

Energie-Info

Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2014)

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

Berlin, 24. Februar 2014





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



Vorwort

Berlin, Februar 2014

Sehr geehrte Damen und Herren,

als wir vor vier Jahren diese nun vor Ihnen liegende Ausarbeitung zum ersten Mal vorgelegt haben, waren das Interesse und die Aufmerksamkeit sofort sehr groß. Eine solch umfassende Aufbereitung der Verteilung der EEG-Anlagen und der dazugehörigen Zahlungsströme hat es bis dahin nicht gegeben. Dabei ist eine genaue Aufbereitung all dieser Zahlen eine absolut erforderliche Grundlage für die immer wieder anstehenden politischen Debatten und Entscheidungen, die es rund um den Ausbau der Erneuerbaren Energien gibt.

Die Energiewirtschaft will den Umbau der Energieversorgung mitgestalten. Die Unternehmen haben ihre geschäftlichen Aktivitäten darauf ausgerichtet. Hinzu kommt: Kaum jemand anderes ist besser in der Lage, die damit verbundenen Herausforderungen auch zu adressieren und Konzepte für vernünftige Lösungen zu erarbeiten. Das tun wir. Und dieses Heft ist ein Beitrag dazu.

Nun, da wir Ihnen also bereits die vierte Ausgabe des „BDEW Energie-Info: Erneuerbare Energien und das EEG“ vorlegen können, ist diese Aufbereitung von Fakten umso wichtiger. Denn nach einer langen Zeit intensiver Debatten über die Reform des EEG liegen endlich wieder ganz konkrete Vorschläge der Bundesregierung auf dem Tisch. Die neue Bundesregierung macht Ernst und die Bundesländer sollten sich engagiert beteiligen. Und die Debatte, die sich lange Jahre im Kreis drehte, kann damit endlich wieder eine Richtung bekommen. Der BDEW begrüßt dies ausdrücklich!

Den neuen Elan, den diese Debatte mit der Vorlage der Eckpunkte des neuen Bundesministers für Wirtschaft und Energie

bekommen hat, konnten wir auch an den vielen Nachfragen erkennen, die uns in den vergangenen Wochen mit Blick auf die anstehende Veröffentlichung des „BDEW Energie-Info: Erneuerbare Energien und das EEG“ erreicht haben. Das ist natürlich für die, die an einer solchen Ausarbeitung mitgewirkt haben, sehr erfreulich und ein schöner Erfolg. Wir haben uns entschlossen, diese Informations-Broschüre dieses Jahr anlässlich unserer „smart renewables“-Konferenz im Februar zu veröffentlichen. Das passt gut, denn auch diese Konferenz ist ein Beleg dafür, dass wir mit Hochdruck und Kontinuität an den notwendigen Schritten zur Umsetzung der Energiewende in Deutschland arbeiten. Sie findet dieses Jahr ebenfalls bereits zum vierten Mal statt und ist mittlerweile zu einem festen Termin all derer geworden, die an dem Gelingen der Energiewende mitwirken wollen. Dass wir als BDEW dafür die richtige Plattform sind, davon sind wir überzeugt.

Ich wünsche Ihnen alles Gute bei der Lektüre und freue mich auch in Zukunft auf einen spannenden Diskurs mit Ihnen.

Mit freundlichen Grüßen



Hildegard Müller

Inhalt

1	Einleitung	9
2	Erneuerbare Energien in Deutschland	10
3	Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien	14
4	Der Unterschied von installierter Leistung und Stromerzeugung.....	19
5	Erneuerbare Energien und EEG-Anlagen: Ähnlich, aber nicht gleich!	21
6	Regionale Verteilung der Nutzung Erneuerbaren Energien und regionale Verteilung der EEG-Anlagen und EEG-Stromerzeugung	22
7	Ermittlung der EEG-Umlage für das Folgejahr	33
8	EEG-Auszahlungen und EEG-Differenzkosten	39
9	Der Strompreis: Die EEG-Umlage als Preisbestandteil.....	43
10	Der Merit-Order-Effekt: Wie Wind und Sonne den Strompreis beeinflussen.....	56
11	EEG-Vergütungssätze und ihre Wirkung auf die EEG-Umlage.....	59
12	Marktintegration der Stromerzeugung aus EEG-Anlagen: Marktprämie, Grünstromprivileg und sonstige Direktvermarktung	71
13	Regionale Verteilung der EEG-Anlagen und des EEG-Vergütungsaufkommens 2012	78
14	Regionale Verteilung der EEG-induzierten Zahlungsströme.....	82
15	EEG-Vorschau: Die EEG-Mittelfristprognose bis 2018 und Bandbreite der EEG-Umlage 2015.....	92

Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Entwicklung der Erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung von 1988 bis 2012	14
Tab. 2: Anzahl und installierte Leistung der EEG-geförderten Anlagen sowie EEG-geförderte Stromerzeugung und EEG-Auszahlungen 2012 nach Bundesländern	29
Tab. 3: EEG-Auszahlungen und EEG-Differenzkosten nach Energieträgern	40
Tab. 4: Entwicklung der EEG-geförderten Strommengen nach Energieträgern seit 2000	60
Tab. 5: Entwicklung der EEG-Auszahlungen nach Energieträgern ab 2000	60
Tab. 6: Anlagekategorien und Spannbreiten der EEG-Vergütungssätze	61
Tab. 7: EEG-Anlagen in der Direktvermarktung 2013	73
Tab. 8: Anlagenzahl, Leistung, Strommengen und Vergütung 2012 nach Bundesländern	78

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Erneuerbare Energien: Energie- und Strombereitstellung 2012	11
Abb. 2: Erneuerbare Energien: Energie- und Strombereitstellung 2013	11
Abb. 3: Erneuerbare Energien: Wärme- und Kraftstoffbereitstellung 2012	12
Abb. 4: Erneuerbare Energien: Wärme- und Kraftstoffbereitstellung 2013	12
Abb. 5: Anteil der Erneuerbaren Energien am Brutto-Inlandsstromverbrauch und Ziele der Bundesregierung	15
Abb. 6: Anteil der Erneuerbaren Energien an der Brutto-Stromerzeugung 2013	16
Abb. 7: Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Detail 2012 und 2013	16
Abb. 8: Monatliche Stromerzeugung aus Windenergie	17
Abb. 9: Monatliche Stromerzeugung aus Photovoltaik	17
Abb. 10: Monatliche Stromerzeugung aus Wasserkraftanlagen	18
Abb. 11: Monatliche Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien 2013 insgesamt	18
Abb. 12: Anteile der einzelnen Energieträger an der Leistung und an der Stromerzeugung von EEG-Anlagen 2012	20
Abb. 13: Nutzung der Wasserkraft 2012	24
Abb. 14: Nutzung der Windenergie 2012: Anzahl, Leistung, Erzeugung	25
Abb. 15: Nutzung der Windenergie 2012: Jahresvolllaststunden	25
Abb. 16: Nutzung der Photovoltaik 2012: Anzahl, Leistung, Erzeugung	26
Abb. 17: Nutzung der Photovoltaik 2012: Jahresvolllaststunden	26
Abb. 18: Nutzung der Biomasse zur Verstromung 2012: Anzahl, Leistung, Erzeugung	27
Abb. 19: Nutzung der Biomasse zur Verstromung 2012: Jahresvolllaststunden	27

Abb. 20: Nutzung von Klär- und Deponiegas zur Verstromung 2012	28
Abb. 21: Schematische Darstellung des „EEG-Kontos“ mit Werten für 2014	33
Abb. 22: Entwicklung des „EEG-Kontos“ ab 2010	38
Abb. 23: Entwicklung der EEG-Differenzkosten und Wert des Stroms seit 2000	42
Abb. 24: Entwicklung und Zusammensetzung des Strompreises für Haushalte	45
Abb. 25: Entwicklung und Zusammensetzung des Strompreises für einen mittelspannungsseitig versorgten Industriebetrieb	45
Abb. 26: Entwicklung der gesetzlichen Umlagen und Steuern 2012 bis 2014	46
Abb. 27: Entwicklung des Aufkommens aus den gesetzlichen Abgaben und Steuern	47
Abb. 28: Entwicklung der gesetzlichen Umlagen und Steuern 2012 bis 2014	48
Abb. 29: Verteilung der EEG-Kosten nach Verbrauchergruppen 2013	49
Abb. 30: Entlastung der Industrie: Entlastete Betriebe und Strommengen 2014	52
Abb. 31: Spezifische EEG-Umlage und EEG-Kosten stromintensiver Betriebe 2014	53
Abb. 32: Bandbreite Industriestrompreis: Großabnehmer 100 GWh/a	54
Abb. 33: Merit-Order-Effekt Windenergie	57
Abb. 34: Merit-Order-Effekt Photovoltaik	58
Abb. 35: EEG-Strommengen und EEG-Auszahlungen seit 2000	59
Abb. 36: Spannbreiten der EEG-Vergütung und durchschnittliche Vergütung 2012	62
Abb. 37: Zeitliche Entwicklung der durchschnittlichen Vergütung für den gesamten Anlagenbestand nach Anlagekategorien 2000 bis 2018	65
Abb. 38: Durchschnittliche Vergütung 2012 für jeweilige Anlagenjahrgänge 2000 bis 2012 ..	65
Abb. 39: Photovoltaik: Durchschnittliche Vergütung 2012 für verschiedene Anlagentypen	66
Abb. 40: Photovoltaik: Vergütungssumme 2012 für jeweilige Inbetriebnahmejahrgänge	66
Abb. 41: Durchschnittliche Zahlung 2012 im Marktprämienmodell für jeweilige Inbetriebnahmejahrgänge	67
Abb. 42: Anteile einzelner Energieträger an der EEG-Umlage 2014, an den EEG-Auszahlungen und an der EEG-Strommenge	69
Abb. 43: Anteile einzelner Energieträger an der EEG-Umlage 2012 bis 2014	69
Abb. 44: Förderung der EEG-Stromerzeugung nach Energieträgern in €/MWh	70
Abb. 45: Direktvermarktung der EEG-Strommengen bis 2018	74
Abb. 46: Direktvermarktung: Wind onshore, Wind offshore und Photovoltaik bis 2018	76
Abb. 47: Direktvermarktung: Biomasse, Wasserkraft und DKG-Gase bis 2017	77

Abb. 48: Anteile an EEG-Stromerzeugung und EEG-Vergütung 2012 nach Bundesländern .	79
Abb. 49: EEG-Gesamt: Regionale Verteilung von Leistung, Strommengen und Vergütung ..	79
Abb. 50: Windenergie: Regionale Verteilung von Leistung, Strommengen und Vergütung ...	80
Abb. 51: Photovoltaik: Regionale Verteilung von Leistung, Strommengen und Vergütung	80
Abb. 52: Biomasse: Regionale Verteilung von Leistung, Strommengen und Vergütung	81
Abb. 53: Regionale EEG-Stromerzeugung 2012: Absolutwerte vs. Flächendichte	81
Abb. 54: Regionale Zahlungsströme des EEG 2013	86
Abb. 55: Salden der EEG-induzierten Zahlungsströme 2013 nach Bundesländern.....	86
Abb. 56: Regionale Zahlungsströme des EEG 2013 Windenergie	87
Abb. 57: Salden der EEG-induzierten Zahlungsströme Wind 2013 nach Bundesländern	87
Abb. 58: Regionale Zahlungsströme des EEG 2013 Photovoltaik	88
Abb. 59: Salden der EEG-induzierten Zahlungsströme Photovoltaik 2013 nach Bundesländern (absteigend sortiert)	88
Abb. 60: Regionale Zahlungsströme des EEG 2013 Biomasse.....	89
Abb. 61: Salden der EEG-induzierten Zahlungsströme Biomasse 2012 nach Bundesländern (absteigend sortiert)	89
Abb. 62: Salden der EEG-induzierten Zahlungsströme 2012/13 nach Bundesländern (Karte)	90
Abb. 63: Salden der EEG-induzierten Zahlungsströme 2010 bis 2013 nach Bundesländern (Grafik)	90
Abb. 64: EEG-Umlage 2013: Bundeslandspezifische Berechnung.....	92
Abb. 65: Entwicklung der installierten Leistung der EEG-Anlagen bis 2018	93
Abb. 66: Entwicklung EEG-Strommengen und EEG-Auszahlungen bis 2018	94

1 Einleitung

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland schreitet weiter 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 galt daher lange 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 massive Anstieg der EEG-Umlage in den vergangenen Jahren auf nunmehr 6,24 ct/kWh sorgt allerdings zu Recht für Diskussionen um die weitere Entwicklung des EEG. Denn es geht einerseits darum, den Ausbau der Erneuerbaren Energien weiter voranzutreiben und andererseits die Belastungen aus dem EEG für die Verbraucher im Rahmen zu halten. Auch die Systemstabilität ist ein wichtiges Anliegen. Und die Bevölkerung ist bei dieser Frage gespalten: Der aktuelle BDEW-Energiemonitor zeigt, dass weiterhin etwa 90 Prozent der Bevölkerung die Energiewende für sehr wichtig oder wichtig halten, gut die Hälfte sind aber derzeit auch der Ansicht, ihr Kostenbeitrag sei zu hoch. Daher werden aktuell zahlreiche Möglichkeiten zur Novellierung des EEG diskutiert und das aktuelle Eckpunkte-Papier der Bundesregierung formuliert dafür konkrete Vorschläge. Die Förderung der Erneuerbaren Energien war bislang eine erfolgreiche Anschubfinanzierung und daher auch richtig insbesondere für die Markteinführung regenerativer Technologien. Mit der Novellierung des EEG im Jahr 2012 und den darin umgesetzten Instrumenten für eine Marktintegration der Erneuerbaren Energien wurde ein erster Schritt in die richtige Richtung getan. Auch die Systemintegration der Erneuerbaren Energien wurde teilweise angegangen. Dennoch wurde die Diskussion über eine umfassendere Reform des EEG zu lange verzögert und zudem stark von Partikularinteressen geleitet. Daher wird nun die weitere Integration der Erneuerbaren Energien in den Markt und eine deutlich stärkere Berücksichtigung von ökonomischen Effizienzkriterien notwendig, um die zukünftigen Kostensteigerungen für die Endverbraucher in einem verträglichen Maß zu halten und die immer noch hohe Akzeptanz der Bevölkerung für die Energiewende zu erhalten. Dazu gehört auch, die entstehenden Kosten gerechter auf die Verbraucher zu verteilen. Für diese sachlich und zielgerichtet zu führende Diskussion ist es unerlässlich, über eine aktuelle, umfassende und fundierte Datengrundlage zu verfügen. Die nun zum vierten Mal vorgelegte Energie-Info „Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2014)“ leistet erneut dazu einen Beitrag.

2 Erneuerbare Energien in Deutschland

Auch wenn in der öffentlichen Debatte die Erneuerbaren Energien vorrangig bei Stromerzeugung im Fokus stehen, werden inzwischen auch in anderen Bereichen substantielle Mengen an Erneuerbaren Energien eingesetzt. So wird bei der Wärmebereitstellung vor allem feste Biomasse direkt oder über Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt, aber auch Biogas ist eine ideale Ergänzung zu Erdgas im Wärmemarkt.

Der Anteil der Erneuerbaren Energien am gesamten Endenergieverbrauch in Deutschland betrug im Jahr 2012 schon knapp 13 Prozent (Abb. 1) und ist 2013 weiter angestiegen. Innerhalb der Erneuerbaren Energien ist 2013 weiterhin vor allem die Biomasse mit einem Anteil von rund 50 Prozent vorherrschend, davon 38 Prozent feste Biomasse und inzwischen 12 Prozent Nutzung von Biogas (siehe Exkurs „Biogas“). Der zweitgrößte Energieträger ist die Windenergie – ausschließlich in der Stromerzeugung eingesetzt – mit einem Anteil von 15 Prozent (Abb. 2). 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 10 Prozent zu den Erneuerbaren Energien bei. Erneuerbare Energien erreichten 2012 den höchsten Anteil mit knapp 24 Prozent beim Stromverbrauch. Auch dieser ist 2013 weiter gestiegen.

Innerhalb der Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung war die Windenergie am stärksten vertreten gefolgt von der Biomasse-Verstromung mit über 27 Prozent. 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 19 Prozent den überwiegenden Teil der Stromerzeugung aus Biomasse ab und hat damit inzwischen die Stromerzeugung aus Wasserkraft deutlich überholt. Die Photovoltaik trug 2013 ebenfalls mit 19 Prozent zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bei. Dabei handelt es sich allerdings noch um vorläufige Werte, die im Laufe des Jahres bis zum Vorliegen der EEG-Jahresabrechnung im Juli noch schrittweise angepasst werden. Es zeichnet sich ab, dass sowohl die Stromerzeugung aus Windenergie als auch aus Photovoltaik etwas höher liegen wird (s. dazu Abb. 7).

In der Wärmeerzeugung sind die Anteile der einzelnen Energieträger deutlich verschieden. Insgesamt trugen die Erneuerbaren Energien 2012 mit 10,0 Prozent zum gesamten Endenergieverbrauch für Wärme bei (Abb. 3). 2013 ist weiterhin 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 75 Prozent an den erneuerbaren Energieträgern vorherrschend gefolgt von der Verwendung von Biogas mit einem Anteil von 8 Prozent (Abb. 4). Die Nutzung von Geothermie und Umweltwärme (Wärmepumpen) kommt auf einen Anteil von 5 Prozent. Die Herstellung von Kraftstoffen aus Erneuerbaren Energien ist mit einem Anteil von 5,8 Prozent im Jahr 2012 an der gesamten Kraftstoffbereitstellung noch schwach ausgeprägt und war im Jahr 2013 sogar rückläufig. Die Nutzung erfolgt überwiegend als Beimischung zu Benzin- und Dieselmotorkraftstoffen, wobei Biodiesel hier den größten Anteil aufweist gefolgt von Bioethanol.

