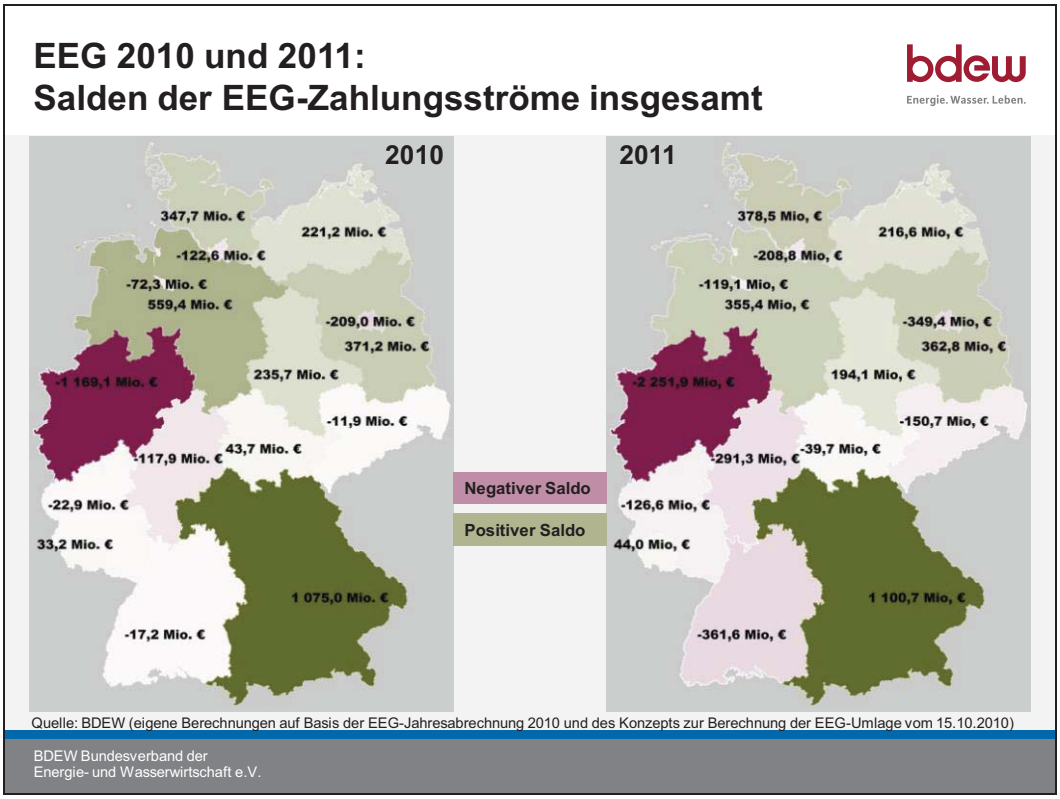
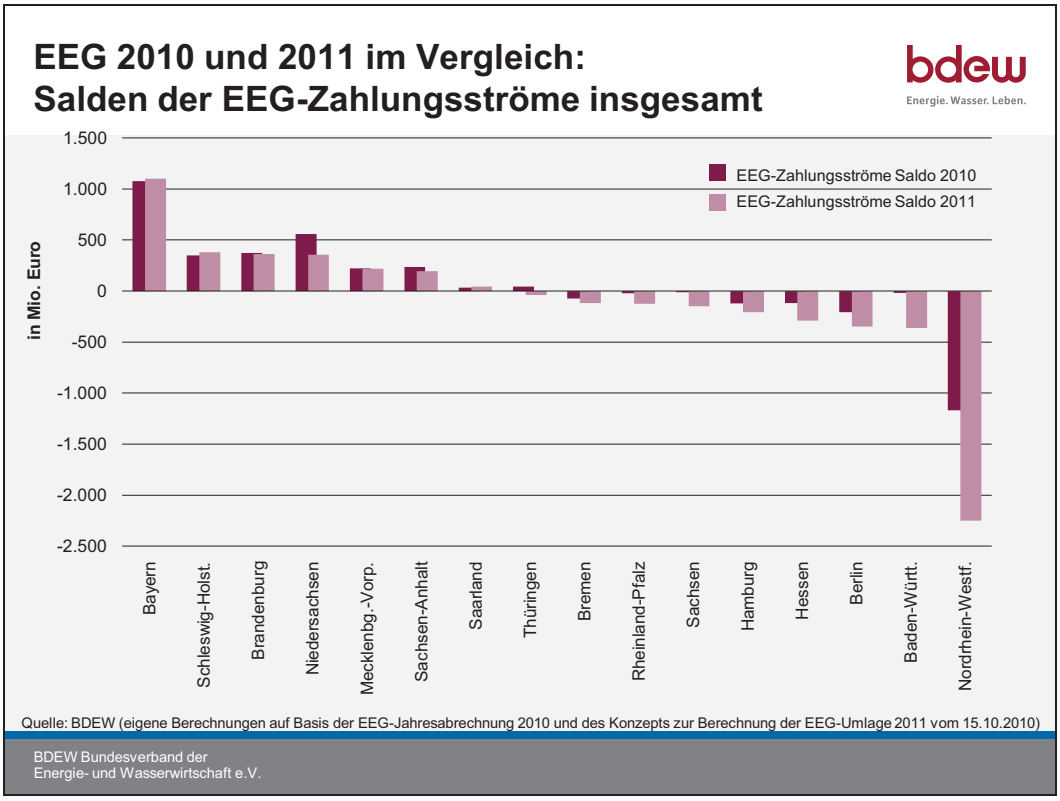


