

Energie-Info

Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2013)

**Anlagen, installierte Leistung, Stromerzeugung,
EEG-Auszahlungen, Marktintegration der
Erneuerbaren Energien und regionale Verteilung
der EEG-induzierten Zahlungsströme**

Berlin, 31. Januar 2013



Vorwort

Berlin, Januar 2013



Sehr geehrte Damen und Herren,

2013 ist Wahljahr. Der Bundestag wird neu gewählt, in Hessen und in Bayern werden die Landtage neu besetzt und in Niedersachsen wurde bereits gewählt. Ein Superwahljahr also und eines der zentralen Themen ist die Energiepolitik.

Wie wird das Marktdesign der Zukunft aussehen? Welche Reformschritte sind bei der Förderung der Erneuerbaren Energien notwendig? Wie kann sich die Abstimmung zwischen Bund und Ländern verbessern? Wichtige Fragen.

Notwendige Bedingung für gute und zielführende Diskussionen sind belastbare Zahlen und Fakten. Natürlich ist das nicht nur in besonderen Wahljahren richtig, aber gerade in möglicherweise hitzigen Wahlkampfdebatten ist es gut, wenn die Argumente fundierte Grundlagen haben.

Mit dem BDEW Energie-Info „Erneuerbare Energien und das EEG in Zahlen (2013)“ liefern wir nun bereits zum dritten Mal eine Dokumentation die sich intensiv mit allen denkbaren Daten und Fakten rund um das Thema Erneuerbare Energien und dem EEG befasst. Von den ersten beiden Ausgaben wissen wir, dass sie auf großes Interesse gestoßen sind, verwendet und zitiert wurden. Das freut uns und bestätigt uns in unserer Absicht, nicht nur Interessenvertretung der Energie- und Wasserwirtschaft zu sein, sondern auch eine Plattform für den Dialog über die zukünftige Ausrichtung der Energiepolitik in Deutschland und Europa. Wir haben in dieser Ausgabe einige Ergänzungen insbesondere auch zum Thema Bio-Erdgas aufgenommen.

Das EEG steht in diesen Monaten ganz besonders im Fokus. Der Anstieg der EEG-Umlage von 3,59 auf 5,28 Cent/kWh hat zu einer intensiven Kostendebatte geführt. Mindestens genauso wichtig ist aber die Frage, wie die Förderung der Erneuerbaren Energien so ausgestaltet werden kann, dass sie zum energiewirtschaftlichen Gelingen beiträgt. Das Miteinander von konventionellen Kraftwerken und weitestgehend fluktuierenden Erneuerbaren Energien stellt hohe Ansprüche an beide Formen der Energieerzeugung.

Alle sind sich einig in der Aussage, dass die Förderung der Erneuerbaren Energien reformiert werden muss. Über das „Wie“ gehen die Meinungen jedoch noch weit auseinander. Es ist einleuchtend, dass Erneuerbare Energien zukünftig mehr Marktrisiken übernehmen müssen, beispielsweise durch Direktvermarktung oder eine verpflichtende Teilnahme neuer Anlagen an einem überarbeiteten Marktprämienmodell. Dadurch entstünde zum Beispiel gleichzeitig ein Anreiz die Stromproduktion an Marktgegebenheiten anzupassen.

Auch eine stärkere Übernahme von Verantwortung für Versorgungssicherheit und die Bereitstellung von Systemdienstleistungen ist unabdingbar. Schließlich sollen die Erneuerbaren in nicht mehr allzu ferner Zukunft die tragende Säule der Energieversorgung sein. Wir werden also über die kommenden Jahre und Jahrzehnte eine Art „Rollentausch“ zwischen konventionellen und Erneuerbaren organisieren müssen.

Daher fordern manche einen raschen Systemwechsel, das Mindeste aber wird eine sorgfältig vorbereitete und mit Entschlossenheit vorgebrachte Reform des EEG in 2014 sein müssen. Im Zentrum dieser grundlegenden Reform müssen u. a. neue Steuerungselemente, die Herstellung von Markt- und Wettbewerbsfähigkeit, die Systemintegration, Begrenzung der Kosten und möglicherweise technologiespezifische Differenzierungen der Instrumente stehen.

Diese Veränderungen müssen in diesem Jahr vorbereitet und ausgearbeitet werden, so dass nach den Bundestagswahlen im Herbst rasch Entscheidungen getroffen werden können. Wir arbeiten jedenfalls daran. Das Jahr 2013 ist also – wieder einmal – ein spannendes Jahr für die Energiepolitik.

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	9
2	Erneuerbare Energien in Deutschland	10
3	Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien	13
4	Der Unterschied von installierter Leistung und Stromerzeugung.....	17
5	Erneuerbare Energien und EEG-Anlagen: Ähnlich, aber nicht gleich!	19
6	Regionale Verteilung der Nutzung Erneuerbaren Energien und regionale Verteilung der EEG-Anlagen und EEG-Stromerzeugung	20
7	Ermittlung der EEG-Umlage für das Folgejahr	30
8	EEG-Auszahlungen und EEG-Differenzkosten	36
9	Der Strompreis: Die EEG-Umlage als Preisbestandteil.....	39
10	Der Merit-Order-Effekt: Wie Wind und Sonne den Strompreis beeinflussen.....	47
11	EEG-Vergütungssätze und ihre Wirkung auf die EEG-Umlage.....	50
12	Marktintegration der Stromerzeugung aus EEG-Anlagen: Marktprämie, Grünstromprivileg und sonstige Direktvermarktung	56
13	Regionale Verteilung der EEG-Anlagen und des EEG-Vergütungsaufkommens 2011.....	63
14	Regionale Verteilung der EEG-induzierten Zahlungsströme	67
15	EEG-Vorschau: Die EEG-Mittelfristprognose bis 2017, Entwicklung der durchschnittlichen Vergütung und Bandbreite der EEG-Umlage 2014.....	76

Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Entwicklung der Erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung von 1988 bis 2011	13
Tab. 2: Erneuerbaren Energien und EEG-geförderte Anlagen 2011 im Vergleich.....	20
Tab. 3: Anzahl und installierte Leistung der EEG-geförderten Anlagen sowie EEG-geförderte Stromerzeugung und EEG-Vergütung 2011 nach Bundesländern...	27
Tab. 4: EEG-Auszahlungen und EEG-Differenzkosten nach Energieträgern	37
Tab. 5: Entwicklung der EEG-geförderten Strommengen nach Energieträgern seit 2000	51
Tab. 6: Entwicklung der EEG-Auszahlungen nach Energieträgern ab 2000.....	51
Tab. 7: Anlagekategorien und Spannbreiten der EEG-Vergütungssätze	52
Tab. 8: EEG-Anlagen in der Direktvermarktung 2012	58
Tab. 9: Anlagenzahl, Leistung, Strommengen und Vergütung 2011 nach Bundesländern	64

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Erneuerbare Energien: Endenergieverbrauch und Stromerzeugung 2012.....	11
Abb. 2: Erneuerbare Energien: Wärmeerzeugung und Kraftstoffe 2012.....	11
Abb. 3: Anteil der Erneuerbaren Energien am Brutto-Inlandsstromverbrauch und Ziele der Bundesregierung	14
Abb. 4: Anteil der Erneuerbaren Energien an der Brutto-Stromerzeugung 2012	15
Abb. 5: Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Detail 2011 und 2012.....	15
Abb. 6: Monatliche Stromerzeugung aus Windenergie.....	16
Abb. 7: Monatliche Stromerzeugung aus Photovoltaik	16
Abb. 8: Monatliche Stromerzeugung aus Wasserkraftanlagen.....	17
Abb. 9: Anteile der einzelnen Energieträger an der Leistung und an der Stromerzeugung von Regenerativanlagen 2011	18
Abb. 10: Nutzung der Wasserkraft 2011	22
Abb. 11: Nutzung der Windenergie 2011: Anzahl, Leistung, Erzeugung	23
Abb. 12: Nutzung der Windenergie 2011: Jahresvolllaststunden	23
Abb. 13: Nutzung der Photovoltaik 2011: Anzahl, Leistung, Erzeugung.....	24
Abb. 14: Nutzung der Photovoltaik 2011: Jahresvolllaststunden	24
Abb. 15: Nutzung der Biomasse zur Verstromung 2011: Anzahl, Leistung, Erzeugung.....	25
Abb. 16: Nutzung der Biomasse zur Verstromung 2011: Jahresvolllaststunden.....	25
Abb. 17: Nutzung von Klär- und Deponiegas zur Verstromung 2011	26

Abb. 18: Schematische Darstellung des „EEG-Kontos“ mit Werten für 2013.....	30
Abb. 19: Entwicklung des „EEG-Kontos“ ab 2010	35
Abb. 20: Entwicklung der EEG-Differenzkosten und Wert des Stroms seit 2000.....	38
Abb. 21: Entwicklung und Zusammensetzung des Strompreises für Haushalte	41
Abb. 22: Entwicklung und Zusammensetzung des Strompreises für einen mittelspannungsseitig versorgten Industriebetrieb.....	42
Abb. 23: Entwicklung der gesetzlichen Umlagen und Steuern 2012 und 2013.....	42
Abb. 24: Entwicklung des Aufkommens aus den gesetzlichen Abgaben und Steuern.....	43
Abb. 25: Verteilung der EEG-Kosten nach Verbrauchergruppen 2013.....	44
Abb. 26: Entlastung der Industrie: entlastete Betriebe und Strommengen 2013.....	46
Abb. 27: Merit-Order-Effekt Windenergie	48
Abb. 28: Merit-Order-Effekt Photovoltaik.....	49
Abb. 29: EEG-Strommengen und EEG-Auszahlungen seit 2000	50
Abb. 30: Spannbreiten der EEG-Vergütung und durchschnittliche Vergütung 2011	53
Abb. 31: Anteile einzelner Energieträger an der EEG-Umlage 2013, an den EEG-Auszahlungen und an der EEG-Strommenge	54
Abb. 32: Anteile einzelner Energieträger an der EEG-Umlage 2012 und 2013.....	55
Abb. 33: Förderung der EEG-Stromerzeugung nach Energieträgern in €/MWh	55
Abb. 34: Direktvermarktung der EEG-Strommengen bis 2017	59
Abb. 35: Direktvermarktung der EEG-Strommengen bis 2017 nach Energieträgern	60
Abb. 36: Direktvermarktung: Wind onshore, Wind offshore und Photovoltaik bis 2017.....	62
Abb. 37: Direktvermarktung: Biomasse, Wasserkraft und DKG-Gase bis 2017.....	63
Abb. 38: Anteile an EEG-Stromerzeugung und EEG-Vergütung 2011 nach Bundesländern .	64
Abb. 39: EEG-Gesamt: Regionale Verteilung von Leistung, Strommengen und Vergütung ..	65
Abb. 40: Windenergie: Regionale Verteilung von Leistung, Strommengen und Vergütung ...	65
Abb. 41: Photovoltaik: Regionale Verteilung von Leistung, Strommengen und Vergütung	66
Abb. 42: Biomasse: Regionale Verteilung von Leistung, Strommengen und Vergütung	66
Abb. 43: Regionale Zahlungsströme des EEG 2012	70
Abb. 44: Salden der EEG-induzierten Zahlungsströme 2012 nach Bundesländern (absteigend sortiert).....	70
Abb. 45: Regionale Zahlungsströme des EEG 2012 Windenergie	71

Abb. 46: Salden der EEG-induzierten Zahlungsströme Wind 2012 nach Bundesländern (absteigend sortiert).....	71
Abb. 47: Regionale Zahlungsströme des EEG 2012 Photovoltaik.....	72
Abb. 48: Salden der EEG-induzierten Zahlungsströme Photovoltaik 2012 nach Bundesländern (absteigend sortiert).....	72
Abb. 49: Regionale Zahlungsströme des EEG 2012 Biomasse.....	73
Abb. 50: Salden der EEG-induzierten Zahlungsströme Biomasse 2012 nach Bundesländern (absteigend sortiert).....	73
Abb. 51: Salden der EEG-induzierten Zahlungsströme 2011/12 nach Bundesländern (Karte)	74
Abb. 52: Salden der EEG-induzierten Zahlungsströme 2011/12 nach Bundesländern (Grafik)	74
Abb. 53: EEG-Umlage 2012: Bundeslandspezifische Berechnung.....	75
Abb. 54: Entwicklung der installierten Leistung der EEG-Anlagen bis 2017	77
Abb. 55: Durchschnittliche Vergütung nach Anlagekategorien bis 2017.....	78
Abb. 56: Entwicklung EEG-Strommengen und EEG-Auszahlungen bis 2017	79

1 Einleitung

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland schreitet mit großen Schritten voran. Dies gilt nicht nur für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, sondern auch für die Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energieträgern. In der Stromerzeugung hat das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zur Förderung der Erneuerbaren Energien einen großen Anteil an dieser Entwicklung 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 5,277 ct/kWh im Jahr 2013 sorgt allerdings zu Recht 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. Auch die Systemstabilität ist ein wichtiges Anliegen. Nach einer aktuellen Umfrage des BDEW halten inzwischen 67 Prozent der Bevölkerung die Kosten der Förderung der Erneuerbaren Energien für zu hoch. Vor zwei Jahren waren es noch lediglich 35 Prozent. Derzeit ist eine Vielzahl von Vorschlägen zur Änderung der Förderung der Erneuerbaren Energien in der Diskussion. 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. Auch andere Probleme wie beispielsweise die unzureichende Systemintegration der Erneuerbaren Energien oder das Fehlen von Steuerungselementen sorgen für Kritik an den bestehenden Regelungen. Für diese sachlich und zielgerichtet zu führende Diskussion ist es unerlässlich, über eine aktuelle, umfassende und fundierte Datengrundlage zu verfügen. Die vorliegende Energie-Info „Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2012)“ leistet dazu einen Beitrag.

2 Erneuerbare Energien in Deutschland

Auch wenn in der öffentlichen Debatte die Erneuerbaren Energien oftmals nur in der Stromerzeugung im Fokus stehen, werden inzwischen auch in anderen Bereichen – insbesondere der Wärmebereitstellung – große Mengen an Erneuerbaren Energien eingesetzt. Der Anteil der Erneuerbaren Energien am gesamten Endenergieverbrauch in Deutschland betrug im Jahr 2011 schon gut 12 Prozent. Innerhalb der Erneuerbaren Energien ist vor allem die Biomasse mit einem Anteil von zusammen 50 Prozent vorherrschend, davon 38 Prozent feste Biomasse und inzwischen 10 Prozent Nutzung von Biogas (siehe Exkurs „Biogas“).

Der zweitgrößte Energieträger ist die Windenergie – ausschließlich in der Stromerzeugung eingesetzt – mit einem Anteil von 14 Prozent. Die Energie der Sonne hat einen Anteil von 11 Prozent, davon 9 Prozent in der Stromerzeugung und 2 Prozent in solarthermischen Anwendungen. Biokraftstoffe – im Verkehrssektor eingesetzt – tragen insgesamt mit einem Anteil von gut 11 Prozent zu den Erneuerbaren Energien bei (Abb. 1). Erneuerbare Energien weisen mit inzwischen 23 Prozent den höchsten Anteil am Stromverbrauch auf.

Innerhalb der Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung ist die Windenergie am stärksten vertreten gefolgt von der Biomasse-Verstromung mit zusammen 28 Prozent (Abb. 1).

Biomasse kann in fester, flüssiger oder gasförmiger Form – also Biogas – verstromt werden. Die Verstromung von Biogas bildet mit einem Anteil an der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien von 15 Prozent inzwischen den größten Anteil und erreicht damit dasselbe Niveau wie die Stromerzeugung aus Wasserkraft. Die Photovoltaik trägt mit 20 Prozent zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bei.

In der Wärmeerzeugung sind die Anteile der einzelnen Energieträger deutlich verschieden (Abb. 2). Insgesamt trugen die Erneuerbaren Energien 2011 mit 10,4 Prozent zum gesamten Endenergieverbrauch für Wärme bei (2010: 10,3 Prozent). Dabei ist vor allem die feste Biomasse – also bspw. die Verwendung von Holzpellets im privaten Bereich oder von Rest- und Altholz in Heizkraftwerken – mit einem Anteil von 74 Prozent an den erneuerbaren Energieträgern vorherrschend gefolgt von der Verwendung von Biogas mit einem Anteil von 8 Prozent. Die tiefe und oberflächennahe Nutzung der Geothermie kommt auf einen Anteil von 5 Prozent. Die Herstellung von Kraftstoffen aus Erneuerbaren Energien ist mit einem Anteil von 5,5 Prozent am gesamten Kraftstoff noch sehr schwach ausgeprägt. Die Nutzung erfolgt überwiegend als Beimischung zu Benzin- und Dieselkraftstoffen, wobei Biodiesel hier den größten Anteil aufweist gefolgt von Bioethanol.

Abb. 1: Erneuerbare Energien: Endenergieverbrauch und Stromerzeugung 2012

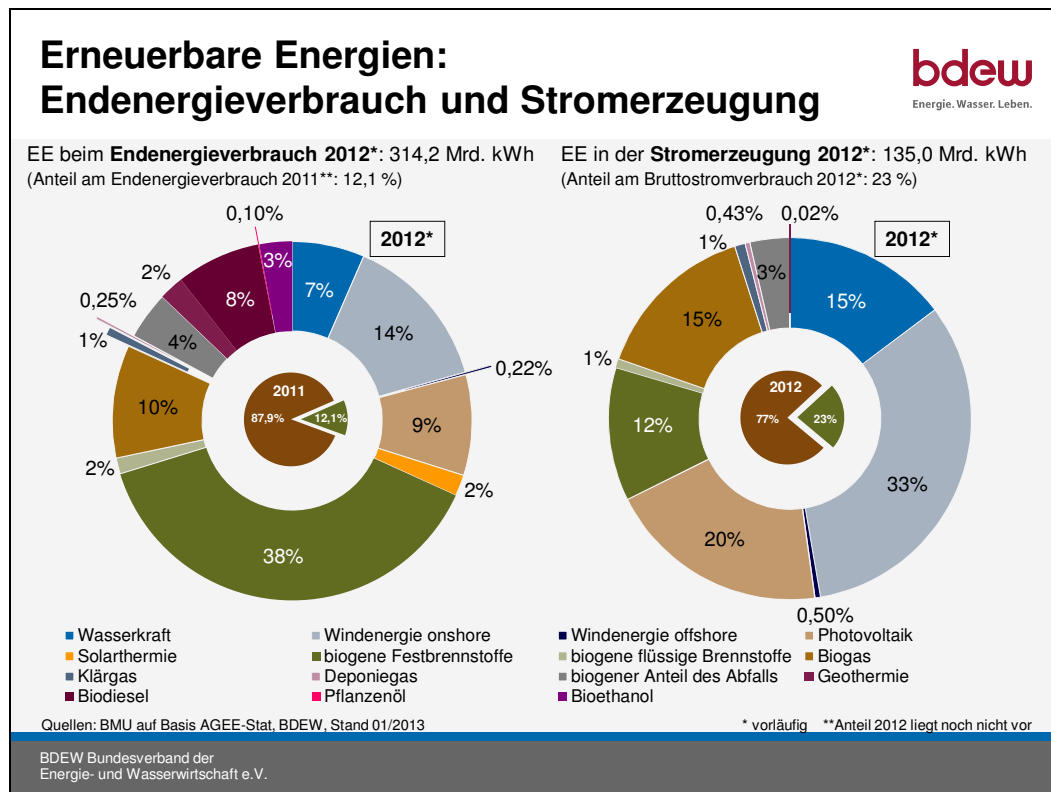
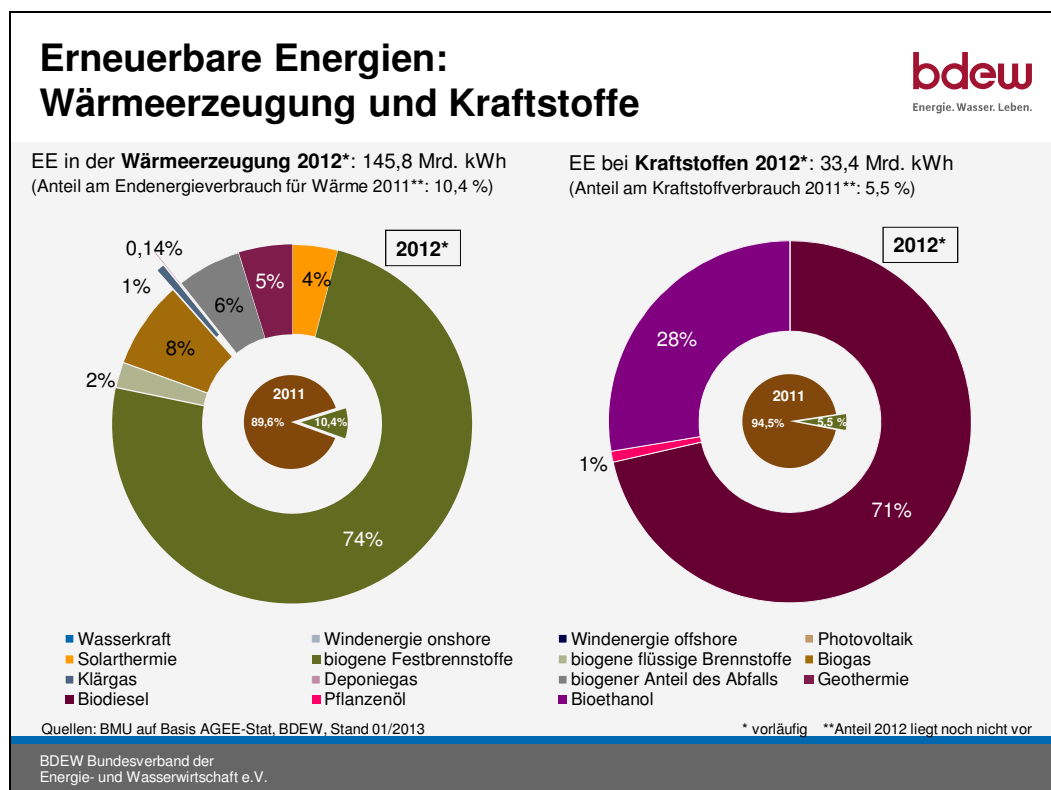


Abb. 2: Erneuerbare Energien: Wärmeerzeugung und Kraftstoffe 2012

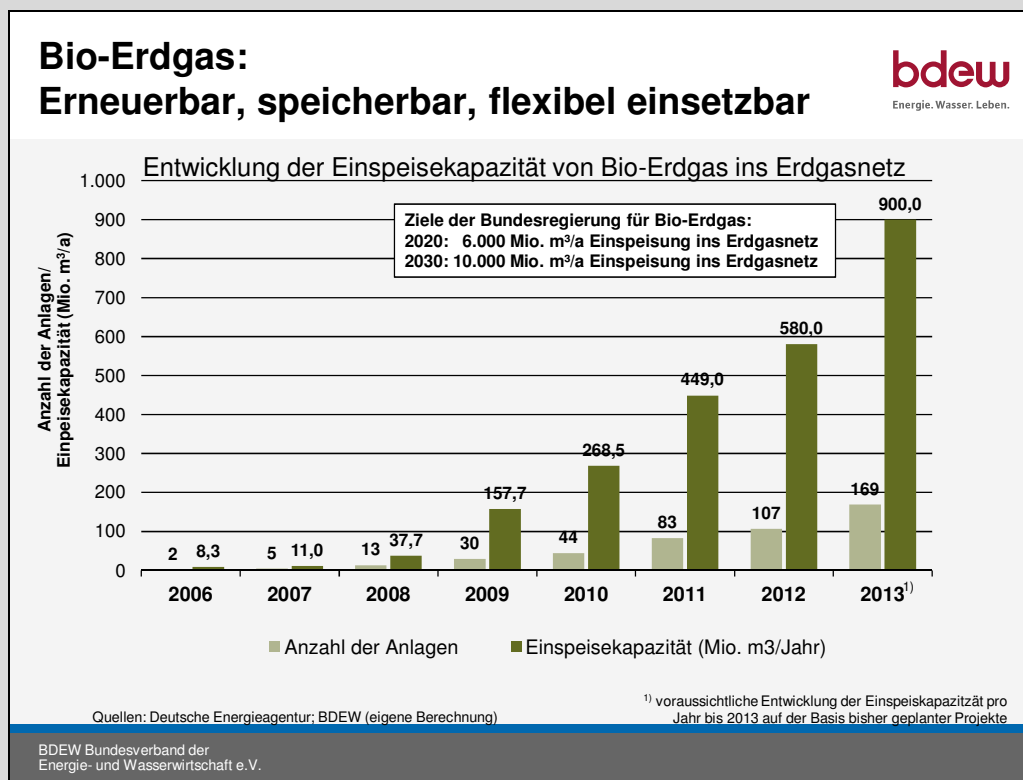


Exkurs: Bio-Erdgas in Deutschland

Derzeit speisen 107 Bio-Erdgas-Einspeiseanlagen 67.000 m³/h auf Erdgasqualität aufbereitetes Bio-Erdgas ins Erdgasnetz ein, das sind jährlich rund 580 Mio. m³. 36 Anlagen befinden sich derzeit im Bau, weitere 26 in Planung. Von Bio-Erdgas spricht man, wenn (Roh-)Biogas nach der Aufbereitung die gleichen Eigenschaften wie Erdgas erhält und ins Erdgasnetz eingespeist werden kann. Es kann zu 100 Prozent oder in jedem Mischungsverhältnis mit Erdgas zur Verstromung, im Wärmemarkt oder als Kraftstoff eingesetzt werden.

Bio-Erdgas ist erneuerbar, speicherbar und flexibel einsetzbar. Bio-Erdgas kann in der Stromerzeugung regelbar eingesetzt werden und steht aus Vergärungsanlagen ganzjährig zur Verfügung. Es hat eine sehr gute Ökobilanz und kann – analog zu Erdgas – in die bestehende, gut ausgebaute Erdgasinfrastruktur eingespeist, gespeichert und genutzt werden.

Der Beitrag von (Roh-)Biogas aus ca. 7.500 Anlagen mit Direktverstromung vor Ort sowie aufbereitetem Bio-Erdgas an der Stromerzeugung stieg 2012 auf 20,5 TWh. Das entspricht 3,3 Prozent an der Bruttostromerzeugung und ist somit genauso hoch wie der Anteil der Wasserkraft. In der Wärmebereitstellung lieferten Biogas und Bio-Erdgas nach vorläufigen Zahlen 11,5 TWh und haben damit einen Anteil von etwa 1 Prozent am Endenergieverbrauch für Wärme. Die rund 90.000 Erdgasfahrzeuge in Deutschland können bereits an jeder vierten Erdgastankstelle Bio-Erdgas als Beimischung und an über 100 der 915 Erdgastankstellen 100-prozentiges Bio-Erdgas tanken.



3 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 15 Prozentpunkte von 8 Prozent auf 23 Prozent (2012) (Abb. 3). Die von der Bundesregierung im Rahmen des Energiekonzepts formulierten Ziele für die weitere Entwicklung der Erneuerbaren sind zwar weiterhin ambitioniert, das erste Zwischenziel von mindestens 35 Prozent im Jahr 2020 jedoch bei Beibehaltung der derzeitigen Dynamik durchaus realistisch.

Tab. 1: Entwicklung der Erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung von 1988 bis 2011

		1988	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002	2004	2006	2008	2010	2011
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	4.480	4.507
Einspeisung	GWh	16.924	14.789	16.040	17.473	16.669	16.877	21.683	23.382	19.670	19.561	20.038	17.036	17.438
Windenergie														
Leistung	MW	12	48	182	632	1.546	2.672	5.898	11.555	14.245	20.472	22.833	28.741	28.755
Einspeisung	GWh	14	71	275	909	2.032	4.489	9.513	15.504	20.237	30.387	40.574	50.690	48.883
Biomasse und Gase														
Leistung	MW	n. e.	190	227	276	358	409	510	761	1.258	3.010	4.054	4.957	5.773
Einspeisung	GWh	n. e.	222	295	570	804	1.050	1.405	4.797	5.168	13.904	21.077	26.567	30.459
Photovoltaik														
Leistung	MW _p	n. e.	2	5	10	17	34	62	210	788	2.405	5.955	17.488	23.962
Einspeisung	GWh	n. e.	1	2	4	6	15	32	135	398	2.054	4.418	11.683	19.340
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	55.666	62.997
Einspeisung	GWh	16.938	15.083	16.612	18.956	19.511	22.431	32.633	43.818	45.473	65.906	86.107	105.976	116.119
Müll														
Leistung	MW	518	561	550	499	551	540	522	522	522	950	1.310	1.550	1.600
Einspeisung ²⁾	GWh	939	900	939	972	1.000	1.204	1.373	1.464	1.547	2.917	3.772	3.825	3.798
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	38.149	57.216	64.597
Einspeisung	GWh	17.877	15.983	17.551	19.928	20.511	23.635	34.006	45.282	47.020	68.823	89.879	109.801	119.917

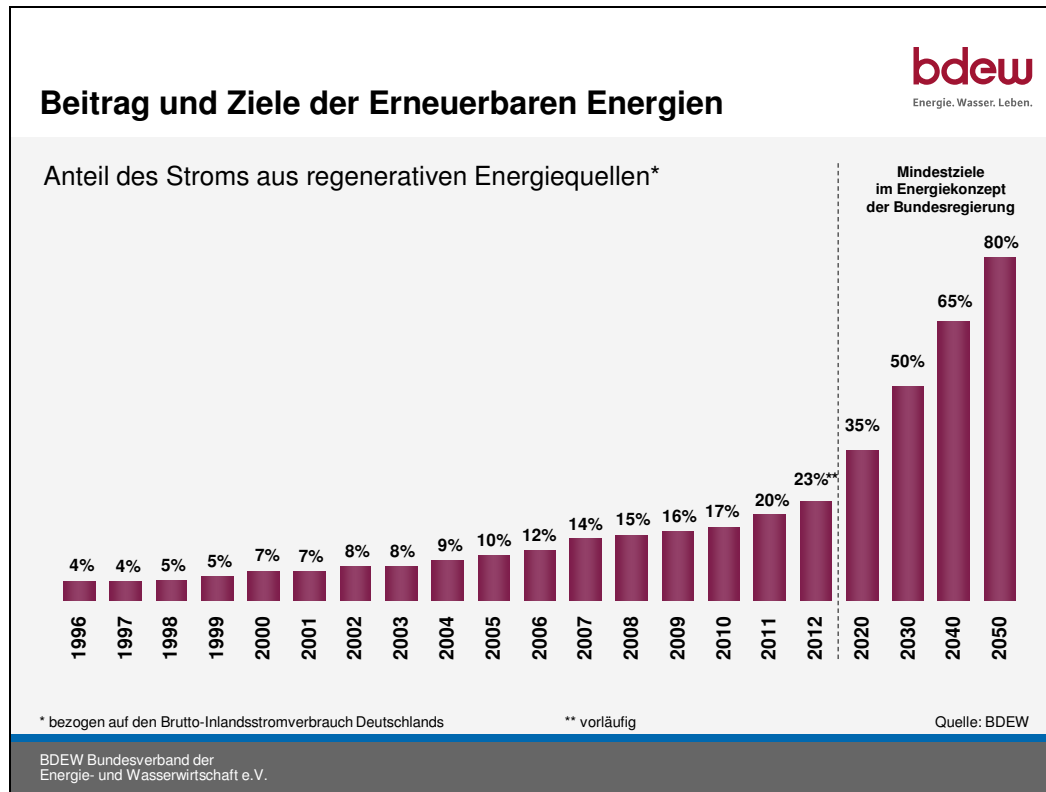
¹⁾ ab 2008 ohne die Leistung der Pumpspeicherwerke mit natürlichem Zufluss

²⁾ nur Stromerzeugung aus erneuerbarem Anteil des Mülls (50 %)

n. e.: nicht erfasst

Quellen: BDEW-Jahresstatistik; Statistisches Bundesamt

Abb. 3: Anteil der Erneuerbaren Energien am Brutto-Inlandsstromverbrauch und Ziele der Bundesregierung



Im Jahr 2012 ist der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung weiter gewachsen und beträgt nach vorläufigen Schätzungen rund 21,9 Prozent (Abb. 4). Wichtig ist an dieser Stelle: Bezogen auf den Stromverbrauch übersetzt sich das in einen Anteil von 23 Prozent. Für die Zielerreichung ist der Anteil am Stromverbrauch die maßgebliche Bezugsgröße.

Das Windjahr 2012 war etwas schlechter als 2011, die überdurchschnittlichen monatlichen Erzeugungswerte (Abb. 6) im Vergleich zum langjährigen Mittel wurden lediglich durch den Zubau der vergangenen Jahre erreicht. Der leichte Rückgang bei Wind wurde vor allem durch einen starken Anstieg der Photovoltaik, aber auch durch Zuwächse bei der Biomasse sowie besserer Auslastung der Wasserkraftwerke erreicht. Im Rahmen der Publikation umfasst Biomasse immer feste, flüssige und gasförmige Biomasse. Bei der Photovoltaik stellt der Monat Mai 2012 einen Rekordmonat dar, in dem erst- und bislang einmalig die 4 TWh-Grenze überschritten wurde. Bis auf die Monate November und Dezember übertraf die monatliche Stromerzeugung aus Photovoltaik jene des Vorjahresmonats deutlich (Abb. 7).

Abbildungen 6 und 7 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.