Abb. 1: Erneuerbare Energien: Energie- und Strombereitstellung 2012

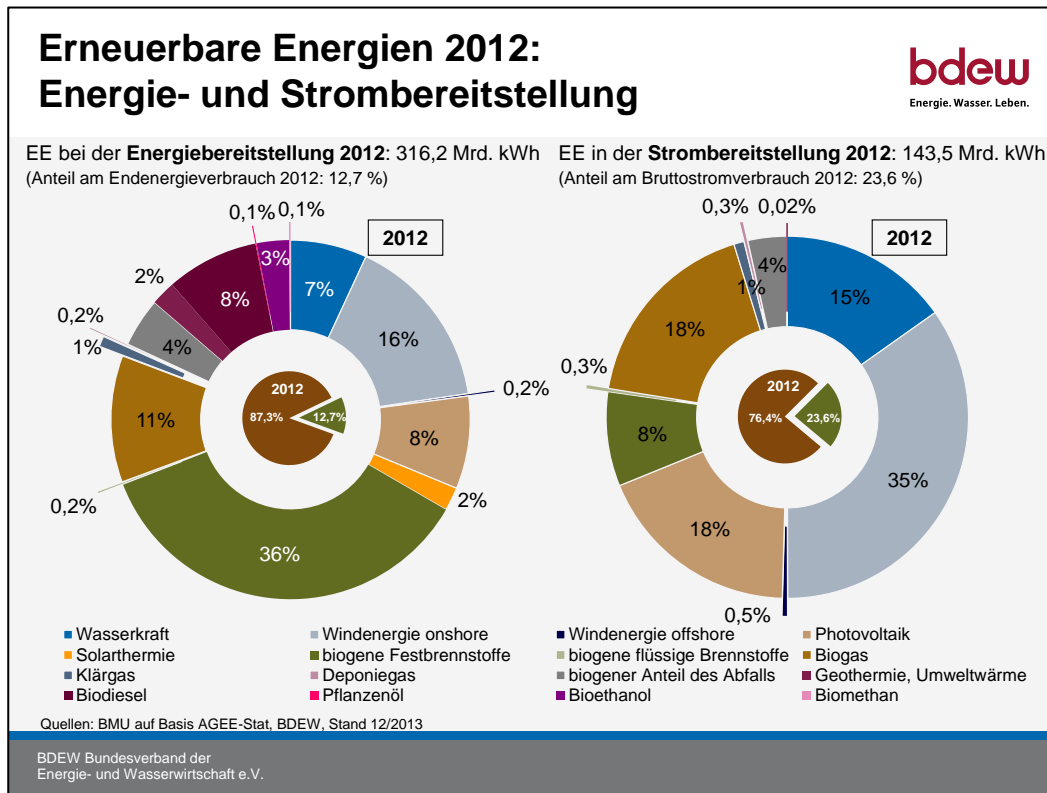


Abb. 2: Erneuerbare Energien: Energie- und Strombereitstellung 2013

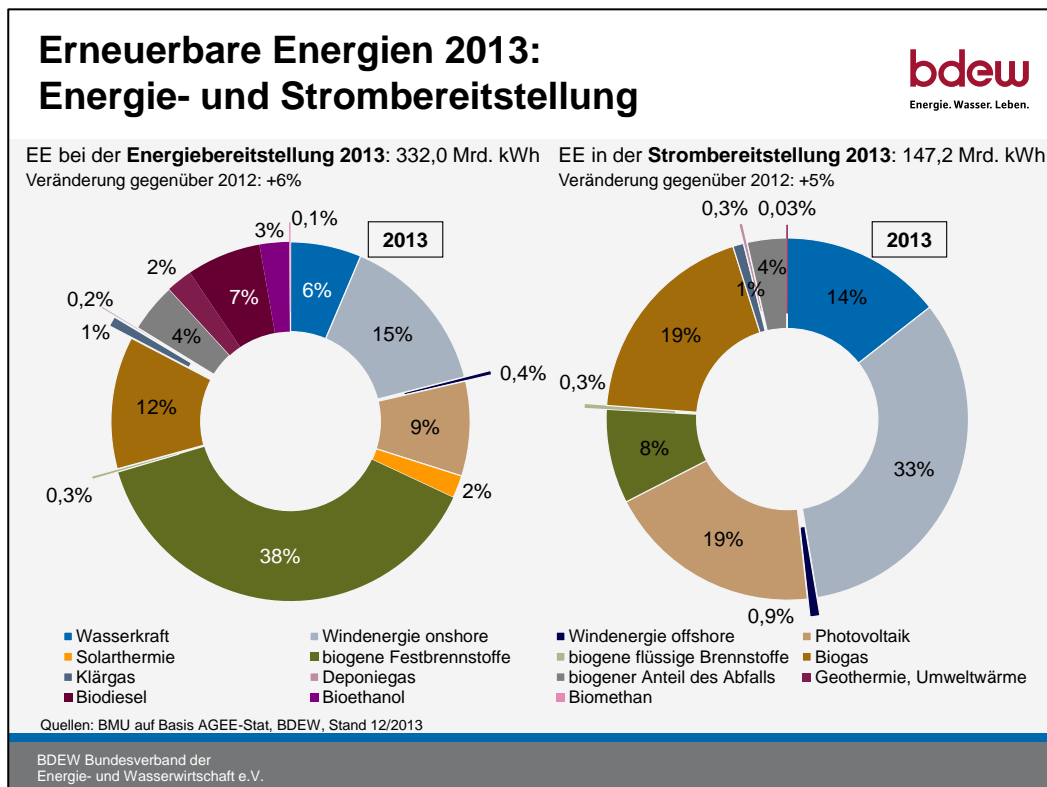


Abb. 3: Erneuerbare Energien: Wärme- und Kraftstoffbereitstellung 2012

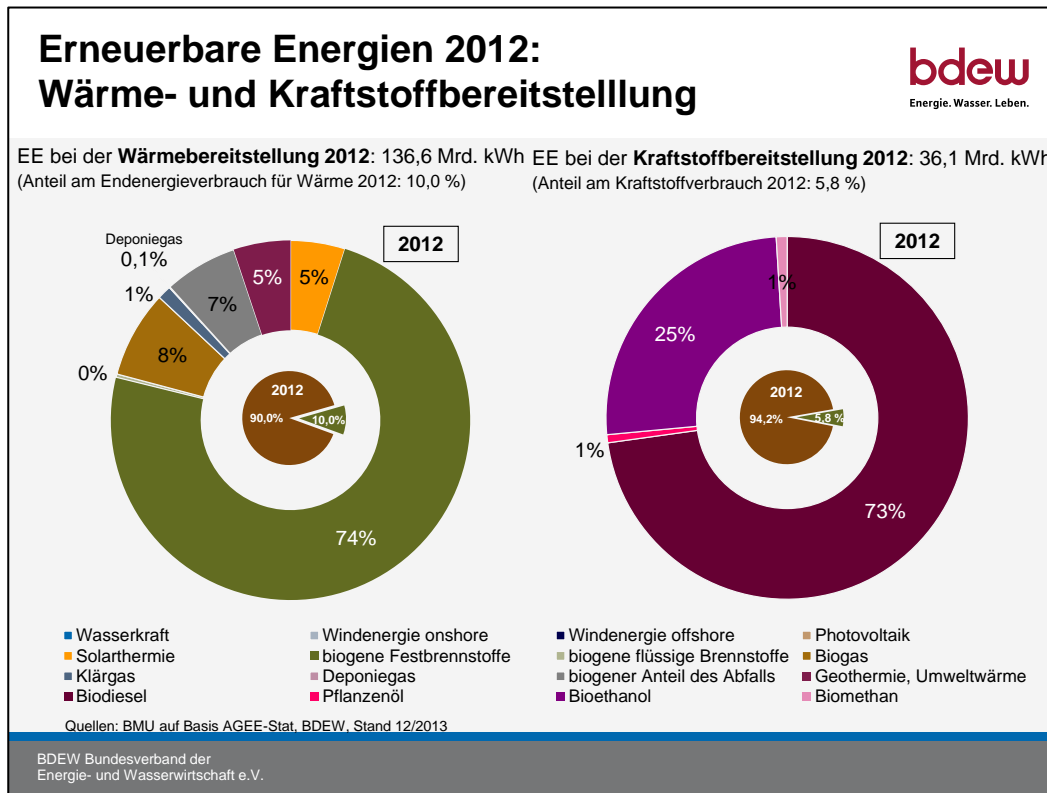
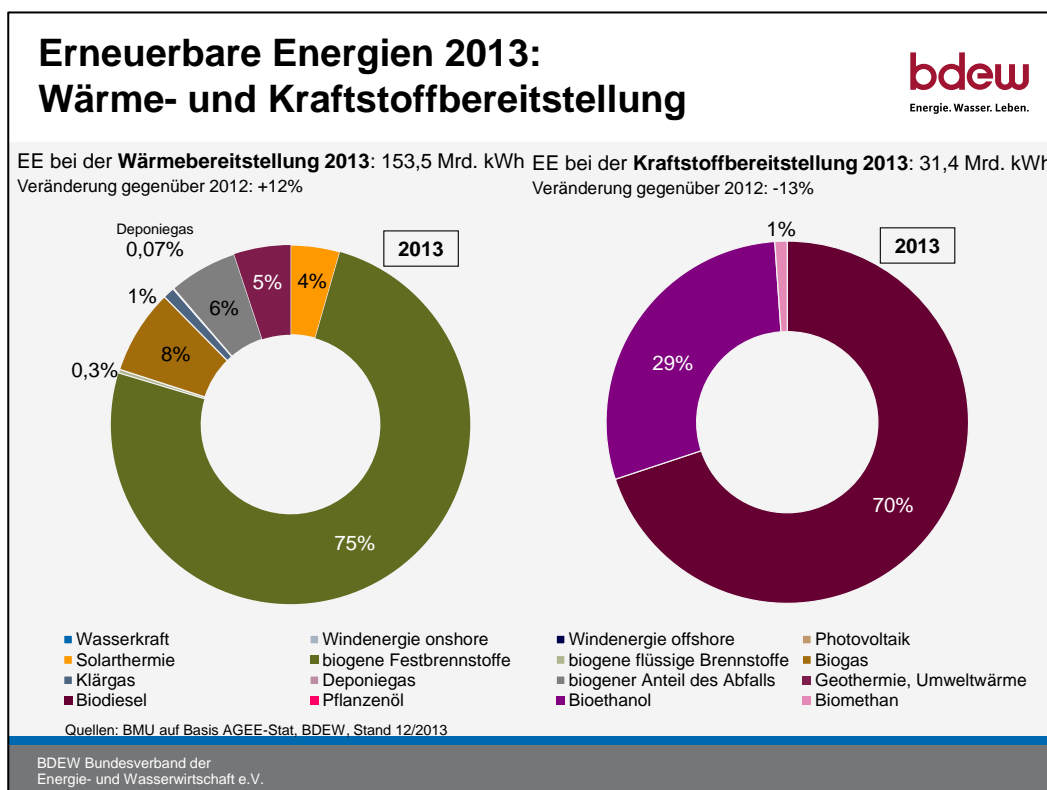


Abb. 4: Erneuerbare Energien: Wärme- und Kraftstoffbereitstellung 2013



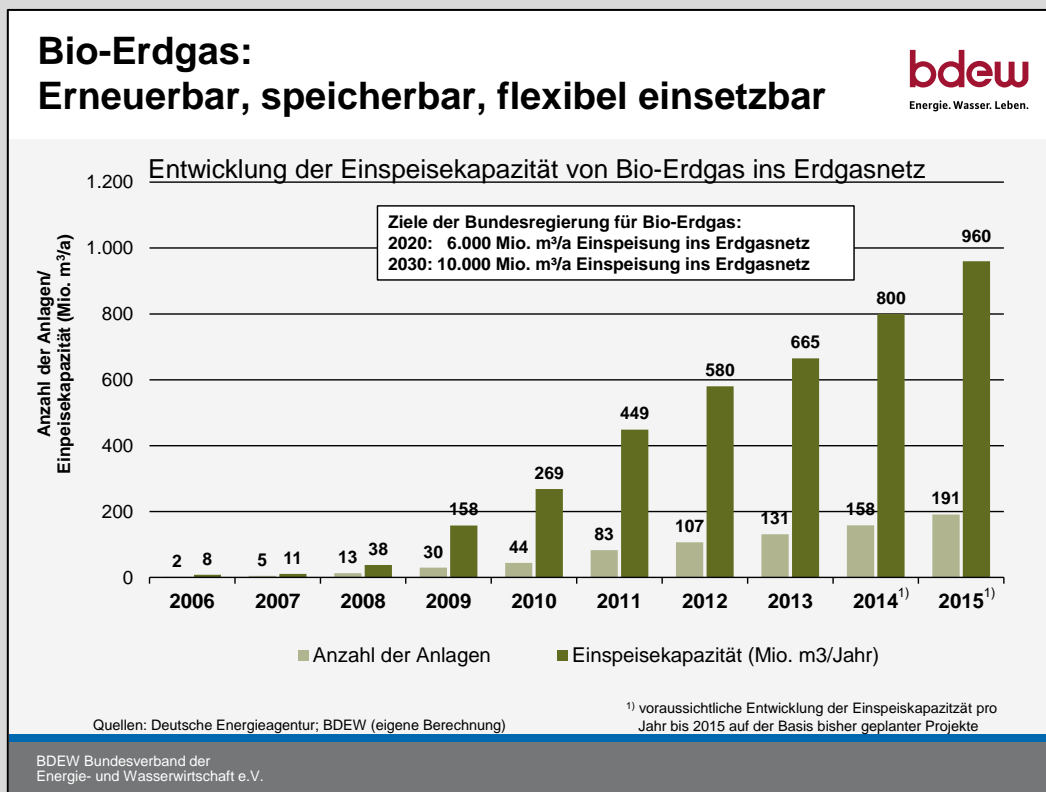
Exkurs: Bio-Erdgas in Deutschland

Derzeit können 131 Bio-Erdgas-Einspeiseanlagen 81.160 m³/h auf Erdgasqualität aufbereitetes Bio-Erdgas ins Erdgasnetz einspeisen, das waren 2013 rund 665 Mio. m³. 27 Anlagen befinden sich derzeit im Bau, weitere 33 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. 7.700 Anlagen mit Direktverstromung vor Ort sowie aufbereitetem Bio-Erdgas an der Stromerzeugung stieg 2013 auf 27,9 Mrd. kWh. Das entspricht 4,4 Prozent an der Bruttostromerzeugung und ist somit nahezu so hoch wie der Anteil der Photovoltaik. In der Wärmebereitstellung lieferten Biogas und Bio-Erdgas 2013 rund 11,7 Mrd. kWh. Die rund 100.000 Erdgasfahrzeuge in Deutschland können bereits an jeder dritten Erdgastankstelle Bio-Erdgas als Beimischung und an 180 der 919 Erdgastankstellen 100-prozentiges Bio-Erdgas tanken. Insgesamt wurden 2013 rund 0,4 Mrd. kWh Bio-Erdgas als Kraftstoff eingesetzt.

Biogas und Bio-Erdgas haben einen Anteil von 3% am deutschen Primärenergieverbrauch.



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 16 Prozentpunkte von 9 Prozent auf gut 25 Prozent (2013) (Abb. 5). Die von der neuen Bundesregierung im Koalitionsvertrag formulierten Ziele für die weitere Entwicklung der Erneuerbaren sind weiterhin ambitioniert, das dort vereinbarte Zwischenziel von 40 bis 45 Prozent im Jahr 2025 jedoch durchaus erreichbar. Der im Koalitionsvertrag vereinbarte Ausbaukorridor liegt mit seiner oberen Grenze deutlich oberhalb der Entwicklung des Energiekonzepts der Bundesregierung aus dem Jahr 2010, die untere Grenze des Korridors liegt leicht unterhalb.

Tab. 1: Entwicklung der Erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung von 1988 bis 2012

		1988	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002	2004	2006	2008	2010	2011	2012
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	4.513
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	20.503
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	31.195
Einspeisung	GWh	14	71	275	909	2.032	4.489	9.513	15.504	20.237	30.387	40.574	50.690	48.883	50.670
Biomasse und Gase															
Leistung	MW	n. e.	190	227	276	358	409	510	761	1.258	3.010	4.054	4.957	5.773	6.291
Einspeisung	GWh	n. e.	222	295	570	804	1.050	1.405	4.797	5.168	13.904	21.077	26.567	30.459	35.685
PV															
Leistung	MW _p	n. e.	2	5	10	17	34	62	210	788	2.405	5.955	17.488	23.962	31.389
Einspeisung	GWh	n. e.	1	2	4	6	15	32	135	398	2.054	4.418	11.683	19.340	26.131
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	73.389
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	132.988
Müll															
Leistung	MW	518	561	550	499	551	540	522	522	522	950	1.310	1.550	1.600	1.475
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	3.760
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	74.864
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	136.748

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

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

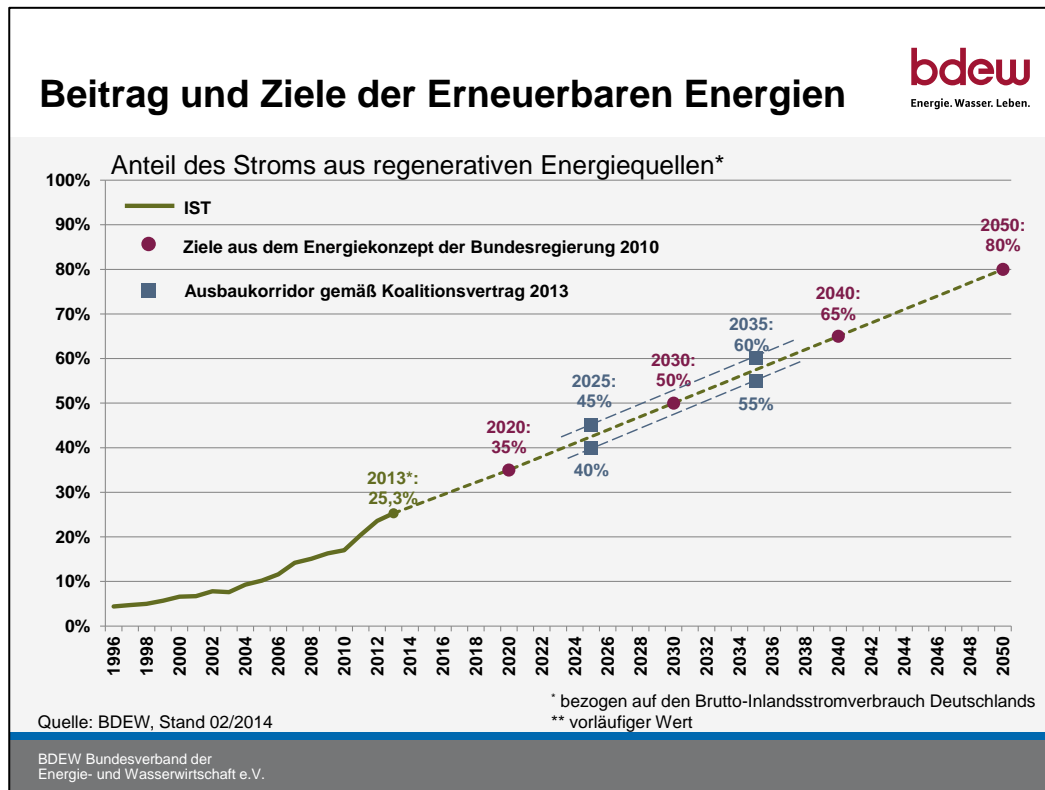
n. e.: nicht erfasst

Quellen: BDEW-Jahresstatistik; Statistisches Bundesamt

Im Jahr 2013 ist der Anteil der Erneuerbaren Energien an der **Stromerzeugung** weiter gewachsen und beträgt nach vorläufigen Berechnungen 23,9 Prozent (Abb. 6). Wichtig ist an dieser Stelle: Bezogen auf den **Stromverbrauch** übersetzt sich das in einen Anteil von gut 25 Prozent. Für die Zielerreichung ist der Anteil am Stromverbrauch die maßgebliche Bezugsgröße.

Obwohl das Winddargebot im Jahr 2013 eher schwach war, haben der weitere Ausbau der Windenergie sowie ein sehr starker Dezember nach vorläufigen Berechnungen für eine Stromerzeugung von über 53 Mrd. kWh gesorgt – so viel Strom aus Windkraftwerken wurde nie zuvor erzeugt. Dazu hat allein der Monat Dezember mit deutlich über 8 Mrd. kWh Stromerzeugung beigetragen – im Übrigen ebenfalls der bislang stärkste Windmonat in Deutschland.