Abb. 41: Salden der EEG-induzierten Zahlungsströme 2010/11 nach Bundesländern (Grafik)

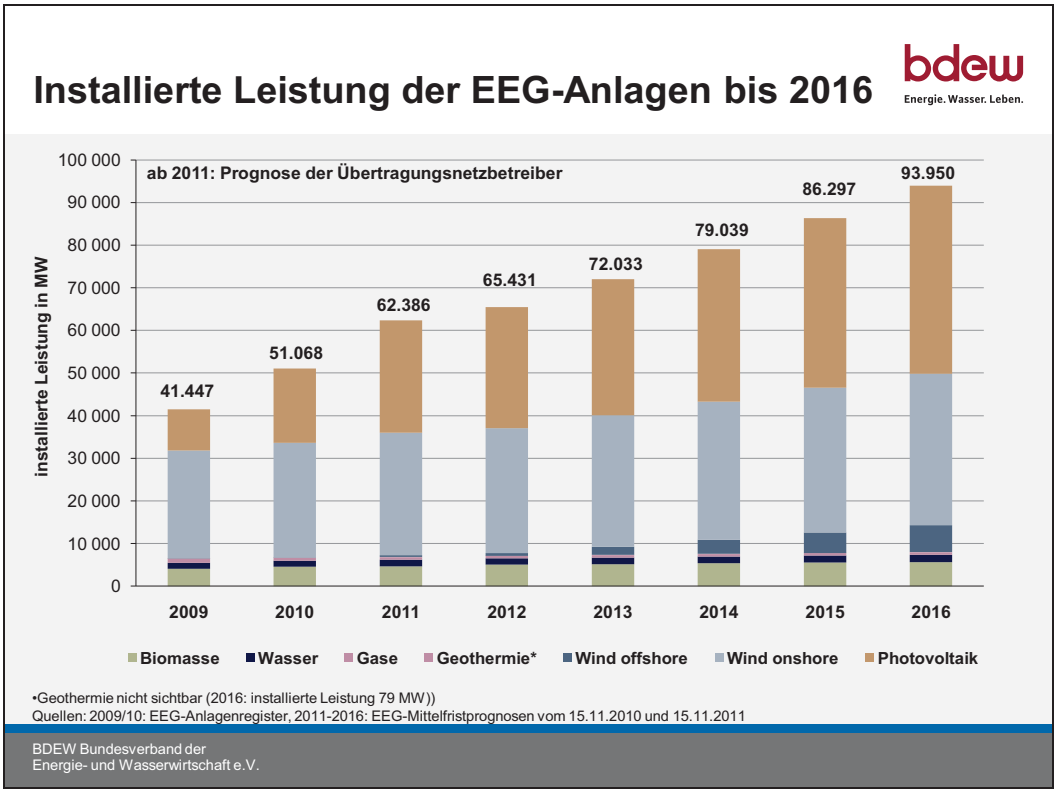


13 EEG-Vorschau: Die EEG-Mittelfristprognose bis 2016, Entwicklung der durchschnittlichen Vergütung und Bandbreite der EEG-Umlage 2013

Im Rahmen des EEG sind die Übertragungsnetzbetreiber gesetzlich dazu verpflichtet, einmal pro Jahr – immer zum 15. November eines Jahres – eine Vorschau für die Entwicklung der EEG-Anlagen und deren Stromerzeugung sowie eine Bandbreite für die Entwicklung der EEG-Umlage für das übernächste Jahr zu veröffentlichen.