Abb. 4: Anteil der Erneuerbaren Energien an der Brutto-Stromerzeugung 2012

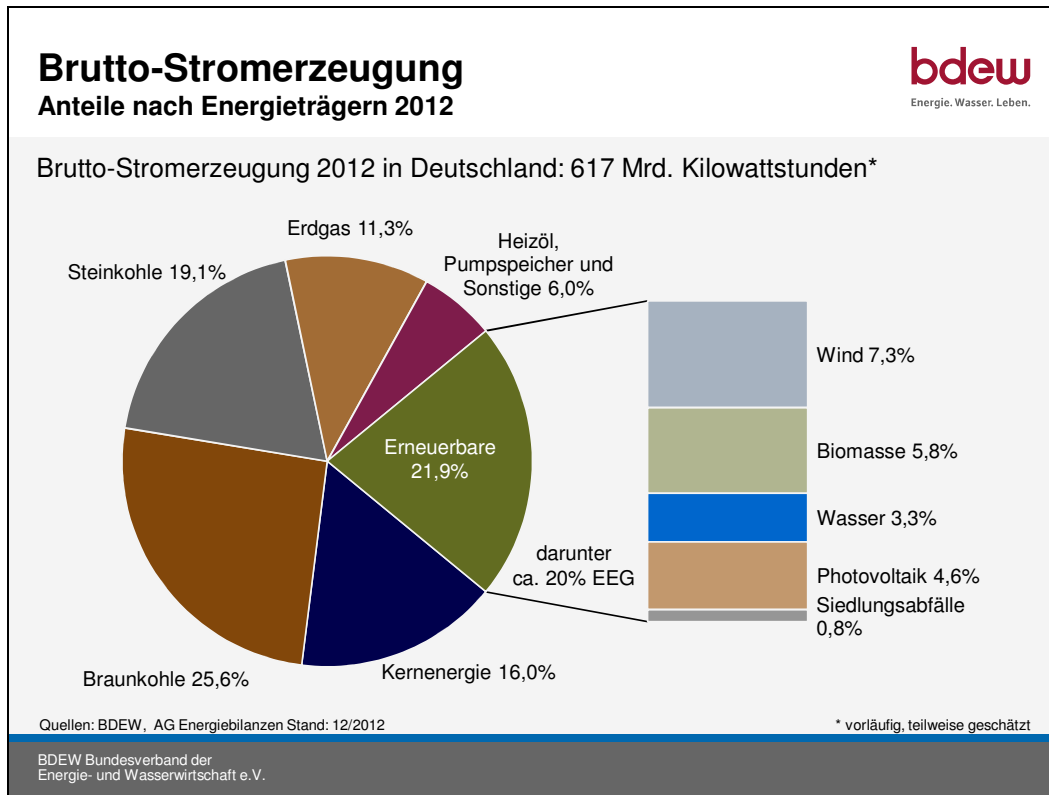


Abb. 5: Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Detail 2011 und 2012

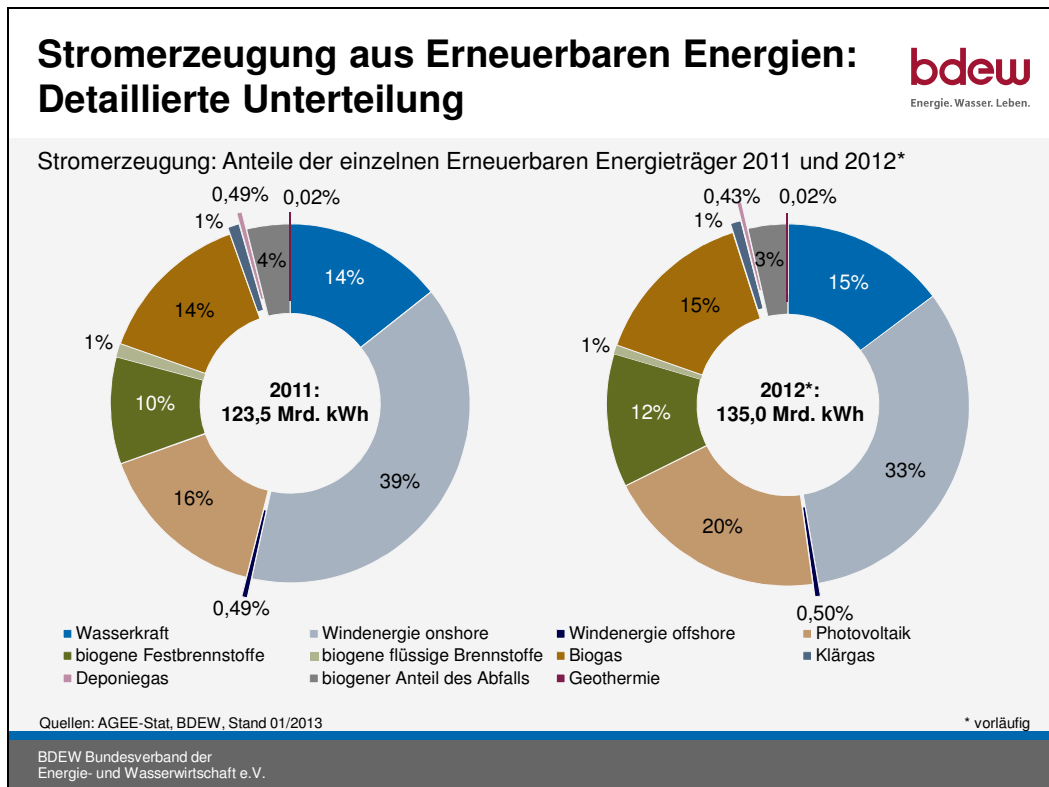


Abb. 6: Monatliche Stromerzeugung aus Windenergie

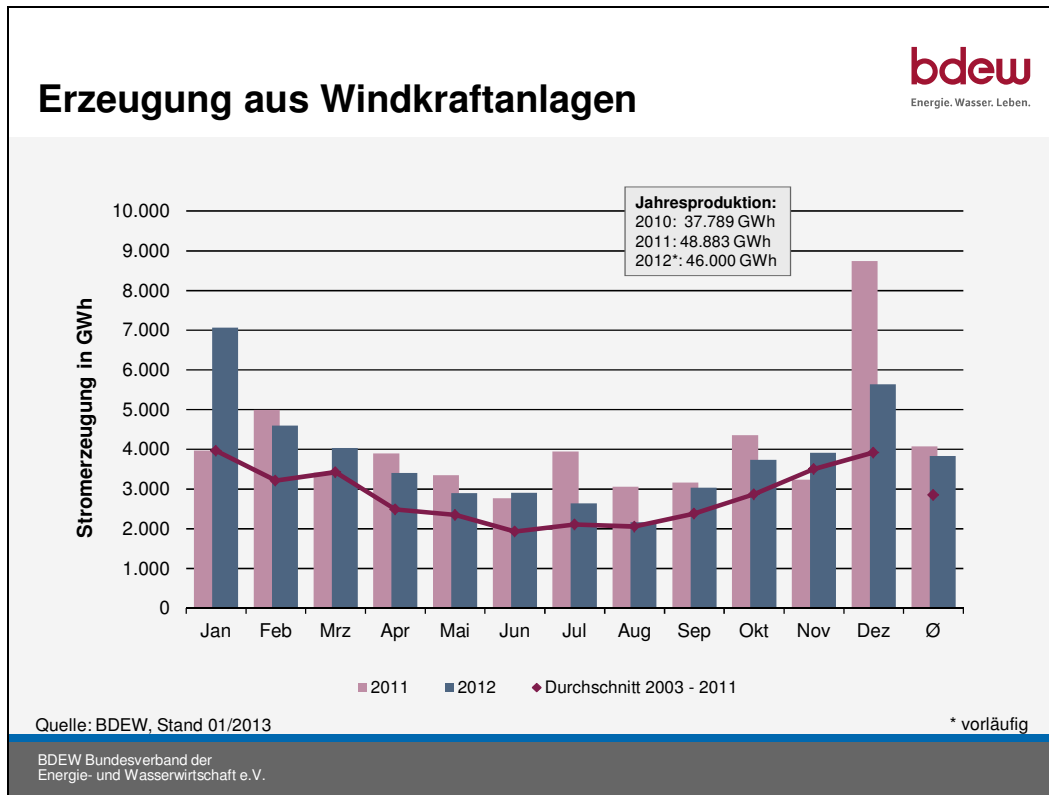


Abb. 7: Monatliche Stromerzeugung aus Photovoltaik

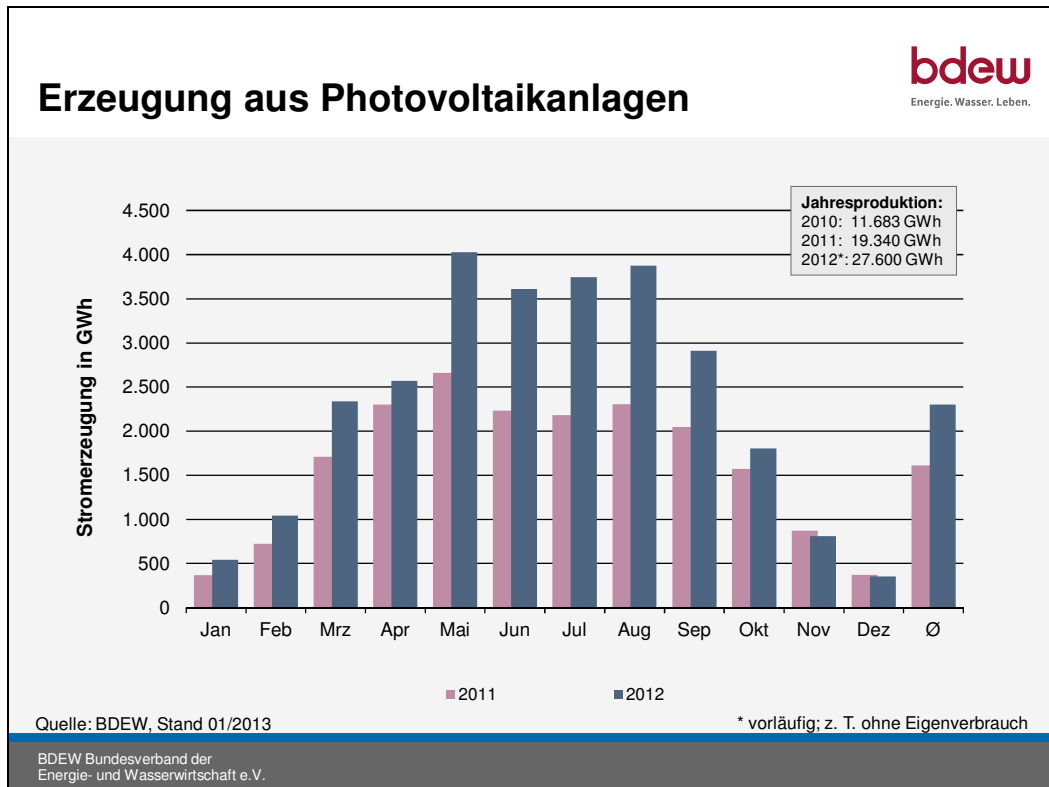
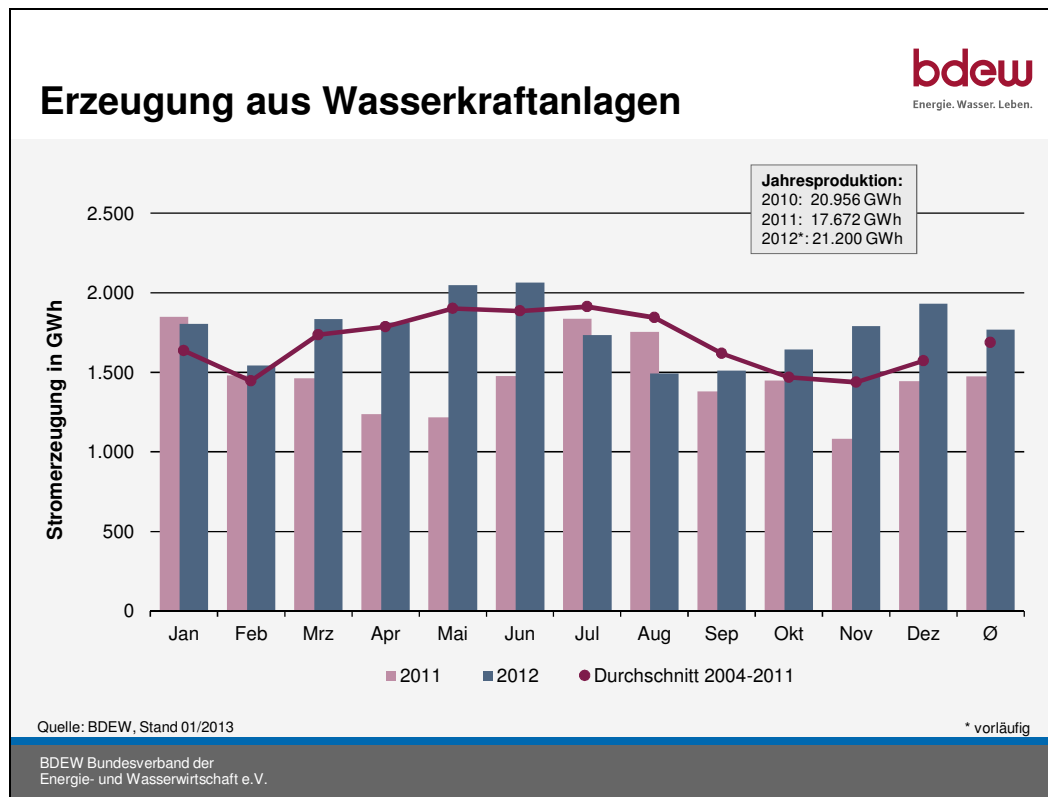


Abb. 8: Monatliche Stromerzeugung aus Wasserkraftanlagen



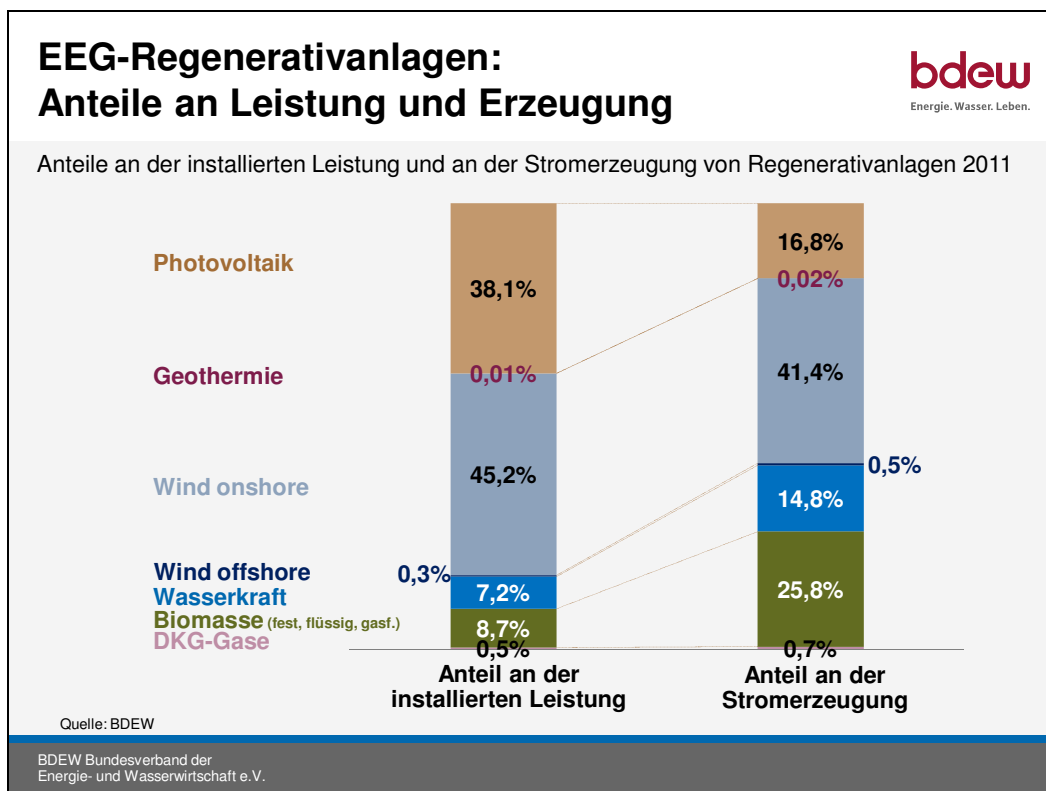
4 Der Unterschied von installierter Leistung und Stromerzeugung

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 9 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 nur rd. 16 Prozent Anteil an der installierten Leistung haben, aber aufgrund ihrer hohen Verfügbarkeit und Auslastung gut 40 Prozent des Stroms aus Erneuerbaren Energien erzeugen. Bei der Windkraft dreht sich das Verhältnis leicht 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 knapp 40 Prozent der installierten Leistung der Regenerativanlagen aus, steuert aber lediglich rd. 17 Prozent zum erneuerbaren Strommix bei.

Abb. 9: Anteile der einzelnen Energieträger an der Leistung und an der Stromerzeugung von Regenerativanlagen 2011



5 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 und Photovoltaik 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 CO₂ 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 natürlichen Wasserzufluss ins Oberbecken eines Pumpspeicherkraftwerks, den biogenen Anteil bei der Verstromung von Siedlungsabfällen (in Deutschland gelten 50 Prozent 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. 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 nur schwer möglich.

Tab. 2: Erneuerbaren Energien und EEG-geförderte Anlagen 2011 im Vergleich

	installierte Leistung [MW]			Stromerzeugung [GWh]		
	erneuerbare Energien	EEG-förderfähige Anlagen*	Anteil EEG-Anlagen in %	erneuerbare Energien	EEG-förderfähige Anlagen*	Anteil EEG-Anlagen in %
Wasserkraft	4.507	1.389	30,8%	17.324	4.843	28,0%
Wind onshore	28.564	28.564	100,0%	48.315	48.315	100,0%
Wind offshore	188	188	100,0%	568	568	100,0%
Photovoltaik	23.962	23.962	100,0%	19.340	19.340	100,0%
Geothermie	7	7	100,0%	19	19	100,0%
Feste biogene Stoffe	5.773	5.377		32.004	27.977	
Flüssige biogene Stoffe						
Biogas		329			714	
Klärgas						
Deponiegas						
Biogener Anteil Siedlungsabfall	1.600	nicht förderfähig		3.798	nicht förderfähig	
Grubengas	nicht erneuerbar	261		nicht erneuerbar	1.101	
Summe	64.601	60.077	93,0%	121.368	102.877	84,8%

* EEG-Anlagen, die potenziell EEG-Förderung erhalten können

Quellen: Statistisches Bundesamt, BDEW, Jahresmeldungen der Verteilnetzbetreiber für 2011

6 Regionale Verteilung der Nutzung Erneuerbaren Energien und regionale Verteilung der EEG-Anlagen und EEG-Stromerzeugung

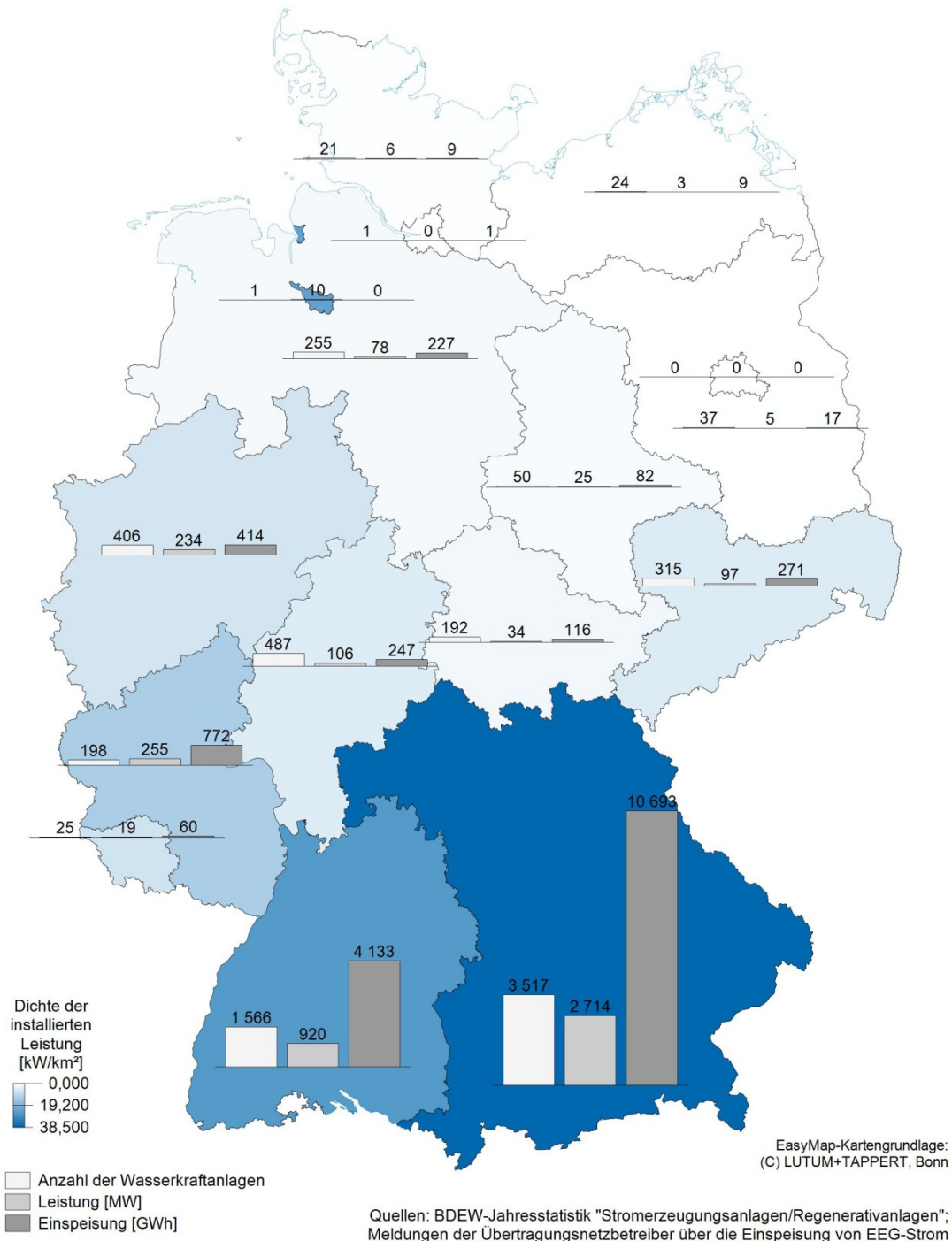
Um die regionale Verteilung der Anlagen zur Stromerzeugung auf der Basis Erneuerbarer Energien zu begutachten, ist der Vergleich von Absolutzahlen auf Ebene der Bundesländer aufgrund der unterschiedlichen Gesamtfläche nur bedingt aussagefähig. Um die regionalen Unterschiede in der Nutzungsintensität 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 relativ hohe Flächendichte im dicht besiedelten Nordrhein-Westfalen zeigt. Bei der Nutzung der Biomasse, die die Verstromung von fester Biomasse (Restholz, Altholz etc.), flüssiger Biomasse – also die Verstromung von aus Biomasse hergestellten Brennstoffen – sowie gasförmige Biomasse (Biogasanlagen zur Stromerzeugung) umfasst, 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.

Eine weitere wichtige Kenngröße für die Nutzbarkeit einer Energiequelle ist die Anzahl der Jahresvolllaststunden (Abb. 12, Abb. 14, Abb. 16). Diese gibt an, in wie vielen Stunden eine Anlage ihre Jahresstromerzeugung erbracht hätte, wenn sie ständig maximale Leistung erbracht hätte. Auch wenn Wind- oder Photovoltaikanlagen fast ganzjährig in Betrieb sind, ist die durchschnittliche Leistung je nach Sonnen- oder Windangebot sowie Wirkungsgrad der Anlage die meiste Zeit deutlich unterhalb der maximal möglichen Leistung. Durch die Jahresvolllaststunden werden somit unterschiedliche Energiequellen, Anlagentypen und unterschiedliche Standorte bezüglich ihrer Effektivität vergleichbar. So zeigen die höheren Jahresvolllaststunden der Windenergie in Norddeutschland vor allem die bessere Windausbeute in den Küstenregionen. Bei der Photovoltaik wird die höhere Sonnenintensität in Süddeutschland gut dokumentiert. Die ebenfalls sehr hohen Volllaststunden in Sachsen, Sachsen-Anhalt und Brandenburg sind eine Folge der hohen Anzahl an Sonnenstunden im Jahr 2011 in diesen Bundesländern, vermutlich aufgrund geringerer Bewölkung sowie des generell jüngeren Alters der Photovoltaikanlagen, mit dem ein im Durchschnitt etwas höherer Wirkungsgrad einhergehen dürfte. Die dargestellten Jahresvolllaststunden sind Durchschnittswerte für die einzelnen Bundesländer. Natürlich gibt es innerhalb der Bundesländer je nach Standort deutliche Unterschiede. So gibt es auch in Süddeutschland hervorragende Standorte für onshore-Wind und in Norddeutschland ertragsreiche Standorte für Photovoltaik.

Die Unterschiede bei den Jahresvolllaststunden der Biomasse-Anlagen sind eine Folge der regional unterschiedlichen Anteile von Biogasanlagen zur Stromerzeugung und Holzkraftwerken (Festbrennstoffe). Gebiete mit einem hohen Anteil an Biogasanlagen weisen tendenziell höhere Jahresvolllaststunden auf, da Biogas sehr stetig und gleichmäßig zur Verfügung steht. Unterschiede in der Ausnutzung bei Biogasanlagen können weiterhin daher rühren, ob eher Energiepflanzen oder tierische Exkrememente eingesetzt werden. Bundesländer mit einem höheren Anteil an Holzkraftwerken weisen tendenziell geringere Jahresvolllaststunden auf, da hier die Brennstoffversorgung saisonal stärker schwankt oder der Brennstoffeinsatz durch Schwankungen der Brennstoffpreise mitbestimmt wird.