Abb. 5: Anteil der Erneuerbaren Energien am Brutto-Inlandsstromverbrauch und Ziele der Bundesregierung



Exakte Erzeugungswerte für die EEG-Stromerzeugung werden allerdings erst mit der EEG-Jahresabrechnung im Juli vorliegen. Die überdurchschnittlichen monatlichen Erzeugungswerte (Abb. 8) im Vergleich zum langjährigen Mittel wurden hauptsächlich durch den Zubau der vergangenen Jahre erreicht. Deutliche Zuwächse wurden vor allem bei der Stromerzeugung aus Biomasse – welche im Rahmen der Publikation immer feste, flüssige und gasförmige Biomasse umfasst – und in den Sommermonaten bei der Photovoltaik erzielt. Die Monate Juni bis August waren die bislang drei stärksten Erzeugungsmonate der Photovoltaik, wobei im Juli rund 5 Mrd. kWh Strom erzeugt wurde (Abb. 9). Die Stromerzeugung aus Wasserkraft bewegte sich in etwa auf Vorjahresniveau mit einer etwas stärkeren Erzeugung im ersten Halbjahr und einer leicht unterdurchschnittlichen Erzeugung in der zweiten Jahreshälfte (Abb. 10).

Abbildungen 8 und 9 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. Dadurch ergibt sich für die Summe aller Erneuerbaren Energien eine über die Monate hinweg betrachtet deutlich gleichmäßigere Stromerzeugung als bei der Betrachtung einzelner Energieträger (Abb. 11).

Abb. 6: Anteil der Erneuerbaren Energien an der Brutto-Stromerzeugung 2013

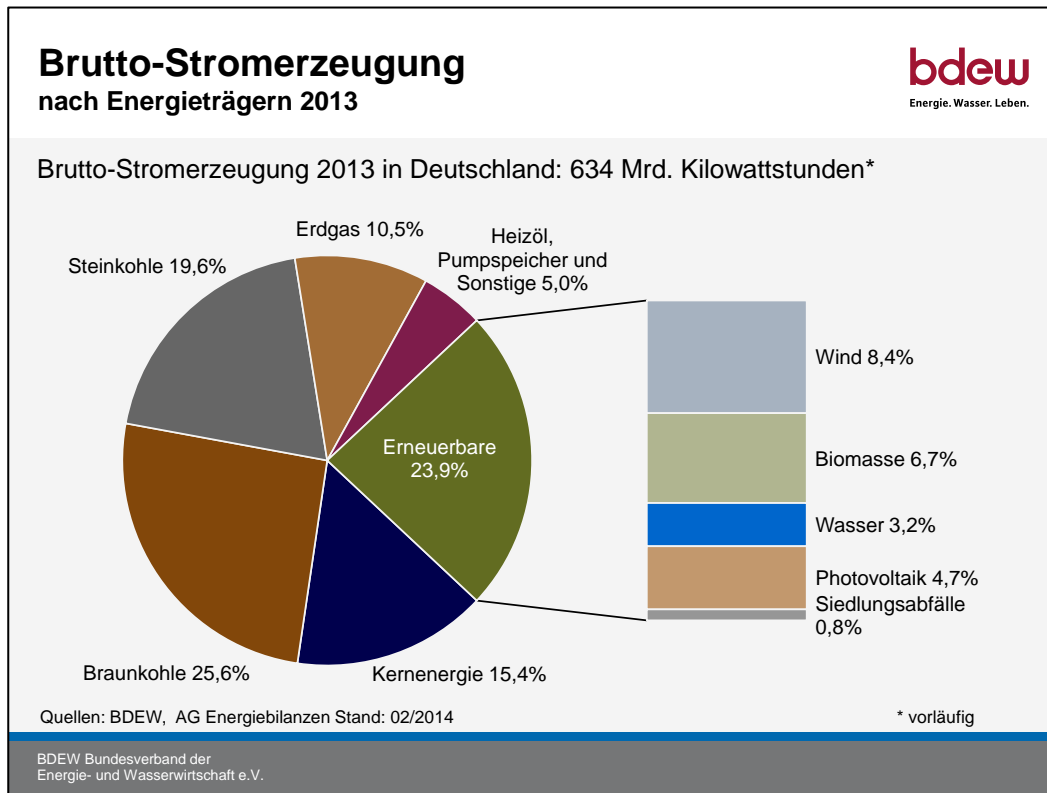


Abb. 7: Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Detail 2012 und 2013

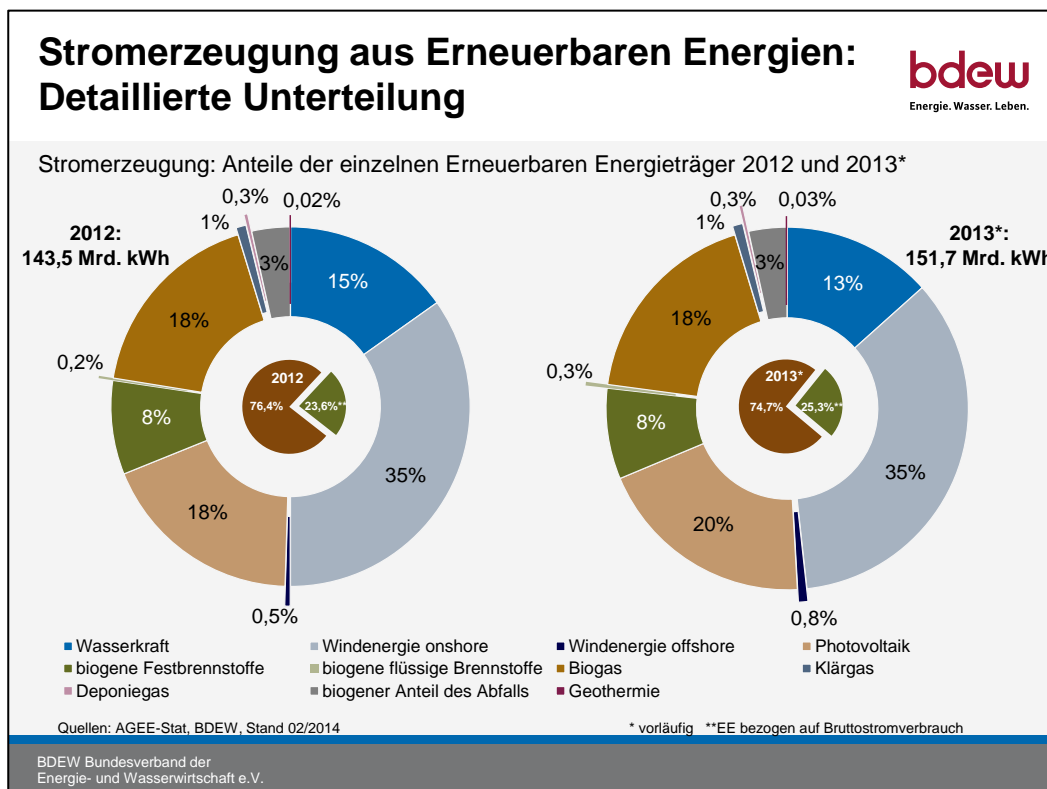


Abb. 8: Monatliche Stromerzeugung aus Windenergie

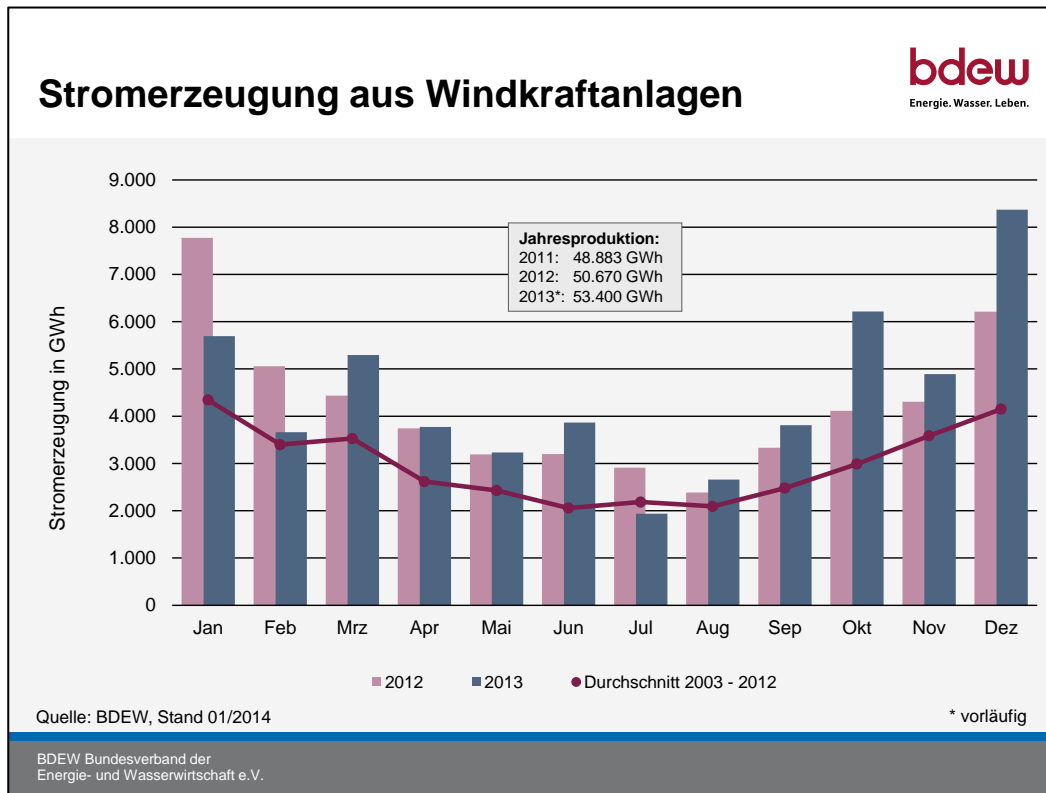


Abb. 9: Monatliche Stromerzeugung aus Photovoltaik

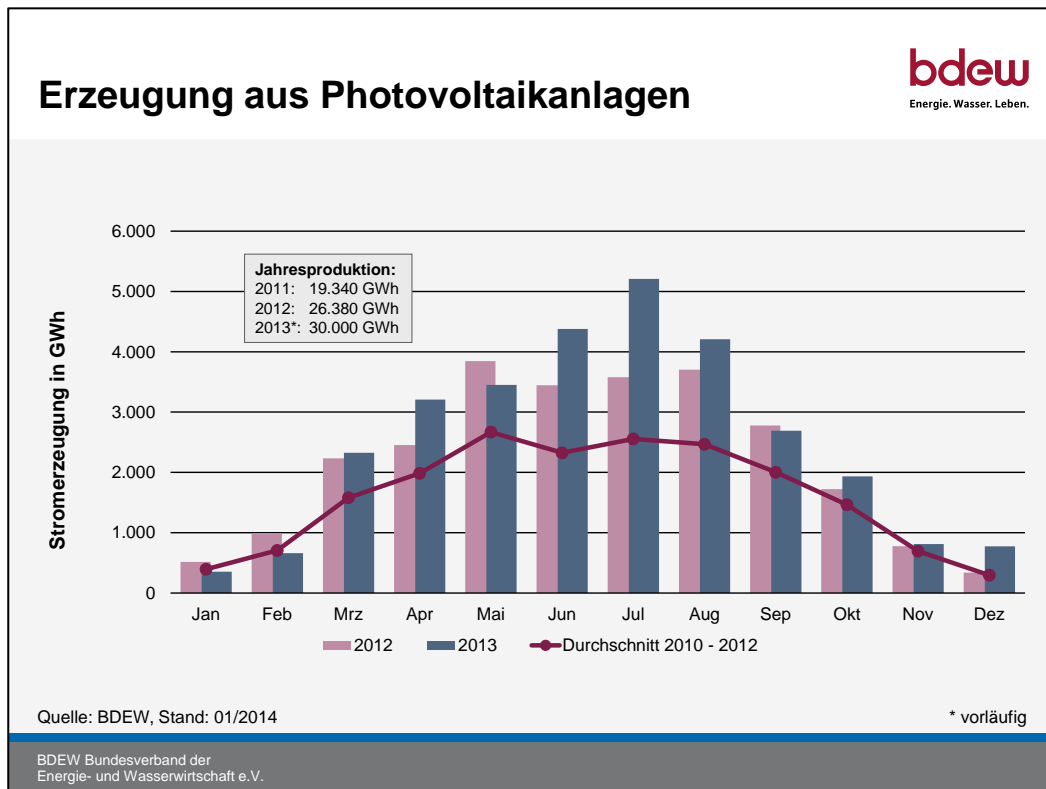


Abb. 10: Monatliche Stromerzeugung aus Wasserkraftanlagen

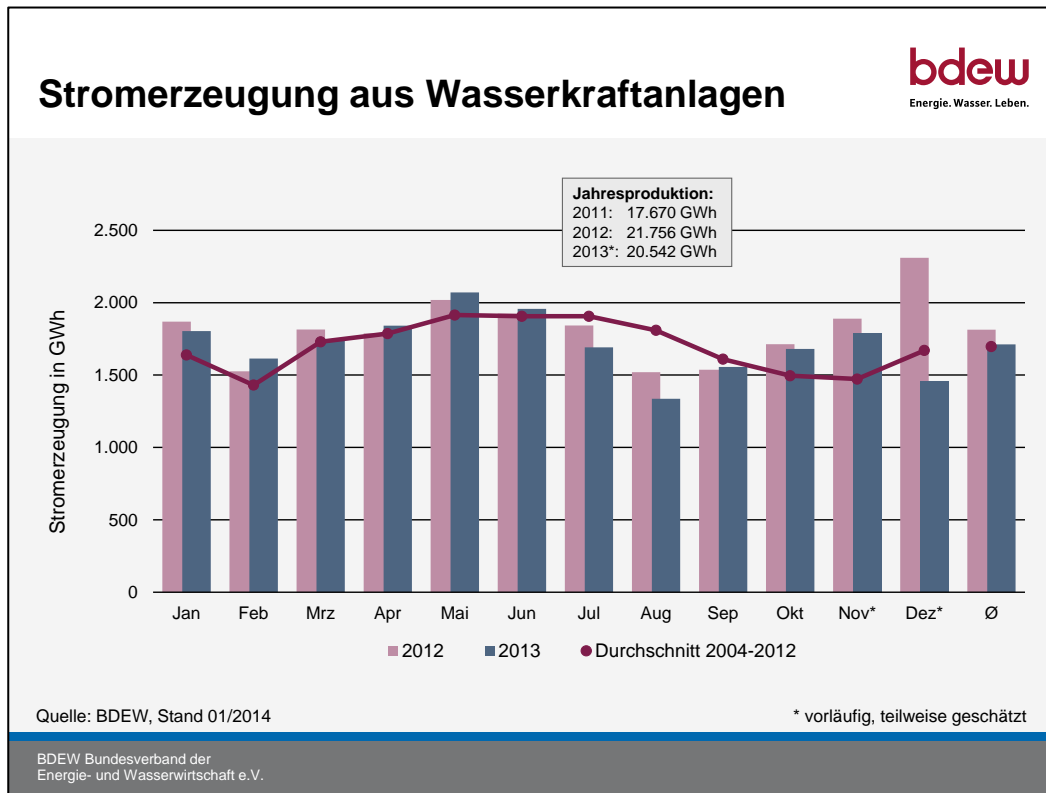
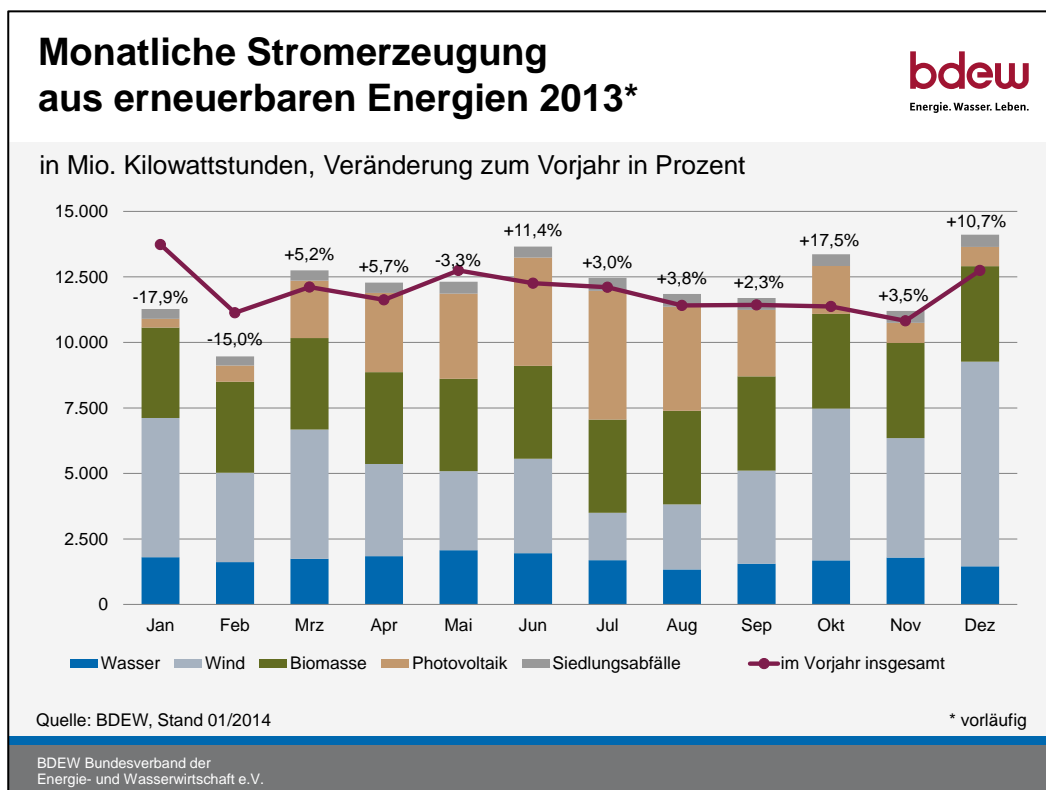


Abb. 11: Monatliche Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien 2013 insgesamt

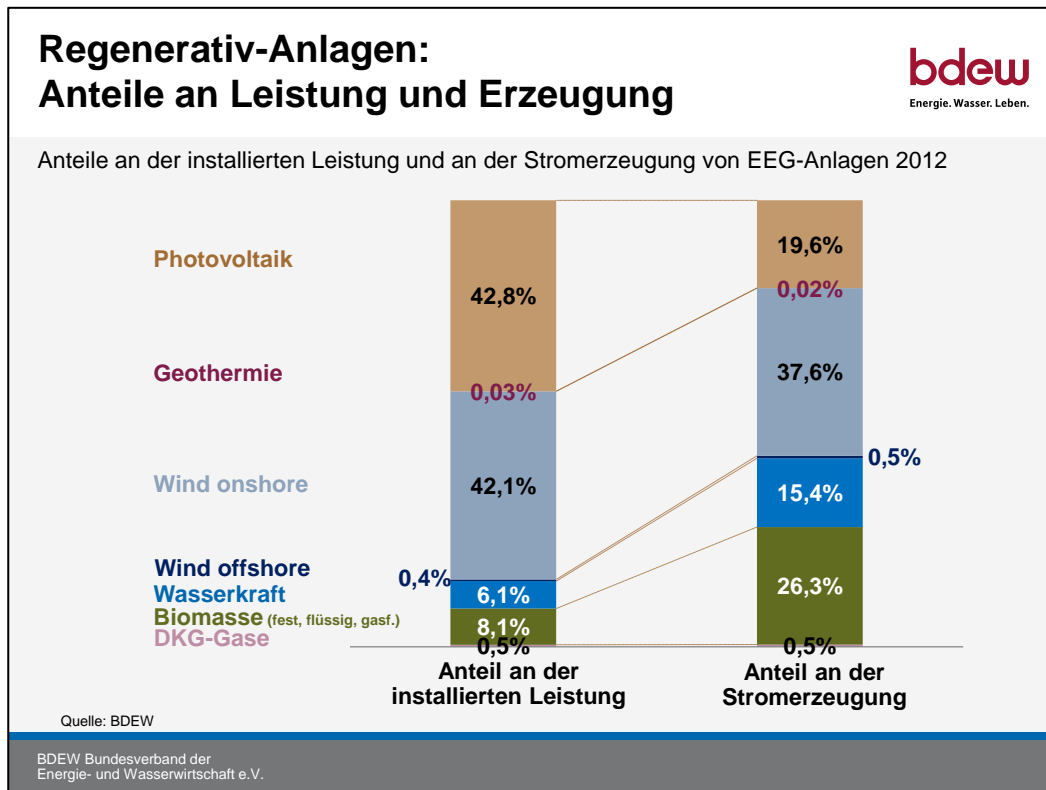


4 Der Unterschied von installierter Leistung und Stromerzeugung

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). Dahingegen beschreibt die Stromerzeugung (elektrische Arbeit) den Output der Anlage, der für die Stromversorgung eingespeist wird (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 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 12 zeigt für Regenerativ-Anlagen den Anteil der einzelnen Energieträger an der installierten Leistung und deren Anteil an der. Dabei wird deutlich, dass die Wasserkraft und die Biomasse zwar nur 14 Prozent Anteil an der installierten Leistung haben, aber aufgrund ihrer hohen Verfügbarkeit und Auslastung mehr als 30 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 43 Prozent der installierten Leistung der EEG-Anlagen aus, steuert aber nur knapp 20 Prozent zur Erzeugung aus Erneuerbaren Energien bei.