Die wesentlichen Ergebnisse der von den Übertragungsnetzbetreibern erstellten EEG-Mittelfristprognose vom 15. November 2011 für die Jahre 2012 bis 2016 sind in den folgenden Abbildungen 42 bis 44 dargestellt. Die Werte für das Jahr 2011 entstammen der EEG-Mittelfristprognose für die Jahre 2011 bis 2015 vom 15. November 2010.

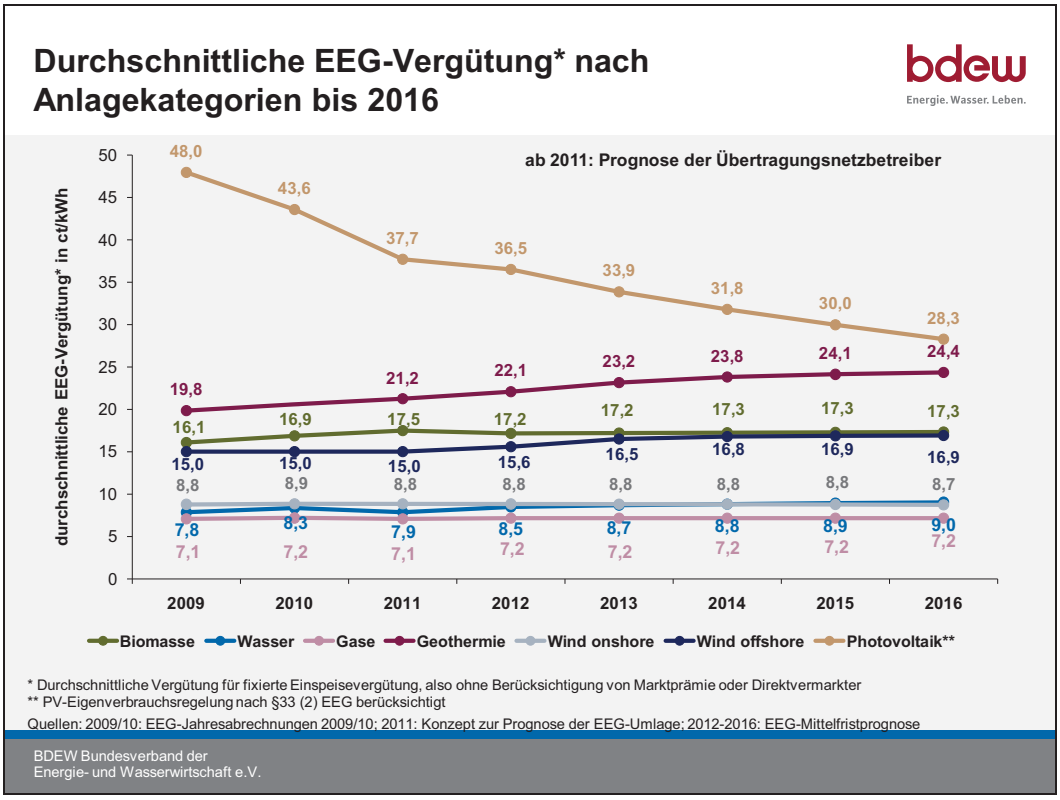
Abb. 42: Entwicklung der installierten Leistung der EEG-Anlagen bis 2016



Gemäß EEG-Mittelfristprognose steigt die installierte Leistung der EEG-förderfähigen Anlagen bis 2016 auf 93.951 MW (Abb. 42). Maßgeblich getragen wird der Ausbau von der weiteren Entwicklung der Photovoltaik sowie dem Ausbau der offshore-Windenergie. Auch der weitere Ausbau sowie das Repowering bei Onshore-Windanlagen setzen sich fort, allerdings mit geringeren Wachstumsraten als bei Photovoltaik und Offshore-Wind. Die Wachstumsraten bei der Wasserkraft und der Biomasse werden als eher begrenzt gesehen.