Abb. 10: Nutzung der Wasserkraft¹ 2011



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

Abb. 11: Nutzung der Windenergie 2011: Anzahl, Leistung, Erzeugung

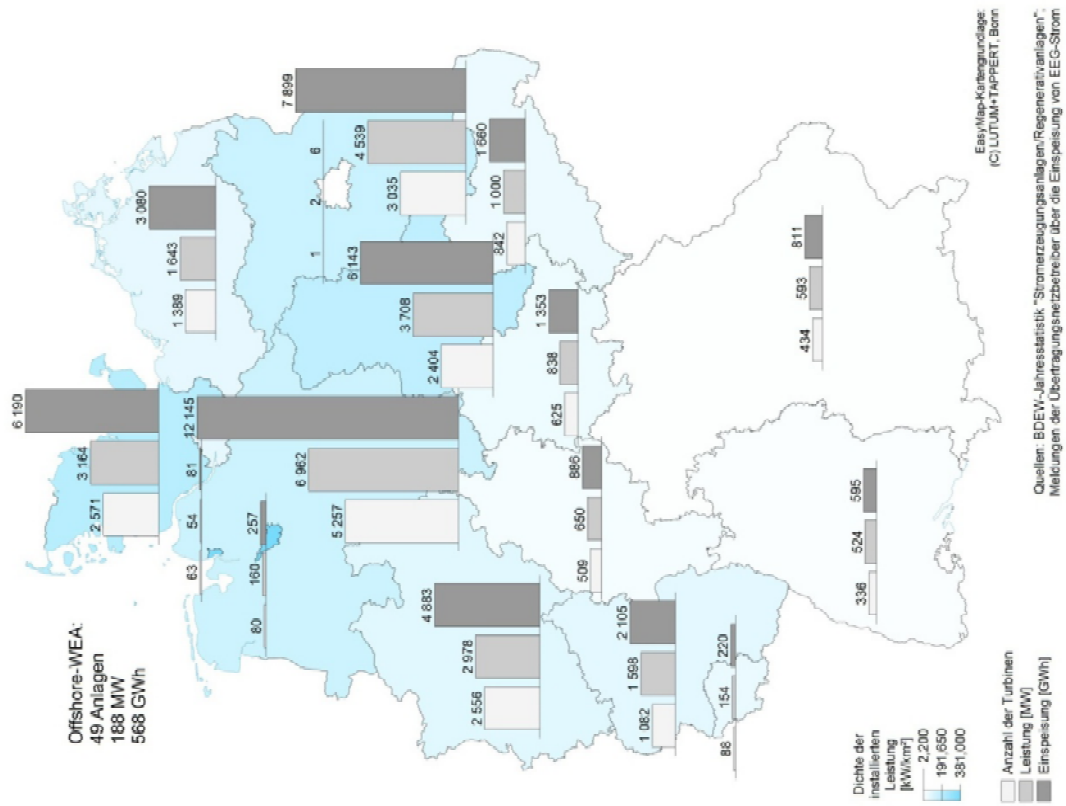


Abb. 12: Nutzung der Windenergie 2011: Jahresvolllaststunden

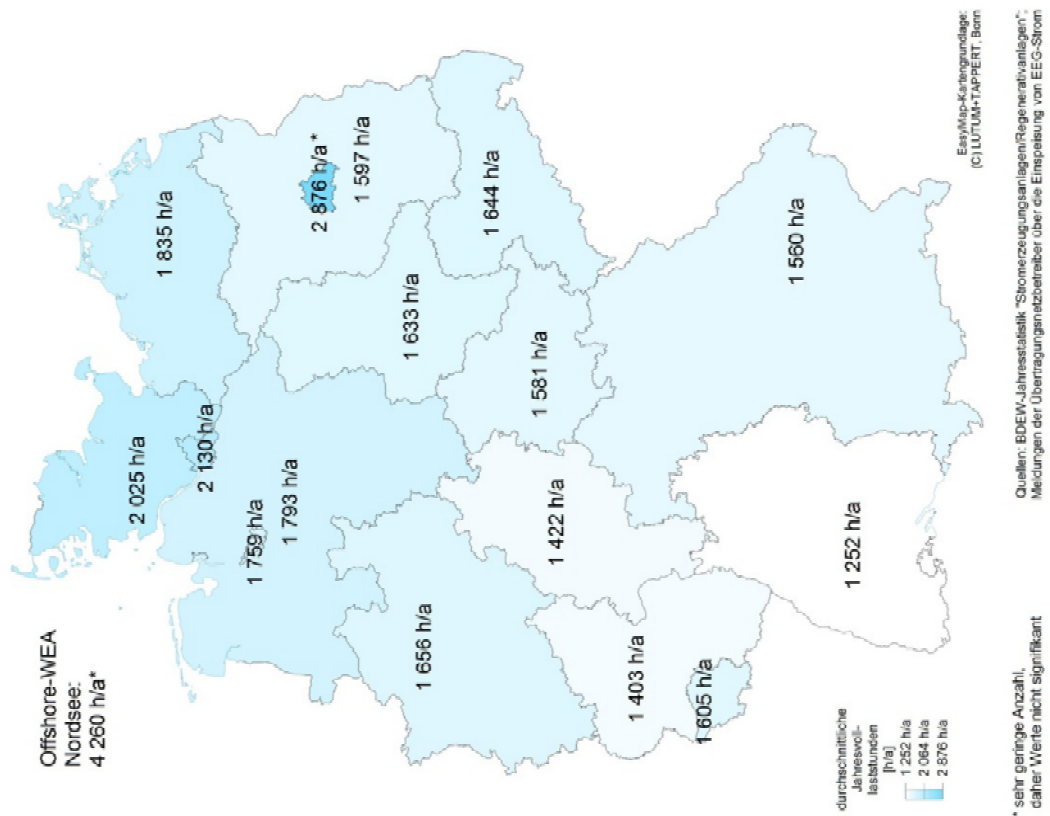


Abb. 13: Nutzung der Photovoltaik 2011: Anzahl, Leistung, Erzeugung

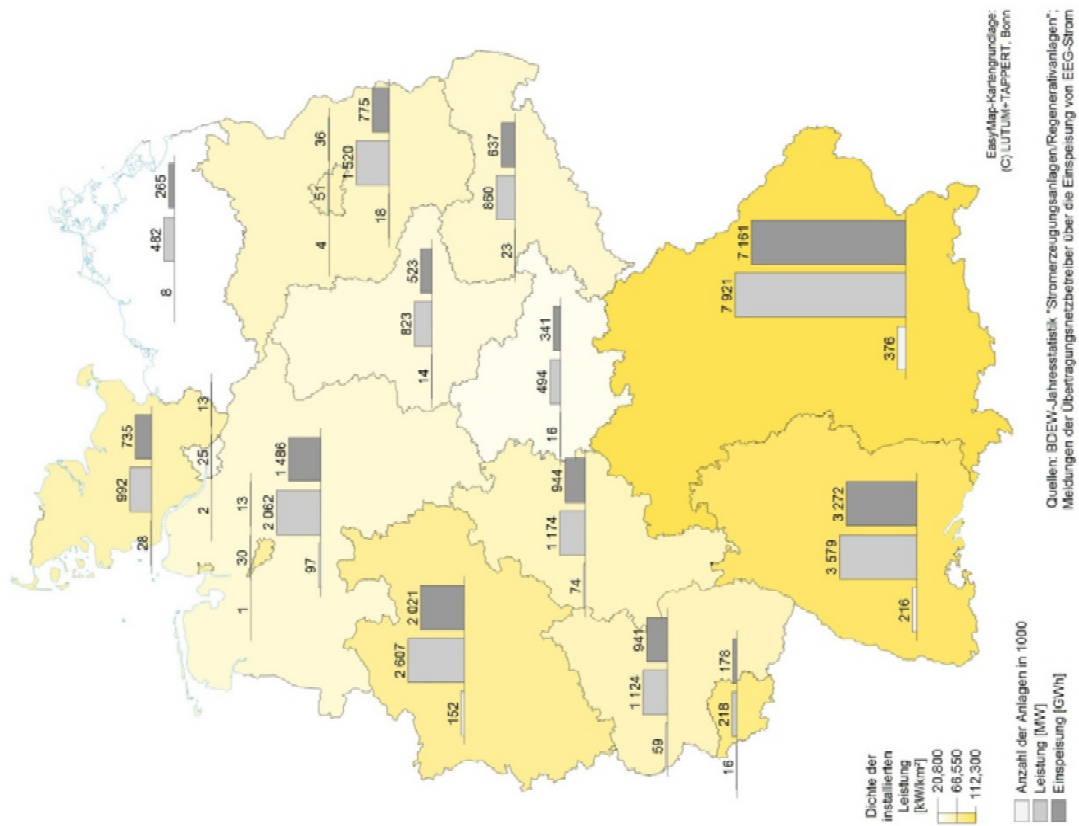


Abb. 14: Nutzung der Photovoltaik 2011: Jahresvolllaststunden

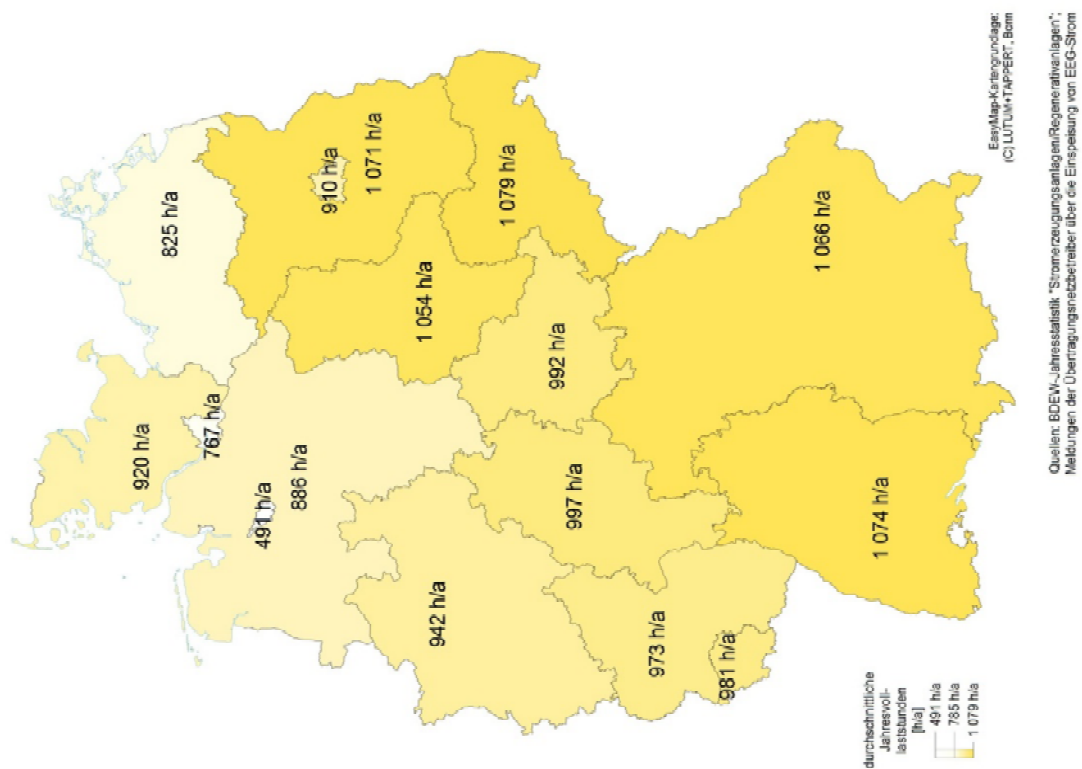


Abb. 15: Nutzung der Biomasse zur Verstromung 2011: Anzahl, Leistung, Erzeugung

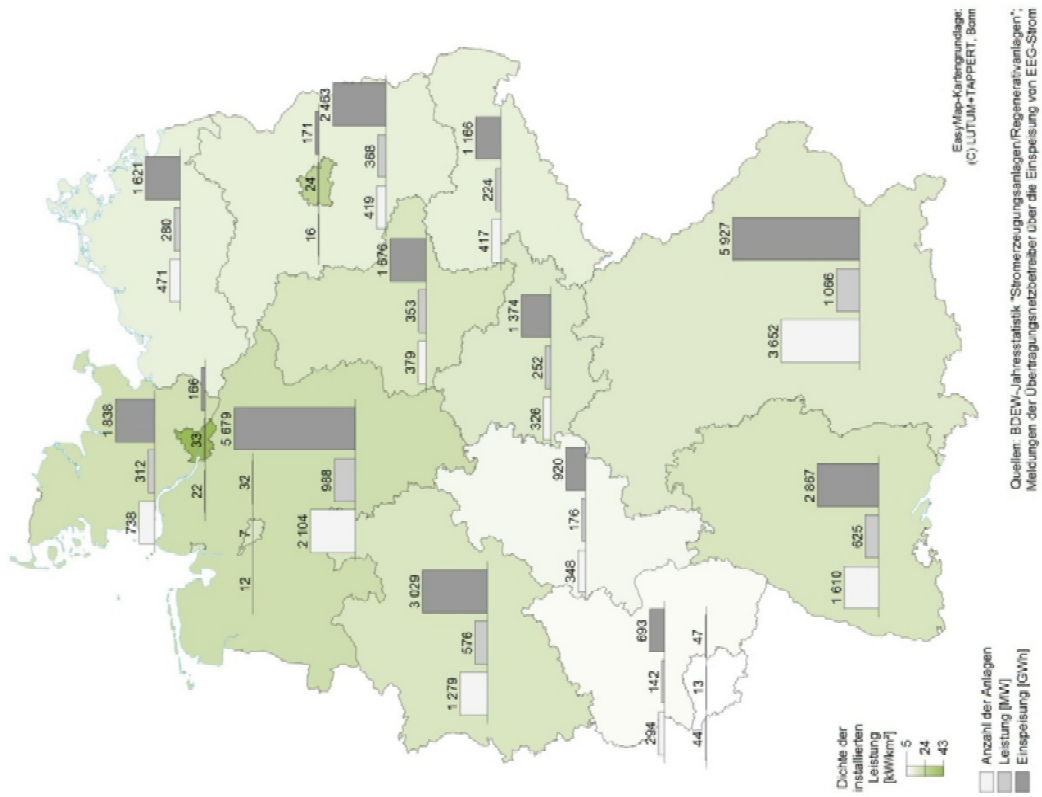


Abb. 16: Nutzung der Biomasse zur Verstromung 2011: Jahresvolllaststunden

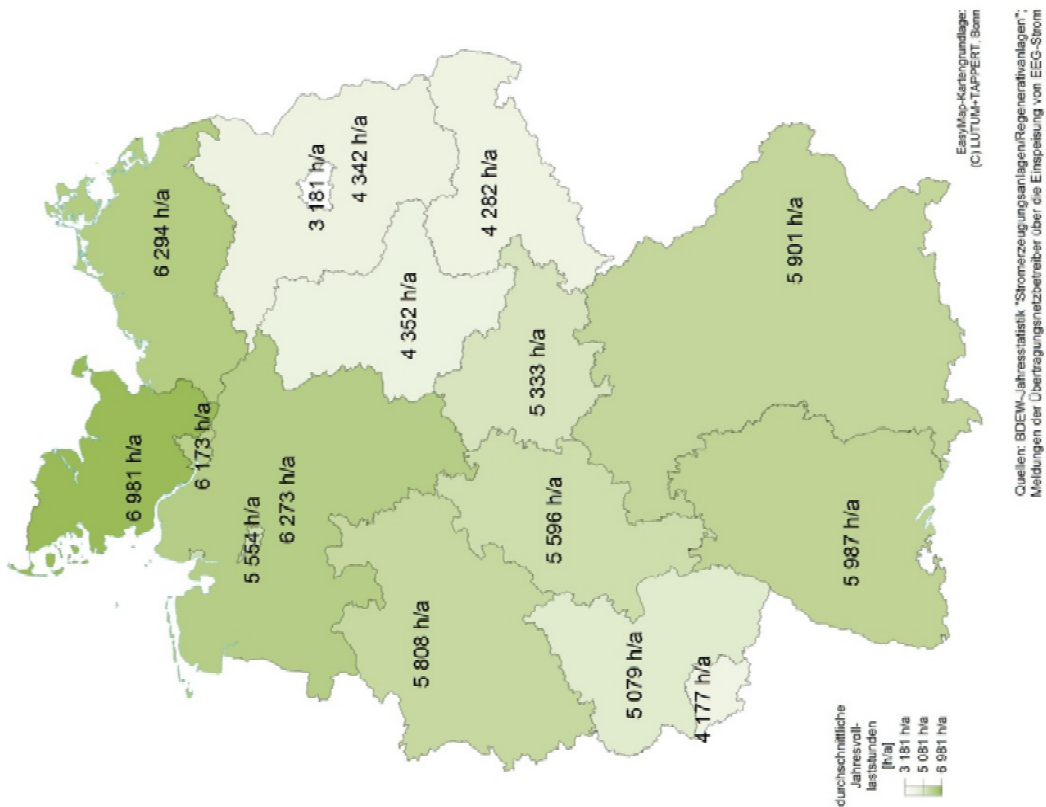
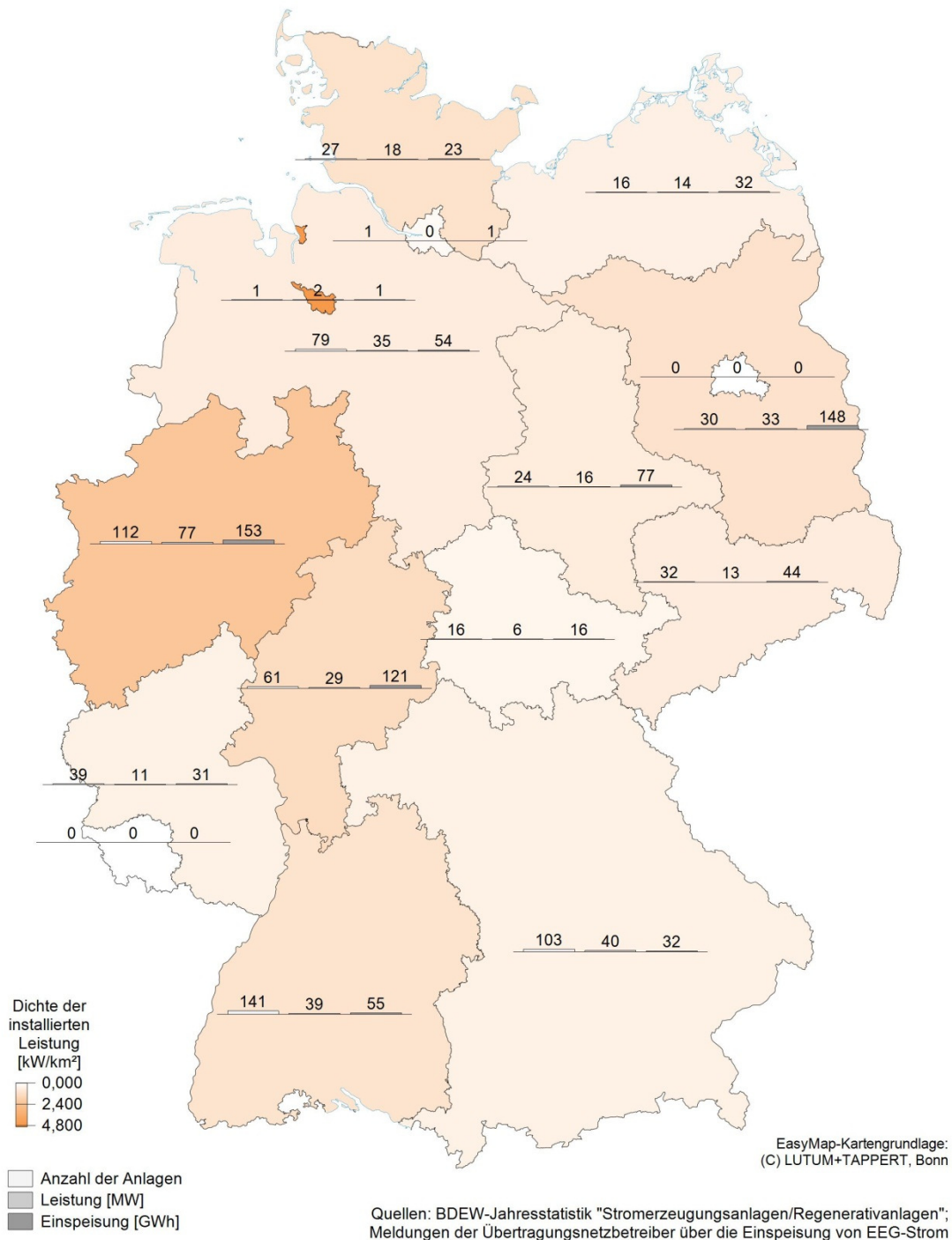


Abb. 17: Nutzung von Klär- und Deponiegas zur Verstromung 2011



Im Gegensatz zu den kartografischen Abbildungen – in denen die Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung insgesamt dargestellt sind – sind in der folgenden Tabelle die Anlagenzahl und die installierte Leistung der EEG-geförderten Anlagen sowie die EEG-Stromerzeugung und EEG-Vergütung 2011 dargestellt. Die führt insbesondere bei der Wasserkraft zu anderen Werten, da diese zu substanziellen Teilen nicht unter das EEG fällt. Eine Anlage ist in der Tabelle mit ihrer Leistung, ihrer EEG-geförderten Stromerzeugung sowie der erhaltenen Vergütung enthalten, wenn sie im Jahr 2011 in mindestens einem Monat die EEG-Vergütung beansprucht hat. Anspruchsberechtigte EEG-Anlagen, die 2011 ihre Stromerzeugung durchgehend direkt vermarktet haben – also keine EEG-Förderung beansprucht haben – sind nicht enthalten.

Tab. 3: Anzahl und installierte Leistung der EEG-geförderten Anlagen sowie EEG-geförderte Stromerzeugung und EEG-Vergütung 2011 nach Bundesländern

Bundesland	Energieträger	Anlagenzahl	Leistung [MW]	EEG-Strommenge [GWh]	EEG-Vergütung [Mio. €]
Baden-Württemberg	Biomasse	1.609	623,0	2.236,2	420,3
	Dep.-/Klärgas	140	39,1	40,6	3,2
	PV	215.993	3.579,4	3.271,7	1.383,2
	Wasser	1.561	352,2	469,4	43,0
	Wind onshore	336	523,5	561,4	49,9
	Gesamt	219.639	5.117,3	6.579,3	1.899,5
Bayern	Biomasse	3.651	1.066,4	4.912,0	990,2
	Dep.-/Klärgas	100	37,2	25,7	2,0
	Geothermie	2	3,8	7,6	1,7
	PV	375.785	7.920,6	7.160,6	2.903,5
	Wasser	3.487	580,3	1.107,6	108,8
	Wind onshore	434	593,5	807,3	73,7
Gesamt	383.459	10.201,8	14.020,9	4.080,0	
Berlin	Biomasse	16	23,9	70,7	7,7
	PV	4.070	51,0	35,7	14,6
	Wind onshore	1	2,0	5,8	0,5
	Gesamt	4.087	76,9	112,2	22,8
Brandenburg	Biomasse	419	368,3	1.398,5	248,3
	Dep.-/Klärgas	28	33,0	34,4	2,6
	PV	18.277	1.520,2	775,0	249,5
	Wasser	37	4,8	16,0	1,6
	Wind onshore	3.035	4.538,9	7.112,5	663,0
	Gesamt	21.796	6.465,3	9.336,4	1.165,0
Bremen	Biomasse	12	7,0	23,3	4,7
	Dep.-/Klärgas	1	2,0	1,3	0,1
	PV	1.358	30,4	12,6	5,1
	Wasser	1	10,0	0,0	0,0
	Wind onshore	80	159,7	240,2	21,7
	Gesamt	1.452	209,1	277,4	31,5

Bundesland	Energieträger	Anlagenzahl	Leistung [MW]	EEG-Strommenge [GWh]	EEG-Vergütung [Mio. €]
Hamburg	Biomasse	22	32,6	154,4	15,3
	Dep.-/Klärgas	1	0,2	0,1	0,0
	PV	2.055	25,2	12,8	5,37
	Wasser	1	0,1	0,0	0,0
	Wind onshore	63	53,7	75,0	7,1
	Gesamt	2.142	111,7	242,4	27,7
Hessen	Biomasse	348	175,7	784,2	128,7
	Dep.-/Klärgas	61	28,9	32,8	2,5
	PV	74.208	1.174,1	944,3	392,7
	Wasser	486	63,3	94,7	8,5
	Wind onshore	509	649,6	829,2	76,4
	Gesamt	75.612	2.091,7	2.685,2	608,9
Mecklenburg-Vorpommern	Biomasse	471	280,4	1.460,5	277,5
	Dep.-/Klärgas	16	13,8	6,5	0,50
	PV	8.416	481,7	265,0	92,9
	Wasser	24	2,9	8,6	0,8
	Wind onshore	1.389	1.642,8	2.904,5	268,0
	Gesamt	10.316	2.421,6	4.645,1	639,9
Niedersachsen	Biomasse	2.104	987,8	4.815,9	978,0
	Dep.-/Klärgas	69	33,0	39,4	3,03
	PV	96.950	2.062,1	1.485,6	598,0
	Wasser	240	61,5	80,5	7,8
	Wind onshore	5.257	6.961,8	11.525,3	1.068,7
	Gesamt	104.620	10.106,1	17.946,8	2.655,4
Nordrhein-Westfalen	Biomasse	1.278	556,1	2.044,7	392,6
	Dep.-/Klärgas	112	77,4	73,2	5,4
	PV	152.180	2.607,0	2.021,2	836,1
	Wasser	379	116,5	134,8	12,4
	Wind onshore	2.556	2.978,1	4.667,9	426,7
	Grubengas	80	205,7	149,7	10,1
	Gesamt	156.585	6.540,8	9.091,5	1.683,2
Rheinland-Pfalz	Biomasse	292	141,6	560,4	93,8
	Dep.-/Klärgas	38	10,7	28,8	2,2
	Geothermie	1	3,0	11,2	2,1
	PV	58.676	1.124,0	940,5	380,6
	Wasser	197	34,4	41,1	3,4
	Wind onshore	1.082	1.597,6	2.019,1	185,2
	Gesamt	60.286	2.911,4	3.601,2	667,3
Saarland	Biomasse	44	12,6	46,7	7,5
	PV	15.710	217,6	178,0	73,4
	Wasser	25	11,3	6,9	0,7
	Wind onshore	88	153,6	186,1	16,9
	Grubengas	8	54,9	0,0	0,00
	Gesamt	15.875	449,9	417,6	98,5

Bundesland	Energieträger	Anlagenzahl	Leistung [MW]	EEG- Strommenge [GWh]	EEG- Vergütung [Mio. €]
Sachsen	Biomasse	416	223,6	826,7	158,7
	Dep.-/Klärgas	32	13,4	18,0	1,4
	PV	22.824	860,4	636,2	232,5
	Wasser	309	90,5	260,6	26,9
	Wind onshore	842	1.000,3	1.611,8	147,8
	Gesamt	24.423	2.188,3	3.353,3	567,2
Sachsen-Anhalt	Biomasse	378	333,4	1.210,7	211,8
	Dep.-/Klärgas	24	15,8	13,1	1,1
	PV	14.117	822,6	523,1	181,0
	Wasser	50	25,0	74,1	7,6
	Wind onshore	2.404	3.707,9	5.763,7	532,3
	Gesamt	16.973	4.904,6	7.584,6	933,8
Schleswig-Holstein	Biomasse	738	312,4	1.808,5	371,7
	Dep.-/Klärgas	27	18,2	10,8	0,8
	PV	28.110	991,8	734,7	285,2
	Wasser	21	4,2	7,9	0,6
	Wind onshore	2.571	3.163,6	5.463,7	511,2
	Gesamt	31.467	4.490,2	8.025,7	1.169,6
Thüringen	Biomasse	325	232,3	1.021,0	169,0
	Dep.-/Klärgas	16	6,2	9,6	0,7
	PV	15.708	494,1	340,6	130,5
	Wasser	192	31,6	95,4	8,9
	Wind onshore	625	837,8	1.269,6	115,6
	Grubengas	1	0,4	0,8	0,1
	Gesamt	16.867	1.602,4	2.736,9	424,8
Wind offshore		49	188,3	568,1	85,2
Deutschland	Biomasse	12.123	5.377,0	23.374,5	4.475,7
	Dep.-/Klärgas	665	328,9	334,4	25,6
	Geothermie	3	6,8	18,8	3,9
	PV	1.104.437	23.962,3	19.337,8	7.764,1
	Wasser	7.010	1.388,7	2.397,5	231,0
	Wind onshore	21.272	28.564,3	45.043,0	4.164,6
	Wind offshore	49	188,3	568,1	85,2
	Grubengas	89	261,0	150,5	10,2
	Gesamt	1.145.648	60.077,3	91.224,6	16.760,4

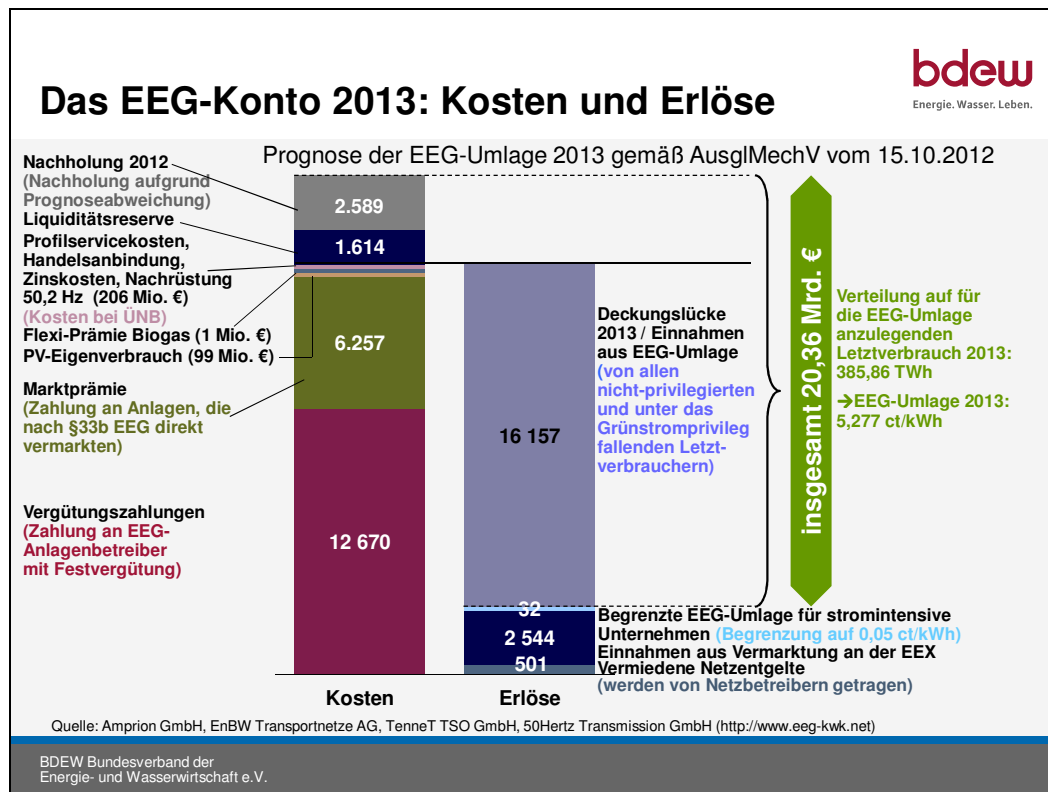
Quelle: Jahresmeldungen der Verteilnetzbetreiber für 2011, veröffentlicht durch die Übertragungsnetzbetreiber.
BDEW (eigene Berechnung); Stand: 22. November 2012

7 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. 18) oder in einem Überschuss im Folgejahr münden. Die folgende Darstellung basiert auf der Prognose für die Berechnung der EEG-Umlage 2013 vom 15. Oktober 2012.

Abb. 18: Schematische Darstellung des „EEG-Kontos“ mit Werten für 2013



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 § 33 g EEG 2012 Anspruch auf eine Marktprämie, die verkürzt ausgedrückt der Differenz zwischen dem Markterlös und der sonst zu zahlenden EEG-Vergütung entspricht. Der Markterlös pro vermarkteter Kilowattstunde wird von den Übertragungsnetzbetreibern monatlich für Windenergieanlagen, Photovoltaikanlagen und steuerbaren EEG-Anlagen einheitlich ermittelt und für die Auszahlung der Marktprämie zugrunde gelegt. 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 Abbildung 18 dargestellten Kosten der Marktprämie in Höhe von 6.257 Mio. € stellen somit keine Mehrkosten gegenüber der Vermarktung der EEG-Strommengen durch die Übertragungsnetzbetreiber dar, sondern sind eine Verlagerung von Kosten aus der gesetzlichen Festvergütung in die Marktprämie.

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, wenn Sie zwischen dem 01. Januar 2009 und dem 31.03.2012 in Betrieb genommen wurden. Dies ist wirtschaftlich interessant, wenn die geminderte Vergütung zuzüglich der Kosten pro kWh für den ansonsten zu beziehenden Strom die Einspeisevergütung der Anlage übersteigt. PV-Anlagen, die nach dem 01. April 2012 in Betrieb genommen wurden erhalten für den Eigenverbrauch keine Vergütung mehr, da die Einspeisevergütung geringer ist als der Brutto-Endkundenpreis für den Bezug von Strom beim Stromlieferanten, wodurch der Eigenverbrauch die wirtschaftlich bessere Alternative darstellt. Nicht selbst verbrauchte Mengen werden weiterhin normal eingespeist und vergütet.

Flexibilitätsprämie Biogas: Die Flexibilitätsprämie gemäß § 33 i 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 (2013: 25 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) (2013: 3 Mio. €) sowie Zinskosten (2013: 5 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 in der Regel auch wieder aus diesen Netzebenen entnommen wird. Somit werden vorgelagerte Netzebenen in der Regel entlastet und weniger beansprucht. Ob dies für alle EEG-Einspeisungen noch der Fall ist, ist fraglich. Vor allem die volatil einspeisenden EEG-Anlagen sorgen zunehmend für eine Belastung der vorgelagerten Netze und erfordern einen zusätzlichen Netzausbau in allen Spannungsebenen. Bei geringerer Beanspruchung der vorgelagerten Netze 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 Entlastung 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 2013 der Zeitraum 01.10.2011 bis 30.09.2012). Die Vermarktung erfolgt dann stundenweise am Spotmarkt der Strombörse. Da Preisentwicklungen nur sehr schwer prognostiziert werden können, sind hier Prognoseabweichungen unvermeidlich. Im Vergleich zum Vorjahr ist die Höhe der prognostizierten Vermarktungserlöse deutlich geringer geworden. Dies hat nur zu einem geringen Teil mit dem gesunkenen Preisniveau an der Strombörse zu tun, sondern vielmehr mit der intensiven Nutzung der Marktprämie. Durch eigenständige Vermarktung der Stromerzeugung durch die Anlagenbetreiber, ist die insgesamt durch die Übertragungsnetzbetreiber vermarktete Strommenge deutlich geringer geworden.

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 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 des 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 die Entlastungsregelungen für die Industrie modifiziert. Neben jenen Unternehmen, die die begrenzte EEG-Umlage von 0,05 ct/kWh entrichten, gibt es weitere Unternehmen, die eine geminderte EEG-Umlage (stufenweise 10 Prozent bzw. 1 Prozent der aktuellen EEG-Umlage) bezahlen. Die Zahlungen dieser Unternehmen sind rechnerisch im Block „Deckungslücke/Einnahmen aus EEG-Umlage“ enthalten. 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 zuzüglich dem Verbrauchsäquivalent für den Stromverbrauch von Unternehmen mit geminderter EEG-Umlage und dem Verbrauch im Rahmen des Grünstromprivilegs umgelegt, wodurch sich die Höhe der EEG-Umlage berechnet. Somit wird die Deckungslücke von den Endverbrauchern mit der Zahlung der EEG-Umlage zur Förderung der EEG-Anlagen ausgeglichen. 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).

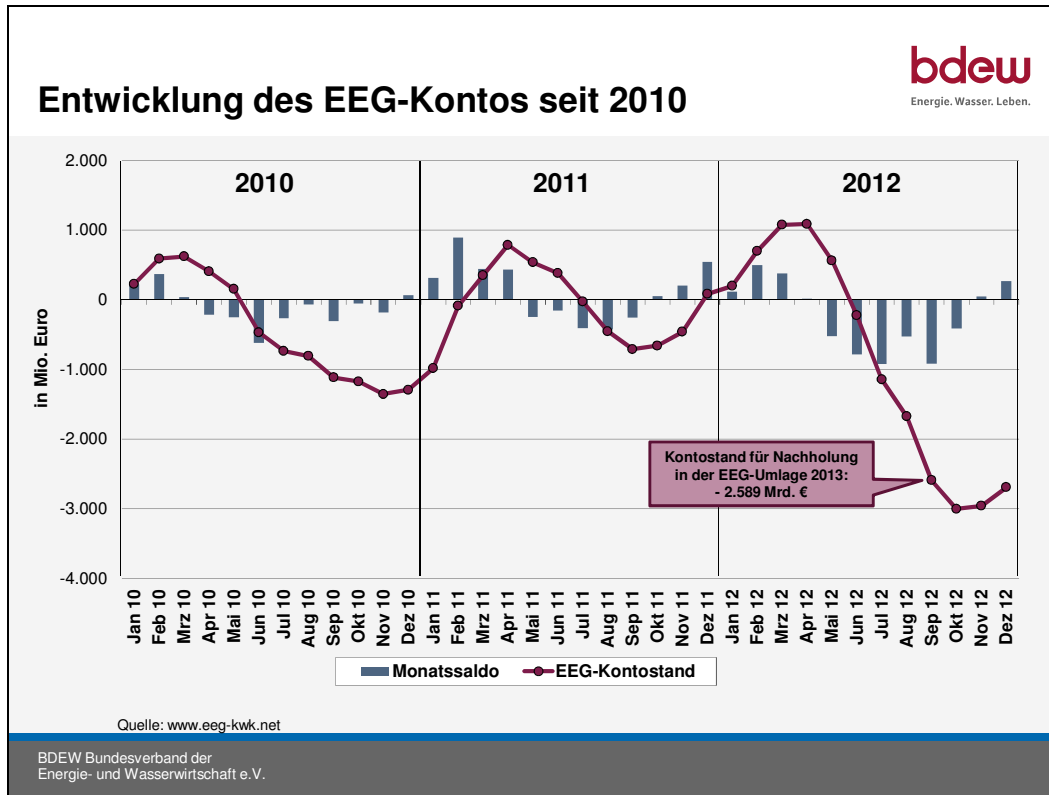
Nachholung aus dem Vorjahr: Eine Nachholung dient dem Übertrag eines Minus auf dem EEG-Konto aus dem Vorjahr ins Folgejahr, da zu geringe Zuflüsse eines Jahres im Folgejahr ausgeglichen bzw. nachverrechnet werden müssen und zu einer zusätzlichen Belastung der EEG-Umlage im Folgejahr führen. Maßgeblich für die Berücksichtigung in der EEG-Umlage ist der Kontostand zum 30.09. eines Jahres für die Umlage im Folgejahr. 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. Maßgeblich für die Berücksichtigung in der EEG-Umlage ist der Kontostand zum 30.09. eines Jahres für die Umlage im Folgejahr. 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 Einspeisevergütung versehenen Photovoltaik ins Minus gerät (Abb. 19). 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 substantielle 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. Die Liquiditätsreserve stellt keine eigene Kostenposition dar, sondern sichert die Liquidität für die Auszahlungen an die EEG-Anlagenbetreiber in der erwartbaren Phase der Unterdeckung des EEG-Kontos.

Abbildung 19 zeigt den Verlauf des „EEG-Kontos“ in den Jahren 2010 bis 2012. Üblicherweise ist der Saldo aus Einnahmen und Ausgaben in den Anfangsmonaten positiv, da dies in der Regel 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. 8) 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 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. 2011 hingegen wurde die EEG-Umlage ausreichend bemessen, sodass das EEG-Konto am Jahresende etwa ausgeglichen war. Die EEG-Umlage 2012 war in der Rückschau deutlich zu gering angesetzt worden, vor allem der starke Ausbau der Photovoltaik wurde unterschätzt, woraus sich die Nachholung für das Jahr 2012 in Höhe von 2,6 Mrd. € in der EEG-Umlage 2013 ergibt.

Abb. 19: Entwicklung des „EEG-Kontos“ ab 2010



8 EEG-Auszahlungen und EEG-Differenzkosten

Die Darstellung des sogenannten „EEG-Kontos“ verdeutlicht auch den Unterschied zwischen der Betrachtung der EEG-Kosten – in der Vergangenheit wurden 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. Mit der Novellierung des EEG 2012 umfassen die EEG-Kosten neben den Ausgaben für die gesetzliche Festvergütung auch die Ausgaben der ausbezahlten Marktprämie. Daher ist im Gegensatz zu den vergangenen Jahren nicht mehr von EEG-Vergütungen die Rede, sondern wird im Folgenden in der Regel der Begriff „EEG-Auszahlungen“ verwendet, der sowohl die gesetzliche Vergütung als auch die Marktprämie umfasst. Die Differenzkosten werden dann nicht nur durch die EEG-Auszahlungen bestimmt, sondern auch 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: Dabei ist es unerheblich, ob die EEG-Anlagen durch die gesetzliche Festvergütung oder über das Marktprämienmodell gefördert werden. Im Rahmen der gesetzlichen Festvergütung sind bei höheren Börsenpreisen die Erlöse bei der Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber höher, im Rahmen des Marktprämienmodells sind die ermittelten Referenzmarktwerte höher und dementsprechend die Marktprämie geringer. Sowohl höhere Vermarktungserlöse der Übertragungsnetzbetreiber als auch geringere Zahlungen im Rahmen des Marktprämienmodells mindern die Deckungslücke im EEG-Konto und damit die EEG-Umlage. Niedrigere Börsenpreise führen umgekehrt zu einer höheren Deckungslücke und damit zu einer höheren EEG-Umlage. Tabelle 4 und Abbildung 20 schlüsseln diese Differenz im zeitlichen Verlauf und nach Energieträgern auf. So lagen beispielsweise im Jahr 2009 die Vergütungssummen im Vergleich zum Vorjahr für Wasserkraft (2008: 379 Mio. €, 2009: 382 Mio. €) und onshore-Wind (2008: 3.561 Mio. €, 2009: 3.389 Mio. €) etwa auf demselben Niveau, die Differenzkosten lagen 2009 jedoch deutlich niedriger als 2008. Im Jahr 2010 haben sich bei ebenfalls ähnlichem Niveau der Vergütungssummen für Wasserkraft die Differenzkosten bei der Wasserkraft deutlich erhöht. Dies ist eine Folge der höheren Börsenstrompreise Ende 2008, die mit entsprechendem zeitlichen Verzug die Differenzkosten im Jahr 2009 deutlich gesenkt haben und mit dem Sinken der Börsenstrompreise im Verlauf des Jahres 2009 die Differenzkosten für 2010 wieder haben deutlich ansteigen lassen. Der zeitliche Verzug des Effekts resultiert daraus, dass für die Wertigkeit des Stroms bzw. der Ermittlung der erwarteten Vermarktungserlöse das Preisniveau einer Vorperiode für ein Lieferprodukt fürs Folgejahr herangezogen wird.