Abb. 12: Anteile der einzelnen Energieträger an der Leistung und an der Stromerzeugung von EEG-Anlagen 2012



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. Ganz generell ist die Verstromung und damit energetische Nutzung von Kuppelgasen – also Gase die bei anderen Prozessen als Nebenprodukt anfallen – in der Regel allein deshalb vorteilhaft, da dadurch Stromerzeugung substituiert wird für die sonst explizit Energieträger bereitgestellt werden müssten.

Insgesamt geht der Begriff „Erneuerbare Energien“ 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. sind. Dabei stellt die förderfähige Leistung bei den EEG-Anlagen eine Obergrenze dar, da diese Anlagen ab 2012 die mit der Novellierung des EEG eingeführten Instrumente zur Marktintegration nutzen oder einzeln ihre Stromerzeugung selbst vermarkten. In diesem Fall erhalten sie nicht die gesetzlich garantierte Einspeisevergütung, sondern erhalten sie vom Abnehmer des erzeugten Stroms – in der Regel Direktvermarkter oder Stromvertriebe, die das Grünstromprivileg nutzen – einen ausgehandelten Preis. 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.

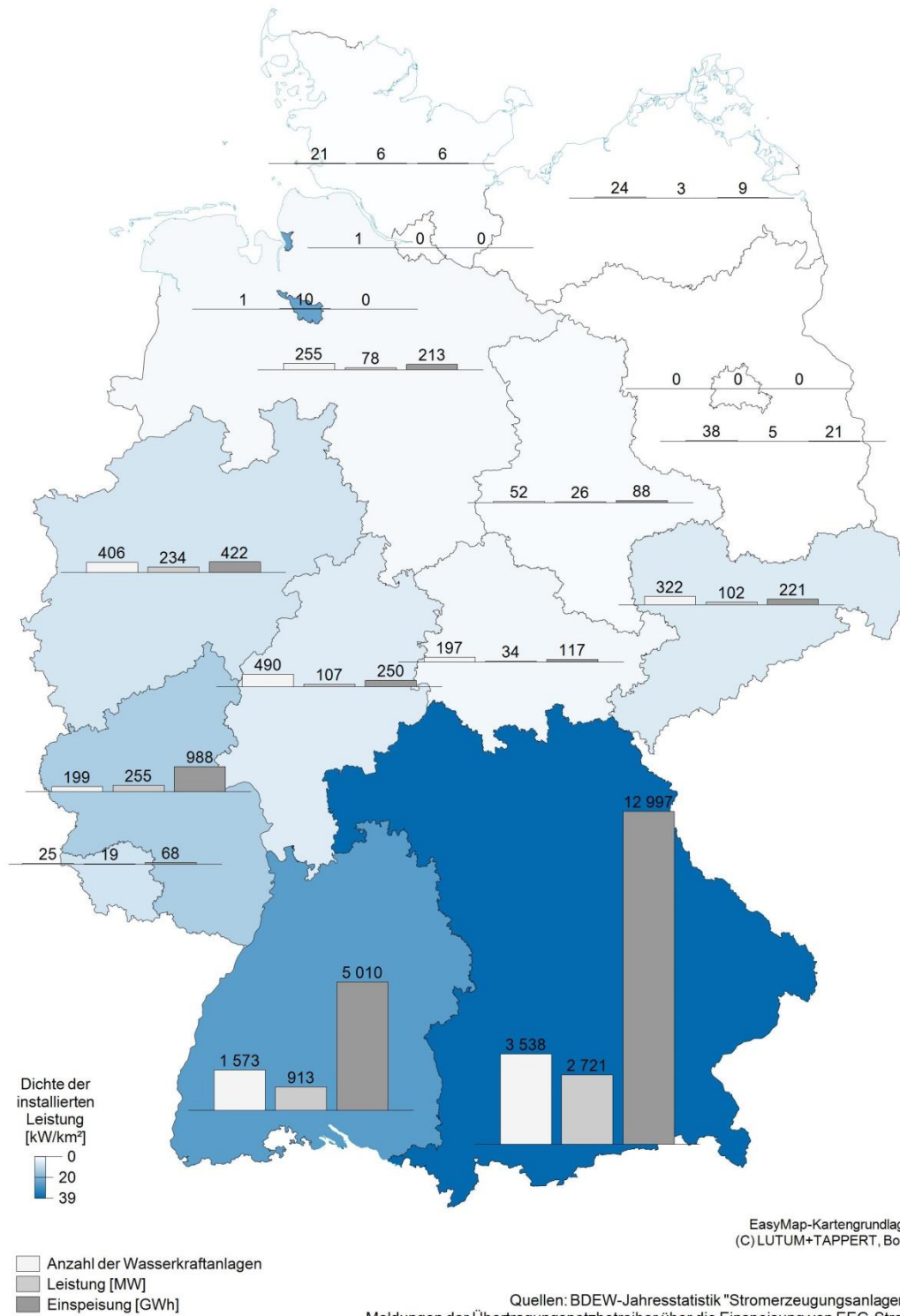
6 Regionale Verteilung der Nutzung Erneuerbaren Energien und regionale Verteilung der EEG-Anlagen und EEG-Stromerzeugung

Um die regionale Verteilung der Anlagen zur Stromerzeugung auf der Basis Erneuerbarer Energien zu begutachten, ist der Vergleich von Absolutzahlen auf Ebene der Bundesländer hilfreich, um die Beiträge einzelner Bundesländer abzubilden. Allerdings berücksichtigen Absolutzahlen nicht die zur Verfügung stehende Fläche einzelner Bundesländer. Gerade in Bezug auf den Platzbedarf Erneuerbarer Energien – sowohl Fläche für die Errichtung von Anlagen als auch im Bereich der Biomasse die verfügbare Fläche für den Anbau nachwachsender Rohstoffe – ist daher auch die Flächendichte der installierten Leistung – in den folgenden Grafiken farblich abgestuft – eine zusätzliche wichtige Kenngröße. Die Absolutwerte für Anlagenanzahl, installierte Leistung und Stromerzeugung sind als Balkendiagramme dargestellt. Neben der Flächendichte der Anlagen spielen aber auch die Siedlungsdichte und die im Umkehrschluss 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 im Durchschnitt etwas besseren und stetigeren Windangebots stärker 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 jedoch aus dem Umland erfolgt.

Eine weitere wichtige Kenngröße für die Nutzbarkeit einer Energiequelle ist die Anzahl der Jahresvolllaststunden (Abb. 15, Abb. 17, Abb. 19). 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 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 dargestellten Jahresvolllaststunden sind Durchschnittswerte für die einzelnen Bundesländer. Aber auch innerhalb der Bundesländer kann es je nach Standort deutliche Unterschiede geben. So gibt es auch in Süddeutschland durchaus gute Standorte für onshore-Wind und in Norddeutsch-

land 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 Exkremente 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. 13: Nutzung der Wasserkraft¹ 2012