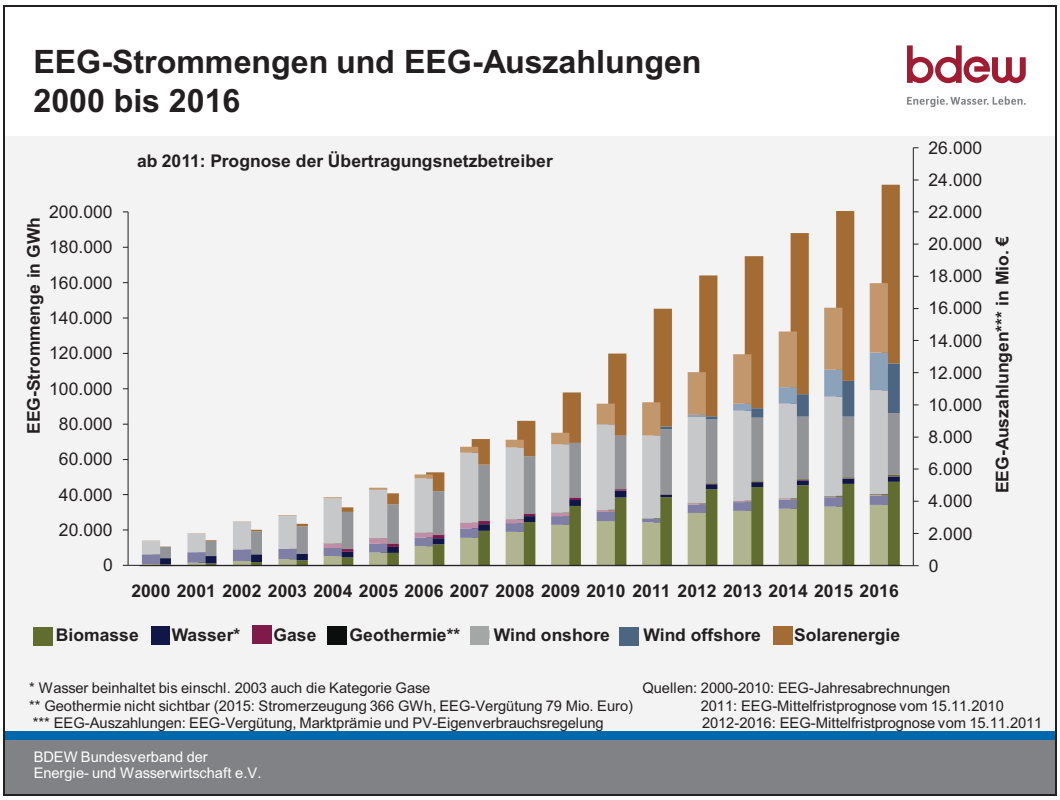
Abbildung 43 zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen EEG-Vergütungssätze in den einzelnen Anlagenkategorien, wobei nur die durchschnittliche Vergütung der fixierten garantierten Einspeisevergütung berücksichtigt wird. Zahlungen an Direktvermarkter im Rahmen der Marktprämie sowie Effekte des Grünstromprivilegs sind nicht berücksichtigt.
Es wird sichtbar, dass bei der Photovoltaik die deutliche Absenkung der Vergütungssätze Wirkung zeigt. Einerseits durch die Absenkung selbst und andererseits, weil die seit 2010 zugebauten Mengen einen großen Anteil der gesamten installierten Leistung ausmachen und somit die geminderten Vergütungssätze der neu installierten Anlagen auch den Durchschnitt über alle Anlagen entsprechend absenkt. Bei den anderen Anlagekategorien ist trotz der Vergütungsdegression kein Absinken der durchschnittlichen Vergütung erkennbar, in manchen Anlagekategorien steigt die durchschnittliche Vergütung sogar minimal. Der Grund dafür ist, dass die Direktvermarktung im Rahmen des Grünstromprivilegs überwiegend für jene Anlagen attraktiv ist, deren Vergütungssätze eher im unteren Bereich der Spannbreite einer Anlagenkategorie liegen (s. Kap. 9), d. h. Anlagen mit geringen Vergütungssätzen verlassen das System der garantierten Einspeisevergütung, wodurch die durchschnittliche Vergütung der verbleibenden EEG-geförderten Anlagen innerhalb einer Anlagenkategorie ansteigt. Der Anstieg wird allerdings durch die Vergütungsdegression der Neuanlagen kompensiert, sodass das Niveau in etwa gleich bleibt oder nur leicht ansteigt.