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

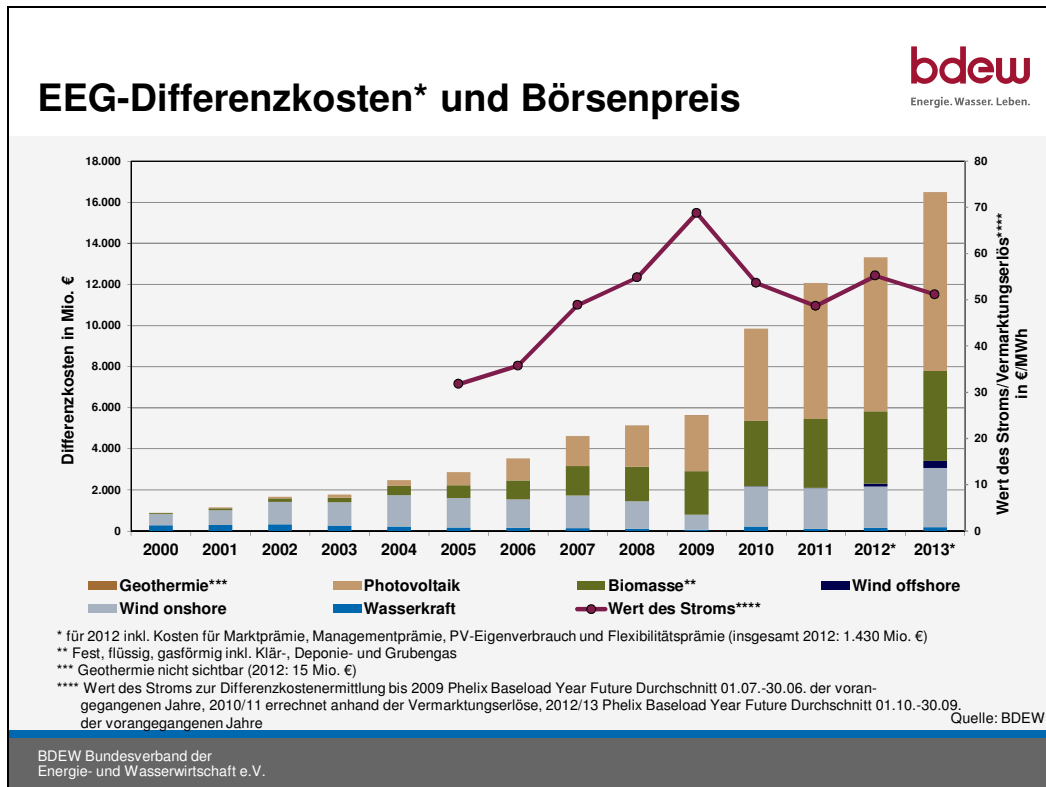
		Wasserkraft*	Deponie-, Klär-, Grubengas ¹⁾	Biomasse (fest, flüssig, gasförmig)	Geothermie	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Summe (o. Abzug der vermiedenen Netzentgelte)	Summe (abzgl. vermiedene Netzentgelte)
2000	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,21		9,62	-	9,10		51,05	8,50	
	Vergütungssumme in Mio.€	396		75	0	687		19	1.177	k.A.
	EEG-Erzeugung ⁷⁾ in GWh	k.A.		k.A.	k.A.	k.A.		k.A.	10.391	
	Differenzkosten in ct/kWh	k.A.		k.A.	k.A.	k.A.		k.A.	8,57	
	Differenzkosten in Mio. €	282		59	0	530		19	890	k.A.
2001	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,26		9,51	-	9,10		51,18	8,69	
	Vergütungssumme in Mio.€	442		140	0	956		39	1.577	k.A.
	EEG-Erzeugung ⁷⁾ in GWh	6.088		1.472	0	10.509		76	18.146	
	Differenzkosten in ct/kWh	4,85		7,13	-	6,69		48,56	6,28	
	Differenzkosten in Mio. €	295		105	0	703		37	1.139	k.A.
2002	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,25		9,50	-	9,09		50,48	8,91	
	Vergütungssumme in Mio.€	477		232	0	1.435		82	2.226	k.A.
	EEG-Erzeugung ⁷⁾ in GWh	6.579		2.442	0	15.786		162	24.970	
	Differenzkosten in ct/kWh	5,00		7,25	-	6,84		48,02	6,66	
	Differenzkosten in Mio. €	329		177	0	1.080		78	1.664	k.A.
2003	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,24		9,39	-	9,06		49,15	9,16	
	Vergütungssumme in Mio.€	428		327	0	1.696		154	2.604	k.A.
	EEG-Erzeugung ⁷⁾ in GWh	5.908		3.484	0	18.713		313	28.417	
	Differenzkosten in ct/kWh	4,28		6,43	-	6,11		45,96	6,21	
	Differenzkosten in Mio. €	253		224	0	1.144		144	1.765	k.A.
2004	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,32	7,03	9,71	15,00	9,02		50,85	9,38	
	Vergütungssumme in Mio.€	338	182	509	0,03	2.301		283	3.612	3.578
	EEG-Erzeugung ⁷⁾ in GWh	4.616	2.589	5.241	0,20	25.509		557	38.511	
	Differenzkosten in ct/kWh	4,33	4,06	6,72	10,00	6,04		47,80	6,40	
	Differenzkosten in Mio. €	200	105	352	0,02	1.540		266	2.464	2.430
2005	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,35	6,98	10,79	15,00	8,96		52,95	10,23	
	Vergütungssumme in Mio.€	364	219	795	0,03	2.441		679	4.498	4.395
	EEG-Erzeugung ⁷⁾ in GWh	4.953	3.136	7.367	0,20	27.229		1.282	43.967	
	Differenzkosten in ct/kWh	3,63	3,28	7,07	10,00	5,24		49,21	6,51	
	Differenzkosten in Mio. €	180	103	521	0,02	1.428		631	2.863	2.760
2006	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,45	7,03	12,26	12,50	8,90		53,01	11,27	
	Vergütungssumme in Mio.€	367	196	1.337	0,05	2.734		1.177	5.810	5.605
	EEG-Erzeugung ⁷⁾ in GWh	4.924	2.789	10.902	0,40	30.710		2.220	51.545	
	Differenzkosten in ct/kWh	3,03	2,62	7,86	10,00	4,49		48,60	6,86	
	Differenzkosten in Mio. €	149	73	857	0,04	1.379		1.079	3.537	3.332
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 ⁷⁾ in GWh	5.547	2.751	15.924	0,40	39.713		3.075	67.010	
	Differenzkosten in ct/kWh	2,65	2,13	8,69	10,12	3,95		47,07	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	14,67	8,78		50,20	12,67	
	Vergütungssumme in Mio.€	379	156	2.699	3	3.561		2.219	9.016	8.717
	EEG-Erzeugung ⁷⁾ 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	2	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 ⁷⁾ in GWh	4.877	2.020	22.980	19	38.542	38	6.578	75.053	
	Differenzkosten in ct/kWh	0,96	0,20	9,23	10,64	1,92	8,00	41,10	7,49	
	Differenzkosten in Mio. €	47	4	2.120	2	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	
	EEG-Auszahlungen ²⁾ in Mio.€	421	83	4.240	6	3.316	26	5.090	13.182	12.790
	EEG-Erzeugung ⁷⁾ in GWh	5.049	1.160	25.146	28	37.460	174	11.683	80.699	
	Differenzkosten in ct/kWh	3,95	2,79	12,48	16,20	5,24	11,39	38,28	12,18	
	Differenzkosten in Mio. €	200	32	3.137	4	1.965	20	4.472	9.830*	9.438*

		Wasserkraft*	Deponie-, Klär-, Grubengas ¹⁾	Biomasse (fest, flüssig, gasförmig)	Geothermie	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Summe (o. Abzug der vermiedenen Netzentgelte)	Summe (abzgl. vermiedene Netzentgelte)
2011	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	9,64	7,36	19,15	20,69	9,18	15,00	40,16	18,34	
	EEG-Auszahlungen ²⁾ in Mio.€	231	36	4.476	4	4.137 ⁵⁾	85	7.766	16.735	16.341
	EEG-Erzeugung ⁷⁾ in GWh	2.397	487	23.374	19	45.043	568	19.339	91.228	
	Differenzkosten in ct/kWh	4,73	2,45	14,24	15,78	5,19	11,01	34,22	13,67	
	Differenzkosten in Mio. €	113	12	3.328	3	2.338	63	6.618	12.475*	12.081*
2012	durchschnittl. Festvergütung ³⁾ in ct/kWh	8,49	7,17	17,18	22,09	8,83	15,60	36,51	18,05	
	EEG-Auszahlungen ²⁾ in Mio.€	292	36	4.764	23	3.984	192	8.753	18.044	17.608
	EEG-Erzeugung ⁷⁾ in GWh	4.824	724	29.640	107	48.598	1.361	24.072	109.327	
	Differenzkosten in ct/kWh	3,15	1,83	11,82	16,78	4,14	10,46	31,06	12,18	
	Differenzkosten in Mio. €	152	13	3.504	18	2.010	142	7.478	13.318*	12.881*
2013	durchschnittl. Festvergütung ³⁾ in ct/kWh	8,71	7,81	19,60	23,57	9,04	- ⁶⁾	30,03	23,86	
	EEG-Auszahlungen ²⁾ in Mio.€	268	48	4.967	18	3.227	344	10.156	19.028	18.527
	EEG-Erzeugung ⁷⁾ in GWh	5.730	1.438	33.165	77	54.940	2.494	34.674	132.518	
	Differenzkosten in ct/kWh	3,42	2,40	13,14	18,49	5,21	13,81	25,06	12,45	
	Differenzkosten in Mio. €	196	34	4.359	14	2.864	344	8.690	16.502*	16.001*

- ¹⁾ 2000 bis 2003: Deponie-, Klär- und Grubengas bei der Wasserkraft enthalten
²⁾ Auszahlungen für Vergütung, PV-Eigenverbrauchsregelung, Marktprämie (ab 2012), Managementprämie (ab 2012) und Flexibilitätsprämie (ab 2012)
³⁾ durchschnittliche Festvergütung im Rahmen der gesetzlich garantierten Vergütung; keine Berücksichtigung der Direktvermarktungsoptionen
⁴⁾ inkl. sonstiger Einnahmen und Kosten gemäß §3 AusglMechV sowie §§ 6 und 8 AusglMechAV, ohne Berücksichtigung von Nachholungen oder Überschüssen aus dem Vorjahr
⁵⁾ Bereinigt um nachträgliche Rückzahlung SDL-Bonus für die Jahre 2009 und 2010 (28 Mio. €)
⁶⁾ Gemäß EEG-Umlagenprognose 2013 komplette Vermarktung im Marktprämienmodell
⁷⁾ bis 2011 nur Stromerzeugung im Rahmen der gesetzlichen Vergütung, ab 2012 zzgl. Vermarktung im Marktprämienmodell. Grünstromprivileg und sonst. DV nicht berücksichtigt.

Quellen:
 2000-2006: EEG-Erfahrungsbericht 2007 des BMU/EEG-Jahresabrechnungen
 2007-2011: EEG-Jahresabrechnungen; BDEW (eigene Berechnung)
 2012/13: Konzept zur Prognose und Berechnung der EEG-Umlage der Übertragungsnetzbetreiber nach AusglMechV vom 14.10.2011 und 15.10.2012

Abb. 20: Entwicklung der EEG-Differenzkosten und Wert des Stroms seit 2000



Aktuell bedeutet das: Für die Berechnung der Vermarktungserlöse 2013 im Rahmen der Ermittlung der EEG-Umlage 2013 wurde der Durchschnitt der Preise vom 01.10.2011 bis 30.09.2012 am Terminmarkt für ein Lieferprodukt 2013 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, was zu diesem Zeitpunkt bestmögliche verfügbare Preiserwartung für das Folgejahr abbildet, wenngleich die erzeugten Strommengen im Verlauf des Jahres 2013 im Spotmarkt abgesetzt werden.

Seit dem Jahr 2010 ist zudem über Profilkfaktoren berücksichtigt, dass die Stromerzeugung aus unterschiedlichen Energieträgern auch unterschiedliche Wertigkeiten hat. So erhielt EEG-Strom aus Photovoltaik-Anlagen zunächst eine höhere Wertigkeit mit 120 Prozent des durchschnittlichen Börsenwerts, da dieser Strom vor allem in den Mittagsstunden zu den Starklastzeiten mit in der Regel höheren Spotmarktpreisen verfügbar ist, während Windenergie aufgrund tageszeitlich unregelmäßiger und phasenweise stark fluktuierender Einspeisung eine unterdurchschnittliche Wertigkeit erfahren hat. Da die hohen Einspeisungen aus Photovoltaik aber zunehmend das Preisniveau in den Mittagsstunden senken, wurden die Profilkfaktoren bzw. Marktwertfaktor auf der Basis der bisherigen empirischen Daten angepasst. So wurde der Marktwertfaktor für Photovoltaik auf 98,1 Prozent abgesenkt (2013). Der Marktwertfaktor für onshore-Wind beträgt derzeit 88,9 Prozent, die der anderen EEG-Erzeugungsarten liegen bei 100 Prozent oder knapp darunter.

9 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 (2012 bei privaten Haushalten rd. 32 Prozent des Strompreises). Zweitens den Netzentgelten als Gebühr für die Nutzung des Stromnetzes (2012 bei privaten Haushalten rd. 23 Prozent des Strompreises) und drittens den gesetzlich verursachten Belastungen des Strompreises in Form von Abgaben und Steuern (2012 bei privaten Haushalten 45 Prozent des Strompreises; 2013 bei privaten Haushalten von gut 50 Prozent des Strompreises). Dazu zählen neben der EEG-Umlage auch die Umlage zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-G), die §19 StromNEV-Umlage zur Minderung der Netzentgelte von stromintensiven Betrieben oder von Betrieben mit atypischer Netznutzung, ab 2013 die Offshore-Haftungsumlage zur Risikoabsicherung des Ausbaus der Offshore-Windparks, die Konzessionsabgabe an die örtlichen Gemeinden für die Nutzung von öffentlichen Flächen für den Betrieb des

Stromnetzes, die Stromsteuer (umgangssprachlich als „Ökosteuern“ bekannt) sowie letzten Endes die Mehrwertsteuer.

Da die EEG-Differenzkosten und damit die Höhe der EEG-Umlage – wie in Kap. 8 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 gut ein Fünftel 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 in Bezug auf den Zeitpunkt der Beschaffung und den Zeitraum der Lieferung unterscheiden. Für die Prognosewerte zur Ermittlung der EEG-Umlage im Folgejahr wird hingegen nur das Jahrestermprodukt 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 21 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 bzw. Netzbetreibern 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 2013 5,277 ct/kWh beträgt und auf der Basis erster Auswertungen Anfang Januar einen Anteil von knapp 19 Prozent am durchschnittlichen Haushaltsstrompreis ausmacht bei einem durchschnittlichen Strompreis für Haushalte von 28,50 ct/kWh. Hinzu kommen 1,003 ct/kWh Mehrwertsteuerbelastung auf die EEG-Umlage 2013, sodass der EEG-induzierte Anteil am Haushaltsstrompreis 2013 sogar bei 22 Prozent 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 2013 am Strompreis für einen mittelspannungsseitig versorgten Industriebetrieb bei 35 Prozent (Abb. 22).

Abb. 21: Entwicklung und Zusammensetzung des Strompreises für Haushalte

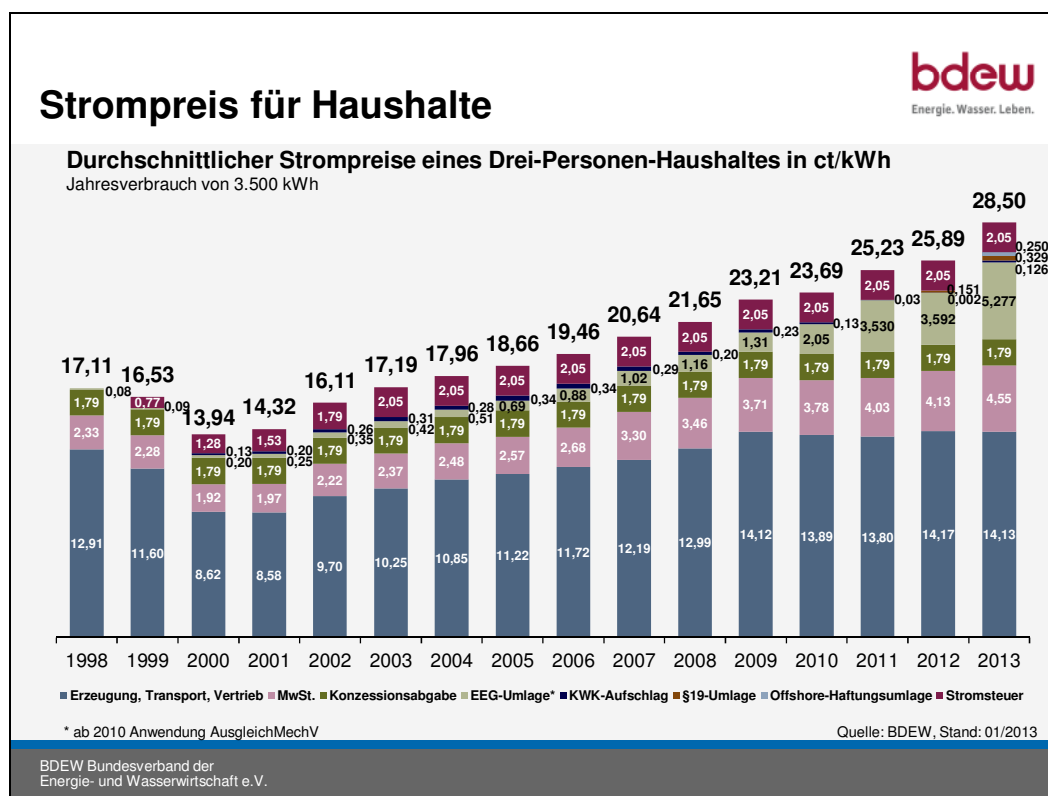


Abb. 22: Entwicklung und Zusammensetzung des Strompreises für einen mittelspannungsseitig versorgten Industriebetrieb

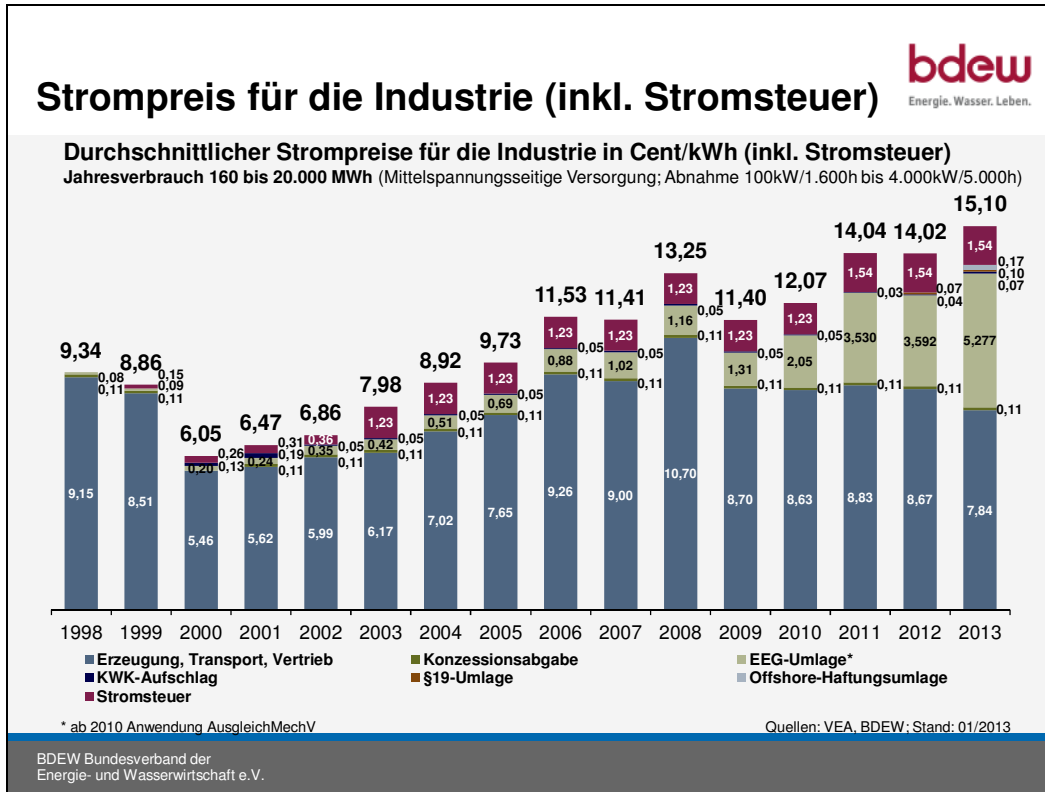
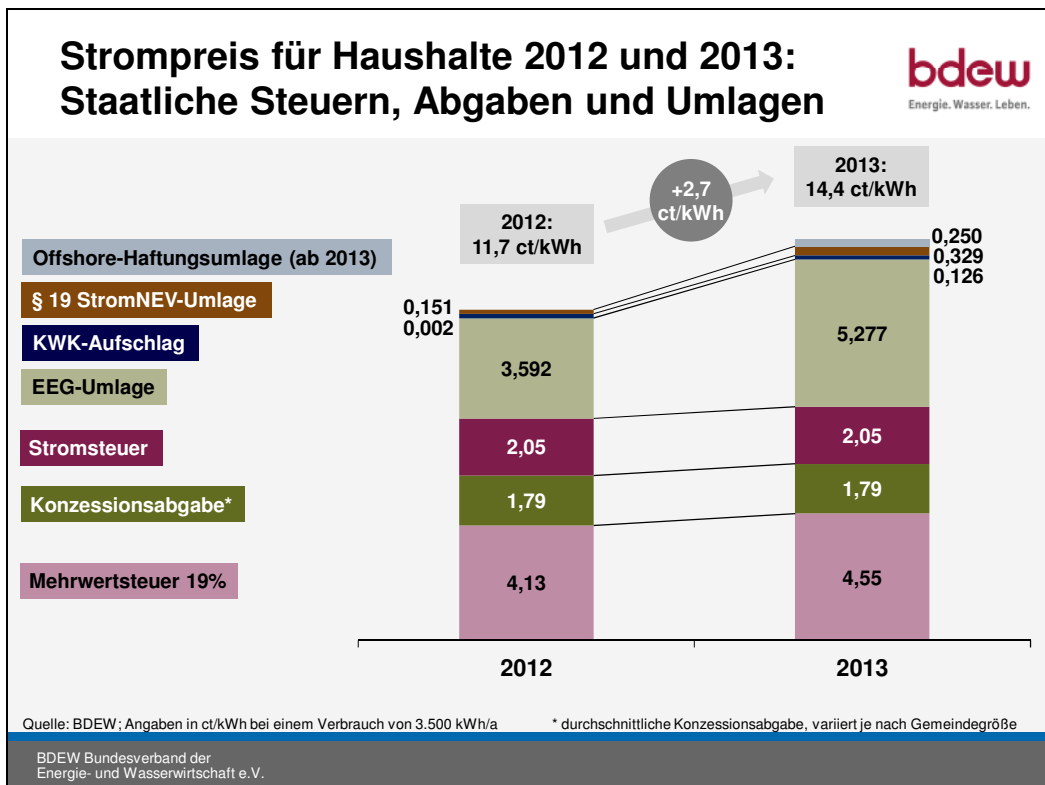
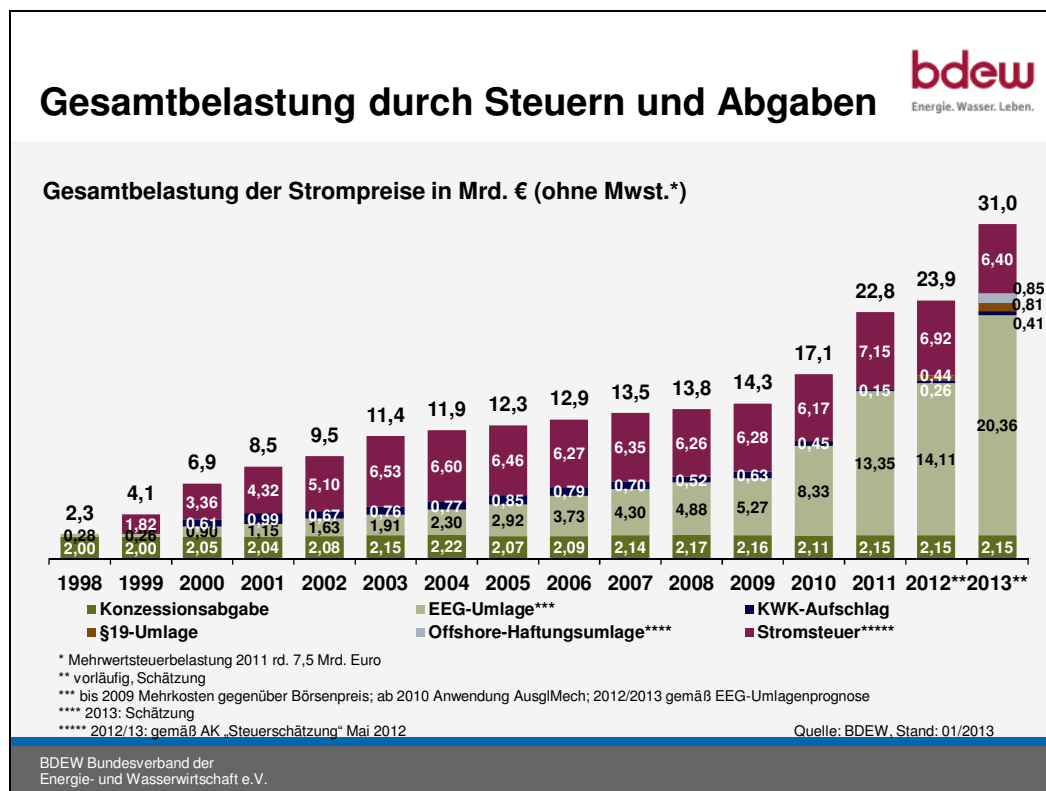


Abb. 23: Entwicklung der gesetzlichen Umlagen und Steuern 2012 und 2013



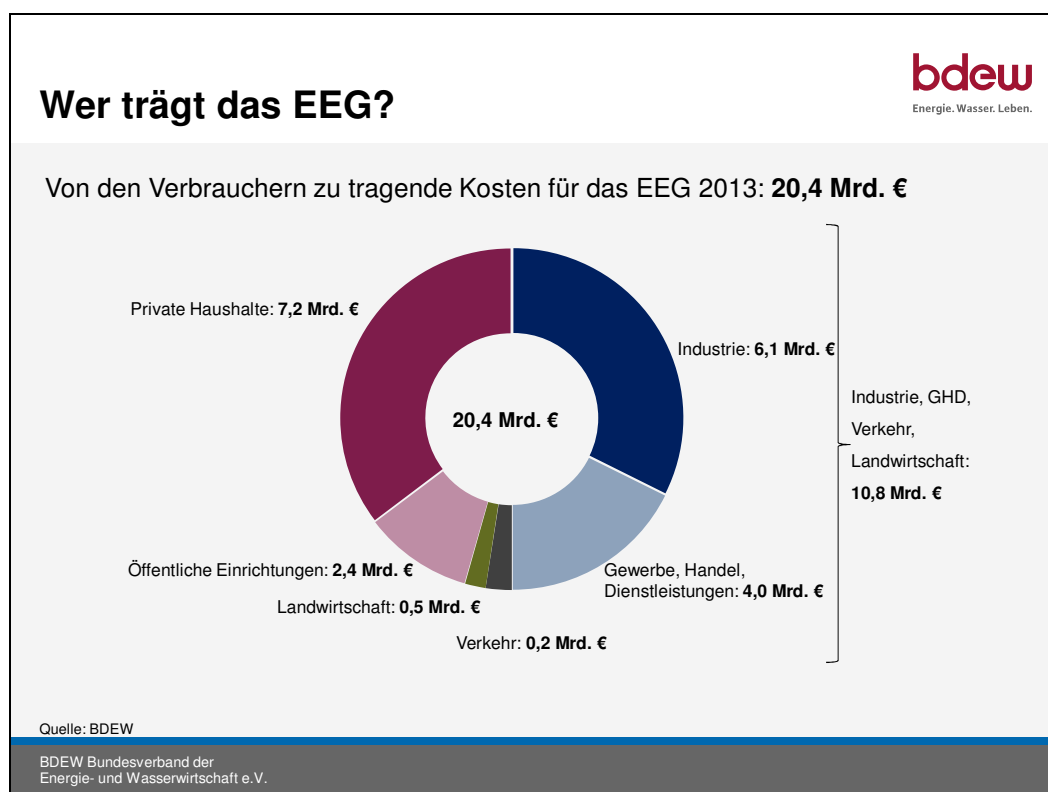
Im Jahr 2013 ist nicht nur die EEG-Umlage angehoben worden, sondern auch andere Umlagen erfahren einen leichten Anstieg, sodass sich für Haushaltskunden die gesetzlichen Steuern und Abgaben um 2,7 ct/kWh von 11,7ct/kWh auf 14,4 ct/kWh erhöht haben (Abb. 23). Während Konzessionsabgabe und Stromsteuer unverändert bleiben, ist der KWK-Aufschlag auf ein übliches Niveau zurückgekehrt (2013: 0,126 ct/kWh), nachdem er im Vorjahr aufgrund von Rückzahlungen aus Vorjahren mit 0,002 ct/kWh stark gemindert war. Die §19 StromNEV-Umlage zur Finanzierung geminderter Netzentgelte bei Betrieben mit atypischer Netznutzung bzw. Netzentgeltbefreiung bei stromintensiven Betrieben ist ebenfalls von 0,151 ct/kWh auf 0,329 ct/kWh angestiegen. Mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) Ende 2012 wurde die Offshore-Haftungsumlage neu eingeführt. Sie dient der Absicherung der Risiken beim Ausbau der Offshore-Windparks und kann maximal 0,25 ct/kWh betragen. Da Umlagen, Abgaben und die Stromsteuer ebenfalls der Mehrwertbesteuerung unterliegen, steigt auch die Mehrwertsteuer um gut 0,4 ct/kWh an. Sämtliche Stromverbraucher, neben den privaten Haushalten also auch Industriebetriebe, Gewerbebetriebe, Handel und Dienstleistungen, Verkehrsunternehmen, die Landwirtschaft und öffentliche Einrichtungen tragen 2013 erstmals ein Gesamtaufkommen an staatlichen Abgaben und Steuern von rd. 30 Mrd. €, davon über 20 Mrd. € für die EEG-Umlage (Abb. 24). Hinzu kommt noch schätzungsweise eine Mehrwertsteuerbelastung von über 8 Mrd. €, die private Haushalte und öffentliche Einrichtungen als nicht vorsteuerabzugsberechtigte Kundengruppen entrichten müssen. Davon sind rd. 1,8 Mrd. € allein durch die EEG-Umlage verursacht.

Abb. 24: Entwicklung des Aufkommens aus den gesetzlichen Abgaben und Steuern



Die steigende Belastung der Kosten aus dem EEG für die Verbraucher hat in der jüngsten Vergangenheit die Debatte um die Verteilung der Kosten deutlich intensiviert. Den größten Teil der Belastung tragen die privaten Haushalte mit rd. 7,2 Mrd. € bzw. 35 Prozent der EEG-Förderung im Jahr 2013, obwohl ihr Anteil am Stromverbrauch als zweitgrößte Verbrauchergruppe lediglich rd. ein Viertel beträgt. Die zweitgrößte Kostenbelastung trägt die Industrie mit rd. 6,1 Mrd. € bei einem Anteil am Stromverbrauch von knapp 50 Prozent, alle Wirtschaftssektoren gemeinsam tragen 10,8 Mrd. € der EEG-Förderung (Abb. 25). Die Entlastungsregelungen für die Industrie im Rahmen der besonderen Ausgleichsregelung nach §41 EEG mindern die Belastungen der Industrie. Ohne die besondere Ausgleichsregelung läge die EEG-Umlage um gut 1 ct niedriger bei 4,23 ct/kWh (Eigenverbrauchsregelung nach §37 EEG nicht mitgerechnet). Die Industrie müsste dann rd. 2,5 Mrd. € mehr entrichten und die privaten Haushalte würden um rd. 1,3 Mrd. € entlastet, die anderen Verbrauchergruppen würden um rd. 1,2 Mrd. € entlastet. Diese Betrachtung umfasst allerdings nur die direkten Verteilungseffekte im Rahmen des EEG. Kostenbe- und -entlastungen haben immer auch weiterreichende Verteilungseffekte. Einerseits höhere verfügbare Einkommen auf der Seite der Haushalte, wodurch sich Konsum und Sparneigung erhöhen, andererseits höhere Kosten in der Industrie und damit veränderte Wettbewerbs- und Standortbedingungen, Arbeitplatzeffekte, Auswirkungen auf das Investitionsverhalten etc. Diese Effekte sind im Detail nur schwer quantifizierbar und machen die aktuelle Debatte so schwierig.