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

Abb. 14: Nutzung der Windenergie 2012: Anzahl, Leistung, Erzeugung

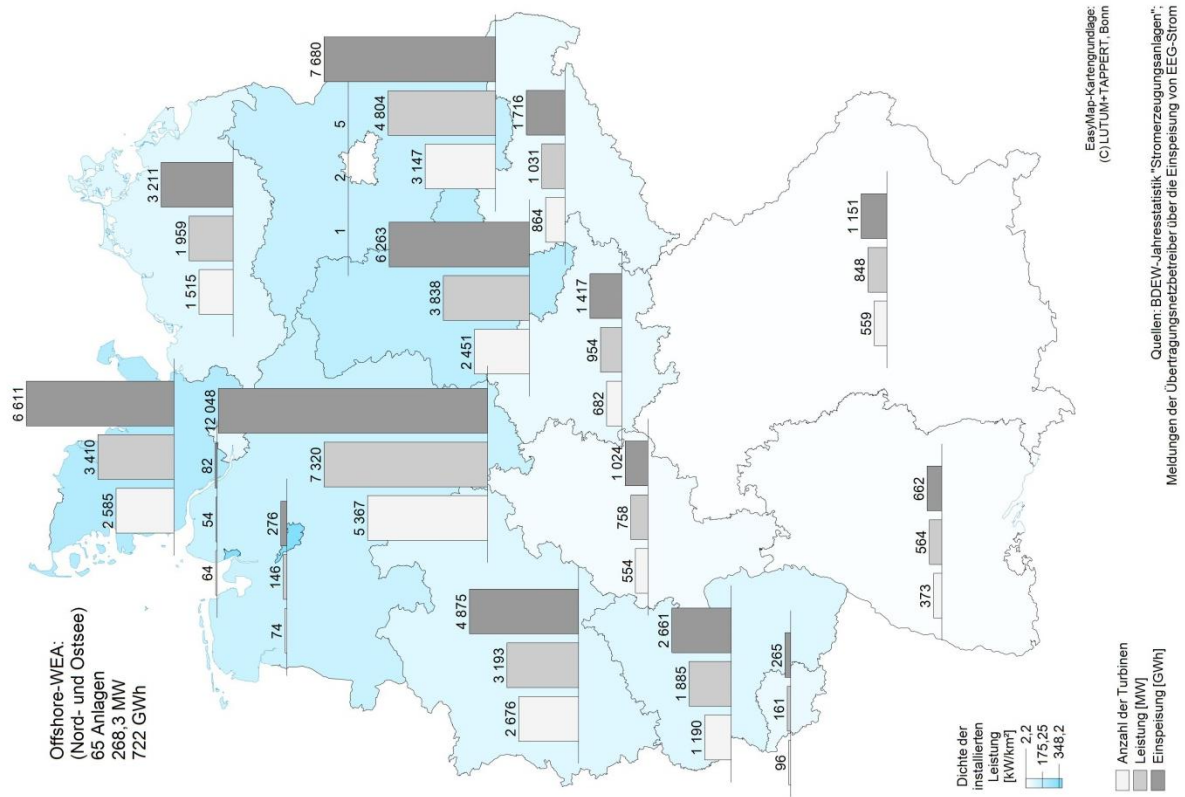


Abb. 15: Nutzung der Windenergie 2012: Jahresvolllaststunden

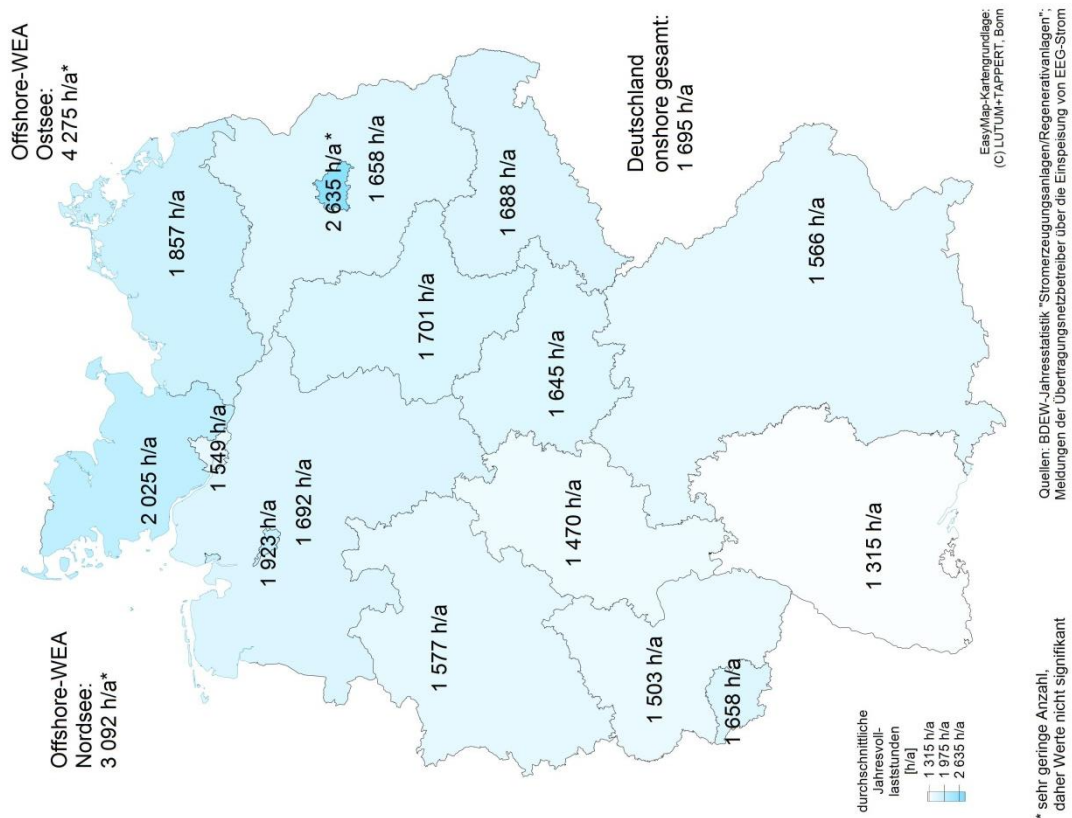


Abb. 16: Nutzung der Photovoltaik 2012: Anzahl, Leistung, Erzeugung

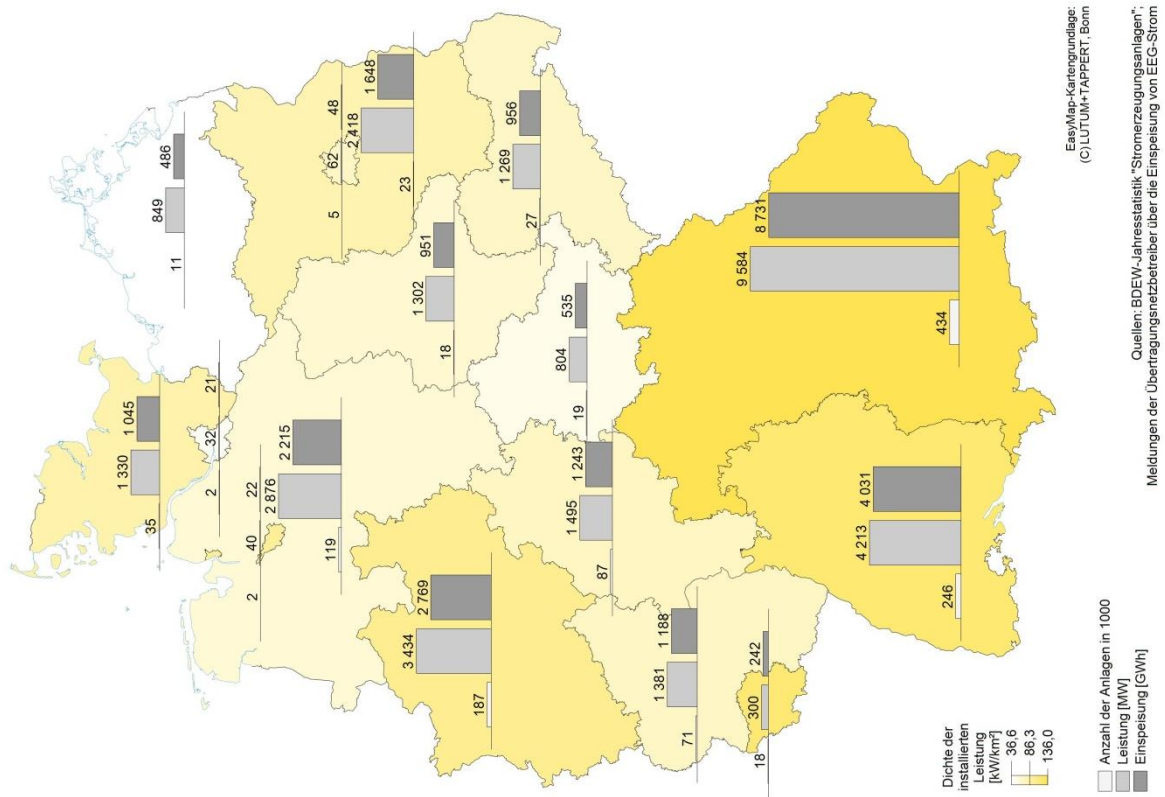


Abb. 17: Nutzung der Photovoltaik 2012: Jahresvolllaststunden

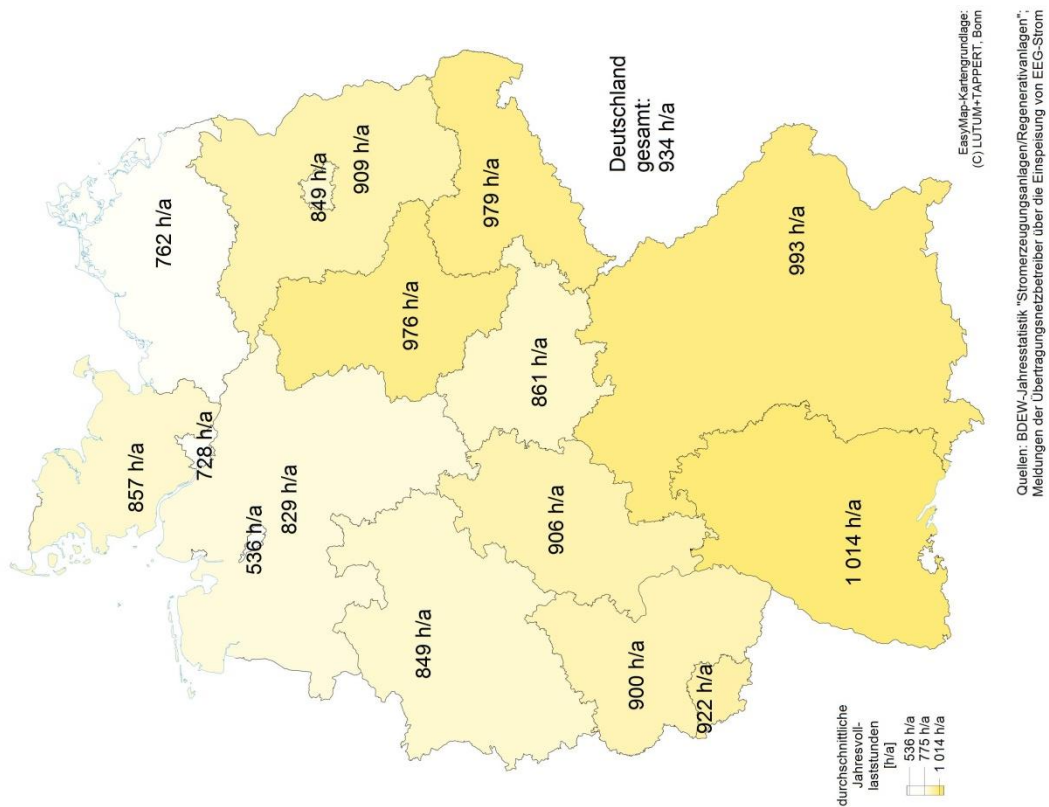


Abb. 18: Nutzung der Biomasse zur Verstromung 2012: Anzahl, Leistung, Erzeugung

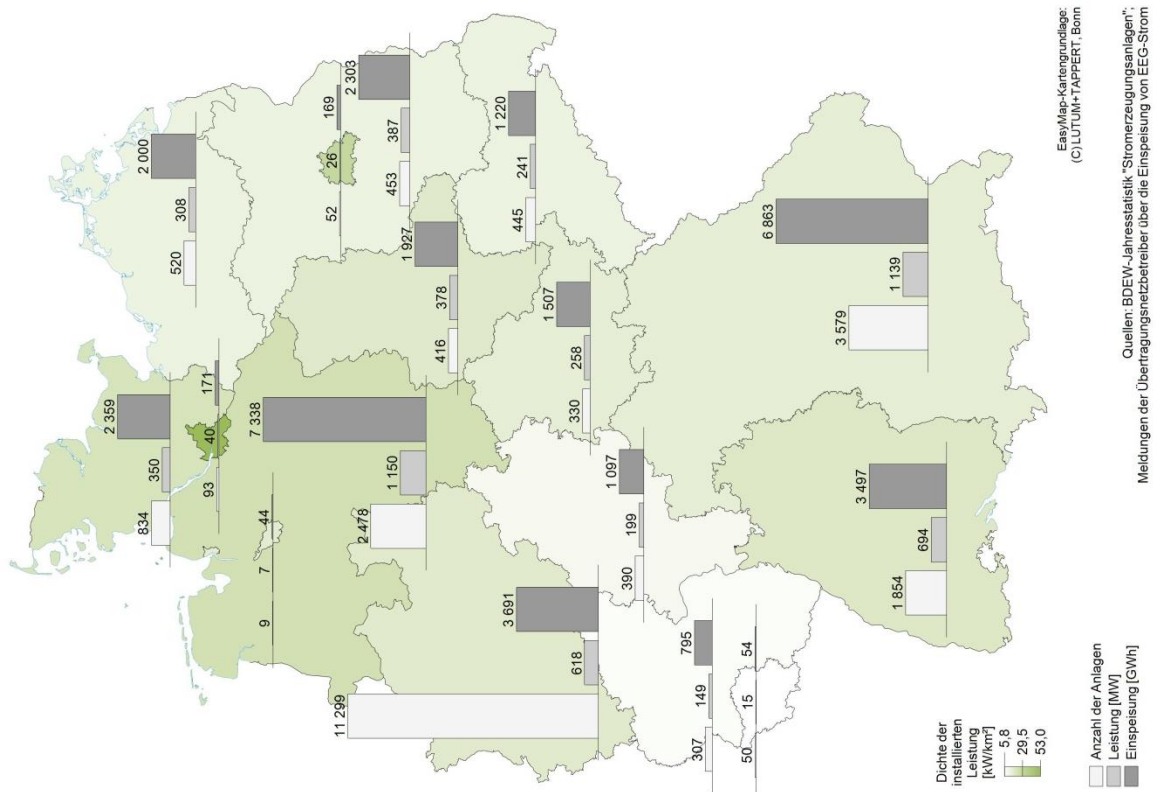


Abb. 19: Nutzung der Biomasse zur Verstromung 2012: Jahresvolllaststunden

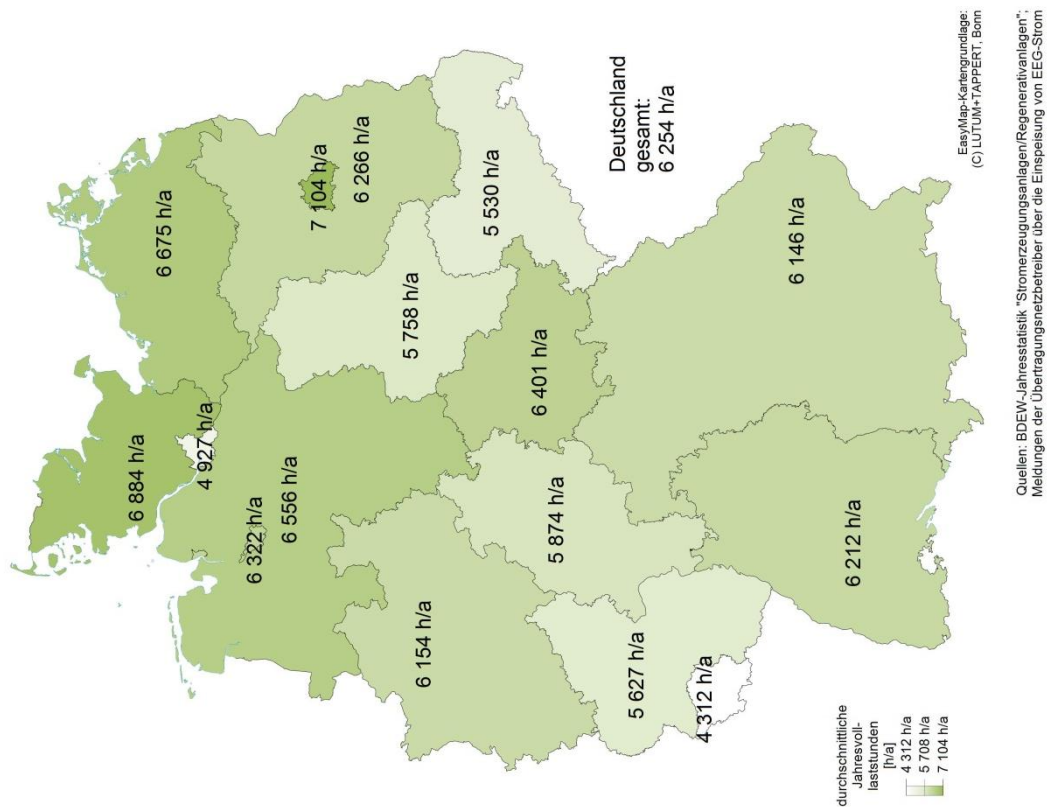
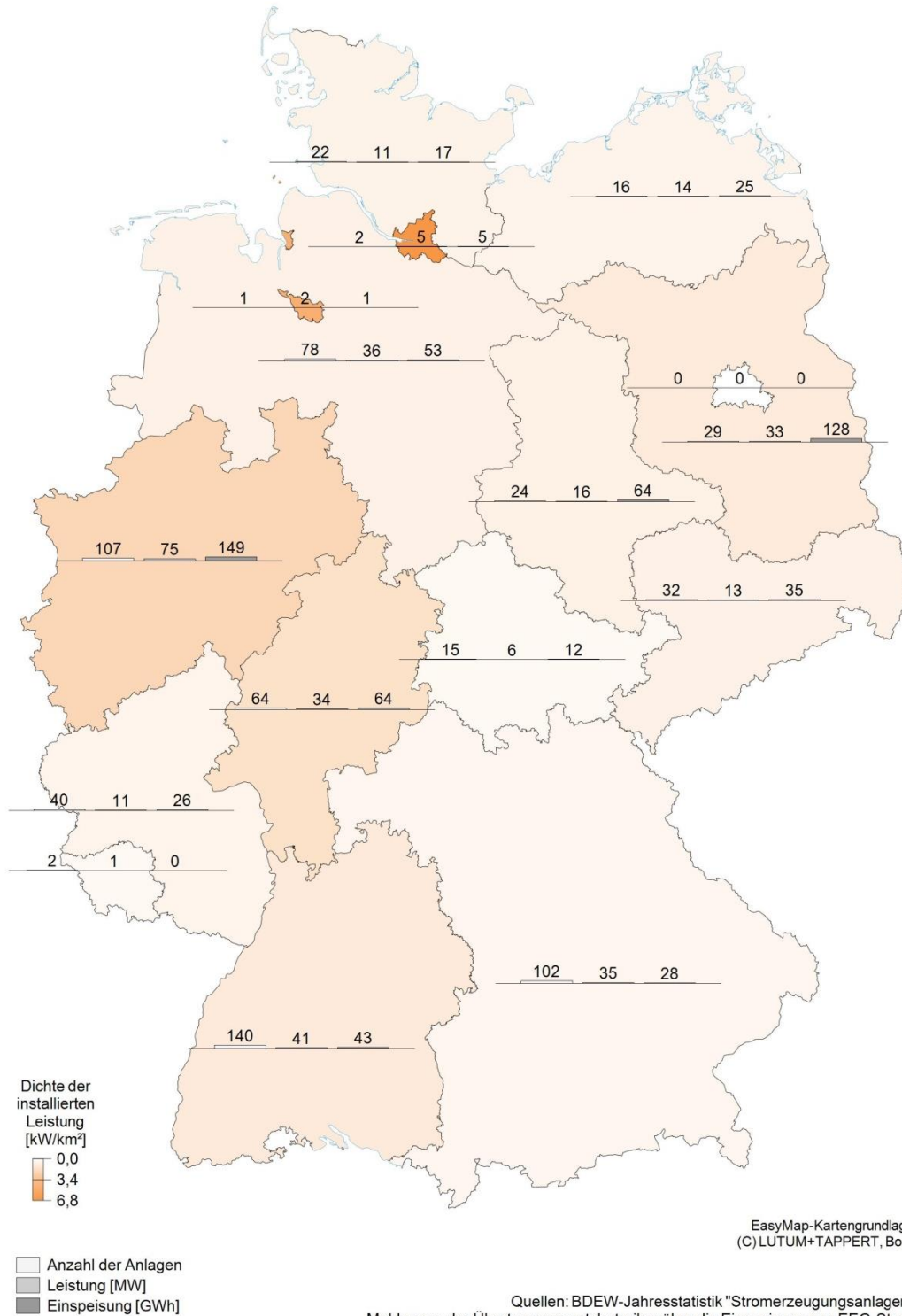


Abb. 20: Nutzung von Klär- und Deponiegas zur Verstromung 2012



Im Gegensatz zu den kartografischen Abbildungen, in denen die Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung insgesamt – also auch nicht über das EEG geförderte Anlagen – dargestellt sind, zeigt die folgende Tabelle die Anlagenzahl und die installierte Leistung der förderfähigen EEG-Anlagen sowie ihre Stromerzeugung. Die Stromerzeugung ist dabei zusätzlich unterteilt in Erzeugung im Rahmen der gesetzlich garantierten Vergütung sowie Mengen in den einzelnen Vermarktungsoptionen des EEG, also dem Marktprämienmodell, dem Grünstromprivileg sowie der sonstigen Direktvermarktung. Ergänzend sind die EEG-Auszahlungen für die jeweiligen Kategorien aufgeführt. Für die sonstige Direktvermarktung sind keine monetären Zahlungen dargestellt, weil Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung nur bilateral vom Abnehmer des Stroms Geld erhalten und nicht durch das EEG gefördert werden. Dennoch werden diese Mengen in der EEG-Systematik erfasst, da es sich um Strom aus prinzipiell EEG-förderfähigen Anlagen handelt und die sonstige Direktvermarktung ebenfalls im EEG geregelt wird.

Des Weiteren sind die Erzeugungsmengen und Vergütungen im Rahmen des vergüteten Selbstverbrauchs aus Photovoltaik-Anlagen aufgeführt. Eine Vergütung für den Selbstverbrauch aus Photovoltaikanlagen kann für Anlagen beansprucht werden, die zwischen dem 01.01.2009 und dem 31.03.2012 in Betrieb genommen wurden bzw. zum 24.02.2013 bereits ein Netzanschlussbegehren beantragt hatten. Selbstverbrauch aus älteren oder jüngeren Anlagen wird nicht vergütet, daher auch nicht erfasst und in den dargestellten Mengen nicht enthalten. Letztlich zeigt Tabelle 2 noch die Zahlungen im Rahmen der Flexibilitätsprämie für Biogasanlagen sowie die vermiedenen Netzentgelte. Eine Aufteilung der Anlagenanzahl und Anlagenleistung auf die einzelnen Vermarktungsoptionen ist nicht möglich, da die Anlagenbetreiber nicht an eine Vermarktungsoption gebunden sind, sondern jeweils monatlich in eine andere Vermarktungsoption wechseln oder ins System der Festvergütung zurückkehren können.

Tab. 2: Anzahl und installierte Leistung der EEG-geförderten Anlagen sowie EEG-geförderte Stromerzeugung und EEG-Auszahlungen 2012 nach Bundesländern

Bundesland	Energieträger	Anlagenanzahl	Leistung [MW]	Strommengen EEG-fähiger Anlagen gesamt [GWh]	davon				Auszahlungen				davon			vermiedene Netzentgelte [Mio. EUR]
					EEG-Einspeisemengen nach § 16 EEG [GWh]	direktvermarktete Strommenge NEM [GWh]	direktvermarktete Strommenge GSP [GWh]	sonstige direktvermarktete Strommengen [GWh]	vergütete selbst verbrauchte Strommengen nach § 33 (2) EEG [GWh]	insgesamt [Mio. EUR]	EEG-Vergütung nach § 16 EEG [Mio. EUR]	Vergütung für selbst verbrauchte Strommengen nach § 33 (2) EEG [Mio. EUR]	Marktprämie [Mio. EUR]	Flexibilitätsprämie [Mio. EUR]		
Baden-Württemberg	Wasser	1.702	384	1.427,3	551,4	332,7	384,1	159,1	64,01	53,70	10,31	6,99				
	Deponiegas	51	22	30,2	24,5	1,9	3,9	1,9	2,01	1,95	0,07	0,21				
	Klärgas	89	19	12,9	12,2	0,7	0,4	0,4	0,94	0,93	0,01	0,09				
	Biomasse	1.854	694	3.311,2	2.397,7	913,5	0,0	0,0	535,78	475,39	60,25	22,37	0,14			
	Geothermie	1	1	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,09	0,09	0,00	0,002				
	Wind onshore	373	564	682,0	332,8	295,2	34,1	0,0	49,25	29,56	19,69	4,41				
	Solar	245.509	4.213	4.031,0	3.859,1	83,8	0,0	0,0	1.541,98	1.520,17	21,81	17,39				
	GESAMT	249.579	5.906	9.475,1	7.176,1	1.627,2	422,0	159,6	88,1	2.194,07	2.081,79	112,13	51,46			
	Bayern	Wasser	3.499	611	2.645,5	1.350,5	1.144,8	124,9	25,2	184,45	135,14	49,32	16,34			
		Deponiegas	36	10	11,0	10,5	0,5	0,0	0,0	0,82	0,82	0,00	0,07			
Klärgas		61	24	14,9	14,8	0,0	0,0	0,0	1,15	1,15	0,00	0,14				
Biomasse		3.579	1.139	6.823,7	5.670,9	1.151,8	0,0	1,0	1.299,38	1.167,51	90,84	47,78	0,03			
Geothermie		3	11	8,4	8,4	0,0	0,0	0,0	1,92	1,92	0,00	0,02				
Wind onshore		559	848	1.151,0	647,7	493,8	3,6	0,0	93,78	59,55	34,23	6,66				
Solar		433.767	9.594	8.730,7	8.280,5	245,4	0,0	0,0	3.215,44	3.150,25	28,04	26,77				
GESAMT		441.504	12.229	19.985,3	15.983,3	3.058,8	131,4	30,0	204,7	4.755,94	4.516,34	239,58	97,73			
Berlin		Biomasse	52	26	169,2	21,7	147,5	0,0	0,0	13,25	4,59	8,66	1,10			
		Wind onshore Solar	1 2	5,3 62	5,3 47,9	3,5 43,7	1,8 1,7	0,0 0,0	0,0 0,0	0,37 16,96	0,16 16,53	0,22 0,43	0,09 0,61			
GESAMT	4.744	91	222,4	67,2	152,7	0,0	0,0	2,4	30,58	21,27	9,31	1,80				
Brandenburg	Wasser	38	5	21,9	16,2	5,7	0,0	0,0	1,92	1,73	0,20	0,16				
	Deponiegas	20	30	117,1	96,2	20,9	53,1	0,0	3,54	2,78	0,75	1,19				
	Klärgas	8	3	5,5	2,1	0,0	0,0	0,05	0,16	0,16	0,00	0,04				
	Biomasse	453	387	2.302,0	1.265,0	1.030,8	6,2	0,0	324,49	233,76	90,72	21,88	0,02			
	Wind onshore	3.147	4.804	7.680,4	2.215,9	5.350,6	55,7	58,2	563,10	203,46	359,65	22,22				
	Solar	23.462	2.418	1.648,0	1.444,9	186,6	0,0	0,0	433,57	394,03	2,44	7,77				
	GESAMT	27.128	7.647	11.774,8	4.992,4	6.599,4	118,3	58,2	1.326,79	835,92	2,44	490,85	0,02			
	Bremen	Wasser	1	10	26,6	4,4	0,0	0,0	0,28	0,28	0,00	0,00	0,11			
		Deponiegas	1	2	0,8	0,8	0,0	0,0	0,0	0,06	0,06	0,00	0,004			
		Biomasse	9	7	43,6	22,0	21,6	0,0	0,0	7,69	4,27	3,42	0,25			
Wind onshore		74	146	276,2	92,8	183,5	0,0	0,0	21,03	8,57	12,46	1,29				
Solar		1.610	40	21,8	19,9	0,0	0,0	0,09	7,00	7,00	0,25	0,21				
GESAMT	1.695	206	369,0	139,9	205,0	0,0	0,0	36,06	20,18	0,25	15,88	0,00				
Hamburg	Wasser	2	0	0,5	0,0	0,0	0,5	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00				
	Deponiegas	1	0	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,01	0,00	0,01	0,003				
	Biomasse	90	38	166,0	108,2	57,8	0,0	0,0	15,43	11,45	3,98	1,31				
	Wind onshore	64	54	81,6	43,7	37,3	0,5	0,0	6,62	4,14	2,48	0,73				
	Solar	2.360	32	21,2	19,6	0,0	0,0	0,0	7,25	7,25	0,23	0,18				
GESAMT	2.517	124	269,7	171,5	95,5	1,0	0,0	29,30	22,84	0,23	6,47	0,00				
Hessen	Wasser	489	64	218,9	145,0	8,8	0,9	15,14	12,85	2,29	1,43					
	Deponiegas	35	21	51,0	27,0	9,7	14,2	2,09	0,85	0,85	0,00	0,30				
	Klärgas	29	13	12,6	12,6	0,0	0,0	0,0	0,85	0,85	0,00	0,05				
	Biomasse	390	199	1.091,4	693,9	397,5	0,0	0,0	161,23	133,03	28,20	7,12				
	Wind onshore	554	758	1.024,5	460,7	559,9	3,8	0,0	80,74	42,31	38,43	8,69				
Solar	86.516	1.495	1.243,4	1.181,3	11,8	0,0	0,0	453,03	450,46	7,21	2,58					
GESAMT	88.013	2.549	3.641,8	2.520,5	1.043,1	26,9	50,4	713,47	641,58	7,21	71,89	0,00				