Abb. 43: Durchschnittliche Vergütung nach Anlagekategorien bis 2016



Trotz der deutlichen Vergütungsdegression erhalten Photovoltaikanlagen absolut gesehen immer noch die höchste durchschnittliche Vergütung und sind damit der maßgebliche Treiber des weiteren Anstiegs der EEG-Vergütungssumme. Bis 2016 steigt die Summe der EEG-Auszahlungen auf über 23 Mrd. € gegenüber knapp 13 Mrd. € im Jahr 2010. Knapp 6 Mrd. € dieses Anstiegs um über 10 Mrd. € entfallen auf die Photovoltaik, deren Anteil an der Vergütungssumme auch schon 2010 über dem der Biomasse und der Windenergie lag (Abb. 44).

Abb. 44: Entwicklung der EEG-vergüteten Strommengen und Vergütungssummen bis 2016



Parallel zur Veröffentlichung der Mittelfristprognose sind die Übertragungsnetzbetreiber dazu verpflichtet eine Bandbreite für die EEG-Umlage des übernächsten Jahres zu veröffentlichen. Diese beläuft sich gemäß der Veröffentlichung vom 15. November 2011 auf 3,66 bis 4,74 ct/kWh im Jahr 2013. Das Szenario für die Untergrenze der Bandbreite unterstellt ein Trendwachstum beim Ausbau der EEG-Anlagen sowie einen hohen Stromverbrauch (nicht-privilegierter Letztverbrauch), auf den die EEG-Differenzkosten zur Ermittlung der EEG-Umlage entsprechend breiter verteilt werden kann. Das obere Ende der Bandbreite unterstellt einen oberen Ausbaupfad für EEG-Anlagen bei gleichzeitig geringerem Stromverbrauch im Jahr 2013. Wie hoch die EEG-Umlage 2013 letztendlich ausfallen wird, hängt vor allem vom weiteren Ausbau der EEG-Anlagen in den ersten drei Quartalen des kommenden Jahres sowie von der konjunkturellen Entwicklung Deutschlands als eine Einflussgröße für den Stromverbrauch ab.

Unabhängig von der weiteren Kostenentwicklung des EEG hat der Gesetzgeber mit der Einführung von Instrumenten zu einer besseren Marktintegration der erneuerbaren Energien im Rahmen der Novellierung des EEG eine wichtige Weichenstellung vorgenommen. Damit können die EEG-Anlagenbetreiber eine zunehmend bedeutendere Rolle im deutschen Strommarkt übernehmen, so dass erneuerbare Energien zukünftig in der Tat eine tragende Säule der Stromversorgung in Deutschland sein können.

Mehr Gewicht in der Stromerzeugung bedeutet auch mehr Verantwortung für das Gesamtsystem der Stromversorgung. Die Interdependenz zwischen quantitativem Wachstum der erneuerbaren Energien und den wachsendem Aufwand zu deren Integration in das Gesamtsystem wird deutlich stärker in den Fokus der energiewirtschaftlichen Anstrengungen kommen müssen. Neben einer schrittweisen Marktintegration heißt dies vor allem, dass die erneuerbaren Energien auch ihren Beitrag zur Netzstabilität und Versorgungssicherheit leisten. Die Novellierung des EEG in diesem Jahr enthielt erste Schritte. Für eine auch zukünftig sichere und bezahlbare Stromversorgung werden jedoch noch weitere Schritte und technologische Entwicklungen notwendig sein.

Ansprechpartner:

Andreas Kuhlmann
Geschäftsbereichsleiter Strategie und Politik
Telefon: +49 30 300199-1090
andreas.kuhlmann@bdew.de

Fachliche Fragen:

Christian Bantle
Geschäftsbereich Strategie und Politik
Abteilung Volkswirtschaft
Telefon: +49 30 300199-1611
christian.bantle@bdew.de

Florentine Kiesel
Geschäftsbereich Strategie und Politik
Abteilung Volkswirtschaft
Telefon: +49 30 300199-1613
florentine.kiesel@bdew.de