Abb. 25: Verteilung der EEG-Kosten nach Verbrauchergruppen 2013



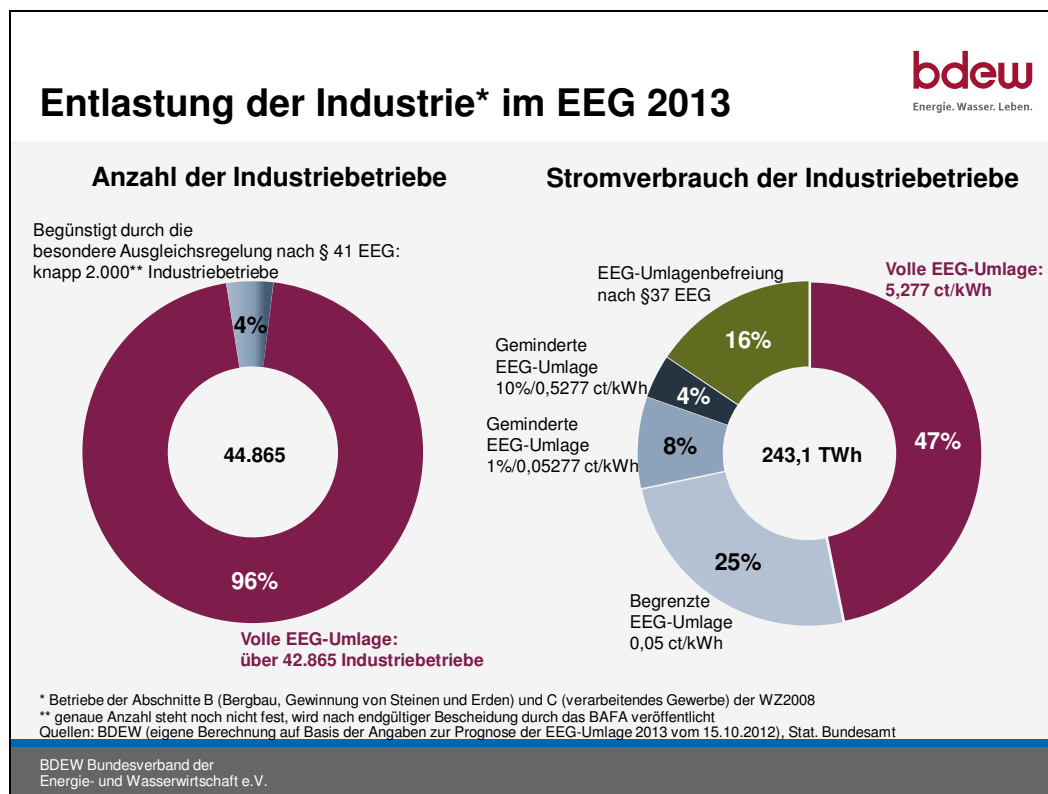
Klar ist aber auch, dass eine Umverteilung der Kosten keinen oder nur mittelbaren Einfluss auf die Gesamtkosten des Systems hat. Daher ist es mindestens genauso wichtig, eine Debatte darüber zu führen, welche Kosten für die Förderung Erneuerbarer Energien mittel- und langfristig gewollt und tragbar sind und was man dafür bekommt. Oder knapp formuliert: Die Debatte um die gesamtwirtschaftliche Effizienz der Förderung Erneuerbarer Energien.

Im Zuge der Verteilungsdebatte bildet die besondere Ausgleichsregelung des EEG den Kern der Diskussion. Wörtlich heißt es dort: „Die Begrenzung erfolgt, um die Stromkosten dieser Unternehmen zu senken und so ihre internationale und intermodale Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten, soweit hierdurch die Ziele des Gesetzes nicht gefährdet werden und die Begrenzung mit den Interessen der Gesamtheit der Stromverbraucherinnen und Stromverbraucher vereinbar ist.“ Das Ziel des Erhalts der internationalen und intermodalen Wettbewerbsfähigkeit wird klar formuliert, allerdings unter der Restriktion der Vereinbarkeit mit den Interessen aller Verbraucher. Abbildung 26 zeigt, wie viele Unternehmen anspruchsberechtigt sind und welche Strommengen gemäß der Prognose der EEG-Umlage unter die besondere Ausgleichsregelung fallen. Die Entlastung von Schienenbahnen (Verkehrssektor) ist gesondert im §42 EEG geregelt und nicht Teil der besonderen Ausgleichsregelung für die Industrie. Anspruchsberechtigt im Rahmen der besonderen Ausgleichsregelung nach §41 EEG sind nur stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes sowie Unternehmen des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden (Abschnitte B und C der WZ 2008). Eingangsbedingung ist, dass sie mindestens eine Gigawattstunde pro Jahr verbrauchen. Diese Grenze wurde im Rahmen der EEG-Novellierung von 10 GWh auf 1 GWh gesenkt, damit kleinere stromintensive Unternehmen keine Benachteiligung gegenüber größeren Unternehmen erfahren. Entscheidend für die Stromintensität ist aber nicht der Jahresverbrauch, sondern der Anteil der Stromkosten an der gesamten Bruttowertschöpfung. Dieser Anteil muss mindestens 14 Prozent betragen, was nur von relativ wenigen Unternehmen erreicht wird. Unternehmen mit einem Stromkostenanteil von mindestens 14 Prozent bezahlen für die erste GWh die volle EEG-Umlage, für den eine GWh übersteigenden Verbrauch 10 Prozent der aktuellen EEG-Umlage (2013: 0,5277 ct/kWh), für den 10 GWh übersteigenden Verbrauch 1 Prozent der aktuellen EEG-Umlage (2013: 0,05277 ct/kWh) und für den 100 GWh übersteigenden Verbrauch 0,05 ct/kWh EEG-Umlage. Die mit der Novellierung des EEG neu eingeführte stufenweise Absenkung der EEG-Umlage für einzelne Verbrauchsbereiche eliminiert den Anreiz für die Unternehmen, eine bestimmte Verbrauchsgrenze zu überschreiten (abgesehen von der Eingangsgrenze 1 GWh), da eine Ausweitung des Verbrauchs die sich über den gesamten Verbrauch individuell ergebende EEG-Umlage für einen Betrieb nur marginal senkt bzw. mit einer Ausweitung des Verbrauchs immer eine Erhöhung der EEG-Belastung eines Betriebs einhergeht. Sehr stromintensive Verbraucher, deren Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung 20 Prozent übersteigt und die mindestens 100 GWh/a verbrauchen, bezahlen generell für ihren gesamten Stromverbrauch die begrenzte EEG-Umlage in Höhe von 0,05 ct/kWh. Die Anwendung der besonderen Ausgleichsregelung muss von den Unternehmen jährlich im Voraus beim Bundesamt für Ausfuhrkontrolle (BAFA) beantragt werden und wird nach Prüfung durch das BAFA beschieden. Trotz der Festlegung auf die Abschnitte B und C der WZ2008, kann das BAFA nach eigenem Ermessen auch einzelne Wirtschaftszweige ausschließen oder aus anderen Abschnitten hinzufügen.

Derzeit liegen dem BAFA über 2.000 Anträge auf Anwendung der besonderen Ausgleichsregelung für das Jahr 2013 vor. Damit hat sich die Zahl der Anträge durch die Ausweitung der besonderen Ausgleichsregelung deutlich mehr als verdoppelt, die damit verbundene Strommenge laut Aussage des BAFA allerdings nur um rd. 10 Prozent erhöht, da die Ausweitung den Begünstigtenkreis vor allem um kleinere Unternehmen erweitert hat. In der Vergangenheit lag die Ablehnungsquote bei rd. 10 Prozent, sodass mit 1.800 bis 2.000 anspruchsberechtigten Unternehmen zu rechnen ist. Allerdings hat das BAFA angesichts der Debatte um die Entlastungsregelungen der Industrie angekündigt, dass es seinen Spielraum für eine positive Bescheidung sehr restriktiv auslegen wolle.

Die Anträge sollen bis Ende des 1. Quartals 2013 beschieden werden und im Anschluss die begünstigten Unternehmen und Strommengen veröffentlicht werden. Die Abschnitte B und C der WZ 2008 umfassen insgesamt 44.865 Unternehmen (2011), sodass selbst bei großzügiger Auslegung der besonderen Ausgleichsregelung nur 4 Prozent aller Industriebetriebe eine geringere EEG-Umlage geltend machen können, 96 Prozent aller Betriebe bezahlen 2013 die volle EEG-Umlage (Abb. 26).

Abb. 26: Entlastung der Industrie: entlastete Betriebe und Strommengen 2013



Da die Entlastung für stromintensive Unternehmen gilt, vereinen diese knapp 2.000 Unternehmen allerdings rd. 37 Prozent des Industriestromverbrauchs auf sich. 25 Prozent des Industriestromverbrauchs entfallen dabei auf sehr stromintensive Unternehmen, die für ihren gesamten Verbrauch die begrenzte EEG-Umlage entrichten, 8 Prozent des Industriestromverbrauchs sind mit einem Prozent der aktuellen EEG-Umlage belastet, 4 Prozent mit der 10-prozentigen EEG-Umlage. Auf 47 Prozent des Industriestromverbrauchs ist die volle EEG-Umlage in Höhe von 5,277 ct/kWh fällig.

Eine zusätzliche Entlastung erfährt die Industrie durch die sogenannte Eigenverbrauchsregelung nach §37 EEG, wonach selbst erzeugter und in räumlicher Nähe selbst verbrauchter Strom nicht mit der EEG-Umlage belastet wird. Diese Regelung ist nicht nur auf die Industrie bezogen, sondern steht grundsätzlich allen Verbrauchern offen, so beispielsweise auch bei der Eigenverbrauchsregelung für Photovoltaikanlagen oder der Nutzung von Mikro-KWK-Anlagen. Den gesamten Eigenverbrauch aus eigenen Stromerzeugungsanlagen beziffert die prognos AG in ihrem Gutachten zum Letztverbrauch 2013 auf insgesamt 56,2 TWh, wovon laut prognos etwa 35-40 TWh auf die Industrie entfallen. Belastbare Vergangenheitsdaten liegen zum Selbstverbrauch der Industrie leider nicht vor. Geht man von etwa 38 TWh für das Jahr 2013 aus, sind etwa 16 Prozent des Industriestromverbrauchs dadurch von der EEG-Umlage befreit. Die Diskussion der Entlastung der Industrie im Rahmen des EEG sollte differenziert geführt werden, zum einen im Hinblick darauf, dass nicht alle Betriebe und nicht sämtliche Industriestrommengen entlastet werden, zum anderen auch im Hinblick darauf, in welchen Branchen Entlastungsregelungen die Glaubwürdigkeit und Akzeptanz des EEG als geeignetes Förderinstrument gefährden und in welchen Branchen sie für den Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit gerechtfertigt und notwendig sind.

10 Der Merit-Order-Effekt: Wie Wind und Sonne den Strompreis beeinflussen

Der wachsende Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung hat einen preismindernden Effekt auf die Preise am Spotmarkt im Stromgroßhandel. Dieser Effekt ist als sogenannter Merit-Order-Effekt bekannt. Gemäß der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) müssen die Übertragungsnetzbetreiber seit 2010 den nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) „...vergüteten Strom nur am vortägigen oder untertägigen Spotmarkt einer Strombörse vermarkten.“, d. h. es besteht ein Vermarktungsgebot. Da sämtliche in das Netz aufgenommenen EEG-Strommengen am Spotmarkt vermarktet werden müssen, gehen die Übertragungsnetzbetreiber im Prinzip als reine Preisnehmer ohne Preisgebot in den Markt. Damit erweitern Sie das Stromangebot und verdrängen am oberen Ende der Merit-Order, der aus den unterschiedlichen Produktionskosten der einzelnen Kraftwerke entstehenden Angebotskurve, die jeweils teuersten Anbieter aus dem Markt. Die Angebotsausweitung durch die Einspeisung und Vermarktung von EEG-Strommengen ohne Preisgebot führt letztendlich zu einem geringeren Marktpreis als ohne diese Angebotsmengen.

Im Grundsatz ändert auch die 2012 eingeführte Marktprämie zur Direktvermarktung daran nichts, da die nicht-steuerbare Stromerzeugung (Wind und Photovoltaik) der Direktvermarkter in jedem Fall anfällt und die Vermarktung einer Abregelung der Anlagen in der Regel immer vorzuziehen ist. Abbildung 27 und 28 zeigen den Merit-Order-Effekt illustrativ für die Windenergie und die Photovoltaik. Abbildung 27 zeigt die stundenweise Einspeisung aus Windenergie absteigend sortiert (blaue Linie) sowie die jeweiligen stündlichen Preise (orangene Punkte) am Day-Ahead-Markt der EPEX Spot. Die lineare Glättung der einzelnen Preise (orangene Linie) zeigt deutlich, dass bei hoher Windeinspeisung der Spotpreis im Durchschnitt geringer wird. Die hohe Streuung der Preise zeigt aber auch, dass der Spotpreis auch von anderen Faktoren beeinflusst wird. Bei der Photovoltaik kann man den Effekt besser an konkreten Tagesganglinien illustrieren. Abbildung 28 zeigt den Verlauf der PV-Einspeisung an zwei aufeinanderfolgenden Werktagen im Mai 2011 (orangene Linien) sowie die jeweiligen Preise am Spotmarkt (blaue Linien). Dabei ist deutlich zu erkennen, dass am 4. Mai 2011 mit einer um gut 2.000 MW höheren Einspeiseleistung in der Mittagszeit der Spotpreis in den Tagstunden niedriger liegt als am Vortag, während die Preise in den Abend- und Nachtstunden ohne Einspeisungen nahezu identisch verlaufen. Auch für andere Tage des Jahres lässt sich dieser Effekt gut zeigen.

Der Strompreis am Spotmarkt der Strombörse wird aber auch von weiteren Faktoren, wie bspw. der Höhe des aktuellen Stromverbrauchs (Nachfrage), Nichtverfügbarkeiten konventioneller Kraftwerke oder Verfügbarkeit von Kapazitäten an den Grenzkuppelstellen beeinflusst. Auch die Tagestemperatur beeinflusst mittelbar über den Stromverbrauch den Spotpreis.

Abb. 27: Merit-Order-Effekt Windenergie

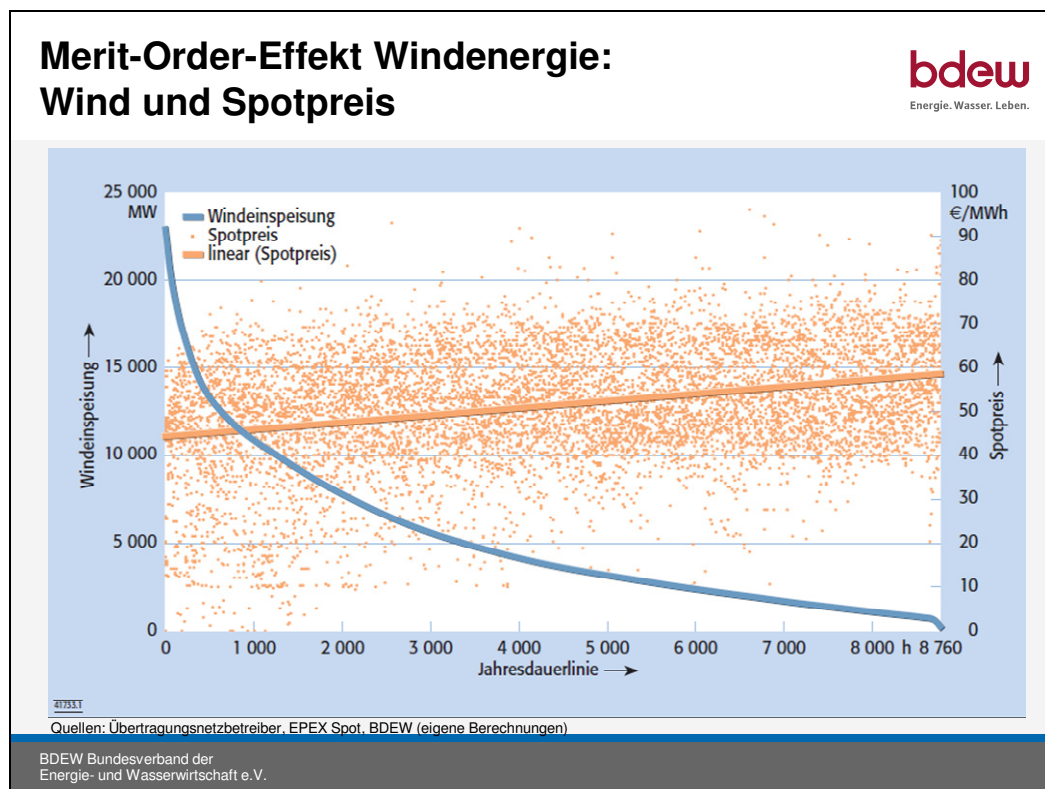
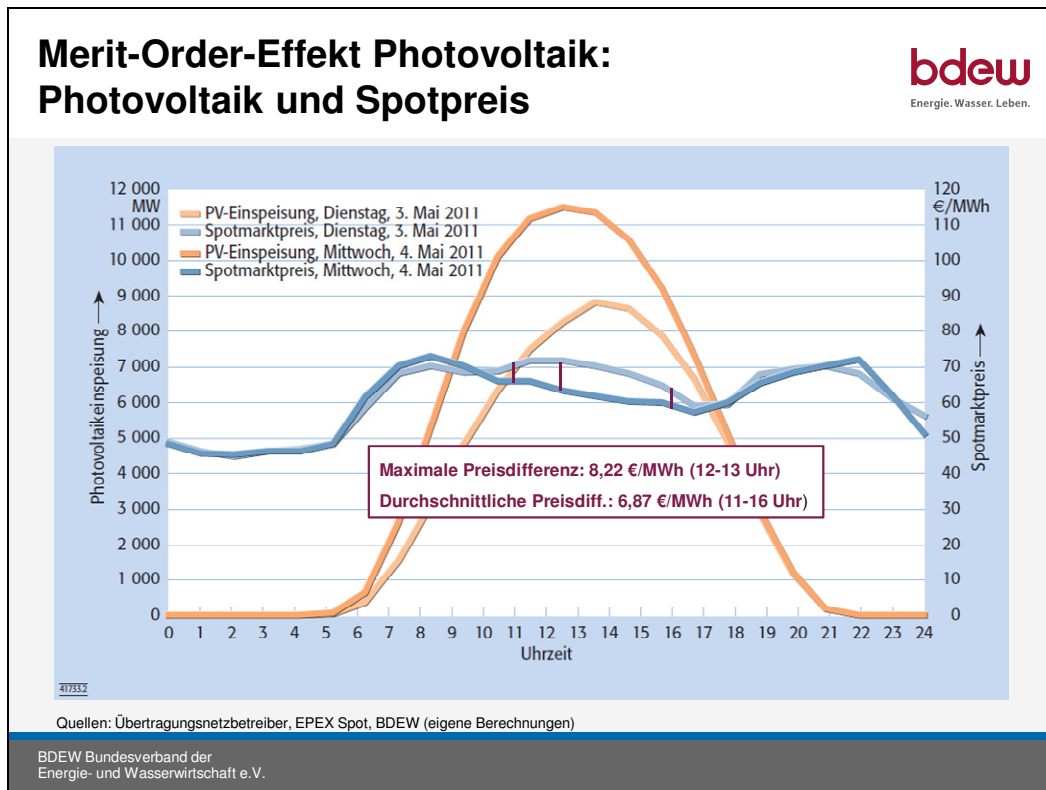


Abb. 28: Merit-Order-Effekt Photovoltaik



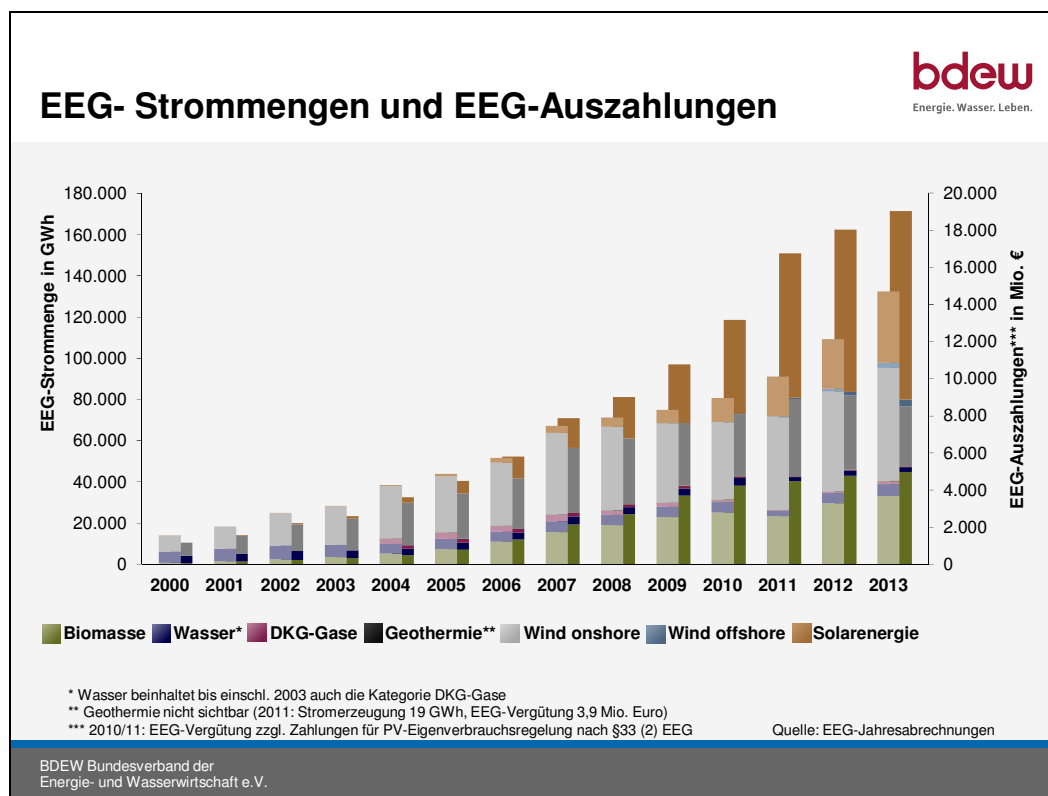
Mit Hilfe einer Regressionsanalyse können die Preiseffekte der einzelnen Einflussgrößen isoliert und quantitativ beschrieben werden. Demnach hat im Jahr 2011 eine um 1.000 MW höhere Einspeisung aus Windenergie den Spotpreis um durchschnittlich 1,34 €/MWh gemindert, eine zusätzliche Einspeisung von 1.000 MW aus Photovoltaik um durchschnittlich 0,82 €/MWh. Umgekehrt führt eine Erhöhung des Strombedarfs um 1.000 MW zu einem durchschnittlichen Preisanstieg von 1,25 €/MWh². Die Wirkung des Merit-Order-Effekts auf die Endkundenpreise besteht zwar, bleibt aber dennoch begrenzt. Lediglich weniger als ein Drittel des Strompreises werden durch die Beschaffungskosten bestimmt. Innerhalb der Strombeschaffung eines Stromvertriebs machen die Beschaffungskosten am Spotmarkt einen relativ geringen Anteil aus, da dieser hauptsächlich für den Ausgleich kurzfristiger Bedarfsschwankungen oder kurzfristige Anpassungen im Beschaffungsportfolio genutzt wird. Der überwiegende Teil der Beschaffung wird bereits im Voraus am Terminmarkt als Jahres-, Quartals-, Monats- oder Wochenprodukte beschafft. Dadurch wird die Wirkung des Merit-Order-Effekts, der mittelbar nur auf den Spotmarkt wirkt, beim Strompreis für Haushaltskunden deutlich gemindert. Zwar gibt es wahrscheinlich unmittelbare Transmissionseffekte vom Spotmarkt in die Terminmärkte, diese sind allerdings nur schwer isoliert zu erfassen und empirisch nachzuweisen.

² Im Detail siehe dazu „ew – magazin für die energiewirtschaft“, Jg. 111 (2012), Heft 19, S. 44 ff

11 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, im Jahr 2012 waren es schon etwa 28 TWh. Parallel dazu ist die EEG-Vergütungssumme ebenfalls kontinuierlich angestiegen. Mit der forcierten Entwicklung bei Photovoltaikanlagen stieg die Vergütungssumme überproportional im Vergleich zur Stromerzeugung aus EEG-Anlagen, wie Abbildung 29 zeigt.

Abb. 29: EEG-Strommengen und EEG-Auszahlungen seit 2000



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

EEG-geförderte* Strommengen in GWh

	Wasser**	DKG-Gase**	Biomasse (fest, flüssig, gasf.)	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	2.397	487	23.374	19	45.043	568	19.339	91.228
2012***	4.824	724	29.640	108	48.598	1.362	24.072	109.328
2013***	5.731	1.438	33.166	77	54.940	2.494	34.673	132.519

* bis 2010 EEG-vergütet; 2011 EEG-vergütet zzgl. PV-Eigenverbrauchsregelung; ab 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

*** 2012 gemäß Mittelfristprognose 2012 bis 2016 vom 15.11.2011; 2013 gemäß Mittelfristprognose 2013 bis 2017 vom 15.11.2012

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

EEG-Auszahlungen* in Mio. €

	Wasser**	DKG-Gase**	Biomasse (fest, flüssig, gasf.)	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	3.394,5	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	231,1	35,9	4.476,2	3,9	4.164,7	85,2	7.766,1	16.763,0
2012***	292,0	36,0	4.764,0	23,0	3.984,0	192,0	8.753,0	18.044,0
2013***	268,0	48,0	4.967,0	18,0	3.226,0	344,0	10.155,0	19.026,0

* bis 2010 EEG-vergütet; 2011 EEG-vergütet zzgl. PV-Eigenverbrauchsregelung; ab 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

*** 2012 gemäß Mittelfristprognose 2012 bis 2016 vom 15.11.2011; 2013 gemäß Mittelfristprognose 2013 bis 2017 vom 15.11.2012

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 Anlagentypen den spezifischen Vergütungssatz für eine EEG-Anlage festlegen. Insgesamt gibt es Ende 2012 über 3.900 Vergütungskategorien, davon alleine im Bereich der Biomasse über 3.200. Tabelle 7 und Abbildung 30 zeigen die Spannbreiten der Vergütungskategorien für die einzelnen Anlagekategorien auf. Die Spannbreiten für die Inbetriebnahmen bis zum 31.12.2011 umfassen alle EEG-Anlagen die bis Ende 2011 in Betrieb genommen

wurden. In der nächsten Spalte ist die durchschnittliche Vergütung dieser Anlagekategorien im Jahr 2011 ersichtlich. Bei der Windkraft ist die Spannbreite der Neu-Inbetriebnahmen im Vergleich zur vergütungsspannbreite der Bestandsanlagen sehr klein, da Windanlagen auch schon während des gesetzlichen Förderzeitraums von 20 Jahren eine Absenkung auf die sogenannte Endvergütung erfahren können. Einige Bestandsanlagen, die vor 2007 in Betrieb genommen wurden, unterliegen bereits dieser Absenkung, wodurch die Spannbreite der Bestandsanlagen größer wird. Für das Inbetriebnahmejahr 2012 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 der Spannbreite für das Inbetriebnahmejahr 2012 nicht abgebildet. Die durchschnittliche Vergütung 2011 trifft zwar keine Aussage über die konkrete Verteilung der einzelnen Anlagen über die Vergütungskategorien, lässt aber in etwa erahnen, welcher Vergütungsbereich häufiger zur Anwendung kommt.

Tab. 7: Anlagekategorien und Spannweiten der EEG-Vergütungssätze

	Anzahl der Festvergütungskategorien (Stand 2011)	Spannbreite der Festvergütungssätze in ct/kWh - Inbetriebnahmen bis 31.12.2011 -	durchschnittliche Festvergütung 2011	Spannbreite der Festvergütungssätze in ct/kWh - Inbetriebnahmen 2012 -	durchschnittliche Festvergütung 2017 gemäß Mittelfristprognose vom 15.11.2012
Wasserkraft	106	3,43 - 12,67 ct/kWh	9,64	3,40 - 12,70 ct/kWh	8,40
Biomasse (fest, flüssig, gasf.)	3.263	3,66 - 30,67 ct/kWh	19,15	6,00 - 25,30 ct/kWh	16,13
DKG-Gase	139	4,04 - 11,00 ct/kWh	7,36	3,98 - 11,60 ct/kWh	7,99
Geothermie	77	7,16 - 27,00 ct/kWh	20,69	25,00 - 30,00 ct/kWh	24,55
Wind onshore*	49	5,28 - 9,70 ct/kWh	9,18	8,93 - 9,41 ct/kWh	9,04
Wind Repowering*	15	9,61 - 10,20 ct/kWh		9,43 - 9,91 ct/kWh	
Wind offshore*	22	15,00 ct/kWh	15,00	15,00 - 19,00 ct/kWh	-***
Photovoltaik**	235	9,48 - 62,40 ct/kWh	40,16	5,60 - 24,43 ct/kWh	25,71
EEG-Anlagen insgesamt	3.906****	3,43 - 62,40 ct/kWh	18,34	3,40 - 30,00 ct/kWh	18,51

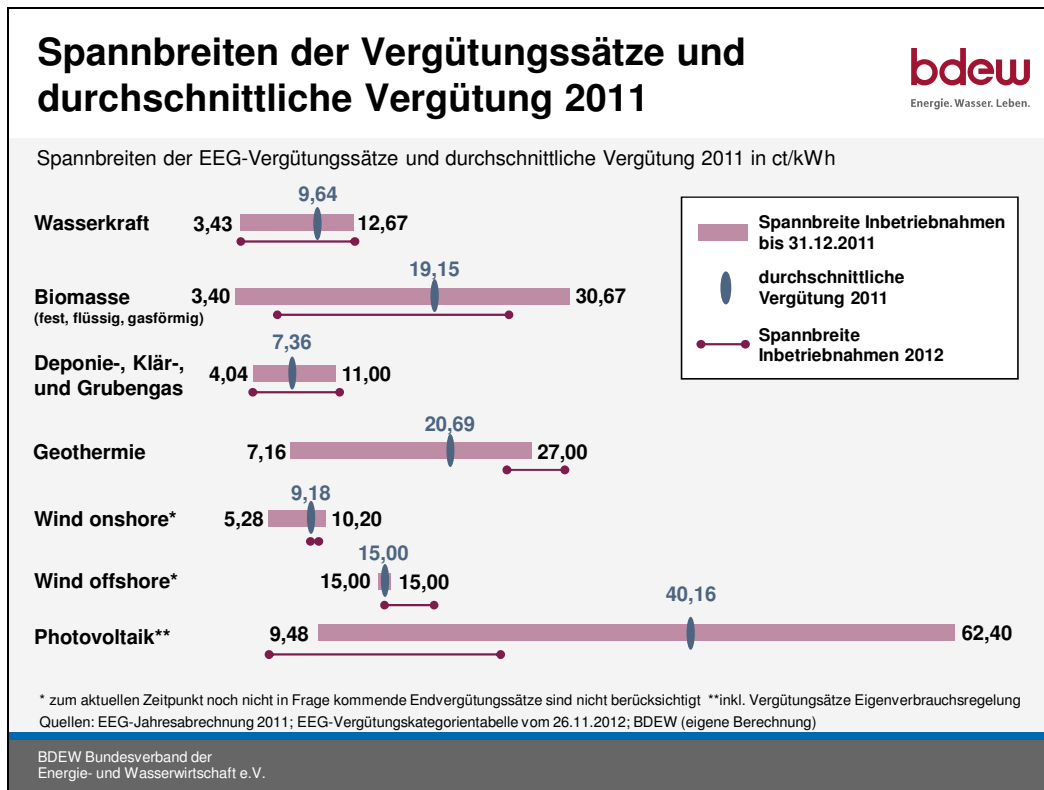
* zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht in Frage kommende Endvergütungssätze sind nicht berücksichtigt

** inkl. Vergütungssätze für PV-Eigenverbrauchsregelung nach §33(2) EEG

*** Wind offshore gemäß Prognose der ÜNB ausschließlich in der Direktvermarktung

**** zzgl. weiterer 512 Kategorien für die Abrechnung vermiedener Netzentgelte, Direktvermarktung, Flexibilitätsprämie, Selbstverbrauch oder Sanktionen

Abb. 30: Spannbreiten der EEG-Vergütung und durchschnittliche Vergütung 2011



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 2013 detailliert beschrieben sind, kann daraus abgeleitet werden, welche Anteile der EEG-Umlage 2013 in die Förderung einzelner Anlagearten fließt. Dabei sind neben den Auszahlungen der Festvergütung auch die Marktprämie, die Flexibilitätsprämie für Biogasanlagen sowie die Vergütung für PV-Eigenverbrauch energieträgerspezifisch berücksichtigt. Auf der Kostenseite des EEG-Kontos bilden die Nachholung 2012 und die Liquiditätsreserve substantielle Kostenpositionen, sie stellen aber keine eigenständigen Systemkosten dar. Die Nachholung ist eine Folge der Unterdeckung des EEG-Kontos im Jahr 2012, d. h. die Auszahlungen an Anlagenbetreiber waren höher als die Einnahmen aus Vermarktung und der EEG-Umlage. Die Liquiditätsreserve ist das zeitliche Gegenstück dazu, indem vorab die höheren Auszahlungen ab den Sommermonaten antizipiert werden und die Liquidität der Netzbetreiber gewährleistet wird, um die Auszahlungen an die Anlagenbetreiber zu bedienen. Beide Kostenpositionen dienen der direkten finanziellen Förderung von EEG-Anlagen und können somit einzelnen Energieträgern verursachungsgerecht zugeordnet werden. Somit entfällt mehr als die Hälfte oder rd. 2,8 ct der EEG-Umlage 2013 auf die Förderung der Photovoltaik, gut ein Viertel oder knapp 1,4 ct wird für die Stromerzeugung aus Biomasse verwandt und etwa 16 Prozent oder rd. 0,9 ct für die onshore Windenergie (Abb. 31, 2. Säule). Die sonstigen Kosten in Höhe von 1 Prozent umfassen jene Kosten, die bei den Übertragungsnetzbetreibern anfallen, um die EEG-Strommengen dienstleistend am Spotmarkt zu

vermarkten (Profilservicekosten, Börsenzulassung, Handelsanbindung), das „EEG-Konto“ zu führen (Zinskosten) sowie den Kosteneffekt des Grünstromprivilegs (s. Kap. 12).