Bundesland	Energieträger	Anlagenanzahl	Leistung [MW]	Strommengen EEG-häufiger Anlagen gesamt [GWh]	davon				Auszahlungen insgesamt [Mio. EUR]				davon				vermiedene Netzentgelte [Mio. EUR]
					EEG-Einspeisemengen nach § 16 EEG [GWh]	EEG-Einspeisemengen nach § 33 (2) EEG [GWh]	vergütete selbst verbrauchte Strommengen nach § 33 (2) EEG [GWh]	sonstige direktvermarktete Strommengen [GWh]	EEG-Vergütung nach § 16 EEG [Mio. EUR]	Vergütung für selbst verbrauchte Strommengen nach § 33 (2) EEG [Mio. EUR]	Marktpremie [Mio. EUR]	Flexibilitätsprämie [Mio. EUR]	EEG-Einspeisemengen nach § 16 EEG [GWh]	EEG-Einspeisemengen nach § 33 (2) EEG [GWh]	vergütete selbst verbrauchte Strommengen nach § 33 (2) EEG [GWh]	sonstige direktvermarktete Strommengen [GWh]	
Mecklenburg-Vorpommern	Wasser	24	3	6,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,68	0,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14		
	Deponiegas	14	12	23,3	4,5	2,6	16,2	0,0	0,44	0,44	0,35	0,09	0,00	0,00	0,25		
	Klärgas	2	1,9	1,9	1,237,4	729,6	0,0	0,0	0,15	0,15	244,18	100,55	0,00	0,00	0,02		
	Biomasse	520	308	1.967,0	0,0	0,0	0,0	0,0	344,73	344,73	0,00	0,00	0,00	0,00	20,37		
	Geothermie	1	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
	Wind onshore	1.515	1.959	3.211,2	1.298,8	1.890,1	32,3	0,0	119,74	119,74	125,67	125,67	1,19	1,19	14,09		
	Solar	11.140	849	486,0	421,2	56,5	0,0	8,3	140,61	140,61	127,93	127,93	4,72	4,72	0,00		
	GESAMT	13.216	3.133	5.696,1	2.970,4	2.668,8	48,5	8,3	732,01	493,02	236,99	236,99	0,00	0,00	39,56		
	Niedersachsen	Wasser	240	56	168,9	74,3	71,6	1,3	11,18	7,55	7,55	3,63	0,00	0,00	1,16		
		Deponiegas	36	20	33,8	25,0	2,2	0,0	1,89	1,89	0,09	0,09	0,00	0,00	0,22		
Klärgas		32	15	13,4	12,7	0,0	0,7	0,96	0,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08			
Biomasse		2.477	1.149	7.329,1	5.467,7	1.861,4	0,0	1.373,72	1.373,72	1.149,09	224,52	0,11	0,11	40,49			
Wind onshore		5.367	7.320	12.047,6	2.168,8	9.485,0	300,0	93,8	836,50	198,34	638,16	0,00	0,00	35,11			
Solar		119.123	2.876	2.214,5	2.077,0	30,9	0,0	106,6	761,46	14,94	679	14,94	679	18,69			
GESAMT		127.275	11.435	21.807,4	9.825,5	11.451,2	328,3	106,6	2.985,81	2.112,51	873,19	873,19	0,11	0,11	95,75		
Nordrhein-Westfalen		Wasser	390	124	297,9	133,5	130,3	0,6	13,33	13,33	5,74	5,74	0,00	0,00	1,48		
		Deponiegas	66	56	120,5	38,2	44,9	0,9	4,28	2,85	1,43	0,00	0,00	0,00	0,68		
		Klärgas	40	13	17,3	16,0	0,0	0,0	1,19	1,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09		
	Grubengas	82	212	820,1	270,0	9,0	0,0	18,67	18,39	0,29	0,00	0,00	0,00	4,46			
	Biomasse	1.298	598	3.534,9	1.985,4	1.537,3	0,02	533,37	403,75	129,62	19,16	0,00	0,00	19,16			
	Wind onshore	2.676	3.193	4.875,2	1.679,5	2.983,5	230,9	1,3	352,87	151,99	200,88	23,32	23,32	23,32			
	Solar	186.501	3.434	2.768,5	2.617,8	18,3	0,0	132,3	984,70	979,63	18,45	5,07	5,07	15,28			
	GESAMT	191.053	7.631	12.434,6	6.740,4	4.703,3	822,6	132,3	1.914,16	1.571,12	343,04	343,04	0,00	0,00	64,47		
	Rheinland-Pfalz	Wasser	137	39	134,1	96,0	63,8	11,9	7,40	5,07	2,33	2,33	0,00	0,00	0,82		
		Deponiegas	23	9	23,3	23,3	0,0	0,0	1,79	1,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,18		
Klärgas		17	2	2,3	2,3	0,0	0,0	0,18	0,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01			
Biomasse		305	149	794,5	577,3	217,2	0,0	116,85	102,70	14,15	0,00	0,00	0,00	5,07			
Geothermie		2	8	16,6	16,6	0,0	0,0	3,52	3,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12			
Wind onshore		1.190	1.885	2.660,6	796,7	1.828,1	34,1	1,6	198,72	72,95	125,77	125,77	0,00	0,00	18,86		
Solar		70.815	1.381	1.188,4	1.093,8	96,8	0,0	37,8	422,09	406,22	15,88	15,88	0,00	0,00	5,98		
GESAMT		72.549	3.473	4.819,7	2.568,0	2.165,9	46,1	37,8	750,54	592,42	158,12	158,12	0,00	0,00	31,04		
Saarland		Wasser	23	11	40,7	10,1	30,6	0,0	2,00	1,03	0,97	0,00	0,00	0,00	0,15		
		Deponiegas	2	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
	Grubengas	8	55	333,4	44,5	0,0	0,0	383,4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,08			
	Biomasse	50	15	53,8	44,5	9,2	0,0	8,57	7,70	0,88	0,00	0,00	0,00	0,16			
	Wind onshore	96	161	265,3	75,0	190,4	0,0	19,38	6,62	12,76	12,76	0,00	0,00	1,93			
	Solar	18.300	300	242,0	222,8	9,4	0,0	86,64	84,92	1,72	1,72	0,00	0,00	0,65			
	GESAMT	18.379	542	935,3	352,5	239,7	333,4	9,8	116,60	100,27	16,33	16,33	0,00	0,00	3,96		
	Sachsen	Wasser	317	95	237,3	209,5	27,1	0,01	23,78	22,16	1,62	1,62	0,00	0,00	1,59		
		Deponiegas	28	13	34,7	10,5	12,2	0,0	1,26	0,82	0,44	0,00	0,00	0,00	0,19		
		Klärgas	4	1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,002		
Biomasse		444	241	1.213,5	887,4	276,0	0,0	197,35	172,09	25,22	0,04	0,04	0,04	8,47			
Wind onshore		864	1.031	1.716,1	701,1	1.006,9	6,9	131,39	64,15	67,24	7,73	7,73	7,73	7,73			
Solar		26.947	1.269	956,4	802,2	134,3	0,0	294,22	258,36	2,93	35,85	35,85	0,00	5,13			
GESAMT		28.604	2.650	4.156,1	2.610,8	1.456,5	69,8	19,5	648,01	517,59	2,93	130,38	0,04	0,04	23,03		

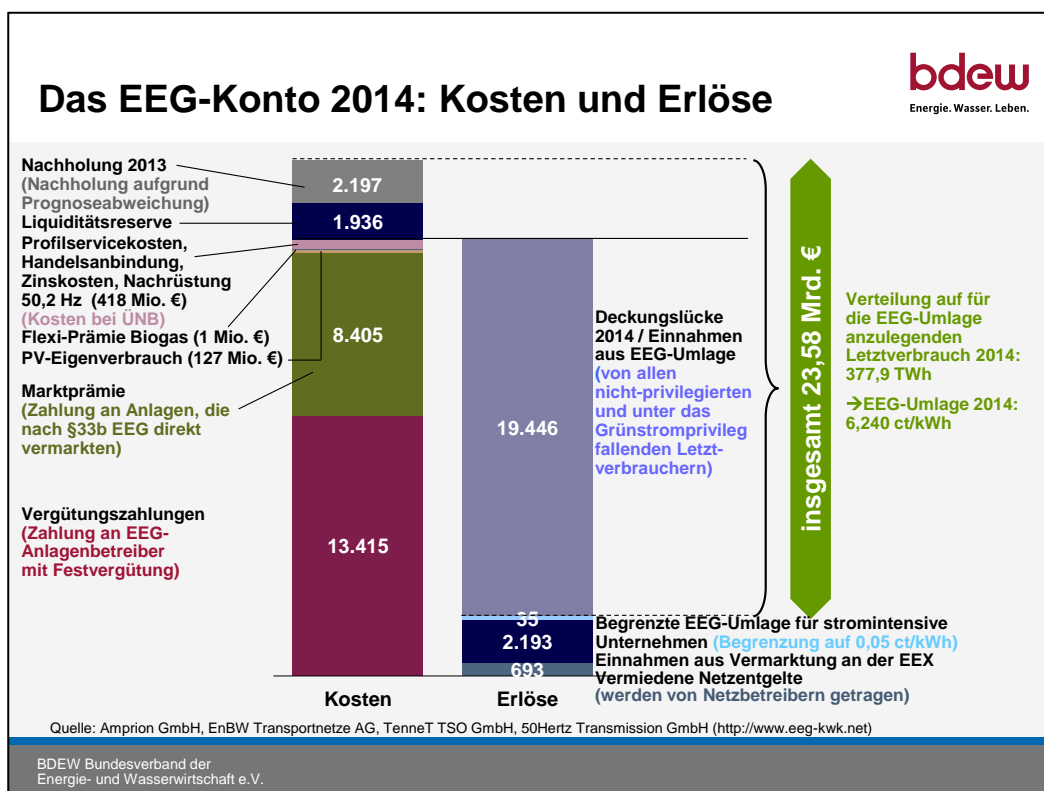
Bundesland	Energieträger	Anlagenanzahl	Leistung [MW]	Stromerzeugung Anlagen gesamt [GW]	Stromerzeugung EEG-fähiger Anlagen [GW]	davon					Auszahlungen			davon				vermeidene Netzemittel [Mio. EUR]			
						EEG-Einspeisemengen nach § 16 EEG [GWh]	EEG-Einspeisemengen nach § 33 (2) EEG [GWh]	direktvermarktete Strommenge MPM [GWh]	direktvermarktete Strommenge GSP [GWh]	sonstige direktvermarktete Strommengen [GWh]	vergütete selbst verbrauchte Strommengen nach § 33 (2) EEG [GWh]	insgesamt [Mio. EUR]	EEG-Vergütung nach § 16 EEG [Mio. EUR]	Vergrütung für selbst verbrauchte Strommengen nach § 33 (2) EEG [Mio. EUR]	Marktpremie [Mio. EUR]	Flexibilitätsprämie [Mio. EUR]					
Sachsen-Anhalt	Wasser	53	25	86,5	7,6	65,7	12,8	0,4	7,42	1,68	6,91	0,51	0,63	0,36	0,004	0,004	0,00	10,42	16,41	4,17	
	Deponiegas	20	15	62,8	25,8	10,2	26,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Klärgas	4	1	1,3	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Biomasse	415	388	1.799,0	513,2	1.285,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Wind onshore	2.451	3.838	6.283,5	1.547,8	4.527,0	186,2	2,5	2,5	446,25	141,84	304,42	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Solar	18.291	1.302	950,8	831,8	105,3	0,0	0,0	0,0	271,44	247,21	1,96	1,96	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	GESAMT	21.234	5.539	9.163,8	3.742,5	5.178,8	225,8	2,9	2,9	1.005,08	614,01	1,96	391,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Schleswig-Holstein	Wasser	21	4	6,6	1,3	5,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Deponiegas	9	8	14,2	3,7	4,7	5,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Klärgas	13	3	2,5	0,0	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomasse		834	350	2.359,3	464,4	1.894,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Wind onshore		2.585	3.410	6.611,0	1.713,7	4.620,0	276,7	0,6	0,6	472,34	159,36	3,87	14,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Solar		35.286	1.330	1.044,8	959,9	56,9	0,0	0,0	0,0	351,82	337,82	3,87	14,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
GESAMT		38.748	5.105	10.038,4	4.381,1	5.146,3	282,5	0,6	0,6	1.304,47	899,46	3,87	405,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Thüringen		Wasser	197	31	97,6	1,2	93,5	2,9	1,2	9,63	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Deponiegas	13	5	12,0	1,2	10,8	0,0	0,0	0,88	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Klärgas	2	1	0,3	0,0	0,3	0,0	0,0	0,02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Grubengas	1	0	0,7	0,0	0,7	0,0	0,0	0,05	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Biomasse	329	238	1.367,6	804,4	562,5	0,0	0,0	194,31	144,05	50,03	0,23	13,79	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Wind onshore	682	954	1.417,1	525,4	890,5	1,2	0,0	107,63	47,75	59,88	6,64	10,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Solar	18.901	804	496,3	26,8	0,0	0,0	0,0	167,79	161,15	6,64	0,23	3,09	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	GESAMT	20.125	2.033	3.330,4	1.931,4	1.481,1	4,1	1,2	480,31	363,49	1,72	116,59	0,23	27,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Nordsee Ostsee	Wind offshore	44	220	515,2	433,6	81,6	0,0	0,0	69,65	12,45	57,20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Wind offshore	21	48	206,5	206,5	0,0	0,0	0,0	25,62	25,62	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
GESAMT	65	268	721,6	640,1	81,6	0,0	0,0	95,27	12,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Deutschland	Wasser	7.193	1.473	5.417,0	1.879,7	2.724,1	244,3	244,3	347,42	76,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Deponiegas	355	224	535,1	175,7	359,4	0,0	0,0	21,74	17,44	4,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Klärgas	301	97	85,1	0,2	84,9	0,0	0,0	5,90	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Grubengas	91	267	1.154,2	270,7	883,5	0,0	0,0	18,72	18,44	0,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Biomasse	13.099	5.896	34.325,7	9.891,3	24.434,4	66,4	1,6	5,842,49	4,871,99	989,93	0,56	230,73	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Geothermie	7	19	25,4	0,0	25,4	0,0	0,0	5,54	5,54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Wind onshore	22.198	30.926	48.948,6	14.302,1	34.646,5	1.168,5	162,7	3,625,40	1,310,48	2,314,91	0,00	190,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Wind offshore	65	268	721,6	640,1	81,6	0,0	0,0	95,27	12,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Solar	1.303.219	31.390	26.130,7	1.024,5	24.371,8	0,0	0,0	9.156,00	8.903,59	102,57	262,42	129,94	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	GESAMT	1.346.528	70.561	118.943,5	47.890,4	66.447,2	2.860,8	411,5	19.118,47	15.416,27	102,57	3.701,64	0,56	592,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

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. 21) oder in einem Überschuss im Folgejahr münden. Die folgende Darstellung basiert auf der Prognose für die Berechnung der EEG-Umlage 2014 vom 15. Oktober 2013.

Abb. 21: Schematische Darstellung des „EEG-Kontos“ mit Werten für 2014



Vergütungszahlungen: Alle Zahlungen an EEG-Anlagenbetreiber gemäß den im 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 bisher so gestaltet, dass sie annähernd kostenneutral im Vergleich zu der Vermarktung der EEG-Strommengen durch die Übertragungsnetzbetreiber ist. Die in Abbildung 21 dargestellten Kosten der Marktprämie in Höhe von 8.405 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. März 2012 in Betrieb genommen wurden oder vor dem 24. Februar 2012 ein Netzanschlussbegehren gestellt haben. Dies ist wirtschaftlich interessant, wenn die geminderte Vergütung zuzüglich der Kosten pro kWh für den ansonsten zu beziehenden Strom die Einspeisevergütung der Anlage übersteigt. Photovoltaik-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 auch ohne geminderte Vergütung 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 (2014: 166 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) (2014: 4 Mio. €) sowie Zinskosten (2014: 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). In den insgesamt 418 Mio. € der sonstigen EEG-Kosten sind zudem die Kosten für den Effekt des Grünstromprivilegs (2014: 129 Mio. €), die Nachrüstungskosten für die Nachrüstung von Wechselrichtern bei Photovoltaik-Anlagen aufgrund der 50,2 Hertz-Problematik (2014: 120 Mio. €) sowie der EEG-Bonus (2014: 4 Mio. €) enthalten.

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 weiter geringer geworden. Dies hat zum einen mit dem gesunkenen Preisniveau

an der Strombörse zu tun, aber auch mit einer intensiveren Nutzung der Marktprämie. Durch eigenständige Vermarktung der Stromerzeugung durch die Anlagenbetreiber, wird die durch die Übertragungsnetzbetreiber vermarktete Strommenge und damit auch die Vermarktungserlöse geringer.

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 müssen 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 als sehr gering, aufgrund des sehr hohen Stromverbrauchs der stromintensiven Betriebe ist der geleistete Absolutbetrag der einzelnen Unternehmen teilweise dennoch hoch. 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 stromintensive 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, witterungs-

bedingt 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. Seit Einführung der Ausgleichmechanismus-Verordnung im Jahr 2010 sind jeweils Nachholungen im Folgejahr fällig geworden. Gemäß der Veröffentlichung der Übertragungsnetzbetreiber für die Bandbreite der EEG-Umlage 2015 vom 15.11.2013 könnte nächstes Jahr erstmalig eine Rückzahlung erfolgen.

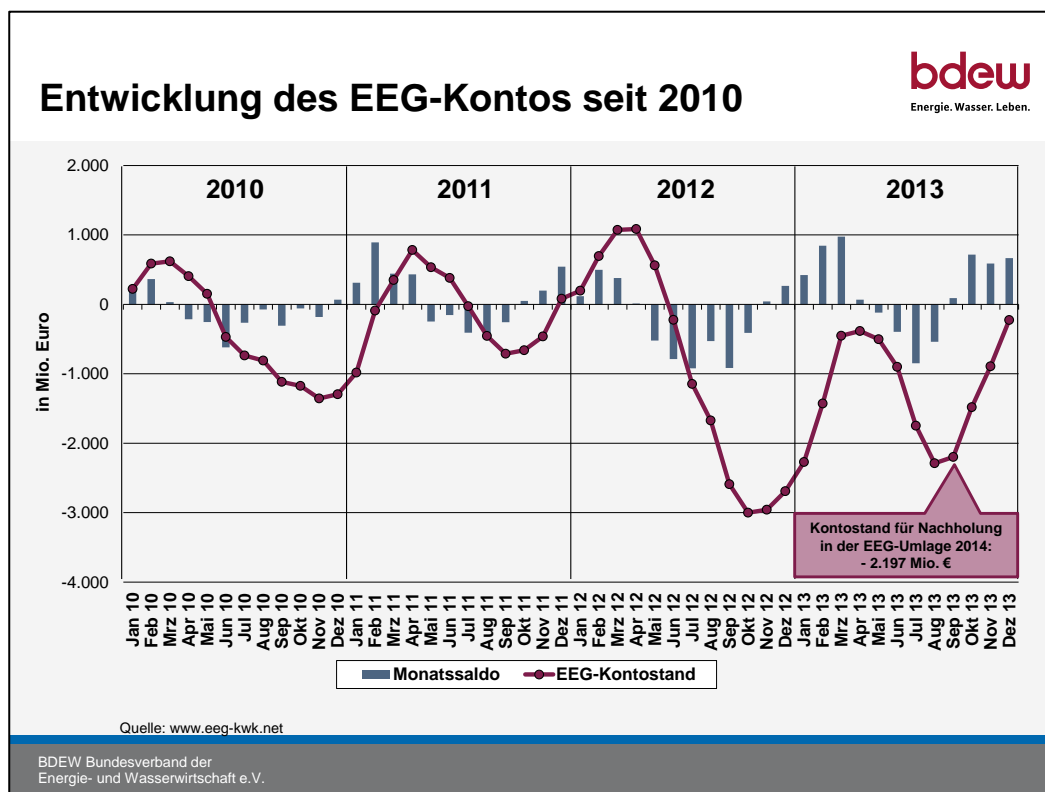
Rückzahlung aus dem Vorjahr: Eine Rückzahlung erfolgt, wenn im Vorjahr ein Überschuss im EEG-Konto erzielt wurde. Dieser Überschuss wird ins Folgejahr übertragen und in Form einer Entlastung der EEG-Umlage an die Verbraucher verzinst zurückerstattet. Maßgeblich für die Berücksichtigung in der EEG-Umlage 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. 22). Da die Netzbetreiber die Auszahlungen an die EEG-Anlagenbetreiber leisten müssen, gehen die Netzbetreiber 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 22 zeigt den Verlauf des „EEG-Kontos“ in den Jahren 2010 bis 2013. 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 über den gesamten Anlagenbestand betrachtet die höchsten Förderkosten (Differenzkosten, s. Kap. 8) beansprucht. Mit Beginn der Sommermonate und steigender Stromerzeugung der Photovoltaik 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. 2013 wurde die EEG-Umlage deutlich um rund 1,7 ct/kWh erhöht, was zu Beginn des Jahres und zum Jahresende zu einer deutlichen Erholung des EEG-Kontos führte. Da der Bemessungszeitpunkt für die Nachholung am 30.09. eines Jahres als letztmöglicher Termin vor der Festlegung der neuen EEG-Umlage fürs Folgejahr am Ende der Sommermonate liegt, ist in der Nachholung 2013 für die EEG-Umlage 2014 eine Nachholung von rund 2,2 Mrd. € enthalten, wenngleich sich das EEG-Konto im weiteren Verlauf bis zum Jahresende nahezu ausgeglichen hat. Darin liegt auch der Grund für die Erwartung eines Überschusses im nächsten Jahr.

Abb. 22: 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 Auszahlungen im Rahmen des Marktprämienmodells. 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, die Managementprämie und die Flexibilitätsprämie für Biogasanlagen 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. Hohe Strompreise an der Strombörse gehen mit einer hohen Wertigkeit des Stroms bzw. höheren Vermarktungserlösen einher und der vom Verbraucher zu leistende 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 ist die ausbezahlte 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 3 und Abbildung 23 schlüsseln diese Differenz im zeitlichen Verlauf und nach Energieträgern auf. Sehr gut sichtbar ist dieser Zusammenhang bei Betrachtung der durchschnittlichen Vergütung und der Differenzkosten für den Zeitraum 2009 bis 2014. Aufgrund des hohen Preisniveaus am Spotmarkt für Strom weist onshore-Wind im Jahr 2009 sehr geringe Differenzkosten von knapp 2 ct/kWh auf. Da seit 2009 die Preise am Großhandelsmarkt deutlich gesunken sind, steigen die Differenzkosten trotz nahezu unveränderter Vergütung bis 2014 deutlich auf über 6 ct/kWh an. Dass die Differenzkosten im Jahr 2013 nochmals sinken liegt daran, dass für das Jahr 2013 noch die Werte aus dem Konzept zur Prognose der EEG-Umlage 2013 maßgeblich sind, da die EEG-Jahresabrechnung 2013 erst im Juli 2014 vorliegen wird. Im Prognosekonzept wurde der Börsenstrompreis allerdings aufgrund der gesetzlich vorgegebenen Berechnungsmethodik überzeichnet. Tatsächlich war das Börsenpreisniveau niedriger, sodass erwartungsgemäß mit der Einbeziehung der Ist-Werte aus der Jahresabrechnung 2013 die Differenzkosten auch im Jahr 2013 etwas höher liegen werden.

Tab. 3: EEG-Auszahlungen und EEG-Differenzkosten nach Energieträgern

		Deponie-, Klär-, Wasserkraft* Grubengas ¹⁾						Summe (o. Abzug der vermiedenen Netzentgelte)	Summe (abzgl. vermiedene Netzentgelte)
		Biomasse	Geothermie	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik			
2000	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,21	9,62	-	9,10		51,05	8,50	
(Ist)	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	
(Ist)	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	
(Ist)	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	
(Ist)	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	
(Ist)	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	
(Ist)	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	
(Ist)	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	
(Ist)	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	
(Ist)	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
(Ist)	Vergütungssumme in Mio.€	382	143	3.700	4	3.389	6	10.780	10.458
	EEG-Erzeugung ⁷⁾ in GWh	4.877	2.020	22.980	19	38.542	38	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	5.297
2010	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	8,34	7,18	16,86	20,58	8,85	15,00	43,57	16,35
(Ist)	EEG-Auszahlungen ²⁾ in Mio.€	421	83	4.240	6	3.316	26	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	9.830⁴⁾	9.438⁴⁾

		Deponie-, Klär-, Grubengas ¹⁾							Summe (o. Abzug der vermiedenen Netzentgelte)	Summe (abzgl. vermiedene Netzentgelte)
		Wasserkraft*	Biomasse	Geothermie	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik			
2011 (Ist)	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 ⁴⁾	12.081 ⁴⁾
2012 (Ist)	durchschnittl. Festvergütung ³⁾ in ct/kWh	9,93	7,23	20,01	21,83	9,16	15,26	35,47	22,95	
	EEG-Auszahlungen ²⁾ in Mio.€	347	46	5.842	6	3.625	95	9.156	19.118	18.526
	EEG-Erzeugung ⁷⁾ in GWh	4.604	718	34.245	25	48.617	722	26.127	115.058	
	Differenzkosten in ct/kWh	5,13	3,17	14,13	17,84	6,39	12,76	31,05	14,27	
	Differenzkosten in Mio. €	236	23	4.838	5	3.109	92	8.113	16.416 ⁴⁾	15.823 ⁴⁾
2013 (Prog.)	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 ⁴⁾	16.001 ⁴⁾
2014 (Prog.)	durchschnittl. Festvergütung ³⁾ in ct/kWh	9,93	8,99	20,68	24,13	9,19	- ⁶⁾	30,59	23,88	
	EEG-Auszahlungen ²⁾ in Mio.€	394	42	5.531	31	4.281	1.132	10.537	21.949	21.255
	EEG-Erzeugung ⁷⁾ in GWh	5.458	796	34.922	130	60.585	7.398	36.595	145.884	
	Differenzkosten in ct/kWh	5,34	3,97	14,40	20,41	6,59	15,31	25,68	13,64	
	Differenzkosten in Mio. €	292	32	5.027	27	3.991	1.132	9.399	19.900 ⁴⁾	19.206 ⁴⁾

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 und 2014 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:

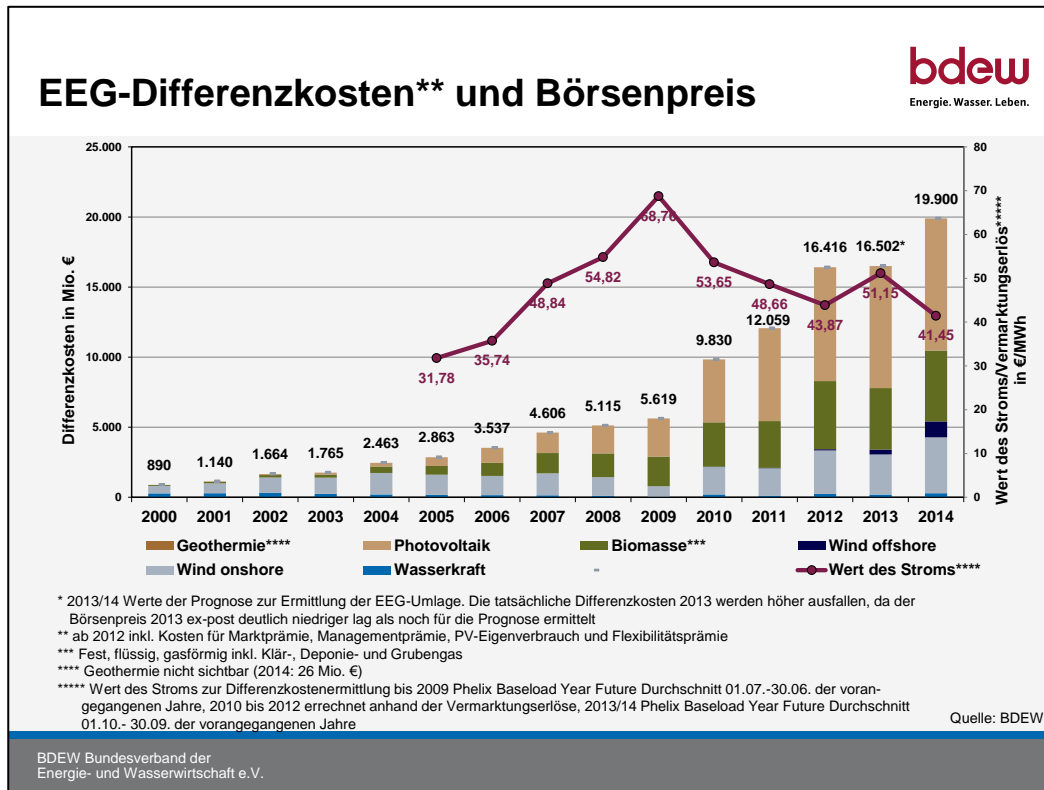
2000-2006: EEG-Erfahrungsbericht 2007 des BMU/EEG-Jahresabrechnungen

2007-2012: EEG-Jahresabrechnungen; BDEW (eigene Berechnung)

2013/14: Konzept zur Prognose und Berechnung der EEG-Umlage der Übertragungsnetzbetreiber nach AusglMechV vom 15.10.2012 und 15.10.2013

Aktuell bedeutet das: Für die Berechnung der Vermarktungserlöse 2014 im Rahmen der Ermittlung der EEG-Umlage 2014 wurde der Durchschnitt der Preise vom 01.10.2012 bis 30.09.2013 am Terminmarkt für ein Lieferprodukt 2014 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 2014 ist sachlich schlüssig, da darin die Markterwartungen für das Strompreinsniveau 2014 abgebildet werden, was zu diesem Zeitpunkt die bestmögliche verfügbare Preiserwartung für das Folgejahr abbildet, wenngleich die erzeugten Strommengen im Verlauf des Jahres 2014 im Spotmarkt abgesetzt werden.

Abb. 23: Entwicklung der EEG-Differenzkosten und Wert des Stroms seit 2000



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 anhand einer Analyse historischer Daten für Photovoltaik kontinuierlich auf 101,1 Prozent abgesenkt (2014). Der Marktwertfaktor für onshore-Wind beträgt derzeit 85,1 Prozent, für offshore-Wind sind es 91,8 Prozent, die der anderen EEG-Erzeugungsarten liegen bei etwa 100 Prozent.

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 zusätzlich noch 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 (2013 bei privaten Haushalten rund 28 Prozent des Strompreises). Zweitens den Netzentgelten als Gebühr für die Nutzung des Stromnetzes sowie den Kosten für Messung und Abrechnung (2013 bei privaten Haushalten rund 22 Prozent des Strompreises) und drittens den gesetzlich verursachten Belastungen des Strompreises in Form von Abgaben und Steuern (2013 bei privaten Haushalten 50 Prozent des Strompreises; 2014 bei voraussichtlich rund 52 Prozent). 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 Verbrauchern mit atypischer Netznutzung, seit 2013 die Offshore-Haftungsumlage zur Risikoabsicherung des Ausbaus der Offshore-Windparks und ab 2014 die Umlage für abschaltbare Lasten mit der Stromverbraucher vergütet werden, die im Rahmen des Lastmanagements in Spitzenlastzeiten bei Bedarf und auf Abruf des Netzbetreibers ihren Verbrauch vorübergehend reduzieren oder ganz einstellen, um die Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten. Hinzu kommt die Konzessionsabgabe an die örtlichen Gemeinden für die Nutzung von öffentlichen Flächen für den Betrieb des Stromnetzes, die Stromsteuer (umgangssprachlich als „Ökosteur“ 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 dabei 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 knapp ein Viertel 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 24 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 hinausgehenden 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 betrug, was einem Anteil von 18 Prozent am Strompreis entsprach. Mit dem Anstieg 2014 auf 6,24 ct/kWh wird dieser Anteil auf über 20 Prozent ansteigen. Hinzu kommt die Mehrwertsteuerbelastung der EEG-Umlage in Höhe von 1,18 ct/kWh, sodass der EEG-induzierte Anteil am Haushaltstrompreis 2014 etwa ein Viertel des Strompreises ausmachen wird. Bei Industriebetrieben, die die volle EEG-Umlage entrichten müssen, ist der relative Anteil aufgrund des insgesamt 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. 25) und wird 2014 ebenfalls weiter ansteigen.

Abb. 24: Entwicklung und Zusammensetzung des Strompreises für Haushalte

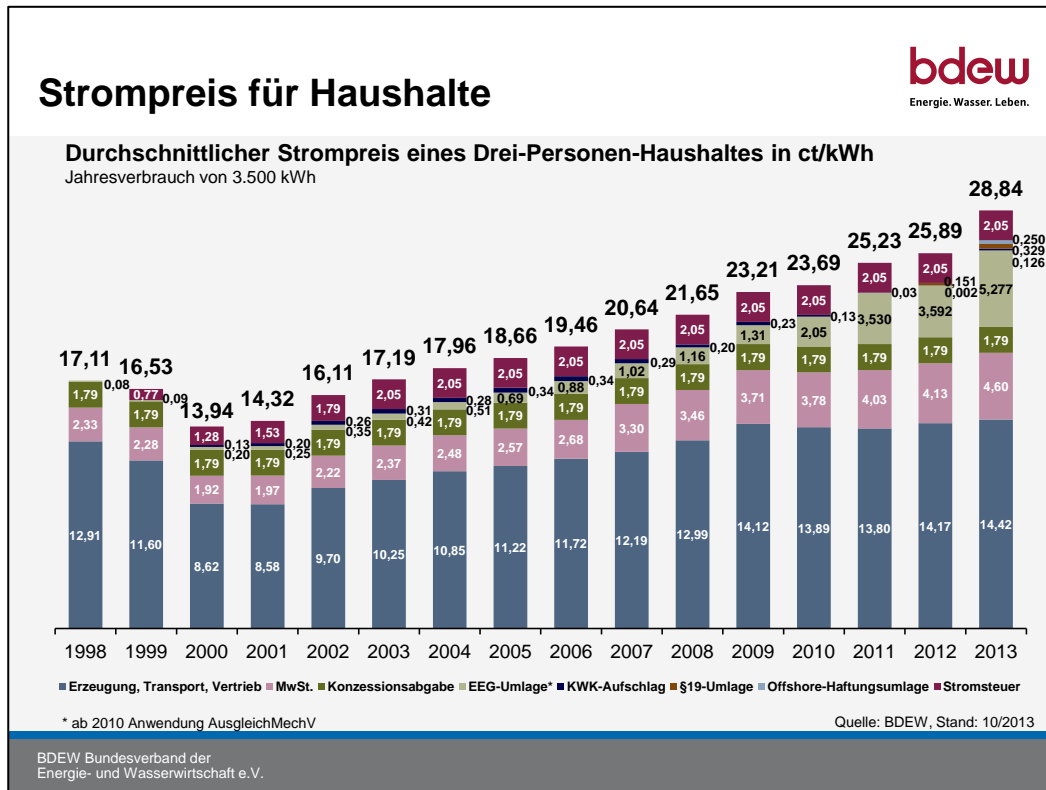


Abb. 25: Entwicklung und Zusammensetzung des Strompreises für einen mittelspannungsseitig versorgten Industriebetrieb

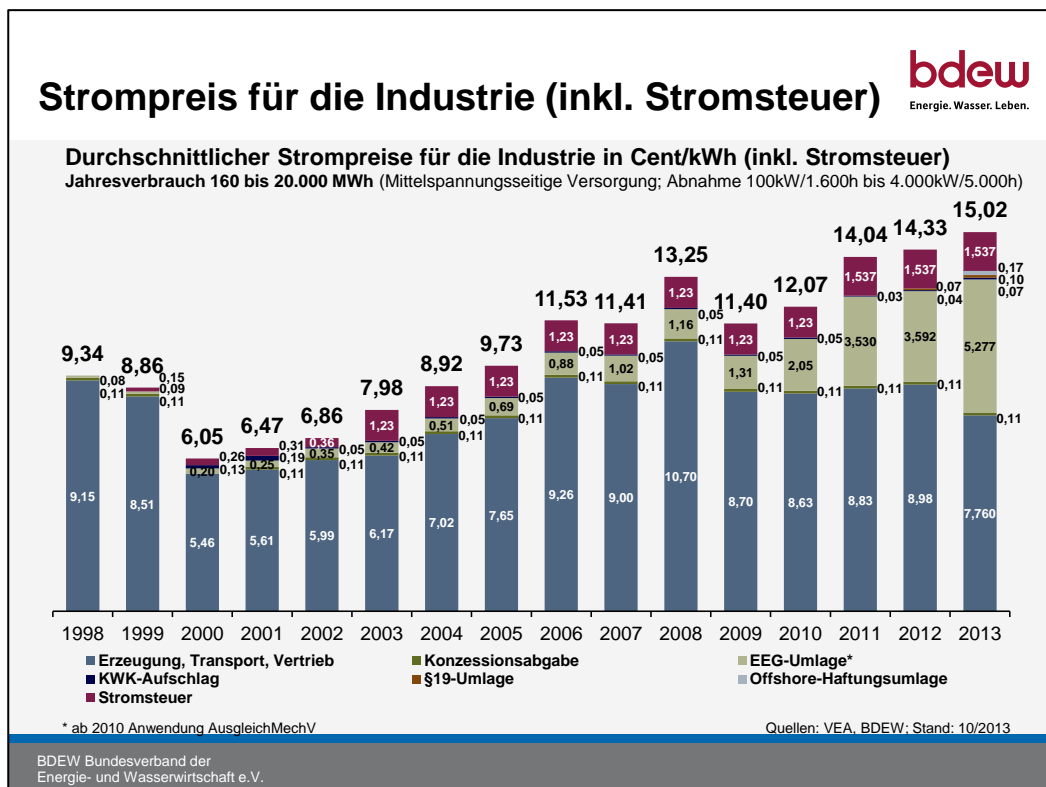
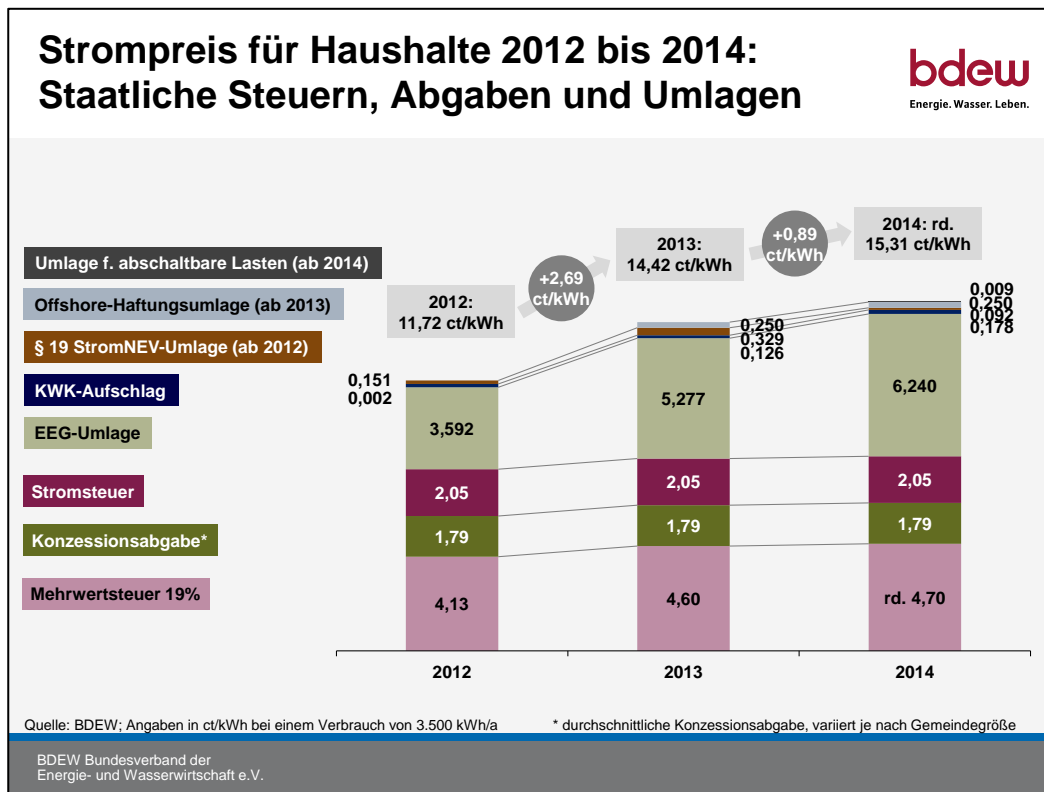