Bei den erzeugten Strommengen zeigt sich ein etwas anderes Bild. Gut ein Viertel der EEG-Erzeugung stammt aus Photovoltaik-Anlagen, rund ein Viertel aus Biomasse und gut 43 Prozent der Erzeugung aus der Windenergie (Abb. 31, 4. Säule).

Abbildung 32 zeigt den Vergleich der Anteile an der EEG-Umlage 2012 und 2013. Absolut sind die Kosten aller Energieträger gestiegen, was u. a. mit dem weiteren Ausbau der EEG-Anlagen und dem niedrigeren Marktwert des Stroms im Jahr 2013 zusammenhängt. Der Anteil der Photovoltaik an der EEG-Umlage ist leicht um 2,7 Prozentpunkte zurückgegangen, die Anteile der Biomasse (plus 0,6 Prozentpunkte) und von onshore-Wind (plus 2,4 Prozentpunkte) haben sich leicht erhöht.

Da die EEG-Umlage letztlich der Deckung der Differenzkosten dient, kann auch der Förderbetrag durch die Verbraucher in € pro erzeugter Megawattstunde (MWh) differenziert nach den einzelnen Energieträgern dargestellt werden. Abbildung 33 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. 31: Anteile einzelner Energieträger an der EEG-Umlage 2013, an den EEG-Auszahlungen und an der EEG-Strommenge

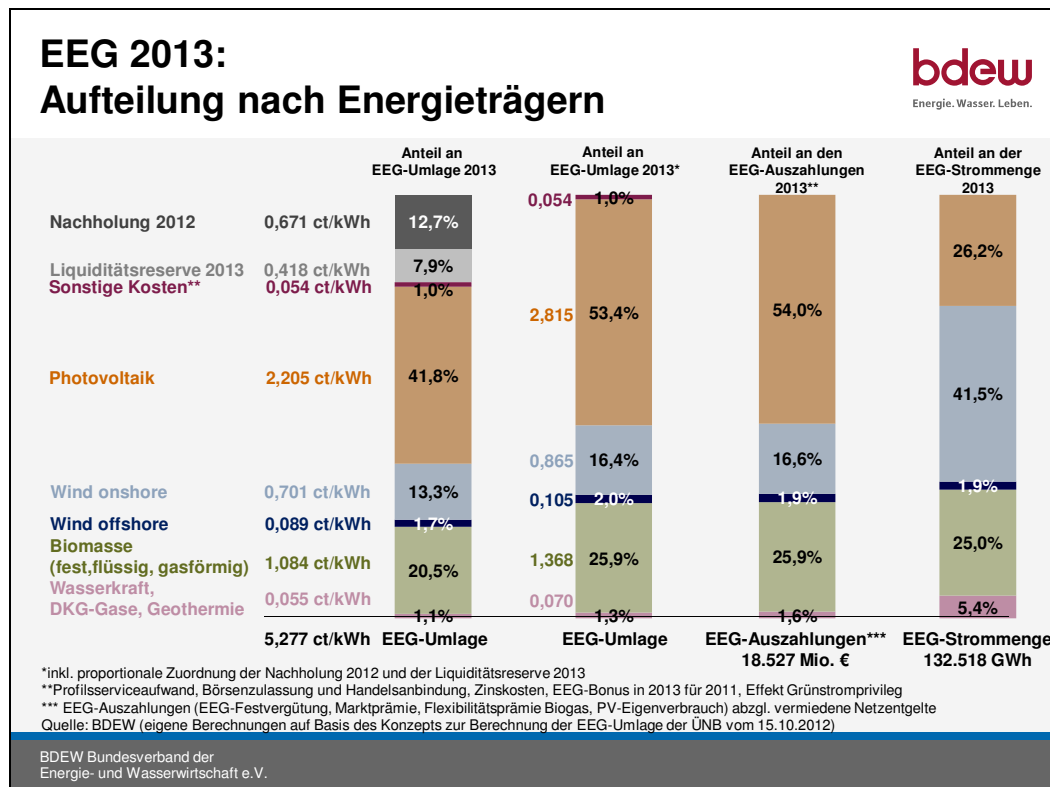


Abb. 32: Anteile einzelner Energieträger an der EEG-Umlage 2012 und 2013

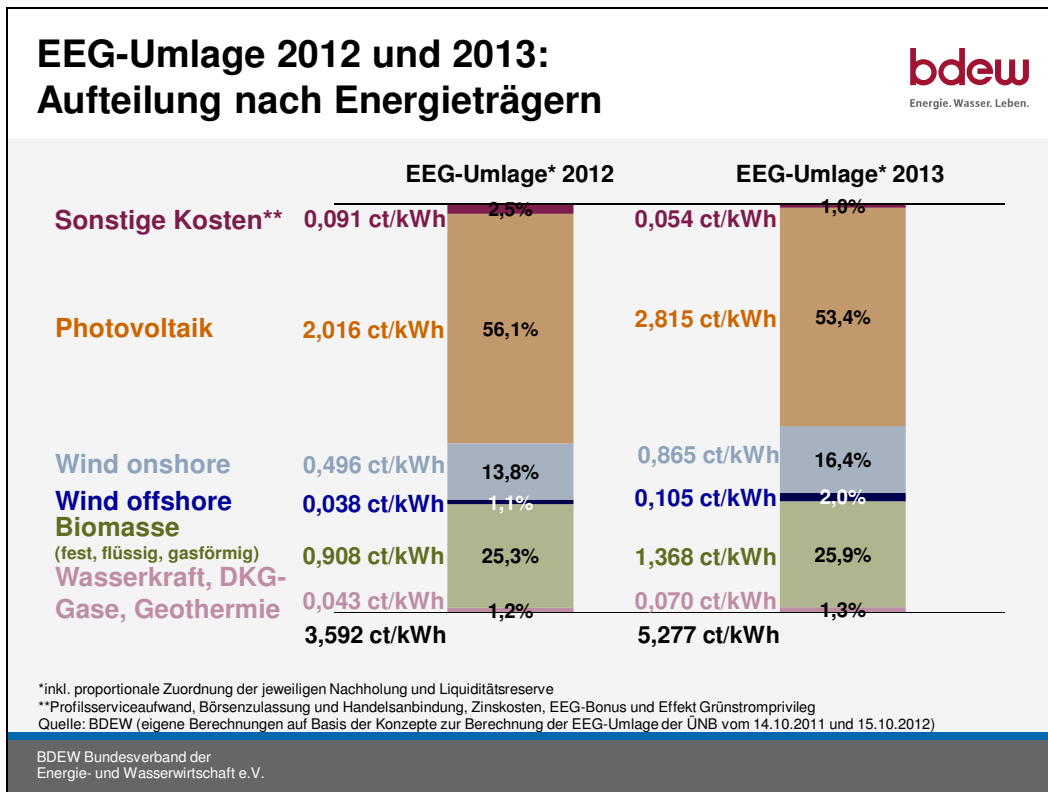
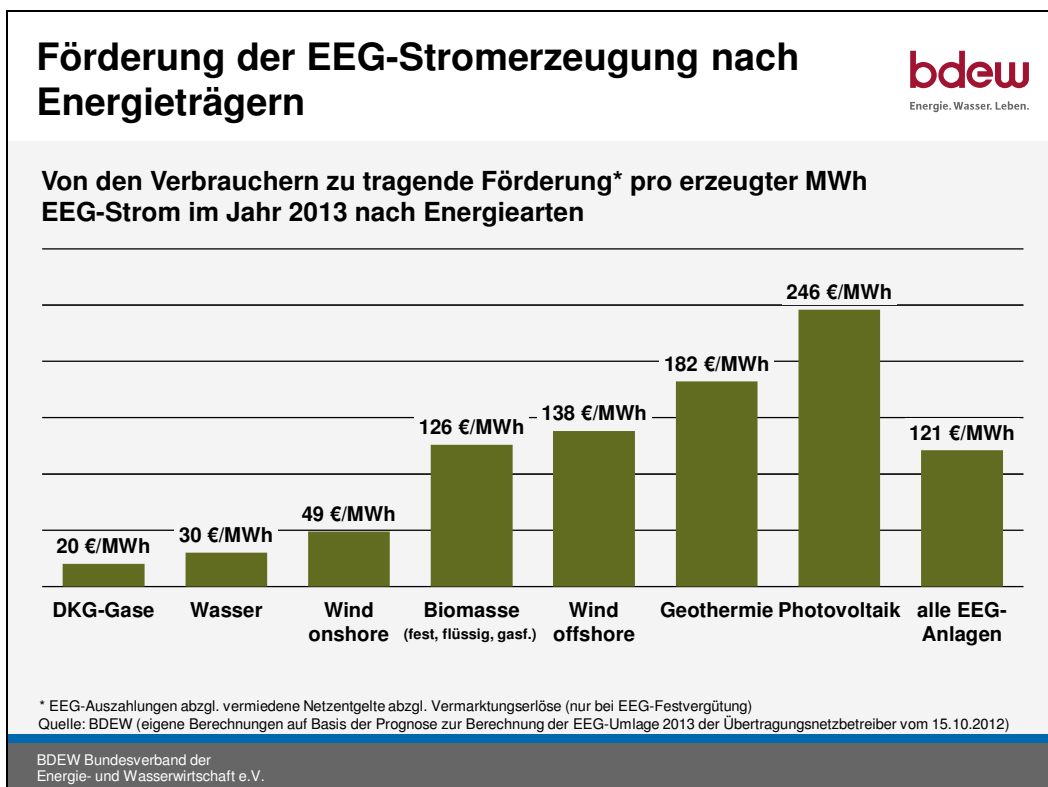


Abb. 33: Förderung der EEG-Stromerzeugung nach Energieträgern in €/MWh



12 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 von mindestens einem Monat gegenüber dem Netzbetreiber 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 in der Regel 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 seit 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 ohne Beanspruchung einer Förderung im Rahmen des EEG, wie es zuvor auch schon möglich. Tabelle 8 zeigt, dass im Jahr 2012 insbesondere die neu eingeführte Marktprämie von den Anlagenbetreibern positiv angenommen wurde. Die Betreiber von Windkraftanlagen haben dieses Instrument der Marktintegration zunehmend genutzt, sodass im Dezember 2012 gut 80 Prozent der installierten onshore-Windleistung über das Marktprämienmodell vermarktet wurde. Auch die Betreiber von Wasserkraft- und Biomasseanlagen vermarkten substantielle Mengen im Marktprämienmodell. Die Nutzung der Marktprämie in der Photovoltaik war – vermutlich auch witterungsbedingt – zu Beginn des Jahres nur schwach ausgeprägt, im Jahresverlauf sind aber auch hier die direkt vermarkteten Anlagen kontinuierlich angestiegen. Auf alle EEG-Anlagen bezogen, wurden am Jahresende 43 Prozent der installierten EEG-Leistung im Rahmen des Marktprämienmodells direkt vermarktet. Auch wenn die Marktprämie aufgrund ihrer in etwa kostenneutralen Ausgestaltung die Kostenbelastung der Stromverbraucher insgesamt nicht mindert, ist sie jedoch ein wichtiger Schritt zur Marktintegration der Erneuerbaren Energien,

da die Anlagenbetreiber und Vermarkter ihr Erzeugungsportfolio direkt an den Markt bringen und dadurch neue Geschäftsmodelle und Vermarktungsstrategien entwickelt werden, die die Markt- und damit auch mittelfristig Systemintegration der Erneuerbaren Energien weiter vorantreiben. Auch wenn diese Anlagen weiterhin eine Förderung über die Marktprämie erhalten, setzt die Anbieter die Stromerzeugung dieser Anlagen selbstständig im Markt ab. Dadurch können sie Markterfahrungen sammeln und gleichzeitig durch marktgerechtes Verhalten eine höhere Rendite als im System der gesetzlich garantierten Einspeisevergütung erwirtschaften. Für die Anlagenbetreiber ist eine direkte Vermarktung lukrativ, wenn sie aufgrund besserer Kenntnis ihrer Anlage oder durch geschickte Vermarktung eine höhere Rendite erzielen können als bei Inanspruchnahme der gesetzlich garantierten, aber eben auch fixierten EEG-Festvergütung. Für das Stromversorgungssystem entsteht dabei ein Vorteil, wenn planbar einsetzbare EEG-Anlagen ihre Stromerzeugung in hochpreisigen Marktphasen und damit bedarfsgerecht – also in der Regel 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. Neue Geschäftsmodelle entstehen auch dadurch, dass die Vermarktung auch durch Dritte erfolgen kann. Es wird dadurch möglich, die Stromerzeugung verschiedener Anlagenbetreiber zu kontrahieren und als Portfolio am Strommarkt zu vermarkten.

Tabelle 8 zeigt weiterhin, dass die Nutzung des Grünstromprivilegs und der sonstigen Direktvermarktung eine inzwischen eher nachrangige Rolle spielt. Beim Grünstromprivileg dürften hier die 2012 neu eingeführten Anforderungen an das Beschaffungsportfolio eine Rolle spielen, bei der sonstigen Direktvermarktung besteht ein wirtschaftlicher Anreiz nur dann, wenn die EEG-Vergütung einer Anlage sehr nahe oder unter dem erzielbaren Marktpreis liegt und damit eine Direktvermarktung mehr Erlöse als die Inanspruchnahme der EEG-Vergütung oder der Marktprämie liegt.

Tab. 8: EEG-Anlagen in der Direktvermarktung 2012

Marktprämie nach §33b (1) EEG

	Wasserkraft		Deponie-, Klär- und Grubengas		Biomasse (Fest, flüssig, gasförmig)		Geothermie		Windenergie onshore		Windenergie offshore		Photovoltaik		Alle Anlagen	
	MW	Anteil in %*	MW	Anteil in %*	MW	Anteil in %*	MW	Anteil in %*	MW	Anteil in %*	MW	Anteil in %*	MW	Anteil in %*	MW	Anteil in %*
Jan 2012	344	24,3%	67	11,2%	933	17,0%	0	0,0%	12.062	40,6%	48	100%	59	0,2%	13.513	20,5%
Feb 2012	346	24,4%	38	6,3%	1.014	18,5%	0	0,0%	15.408	51,9%	108	100%	93	0,3%	17.007	25,8%
Mrz 2012	383	27,0%	38	6,3%	1.110	20,3%	0	0,0%	17.631	59,4%	133	100%	167	0,6%	19.462	29,5%
Apr 2012	378	26,7%	38	6,3%	1.223	22,3%	0	0,0%	18.296	61,6%	203	100%	238	0,8%	20.376	30,9%
Mai 2012	380	26,8%	41	6,8%	1.344	24,5%	0	0,0%	19.153	64,5%	223	100%	456	1,6%	21.597	32,7%
Jun 2012	392	27,7%	42	7,0%	1.433	26,2%	0	0,0%	19.884	67,0%	238	100%	828	2,9%	22.817	34,6%
Jul 2012	419	29,6%	37	6,2%	1.519	27,7%	0	0,0%	20.526	69,1%	253	100%	1.202	4,2%	23.956	36,3%
Aug 2012	425	30,0%	41	6,8%	1.611	29,4%	0	0,0%	21.311	71,8%	268	100%	1.409	4,9%	25.065	38,0%
Sep 2012	450	31,8%	42	7,0%	1.700	31,0%	0	0,0%	21.761	73,3%	283	100%	1.633	5,7%	25.869	39,2%
Okt 2012	463	32,7%	42	7,0%	1.753	32,0%	0	0,0%	22.540	75,9%	308	100%	1.782	6,2%	26.888	40,7%
Nov 2012	445	31,4%	43	7,2%	1.836	33,5%	0	0,0%	23.409	78,8%	308	100%	1.961	6,9%	28.002	42,4%
Dez 2012	392	27,7%	42	7,0%	1.936	35,4%	0	0,0%	23.929	80,6%	248	100%	1.993	7,0%	28.540	43,2%

Grünstromprivileg nach §33b (2) EEG

	Wasserkraft		Deponie-, Klär- und Grubengas		Biomasse (Fest, flüssig, gasförmig)		Geothermie		Windenergie onshore		Windenergie offshore		Photovoltaik		Alle Anlagen	
	MW	Anteil in %*	MW	Anteil in %*	MW	Anteil in %*	MW	Anteil in %*	MW	Anteil in %*	MW	Anteil in %*	MW	Anteil in %*	MW	Anteil in %*
Jan 2012	112	7,9%	184	30,6%	0	0,0%	0	0,0%	707	2,4%	0	0,0%	0,00	0,00%	1.003	1,5%
Feb 2012	113	8,0%	212	35,3%	0	0,0%	0	0,0%	750	2,5%	0	0,0%	0,00	0,00%	1.075	1,6%
Mrz 2012	104	7,3%	216	36,0%	3	0,1%	0	0,0%	567	1,9%	0	0,0%	0,00	0,00%	890	1,3%
Apr 2012	117	8,3%	222	37,0%	1	0,0%	0	0,0%	873	2,9%	0	0,0%	0,00	0,00%	1.213	1,8%
Mai 2012	79	5,6%	220	36,6%	1	0,0%	0	0,0%	902	3,0%	0	0,0%	0,00	0,00%	1.202	1,8%
Jun 2012	110	7,8%	219	36,5%	14	0,3%	0	0,0%	982	3,3%	0	0,0%	0,00	0,00%	1.325	2,0%
Jul 2012	130	9,2%	228	38,0%	14	0,3%	0	0,0%	1.051	3,5%	0	0,0%	0,00	0,00%	1.423	2,2%
Aug 2012	130	9,2%	228	38,0%	16	0,3%	0	0,0%	940	3,2%	0	0,0%	0,00	0,00%	1.314	2,0%
Sep 2012	128	9,0%	227	37,8%	49	0,9%	0	0,0%	947	3,2%	0	0,0%	1,31	0,00%	1.352	2,0%
Okt 2012	129	9,1%	226	37,6%	20	0,4%	0	0,0%	740	2,5%	0	0,0%	1,31	0,00%	1.116	1,7%
Nov 2012	148	10,4%	226	37,6%	1	0,0%	0	0,0%	247	0,8%	0	0,0%	1,31	0,00%	623	0,9%
Dez 2012	143	10,1%	228	38,0%	1	0,0%	0	0,0%	216	0,7%	0	0,0%	0,00	0,00%	588	0,9%

Sonstige Direktvermarktung nach §33b (3) EEG

	Wasserkraft		Deponie-, Klär- und Grubengas		Biomasse (Fest, flüssig, gasförmig)		Geothermie		Windenergie onshore		Windenergie offshore		Photovoltaik		Alle Anlagen	
	MW	Anteil in %*	MW	Anteil in %*	MW	Anteil in %*	MW	Anteil in %*	MW	Anteil in %*	MW	Anteil in %*	MW	Anteil in %*	MW	Anteil in %*
Jan 2012	81	5,7%	8	1,3%	0	0,0%	0	0,0%	61	0,2%	0	0,0%	0,04	0,00%	150	0,2%
Feb 2012	85	6,0%	6	1,0%	0	0,0%	0	0,0%	87	0,3%	0	0,0%	0,10	0,00%	178	0,3%
Mrz 2012	88	6,2%	6	1,0%	0	0,0%	0	0,0%	95	0,3%	0	0,0%	0,28	0,00%	189	0,3%
Apr 2012	84	5,9%	6	1,0%	0	0,0%	0	0,0%	102	0,3%	0	0,0%	0,29	0,00%	192	0,3%
Mai 2012	83	5,9%	6	1,0%	0	0,0%	0	0,0%	96	0,3%	0	0,0%	0,29	0,00%	185	0,3%
Jun 2012	83	5,9%	6	1,0%	0	0,0%	0	0,0%	96	0,3%	0	0,0%	0,29	0,00%	185	0,3%
Jul 2012	33	2,3%	4	0,7%	0	0,0%	0	0,0%	113	0,4%	0	0,0%	1,87	0,01%	152	0,2%
Aug 2012	33	2,3%	3	0,5%	0	0,0%	0	0,0%	111	0,4%	0	0,0%	1,82	0,01%	149	0,2%
Sep 2012	33	2,3%	3	0,5%	0	0,0%	0	0,0%	95	0,3%	0	0,0%	1,82	0,01%	133	0,2%
Okt 2012	33	2,3%	3	0,5%	0	0,0%	0	0,0%	93	0,3%	0	0,0%	1,82	0,01%	131	0,2%
Nov 2012	33	2,3%	3	0,5%	0	0,0%	0	0,0%	86	0,3%	0	0,0%	1,82	0,01%	124	0,2%
Dez 2012	53	3,7%	3	0,5%	0	0,0%	0	0,0%	86	0,3%	0	0,0%	1,38	0,00%	143	0,2%

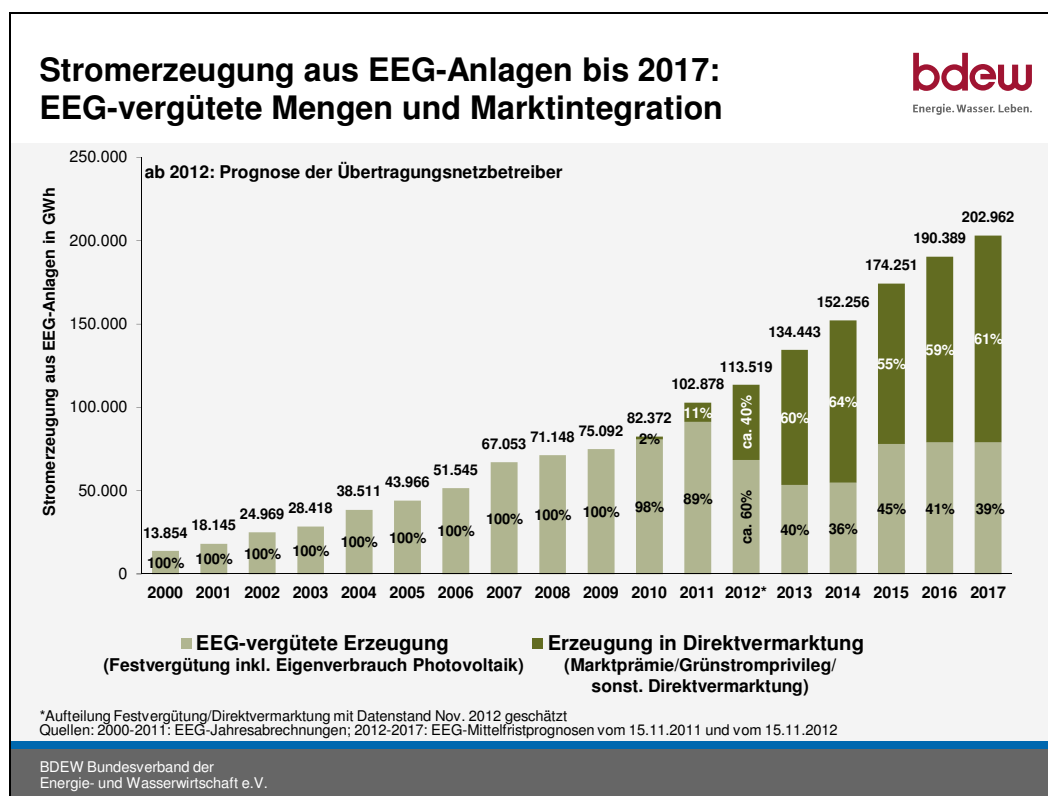
*Anteil an der gesamten EEG-förderfähigen installierten Leistung gemäß Jahresmittelwert 2012, bei Windenergie offshore wird 100% Direktvermarktung im Marktprämienmodell angenommen.

Quelle: www.eeg-kwk.net; Stand: 21.11.2012; 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.

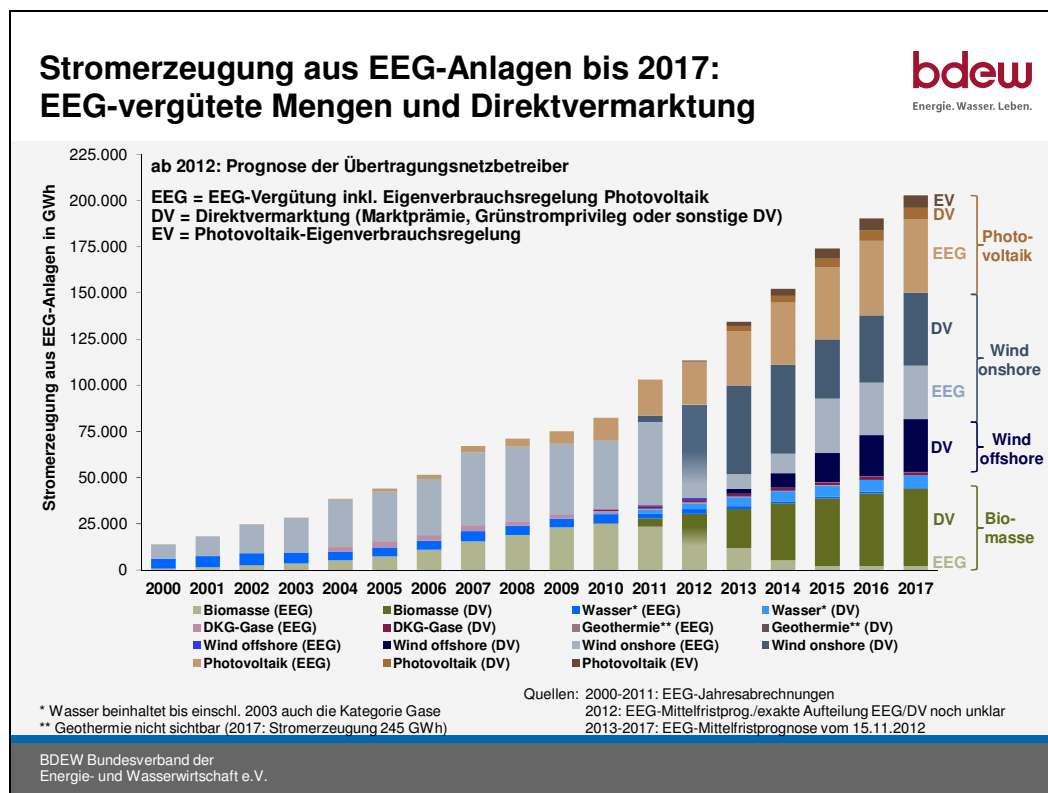
Durch die Einführung neuer Instrumente zur Marktintegration Erneuerbarer Energien wird eine direkte Vermarktung der Stromerzeugung aus EEG-Anlagen attraktiver, sodass gemäß EEG-Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber bereits im laufenden Jahr 2013 etwa 60 Prozent der Stromerzeugung aus EEG-Anlagen direkt vermarktet wird (Abb. 34).

Abb. 34: Direktvermarktung der EEG-Strommengen bis 2017



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. 35). 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.

Abb. 35: Direktvermarktung der EEG-Strommengen bis 2017 nach Energieträgern



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 in der Regel 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 Marktpreisniveau 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 Prozent 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 und 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 Regelung 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. Zum einen entfällt seit 2012 die EEG-Umlage nicht mehr komplett, sondern wird nur noch um 2,0 ct/kWh gemindert, d. h. der Kostenvorteil dieser Stromlieferanten wurde gemindert. Zum anderen wurden die Anforderungen an die Art des Strombezugs aus EEG-Anlagen verschärft.

Abbildungen 36 und 37 zeigen die Prognose der Übertragungsnetzbetreiber für den Anteil der direkt vermarkteten EEG-Mengen bis 2017. Dabei zeigt sich, dass im Bereich der Windenergie und der Biomasse das Marktprämienmodell die vorwiegend gewählte Variante darstellen wird und 2017 substantielle Mengen darüber direkt vermarktet werden. Bei der Wasserkraft wird ein kleiner Teil auch über das Grünstromprivileg vermarktet, das Marktprämienmodell ist aber auch hier vorherrschend und wächst bis 2017 stetig an. 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,

vorübergehend wird aber auch hier das Marktprämienmodell teilweise genutzt. Im Bereich der Photovoltaik werden in naher Zukunft nur geringe Anteile direkt vermarktet und falls doch, dann im Rahmen des Marktprämienmodells. Kontinuierlich zunehmen wird hier die Möglichkeit, den erzeugten Strom selbst zu verbrauchen und damit für diese Mengen gemäß §37 EEG von der Zahlung der EEG-Umlage befreit zu werden.

Abb. 36: Direktvermarktung: Wind onshore, Wind offshore und Photovoltaik bis 2017

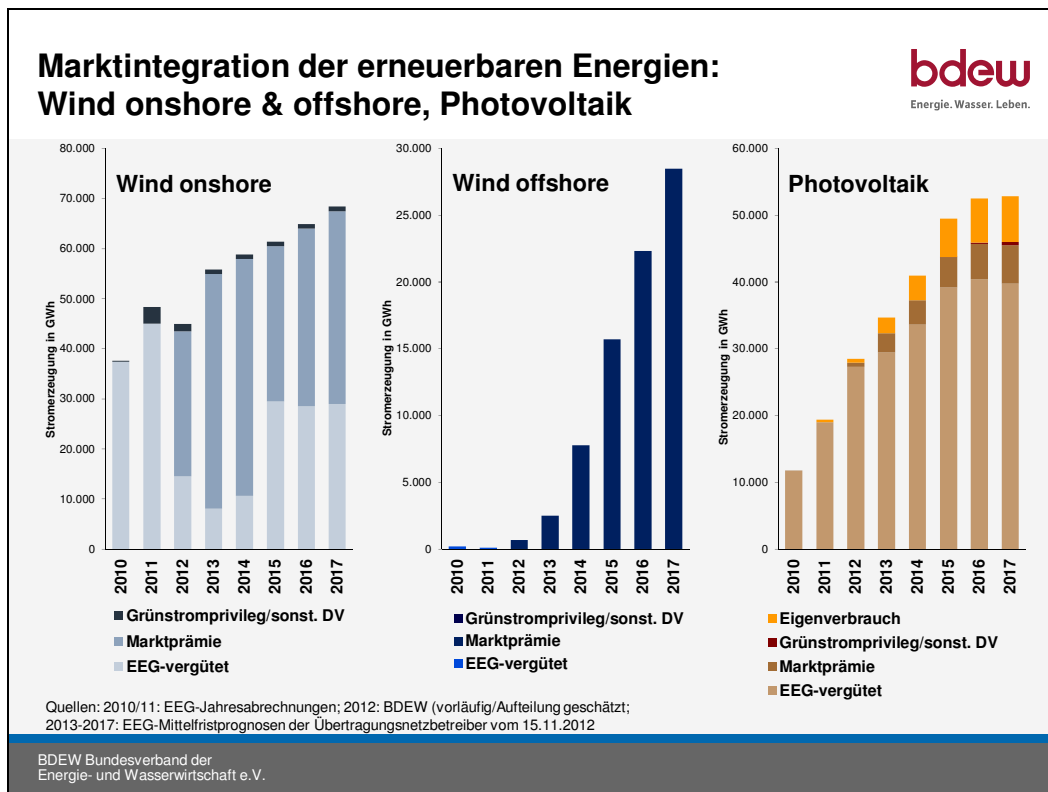
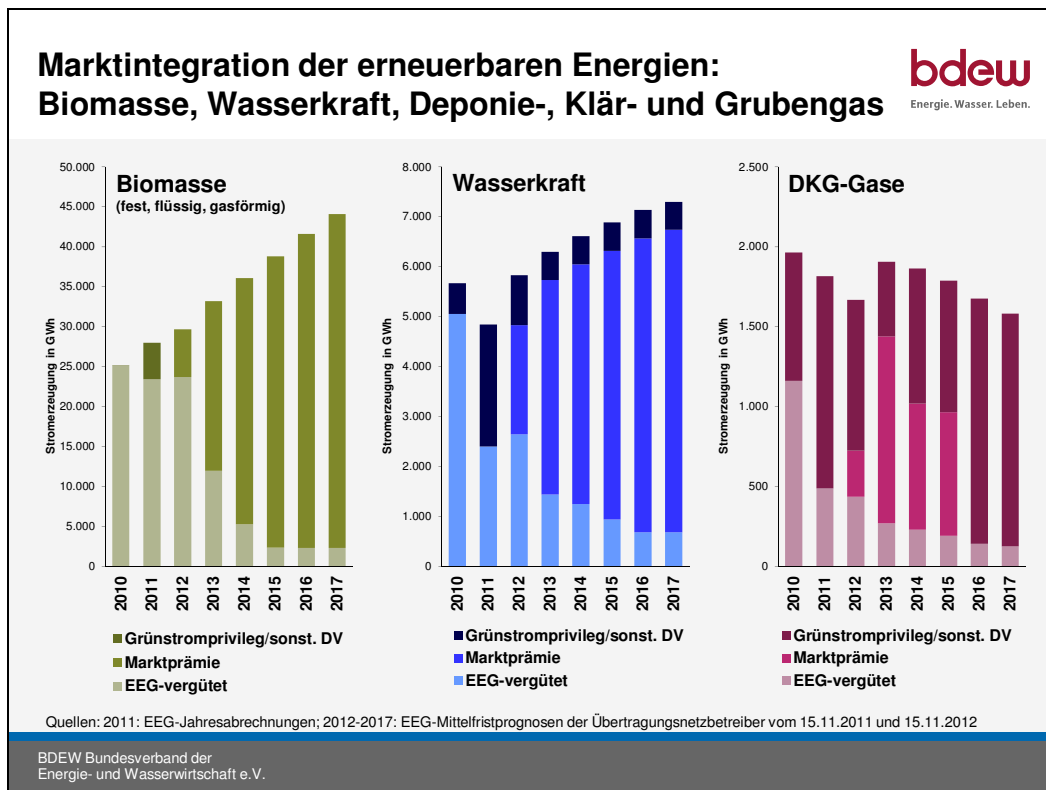


Abb. 37: Direktvermarktung: Biomasse, Wasserkraft und DKG-Gase bis 2017



13 Regionale Verteilung der EEG-Anlagen und des EEG-Vergütungsaufkommens 2011

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 2011 vor. Daher beziehen sich die folgenden Darstellungen auf das Jahr 2011 und es wird noch der Begriff „EEG-Vergütungssumme“ verwendet, da die Marktprämie erst im Jahr 2012 eingeführt wurde. In Bayern ist 2011 erstmals die meiste Leistung installiert, bei der Erzeugung leistet Niedersachsen aufgrund der intensiven Windnutzung weiterhin den größten Beitrag. In Bayern ist mit mehr als 383.000 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 2011 nach Bundesländern

EEG-Anlagen und Stromerzeugung 2011 in absoluten Zahlen				
Bundesland	EEG-Anlagenzahl	EEG-Leistung [MW]	EEG-Strommenge [GWh]	EEG-Vergütung [Mio. €]
Baden-Württemberg	219 639	5 117	6 579	1 900
Bayern	383 459	10 202	14 021	4 080
Berlin	4 087	77	112	23
Brandenburg	21 796	6 465	9 336	1 165
Bremen	1 452	209	277	32
Hamburg	2 142	112	242	28
Hessen	75 612	2 092	2 685	609
Mecklenburg-Vorpommern	10 316	2 422	4 645	640
Niedersachsen	104 620	10 106	17 947	2 655
Nordrhein-Westfalen	156 585	6 541	9 091	1 683
Rheinland-Pfalz	60 286	2 911	3 601	667
Saarland	15 875	450	418	99
Sachsen	24 423	2 188	3 353	567
Sachsen-Anhalt	16 973	4 905	7 585	934
Schleswig-Holstein	31 467	4 490	8 026	1 170
Thüringen	16 867	1 602	2 737	425
Offshore Wind-Gebiete	49	188	568	85
Deutschland	1 145 648	60 077	91 225	16 760

Quelle: Jahresmeldungen der Verteilnetzbetreiber für 2011, veröffentlicht durch die ÜNB; BDEW (eigene Berechnung); Stand: 22.11.2012

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Abb. 38: Anteile an EEG-Stromerzeugung und EEG-Vergütung 2011 nach Bundesländern

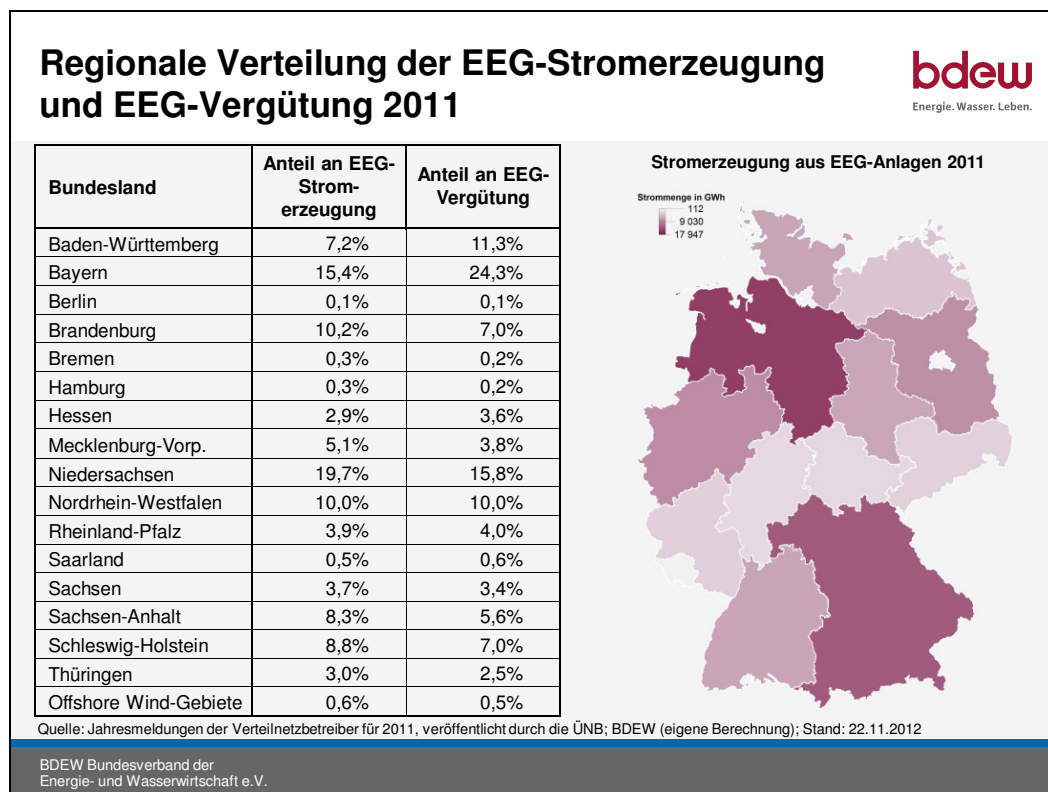


Abb. 39: EEG-Gesamt: Regionale Verteilung von Leistung, Strommengen und Vergütung

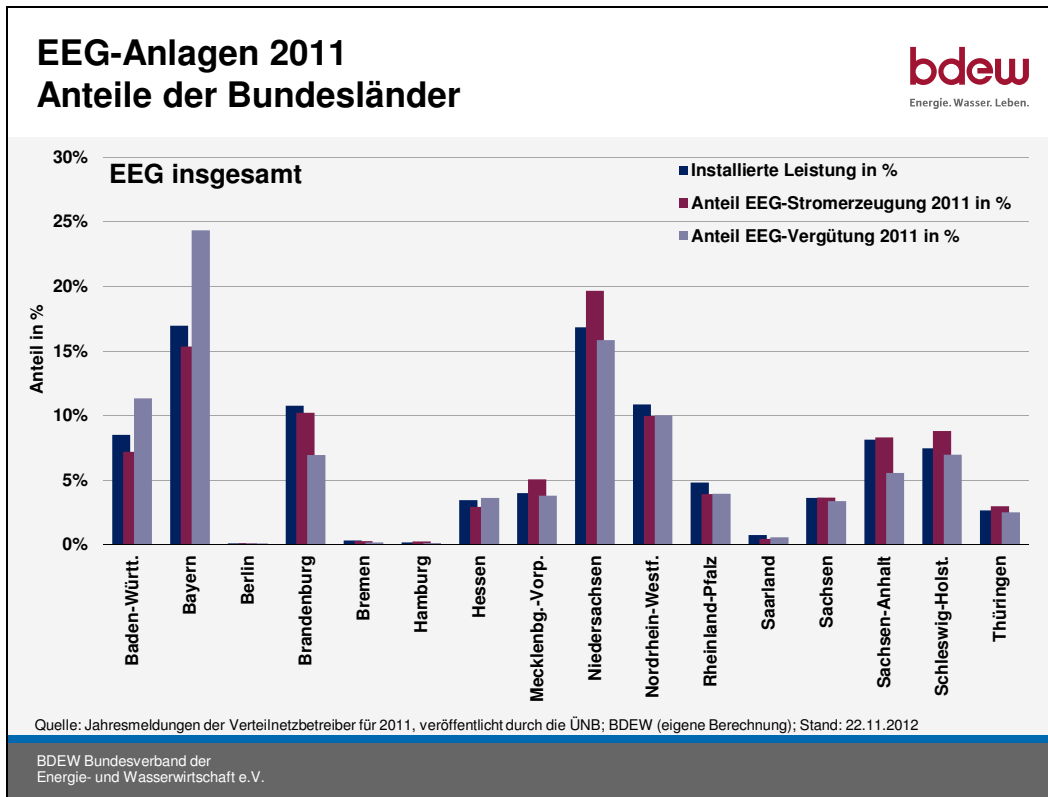


Abb. 40: Windenergie: Regionale Verteilung von Leistung, Strommengen und Vergütung

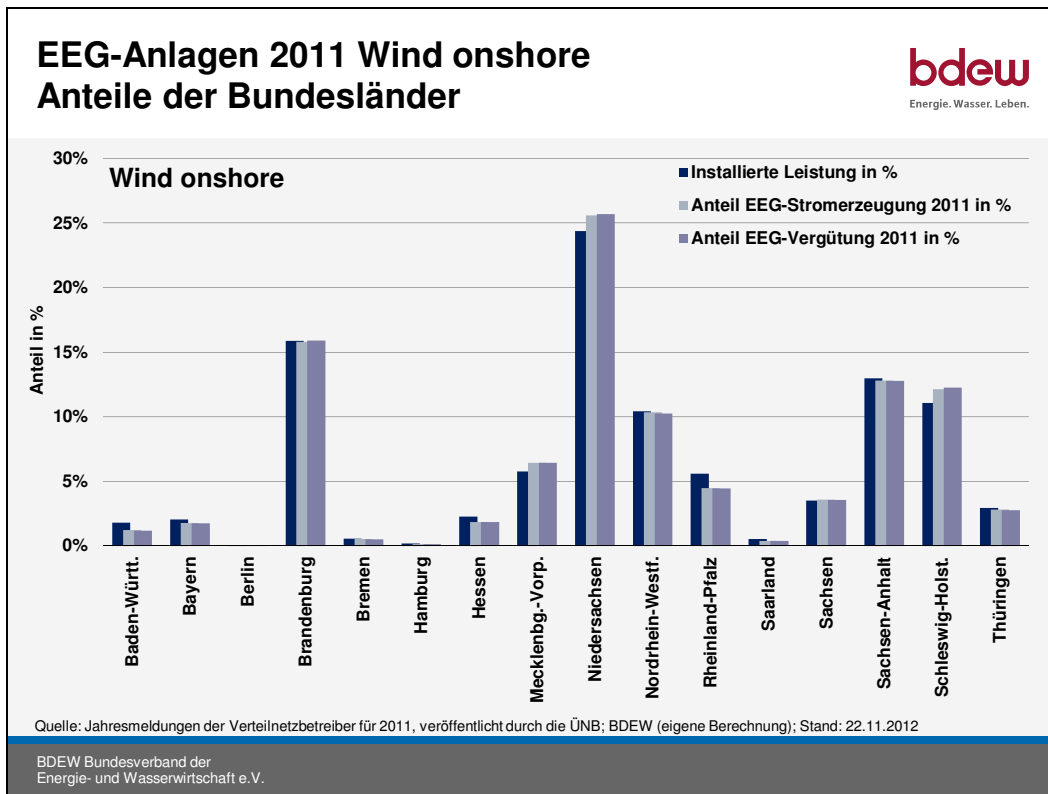


Abb. 41: Photovoltaik: Regionale Verteilung von Leistung, Strommengen und Vergütung

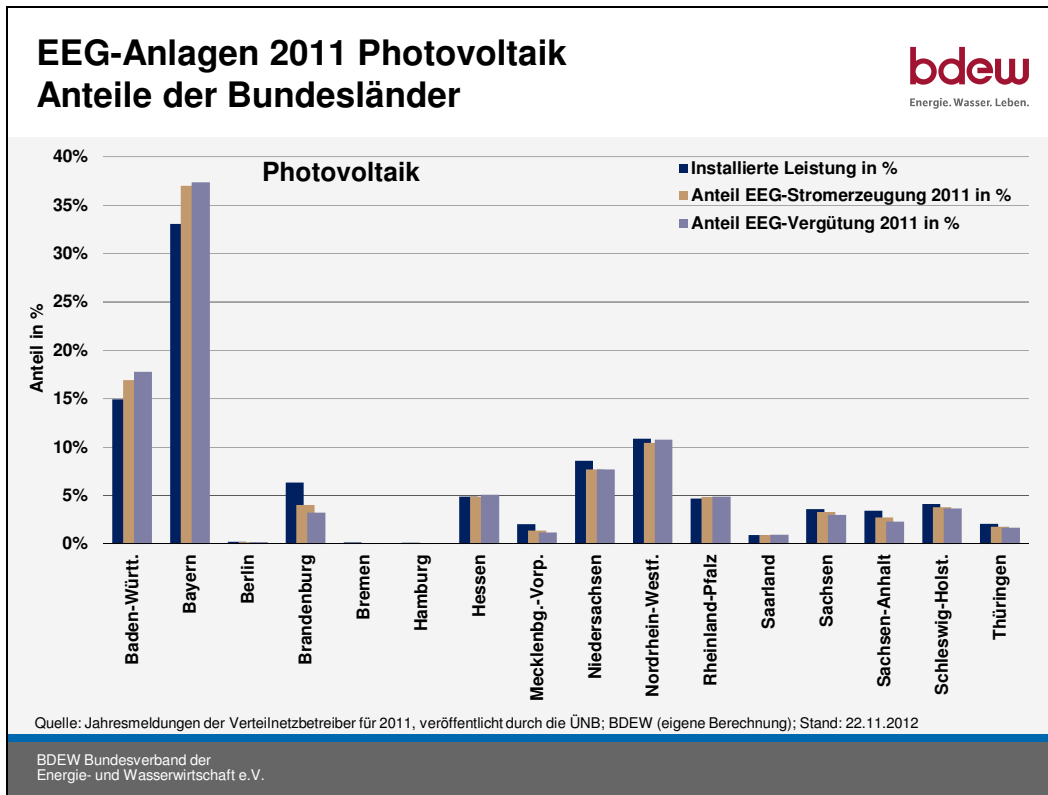
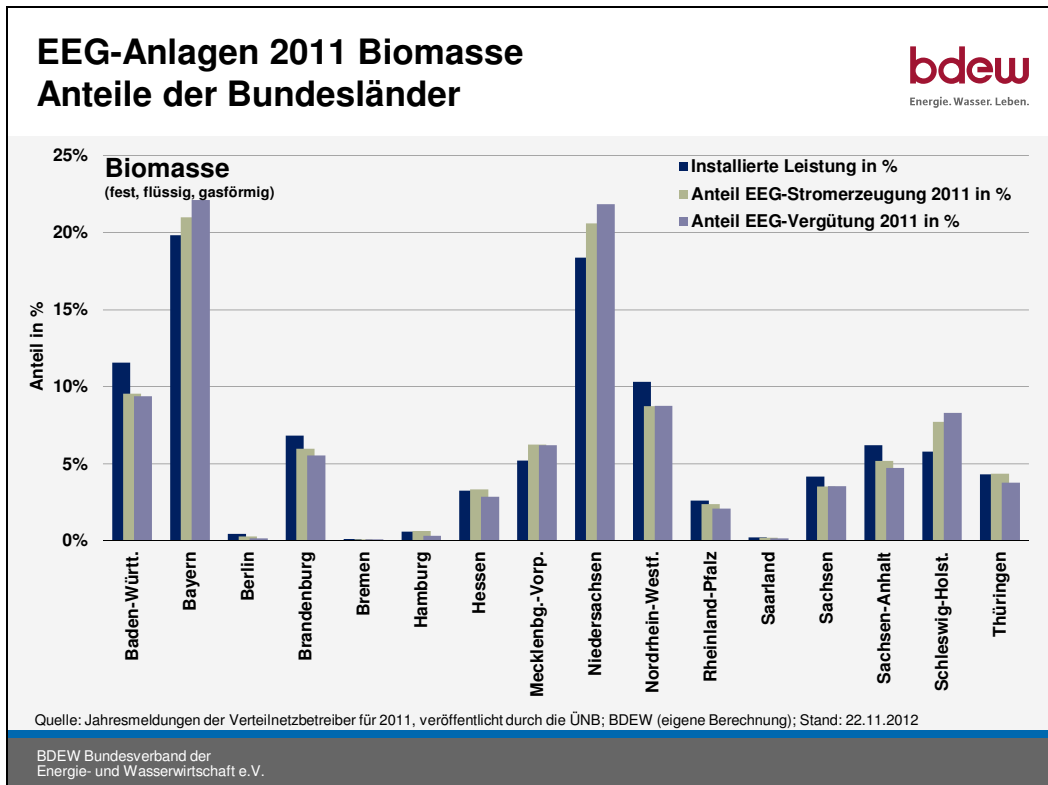


Abb. 42: Biomasse: Regionale Verteilung von Leistung, Strommengen und Vergütung



14 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 CO₂-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 – der 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 teilweise Netzkosten in überlagerten Netzebenen eingespart werden. 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. 8).

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. 13) und den durchschnittlichen Erlösen aus der EEG-Vermarktung unter Berücksichtigung der spezifischen Profilkfaktoren 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. Die Ausweitung der besonderen Ausgleichsregelung im Jahr 2013 spielt hier noch keine Rolle, da sich die Analyse auf das Jahr 2012 bezieht. Substanzielle qualitative Veränderungen der Zahlungsströme für das Jahr 2013 sind durch die besondere Ausgleichsregelung allerdings nicht zu erwarten. 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 2011 sowie dem Prognosekonzept zur Ermittlung der EEG-Umlage 2012 übernommen. Da darin aber keine Verteilung des Stromverbrauchs auf die einzelnen Bundesländer angegeben ist, wurden die Anteile der einzelnen Bundesländer am Stromverbrauch 2011 aus dem Netz der allgemeinen Versorgung auf den EEG-pflichtigen Letztverbrauch 2011 und 2012 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 2012 erhalten die Anlagenbesitzer in Bayern insgesamt die höchsten Mittelzuflüsse durch das EEG, mit deutlichem Abstand gefolgt von Niedersachsen, Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen. Für die Mittelabflüsse ist der Stromverbrauch die maßgebliche Größe. Daher hat hier Nordrhein-Westfalen aufgrund der großen Einwohnerzahl sowie einer hohen Dichte an Industriebetrieben die mit Abstand höchsten Mittelabflüsse, gefolgt von den ebenfalls bevölkerungsreichen Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg. Bayern ist zwar das Bundesland mit dem zweithöchsten Stromverbrauch in Deutschland und die dortigen Verbraucher leisten mit etwas mehr als 2,3 Mrd. € die zweithöchsten Zahlungen in das EEG-System. Als größter Photovoltaik- sowie größter Biomasse-Stromproduzent erhalten die dortigen Anlagenbetreiber aber auch die mit Abstand höchsten Mittelzuflüsse von insgesamt über 3,5 Mrd. €, sodass im Saldo ein Überschuss von gut 1,2 Mrd. € verbleibt.

Schleswig-Holstein, Brandenburg und Sachsen-Anhalt erzielen zwar nur moderate Zuflüsse durch Wind und Biomasse, aufgrund des relativ geringen Stromverbrauch sind aber auch die Mittelabflüsse moderat, sodass sie mit jeweils gut 400 Mio. € bzw. gut 300 Mio. € in der Saldenbetrachtung der Netto-Zuflüsse die Plätze 2 bis 4 belegen. 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 aber auch einen entsprechend hohen Mittelzufluss, sodass Niedersachsen 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 betrug 24 Prozent im Jahr 2011 und ist damit etwa um etwa 50 Prozent höher als der Stromverbrauch der zweitgrößten Verbrauchers Bayern. Zwar wird knapp 10 Prozent des EEG-Stroms in Nordrhein-Westfalen produziert, da davon aber mehr als die Hälfte aus Winderzeugung mit relativ geringen Förderkosten stammen, sind die Mittelzuflüsse angesichts der Größe Nordrhein-Westfalens moderat. Als bevölke-

rungsreichstes und stark industrialisiertes Bundesland mit entsprechend hohem Stromverbrauchs sind die Mittelabflüsse in Höhe von über 3,1 Mrd. € hingegen am größten, sodass ein Netto-Abfluss in Höhe von 1,8 Mrd. € verbleibt. Mit deutlichem Abstand zweitgrößter Netto-leister ist Hessen. Auch hier stehen moderate Mittelzuflüsse einem relativ hohen Stromverbrauch gegenüber. Baden-Württemberg erhält zwar relativ hohe Mittelzuflüsse aus Photovoltaik und Biomasse, diese sind aber nicht hinreichend groß, um die hohen Mittelabflüsse aufgrund des ebenfalls hohen Stromverbrauchs auszugleichen (Abb. 43 bis 50).

Im Vorjahresvergleich ist die Verteilung der Zahlungsströme qualitativ ähnlich geblieben (Abb. 52). Bei den Zahlungsabflüssen gab es nur geringfügige Verschiebungen, da die EEG-Umlage 2012 nur geringfügig höher als 2011 lag. Die Verschiebungen sind daher hauptsächlich durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien bestimmt. Deutliche Verschiebungen bei den Zahlungsströmen werden daher bei der Analyse des Jahres 2013 sichtbar werden, da dann die Erhöhung der EEG-Umlage vor allem die Seite der Zahlungsabflüsse stark erhöhen wird, während die Veränderungen bei den Zahlungszuflüssen durch Ausbau der Erneuerbaren Energien eher fließend sind.

Insgesamt summiert sich der Saldo von Mittelabflüssen und Mittelzuflüssen im Jahr 2012 nicht auf null, da in den Mittelabflüssen 2012 auch die in der EEG-Umlage 2012 berücksichtigte Nachholung aus dem Jahr 2011 enthalten ist, d. h. die Verbraucher leisten im Jahr 2012 Beiträge für EEG-Vergütungen, die im Jahr 2011 angefallen sind und an die Anlagenbetreiber ausbezahlt wurden, 2011 aber nicht durch die EEG-Umlage erhoben wurden. Zusätzlich ist in der EEG-Umlage die Liquiditätsreserve 2012 enthalten, der zunächst ebenfalls keine Mittelzuflüsse gegenüber stehen. Die Liquiditätsreserve wird daher erst in einer ex post-Betrachtung auf Basis der EEG-Jahresabrechnung 2012 (Veröffentlichung im Juli 2013) aus der Saldierung rausfallen.

Abb. 43: Regionale Zahlungsströme des EEG 2012

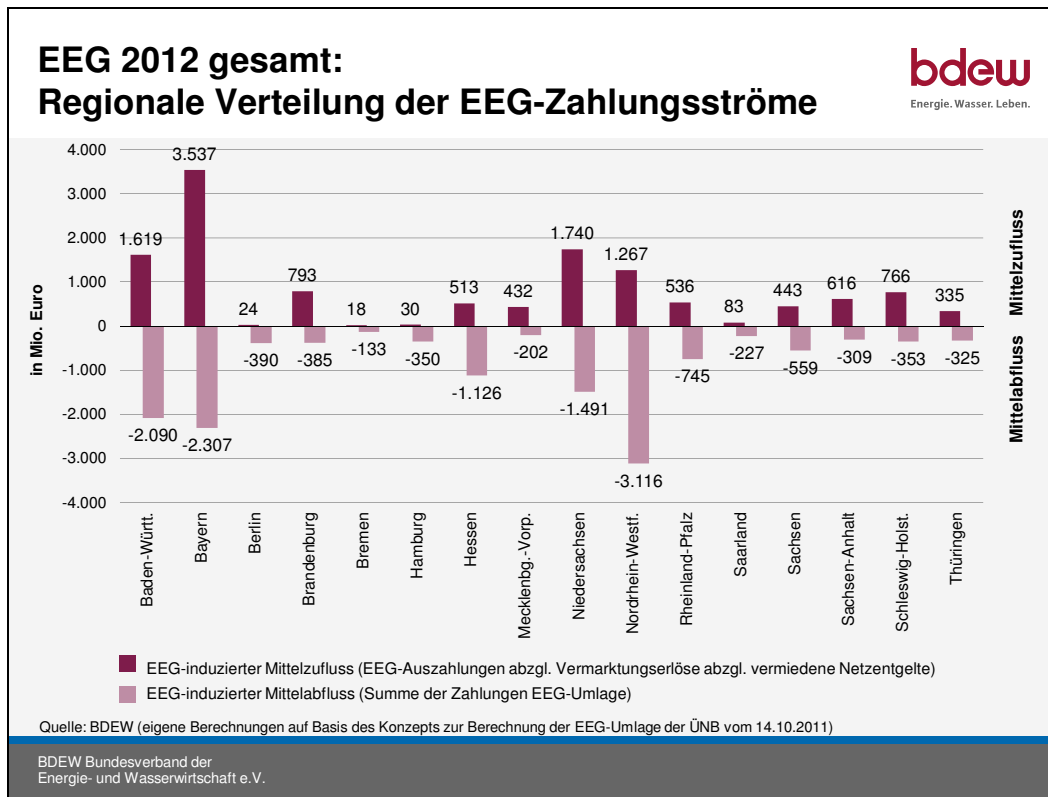


Abb. 44: Salden der EEG-induzierten Zahlungsströme 2012 nach Bundesländern (absteigend sortiert)

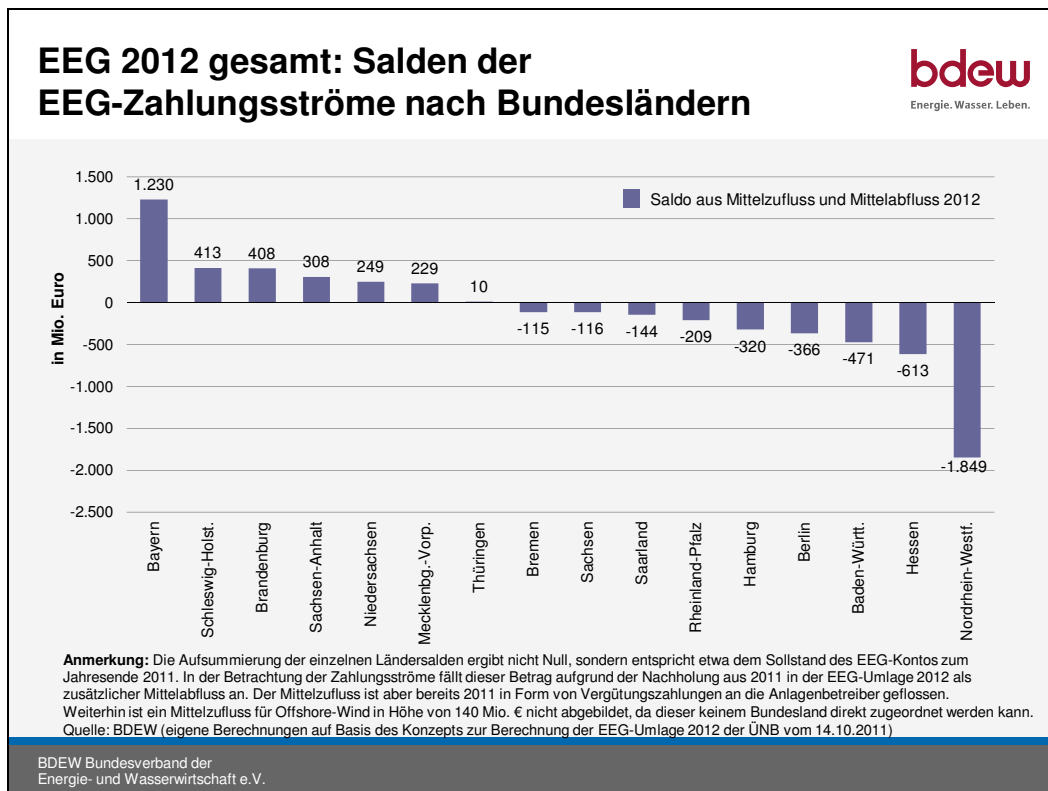


Abb. 45: Regionale Zahlungsströme des EEG 2012 Windenergie

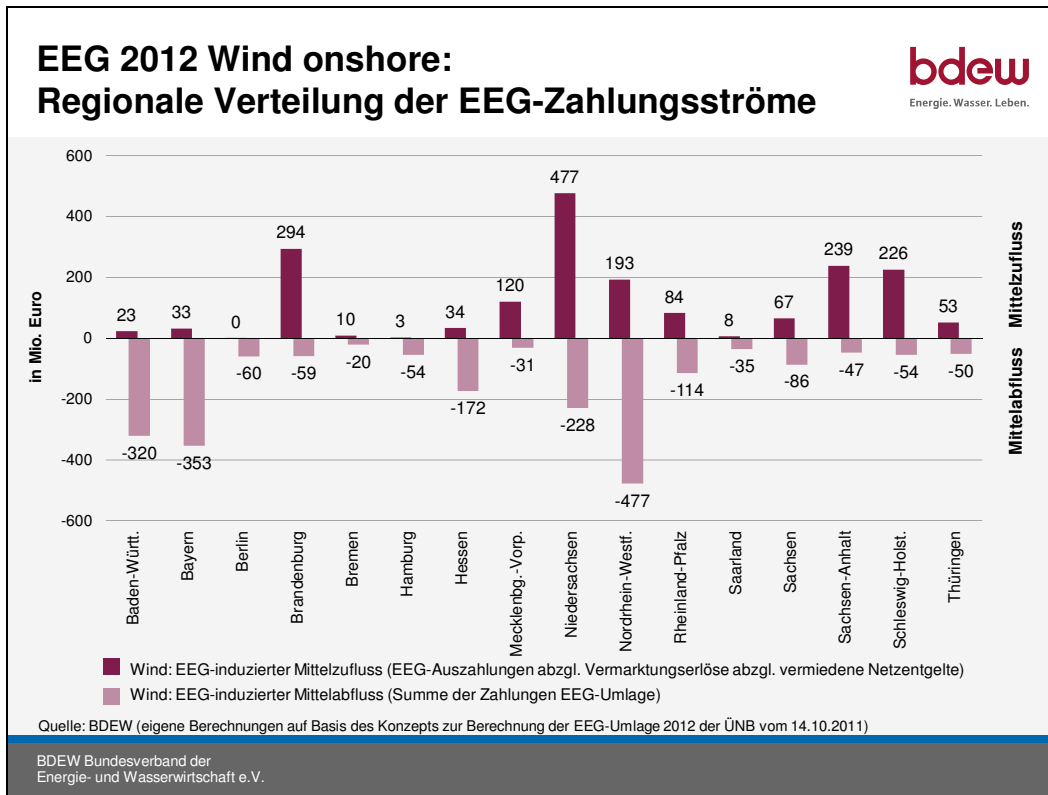


Abb. 46: Salden der EEG-induzierten Zahlungsströme Wind 2012 nach Bundesländern (absteigend sortiert)

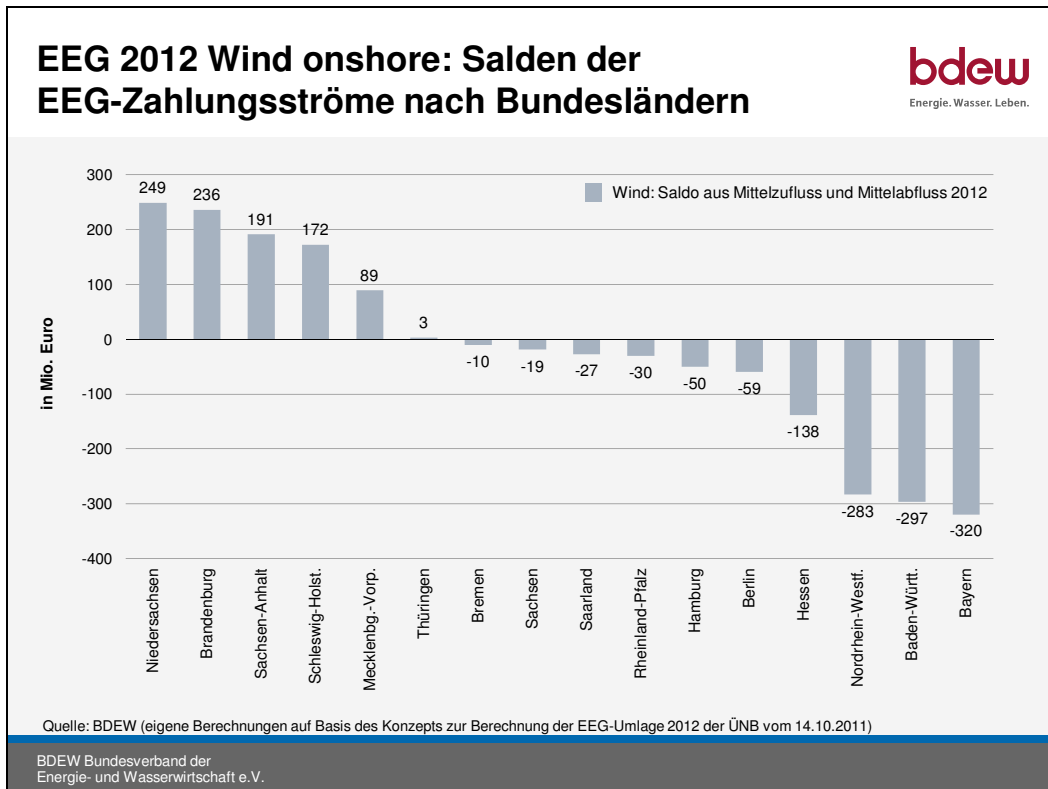


Abb. 47: Regionale Zahlungsströme des EEG 2012 Photovoltaik

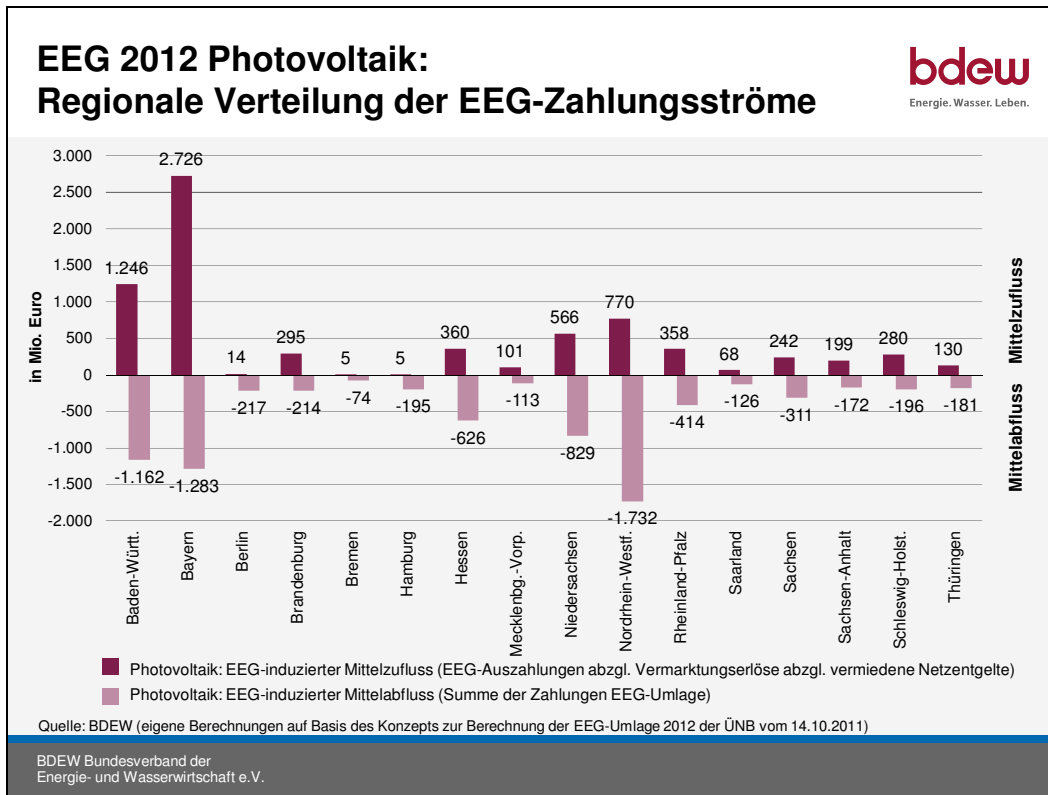


Abb. 48: Salden der EEG-induzierten Zahlungsströme Photovoltaik 2012 nach Bundesländern (absteigend sortiert)

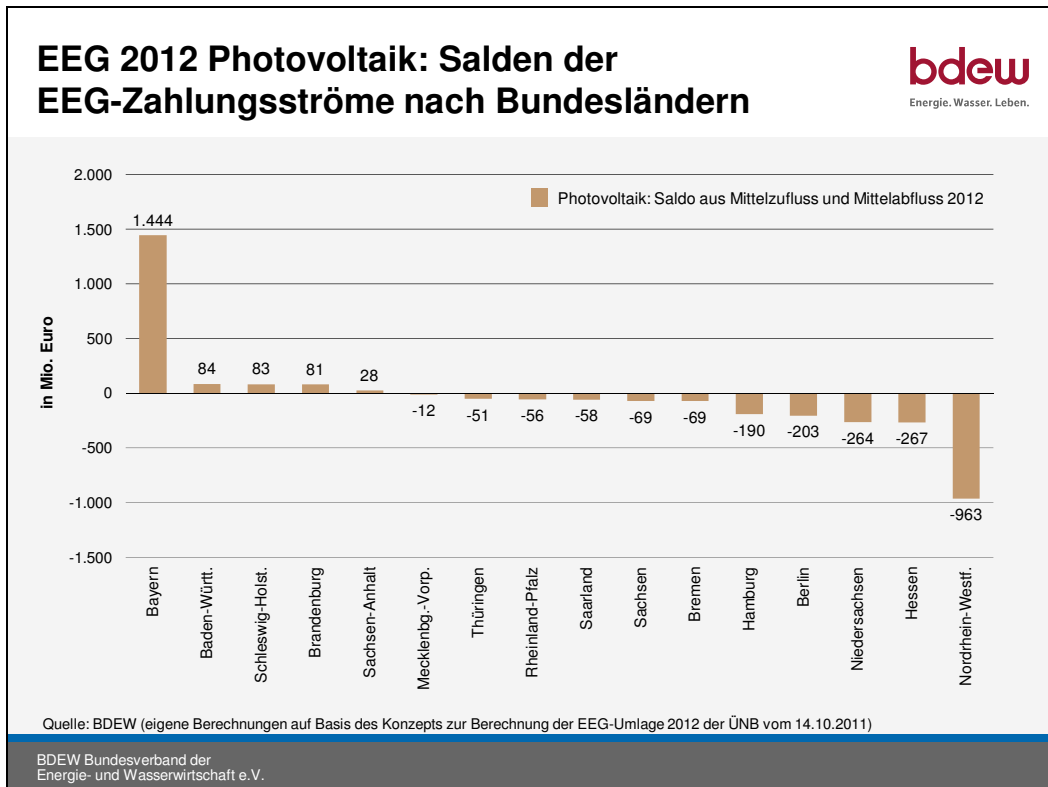


Abb. 49: Regionale Zahlungsströme des EEG 2012 Biomasse

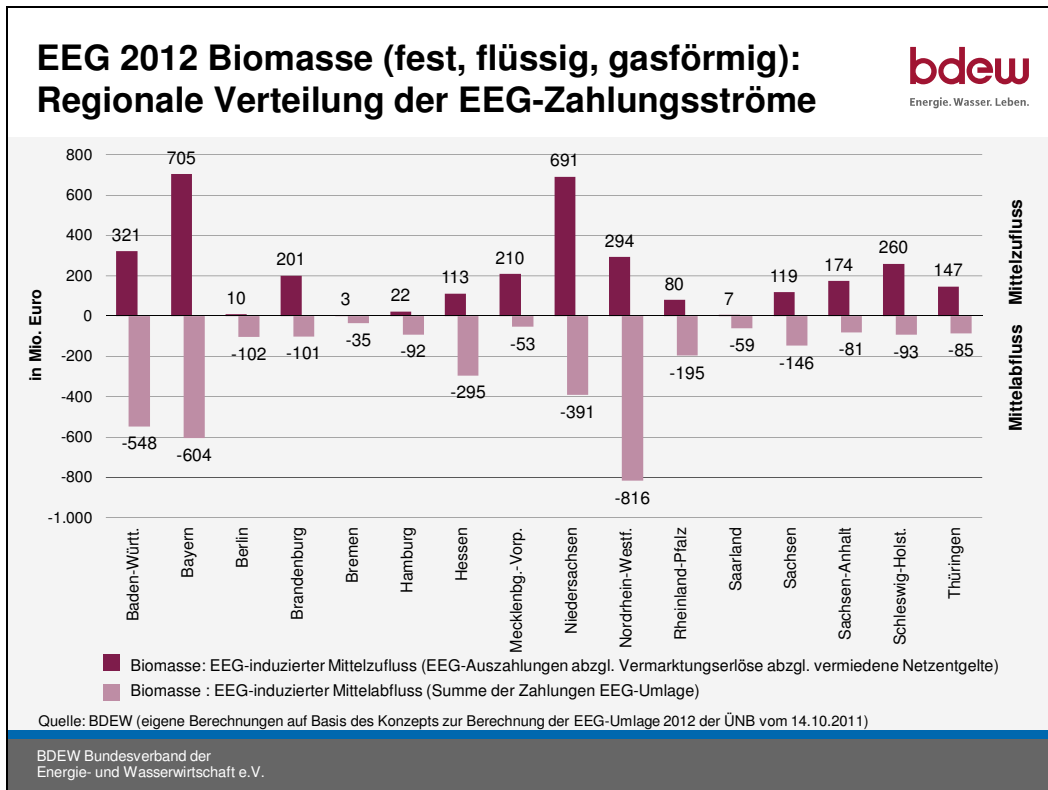


Abb. 50: Salden der EEG-induzierten Zahlungsströme Biomasse 2012 nach Bundesländern (absteigend sortiert)

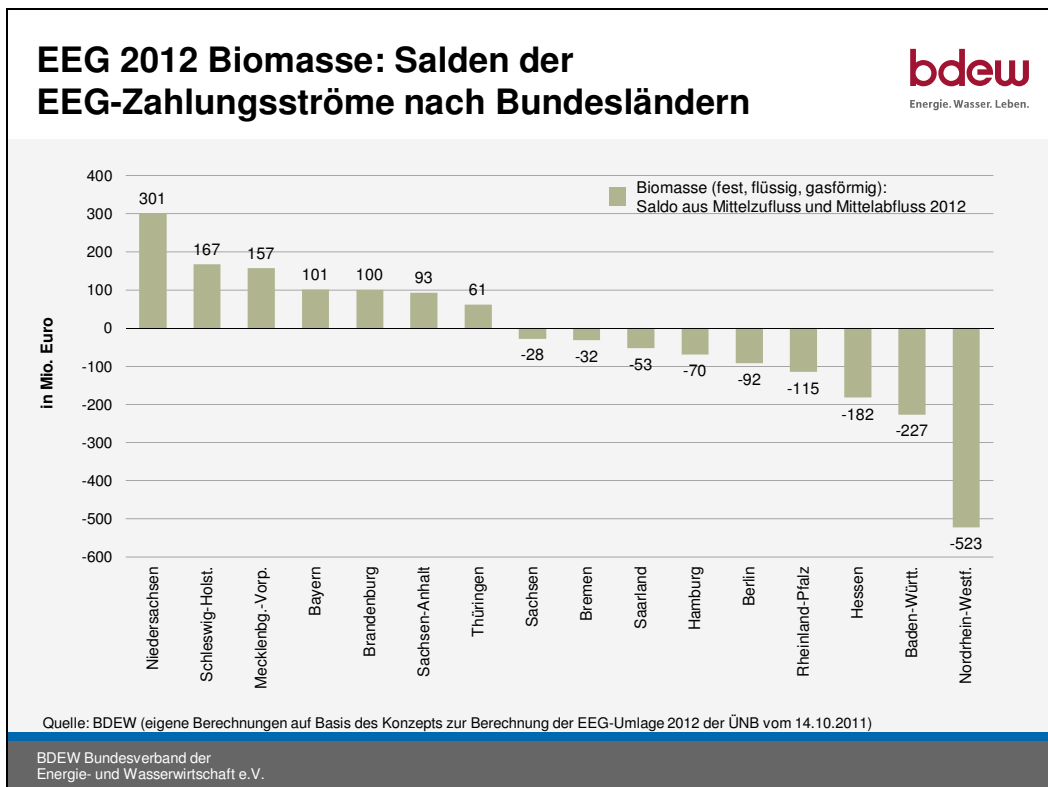


Abb. 51: Salden der EEG-induzierten Zahlungsströme 2011/12 nach Bundesländern (Karte)

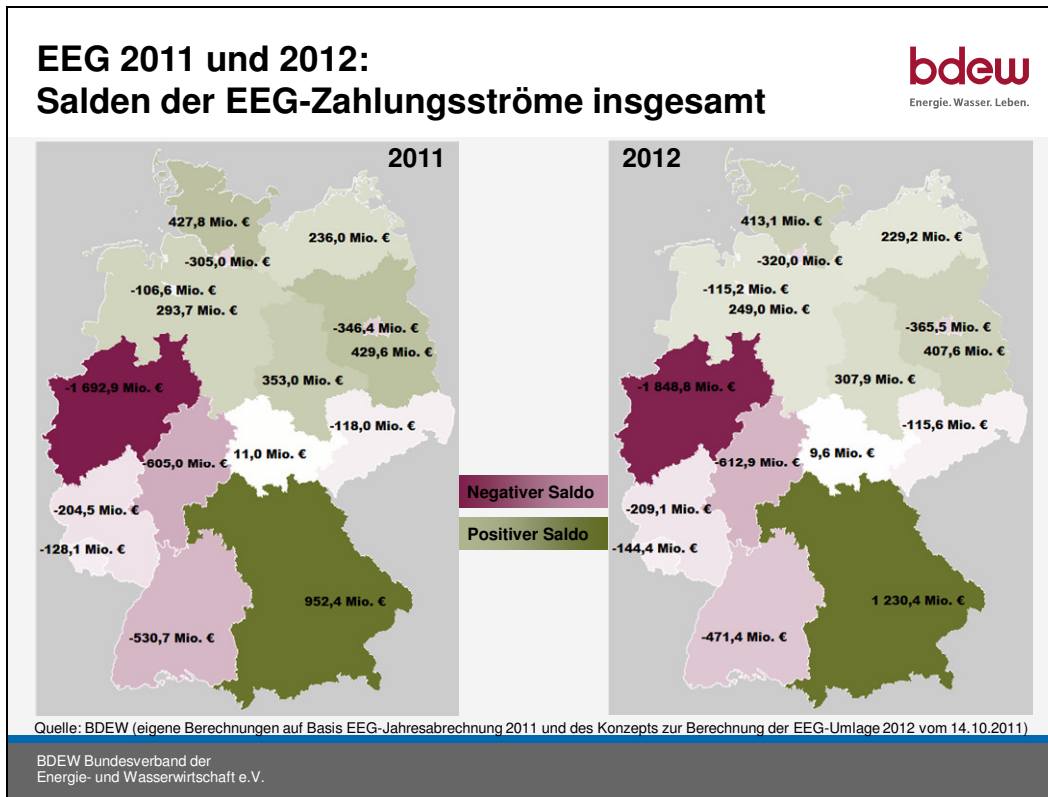
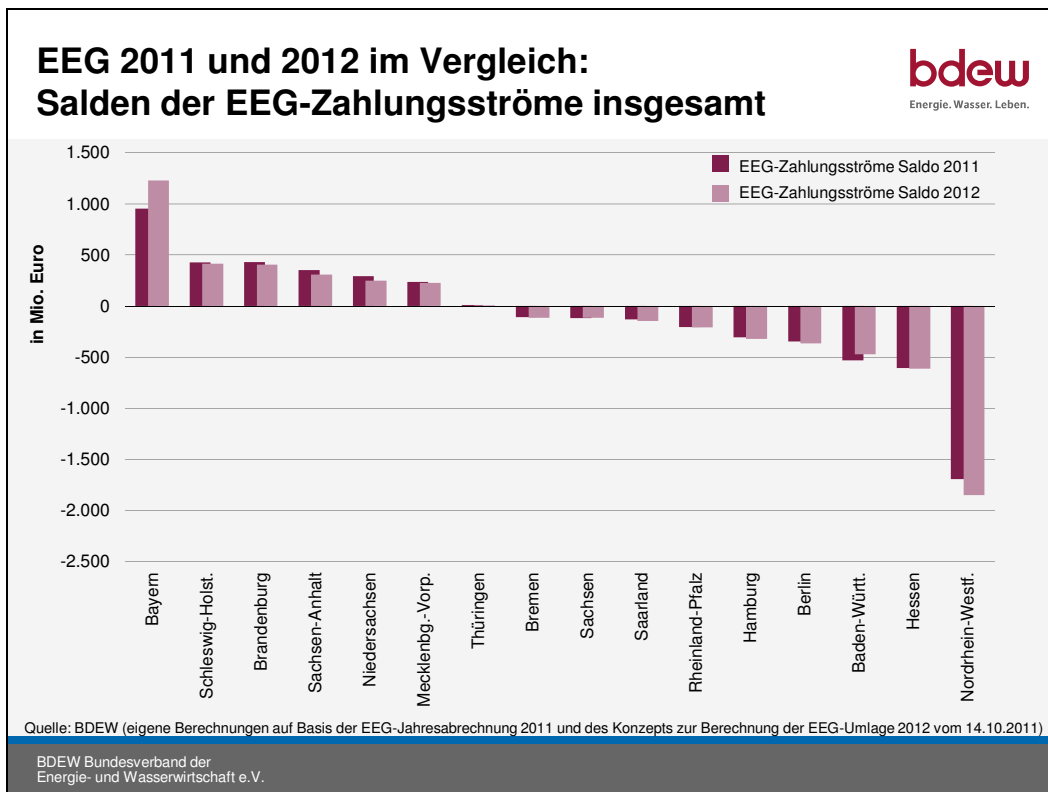
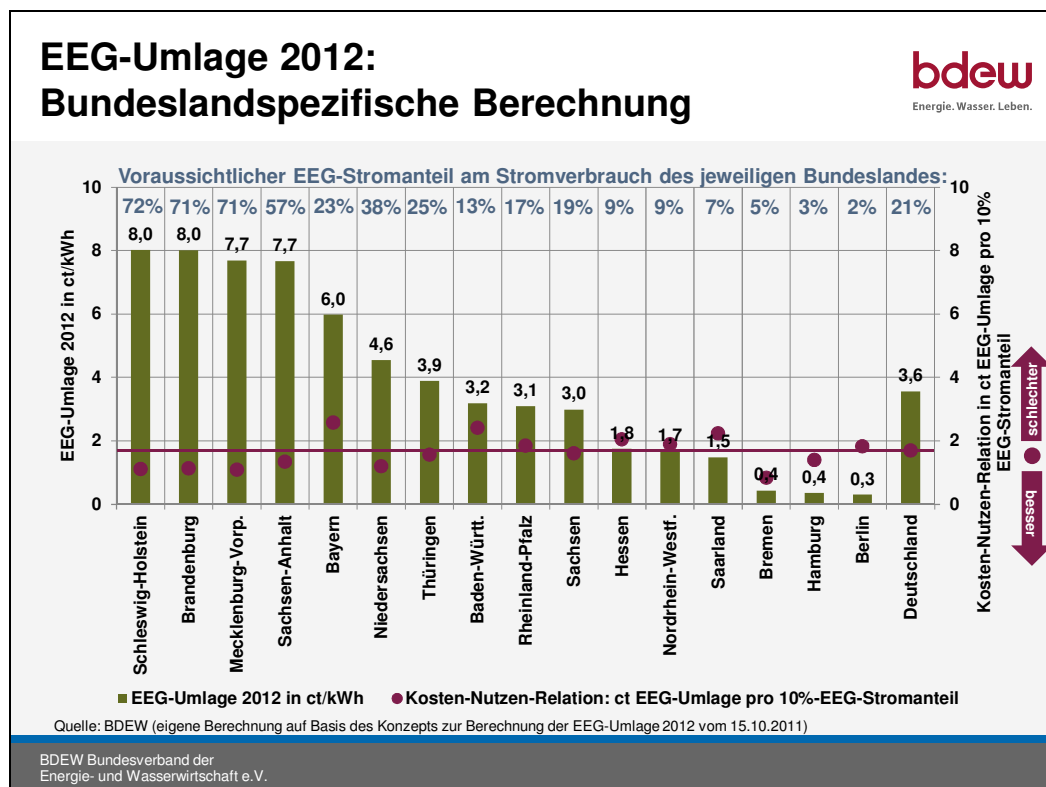


Abb. 52: Salden der EEG-induzierten Zahlungsströme 2011/12 nach Bundesländern (Grafik)



Die Analyse der EEG-induzierten Zahlungsströme zwischen den Bundesländern spiegelt gut die unterschiedlichen topografischen, klimatischen und demografischen Unterschiede innerhalb Deutschlands wieder. Das zunehmende Interesse an regionalen Betrachtungen hat aber auch dazu geführt, dass einzelne Bundesländer inzwischen eigene Strategien und Ziele im Bereich der Erneuerbaren Energien verfolgen. Genauso wie man die Zahlungsströme zwischen den Bundesländern analysieren kann, könnte man auch umgekehrt analysieren, was wäre, wenn man die monetären Verbindungen kappt und hypothetisch unterstellt, dass jedes Bundesland bzw. dessen Bevölkerung nur seine „eigenen“ EEG-Anlagen fördert – also ein EEG auf Bundeslandebene umsetzen würde. Im Ergebnis hätten dann die windstarken, aber bevölkerungsschwachen Bundesländer Schleswig-Holstein, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern und Sachsen-Anhalt im Jahr 2012 eine EEG-Umlage in Höhe von 8 ct/kWh bzw. 7,7 ct/kWh gehabt (Abb. 53). An fünfter Stelle wäre Bayern mit einer EEG-Umlage von 6 ct/kWh. In den windstarken Ländern ist der Absolutbetrag der EEG-Förderung zwar nicht so hoch, da dort aber der Stromverbrauch als Bemessungsgröße für die Förderung niedrig ist, müssen die Förderkosten auf wenige Kilowattstunden verteilt werden. In Bayern hingegen steht hohen Förderkosten auch ein hoher Stromverbrauch gegenüber, sodass der spezifische Förderbetrag pro verbrauchter Kilowattstunde etwas geringer ausfällt. Die niedrigste EEG-Umlage würde in den Stadtstaaten anfallen, da hier aufgrund der Gegebenheiten wenige EEG-Anlagen vorhanden sind und deren Förderkosten auf einen hohen Stromverbrauch verteilt werden können. Die alleinige Betrachtung der Umlagenhöhe greift aber bei weitem zu kurz.

Abb. 53: EEG-Umlage 2012: Bundeslandspezifische Berechnung



Betrachtet man die Bundesländer für sich allein, ist natürlich auch die Effektivität der Förderung von Bedeutung. So wäre in Schleswig-Holstein, Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern die Umlage sehr hoch, diese Bundesländer würden aber dafür auch mehr als 70 Prozent ihres Stromverbrauchs aus EEG-Anlagen decken können. Der Deckungsbeitrag ist allerdings auf den Jahresstromverbrauch. Eine zeitgleiche Deckung des Stromverbrauchs aus EEG-Anlagen ist damit noch nicht gegeben. Bayern erzielt hier ebenfalls relativ hohen Förderkosten nur einen Anteil von 23 Prozent. Die Effektivität der Förderung – alleine auf erzeugte Kilowattstunden bezogen – wird durch die roten Punkte in Abbildung 53 illustriert. Im Bundesdurchschnitt bezahlen die Stromverbraucher für 10 Prozentpunkte EEG-Anteil am Stromverbrauch rd. 1,7 ct/kWh EEG-Umlage. In Schleswig-Holstein kostet dies den Verbraucher nur 1,1 ct/kWh, wegen des hohen Anteils an EEG-Strom am Stromverbrauch ist die Absoluthöhe aber entsprechend hoch. Verbraucher in Bayern müssen für die 10 Prozentpunkte hingegen 2,6 ct/kWh Umlage aufbringen, da dort aufgrund des hohen Anteils an Photovoltaik und Biomasse die Förderung eine geringere Stromausbeute erzielt. Technologiespezifische Aspekte bleiben bei dieser Betrachtung allerdings unberücksichtigt. Diese Herangehensweise soll daher auch nicht zu der Schlussfolgerung führen, dass zukünftig jedes Bundesland sein eigenes EEG umsetzen sollte. Vielmehr soll diese „Gedankenspiel“ verdeutlichen, dass die unterschiedlichen demografischen, klimatischen und topologischen Bedingungen innerhalb Deutschlands es notwendig machen, den Ausbau der Erneuerbaren Energien als gemeinsame Aufgabe zu verstehen und eine einheitliche auf Bundesebene abgestimmte Planung und Strategie – oder sogar im europäischen Kontext – erfordern.

15 EEG-Vorschau: Die EEG-Mittelfristprognose bis 2017, Entwicklung der durchschnittlichen Vergütung und Bandbreite der EEG-Umlage 2014

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 2012 für die Jahre 2013 bis 2017 sind in den folgenden Abbildungen 54 bis 56 dargestellt. Die Werte für das Jahr 2012 entstammen der EEG-Mittelfristprognose für die Jahre 2012 bis 2016 vom 15. November 2011.

Gemäß EEG-Mittelfristprognose steigt die installierte Leistung der EEG-förderfähigen Anlagen bis 2017 auf 111.358 MW (Abb. 54). 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.

Abb. 54: Entwicklung der installierten Leistung der EEG-Anlagen bis 2017

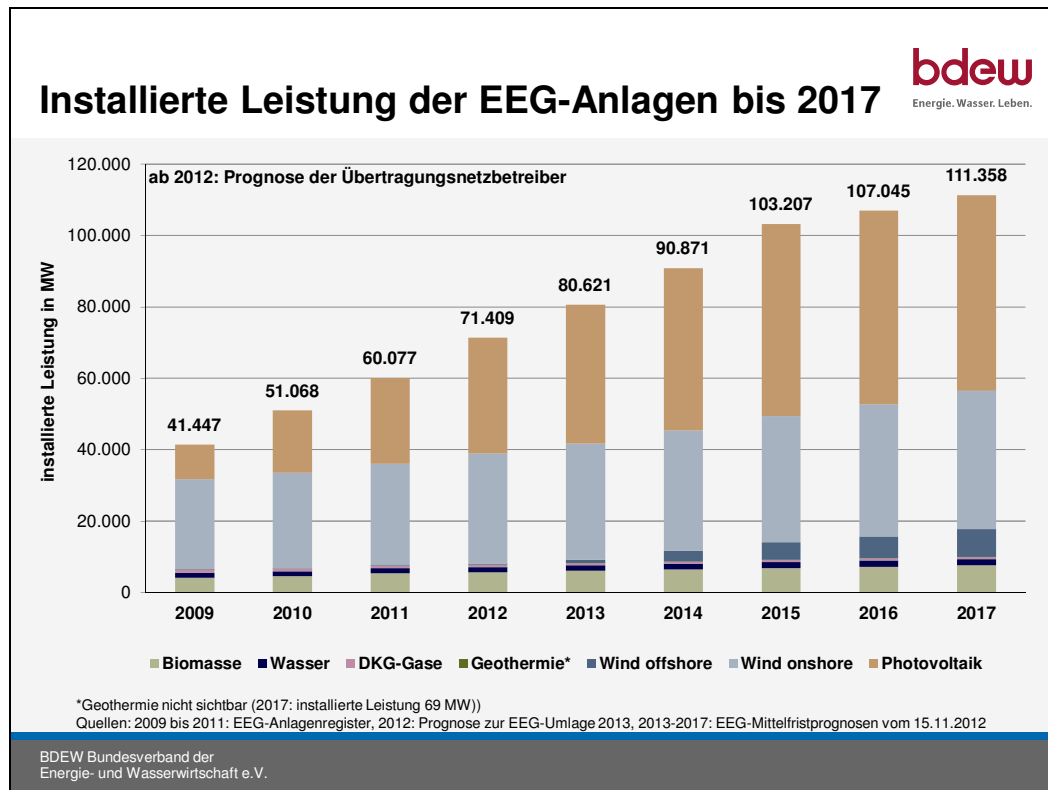
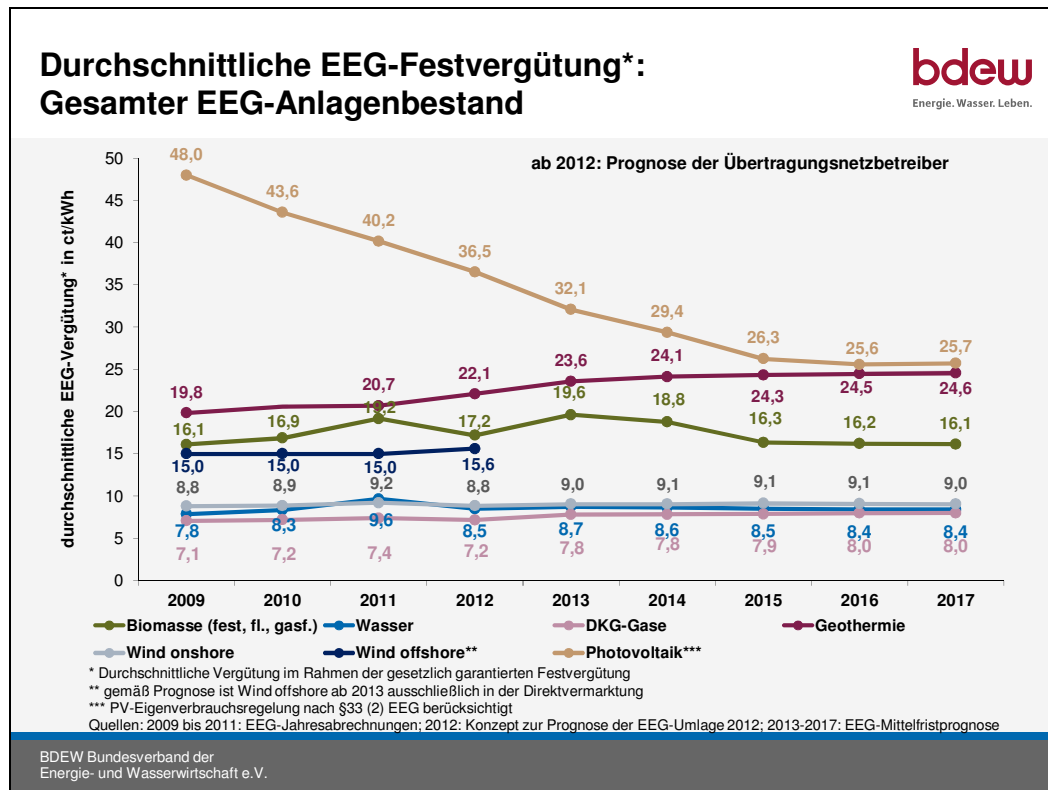


Abbildung 55 zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen EEG-Vergütungssätze in den einzelnen Anlagenkategorien, wobei nur die durchschnittliche Vergütung der gesetzlich garantierten Festvergütung berücksichtigt wird. Zahlungen an Direktvermarkter im Rahmen der Marktprämie sowie Effekte des Grünstromprivilegs sind nicht berücksichtigt.

Es wird sichtbar, dass bei der Photovoltaik die deutliche Absenkung der Vergütungssätze ihre 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 abgesenkten Vergütungssätze der neu installierten Anlagen auch den Durchschnitt über alle Anlagen entsprechend mindert. Bei den anderen Anlagekategorien ist trotz der Vergütungsdegression kein Absinken der durchschnittlichen Vergütung erkennbar, in manchen Anlagekategorien steigt die durchschnittliche Vergütung sogar minimal. Im Bereich der DKG-Gase liegt dies daran, dass hier die Direktvermarktung überwiegend für jene Anlagen attraktiv ist, deren Vergütungssätze eher im unteren Bereich der Spannbreite einer Anlagenkategorie liegen (s. Kap. 11), 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. Bei der Biomasse spielt dies auch eine Rolle, die Schwankungen sind aber vermutlich eine Folge neu eingeführter Vergütungskategorien und Bonusregelungen. Für offshore-Wind wird ab 2013 keine Wert mehr ausgewiesen, da unterstellt wird, dass diese Anlagen ausschließlich direkt vermarktet werden und somit ein Durchschnittswert für die Festvergütung nicht ermittelt werden kann.

Abb. 55: Durchschnittliche Vergütung nach Anlagekategorien bis 2017

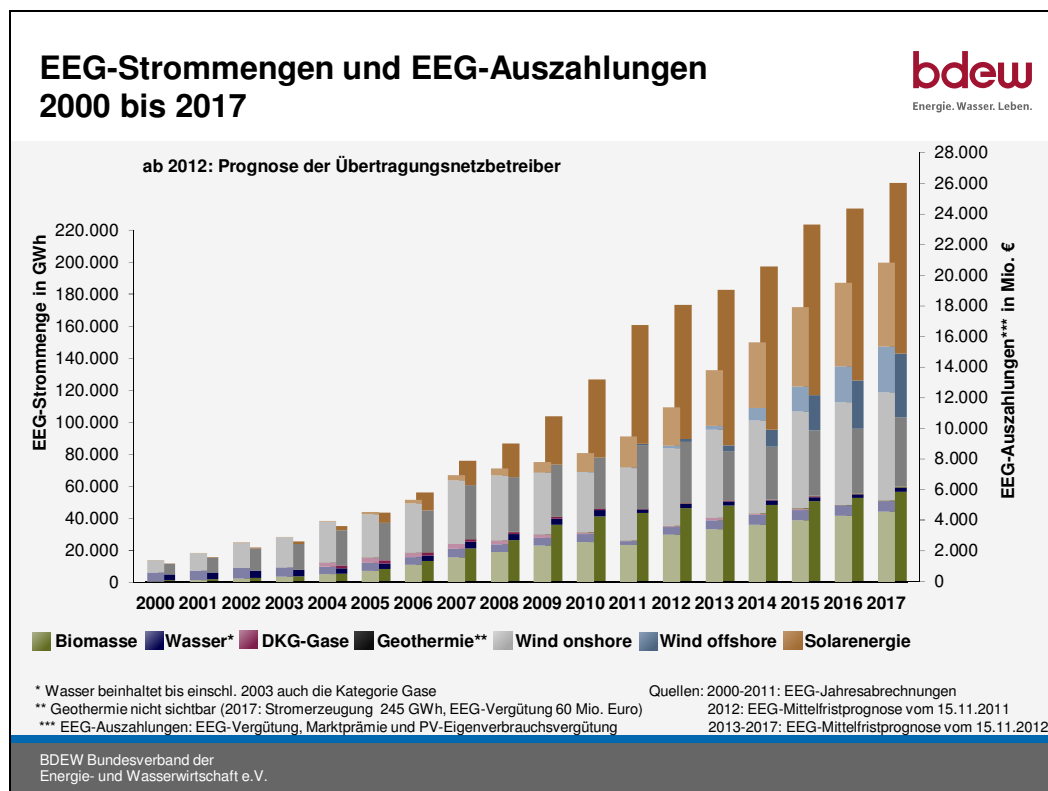


Trotz der deutlichen Vergütungsdegression erhalten Photovoltaikanlagen absolut gesehen immer noch die höchste durchschnittliche Vergütung und hat damit auch weiterhin den größten Anteil an den EEG-Auszahlungen. Bis 2017 steigt die Summe der EEG-Auszahlungen auf über 26 Mrd. € gegenüber gut 13 Mrd. € im Jahr 2010, wovon 2017 gut 11 Mrd. € auf die Photovoltaik entfallen (Abb. 56). Allerdings ist die Wachstumsrate der Auszahlungen an Photovoltaikanlagen ab 2013 deutlich moderater als in den Vorjahren und steigt von 10,2 Mrd. € im Jahr 2013 nur noch um 1 Mrd. € bis 2017 auf dann 11,2 Mrd. €. Die offshore-Windenergie spielt aktuell noch eine untergeordnete Rolle, ein möglicher Ausbau auf knapp 8.000 MW bis 2017 erfordert dann aber EEG-Auszahlungen von gut 4 Mrd. €. Im Bereich onshore-Wind steigen EEG-Auszahlungen bis 2017 gegenüber 2013 um 1,3 Mrd. € auf dann 4,5 Mrd. €, die der Biomasse um 0,9 Mrd. € auf dann 5,8 Mrd. €.

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 2012 auf 4,89 bis 5,74 ct/kWh im Jahr 2014. 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 2014. Wie hoch die EEG-Umlage 2014 letztendlich ausfallen wird, hängt vor allem vom weite-

ren Ausbau der EEG-Anlagen in den ersten drei Quartalen des laufenden Jahres sowie von der konjunkturellen Entwicklung Deutschlands als eine Einflussgröße für den Stromverbrauch ab.

Abb. 56: Entwicklung EEG-Strommengen und EEG-Auszahlungen bis 2017



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 enthält dazu 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