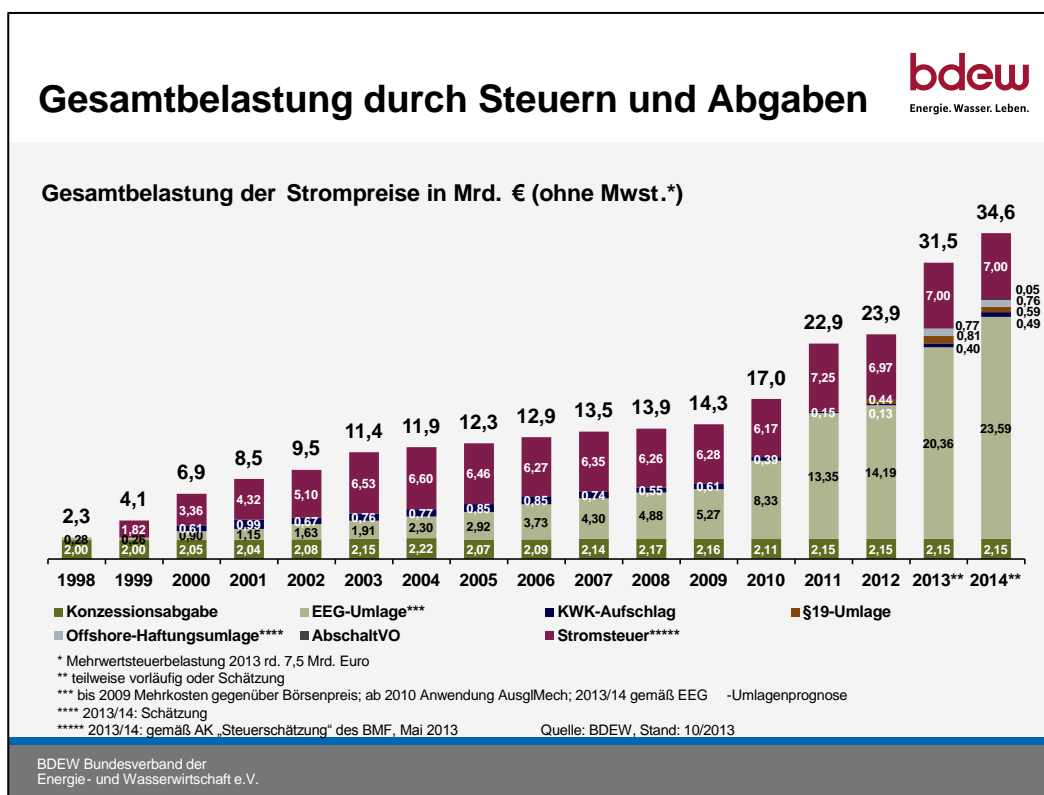
Abb. 26: Entwicklung der gesetzlichen Umlagen und Steuern 2012 bis 2014



Im Jahr 2014 ist nicht nur die EEG-Umlage angestiegen, sondern auch der KWK-Aufschlag hat sich leicht auf 0,178 ct/kWh erhöht (2013: 0,126 ct/kWh). Dafür ist die §19 StromNEV-Umlage um 0,24 ct/kWh auf jetzt 0,092 ct/kWh zurückgegangen. Der Rückgang basiert allerdings auf einem Sondereffekt, da der Gesetzgeber im Jahr 2013 rückwirkend ab 2012 die Verbrauchsschwelle bis zu der die komplette §19-Umlage entrichtet werden muss von 100.000 kWh/a auf 1.000.000 kWh erhöht hat. Daher müssen große Stromverbraucher für die Jahre 2012 und 2013 nachträgliche Zahlungen leisten und kleinere Stromverbraucher erhalten Rückvergütungen. Da der Aufwand für die Einziehung bzw. Rückzahlung der Beträge in keinem Verhältnis zu der Absoluthöhe der individuellen Beträge steht, werden diese Beträge über die Höhe der §19 StromNEV-Umlage 2014 rückvergütet. Daher fällt diese für Kunden mit einem Jahresstromverbrauch unter 100.000 kWh deutlich niedriger aus, als sie ohne gesetzliche Änderung gewesen wäre. Umgekehrt haben große Stromverbraucher 2014 eine höhere §19-StromNEV-Umlage zu entrichten. Diese Rückverrechnungen sind 2014 weitestgehend abgeschlossen, im Jahr 2015 und 2016 erfolgen nur noch geringfügige Nachverrechnungen für Prognoseabweichungen, nachdem das Jahr 2014 exakt abgerechnet wurde. Die Offshore-Haftungsumlage wurde für das Jahr 2014 erneut auf den gesetzlich möglichen Maximalwert von 0,25 ct/kWh fixiert, die neu eingeführt Umlage für abschaltbare Lasten beträgt 0,009 ct/kWh. Da Umlagen, Abgaben und die Stromsteuer ebenfalls der Mehrwertbesteuerung unterliegen, steigt auch der Mehrwertsteuerbetrag um etwa 0,1 ct/kWh an. Damit haben sich Steuern, Abgaben und Umlagen insgesamt um knapp 0,9 ct/kWh auf nunmehr 15,3 ct/kWh erhöht.

Sämtliche Stromverbraucher, neben den privaten Haushalten also auch Industriebetriebe, Gewerbebetriebe, Handel und Dienstleistungen, Verkehrsunternehmen, die Landwirtschaft und öffentliche Einrichtungen tragen 2014 ein Gesamtaufkommen an staatlichen Abgaben und Steuern von knapp 35 Mrd. €, davon knapp 24 Mrd. € für die EEG-Umlage (Abb. 27). Hinzu kommt noch schätzungsweise eine Mehrwertsteuerbelastung von knapp 8 Mrd. € im Jahr 2014, die private Haushalte und öffentliche Einrichtungen als nicht vorsteuerabzugsberechtigte Kundengruppen entrichten müssen. Davon sind rund 2,2 Mrd. € allein durch die EEG-Umlage verursacht.

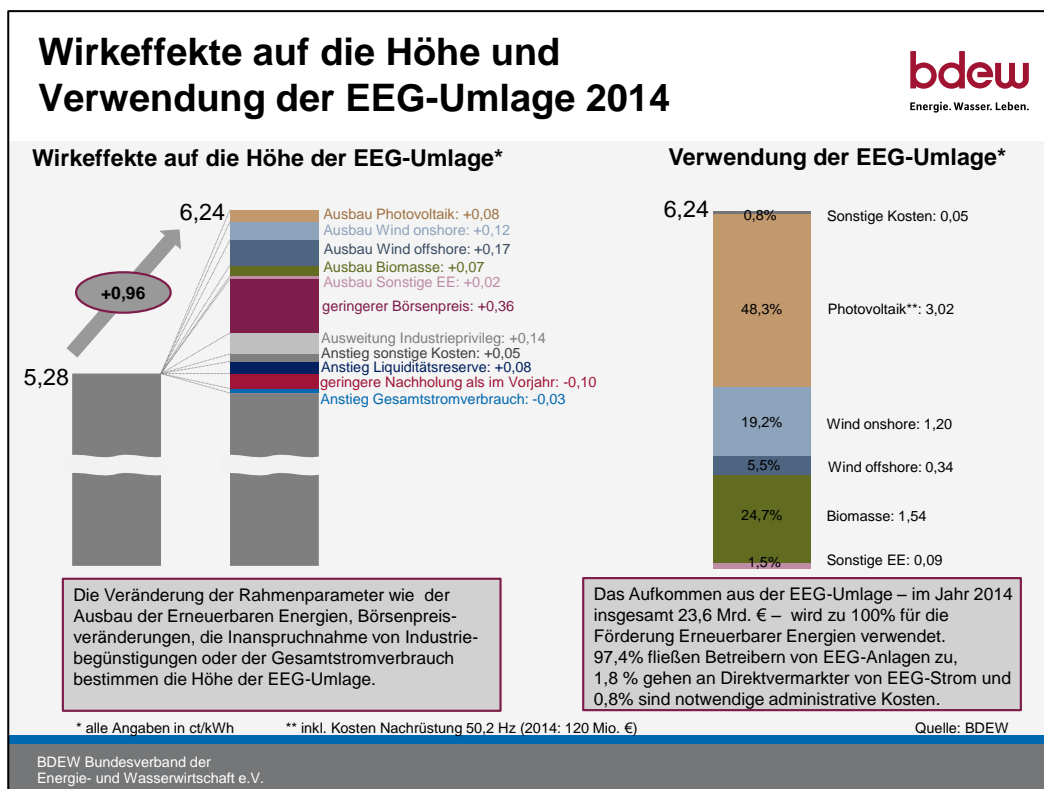
Abb. 27: Entwicklung des Aufkommens aus den gesetzlichen Abgaben und Steuern



In der Debatte um die Ursachen der Erhöhung der EEG-Umlage muss deutlich unterschieden werden zwischen den einzelnen Effekten, die auf der einen Seite die Veränderung der EEG-Umlage zum Vorjahr und damit die spezifische Höhe der EEG-Umlage bestimmen und auf der anderen Seite der Verwendung der Einnahmen aus der EEG-Umlage. Dies ist in Abbildung 28 dargestellt: Die Gesamtveränderung der EEG-Umlage im Vergleich zum Vorjahr kann man in Einzeleffekte zerlegen und somit die Veränderung der EEG-Umlagen einzelnen Ursachen zuordnen. Die einzelnen Wirkungszusammenhänge wurden in den vorangegangenen Kapiteln ausführlich beschrieben. Knapp die Hälfte des Anstiegs ist dabei auf den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien zurückzuführen, rund ein Drittel auf den weiter gesunkenen Börsenpreis und damit sinkende Vermarktungserlöse, knapp 15 Prozent des Anstiegs werden durch die weitere Erhöhung des privilegierten Letztverbrauchs verursacht. In gerin-

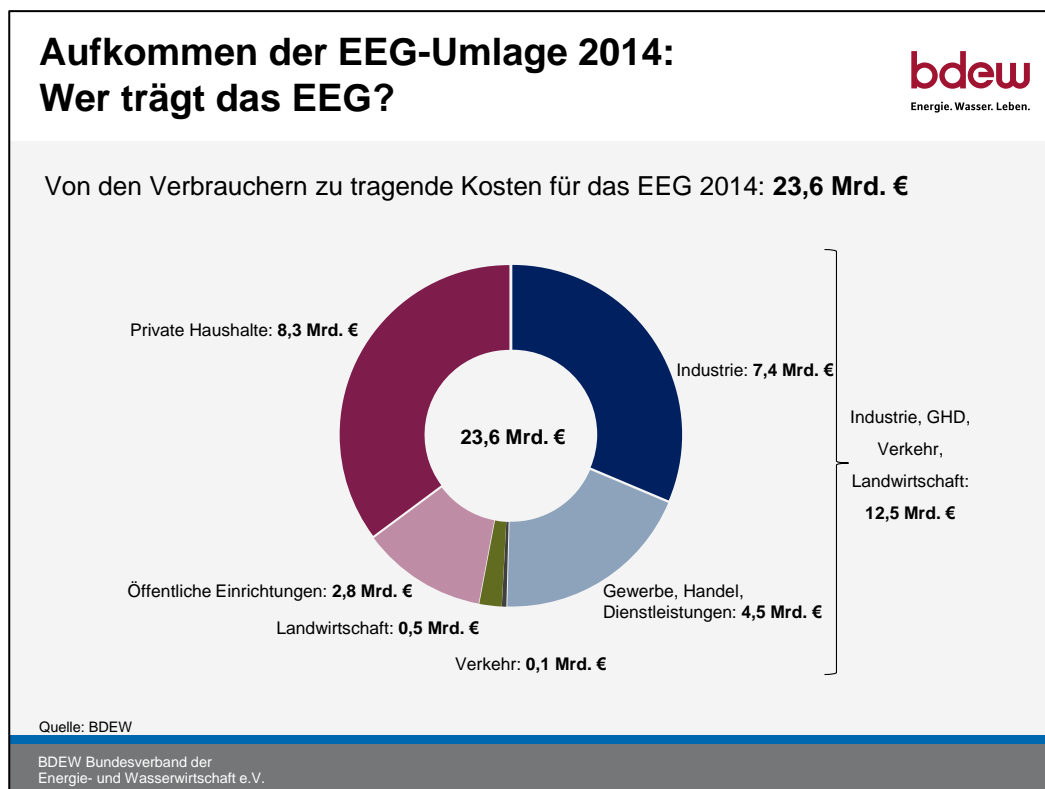
gem Ausmaß umlagenmindernd wirken der prognostizierte geringfügige Anstieg des Gesamtstromverbrauchs sowie die etwas geringere Nachholung als im Vorjahr. Zwar wird die Höhe der EEG-Umlage 2014 stark von der enthaltenen Nachholung bestimmt, da diese aber etwas geringer als im Vorjahr ist, wirkt sie in der Veränderung zum Vorjahr mindernd. Sollte es im nächsten Jahr erstmalig zu einer Rückzahlung kommen – wie in der Prognose der Bandbreite der EEG-Umlage 2015 abgeschätzt – wird aus dieser Position ein deutlich höheres Minderungspotenzial folgen. Die Höhe der EEG-Umlage wird letztlich also durch verschiedene Wirkeffekte bestimmt, die teilweise aus dem Ausbau der Erneuerbaren Energien selbst, aber auch von Preiseffekten am Strommarkt oder Verteilungsaspekten zwischen privilegiertem und nicht-privilegiertem Stromverbrauch bestimmt werden. Im Zuge der Diskussion entsteht an der einen oder anderen Stelle allerdings der Eindruck, dass einzelne Wirkeffekte wie der Börsenpreis oder die Industrieentlastungen eigene Kostenanteile an der EEG-Umlage darstellen. Für die Betrachtung der Kostenanteile des Umlagebetrags kann aber nur die Verwendung der EEG-Umlage maßgeblich sein. Die Einnahmen aus der EEG-Umlage fließen nahezu vollständig an EEG-Anlagenbetreiber und dienen damit der Förderung Erneuerbarer Energien. Lediglich ein kleiner Teil sind notwendige Kosten für die Vermarktung der EEG-Strommengen oder administrative Aufgaben im Zusammenhang mit der Abwicklung der Zahlungsströme innerhalb des EEG. Um hier eine sachliche Debatte über die Entwicklung der EEG-Umlage führen zu können, sollte eine Vermischung der verschiedenen Ebenen von Veränderungseffekten und Kostenbestandteilen unbedingt vermieden werden.

Abb. 28: Entwicklung der gesetzlichen Umlagen und Steuern 2012 bis 2014



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 rund 8,3 Mrd. € bzw. 35 Prozent der EEG-Förderung im Jahr 2014, obwohl ihr Anteil am Stromverbrauch als zweitgrößte Verbrauchergruppe lediglich rund ein Viertel beträgt. Die zweitgrößte Kostenbelastung trägt die Industrie mit rund 7,4 Mrd. € bei einem Anteil am Stromverbrauch von knapp 50 Prozent, alle Wirtschaftssektoren gemeinsam tragen 12,5 Mrd. € der EEG-Förderung (Abb. 29). Die Entlastungsregelungen für die Industrie im Rahmen der besonderen Ausgleichsregelung nach §41 EEG mindern die Belastungen stromintensiver Industriebetriebe. Ohne die besondere Ausgleichsregelung läge die EEG-Umlage um 1,36 ct/kWh niedriger bei 4,88 ct/kWh (Regelung zum Selbstverbrauch aus eigenen Stromerzeugungsanlagen nach §37 EEG nicht mitgerechnet). Die Industrie müsste dann rund 3,2 Mrd. € mehr entrichten, die privaten Haushalte würden um rund 1,6 Mrd. € und die anderen Verbrauchergruppen gemeinsam ebenfalls um rund 1,6 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. 29: Verteilung der EEG-Kosten nach Verbrauchergruppen 2013



Klar ist aber auch, dass eine Umverteilung der Kosten keinen Einfluss auf die Gesamtkosten der Förderung Erneuerbarer Energien hat. Daher ist es wichtiger, 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. Auch wenn über die konkrete Ausgestaltung des Gesetzestextes noch zu debattieren sein wird, greift das aktuelle Eckpunkte-Papier zur Novellierung des EEG konsequenterweise folgende zwei Punkte auf: Erstens sollen stromintensive Industriebetriebe einen größeren Beitrag zur Förderung der Erneuerbaren Energien leisten, um die Lasten der Energiewende gerechter zu verteilen und zweitens soll gleichzeitig der Kostenanstieg beim Ausbau der Erneuerbaren Energien begrenzt werden. Zusätzlich zur Frage der gesamtwirtschaftlichen Effizienz der Förderung Erneuerbarer Energien müssen aber auch die Fragen der systemischen Integration der Erneuerbaren Energien in die Energieversorgung geklärt werden.

Im Zuge der Verteilungsdebatte bildet – neben der Befreiung des Selbstverbrauchs aus eigenen Stromerzeugungsanlagen – 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 30 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). Notwendige, aber nicht hinreichende Bedingung ist, dass sie mindestens eine Gigawattstunde pro Jahr verbrauchen. Diese Grenze wurde im Rahmen der EEG-Novellierung von 10 GWh/a auf 1 GWh/a gesenkt, damit kleinere stromintensive Unternehmen keine Benachteiligung gegenüber größeren stromintensiven Unternehmen erfahren. Entscheidend, ob ein Betrieb die besondere Ausgleichsregelung beanspruchen kann ist allerdings die Stromintensität der Produktionsstätte. Hierfür ist nicht der Jahresverbrauch maßgeblich, 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 einen GWh übersteigenden Jahresverbrauch 10 Prozent der aktuellen EEG-Umlage (2014: 0,624 ct/kWh), für den 10 GWh übersteigenden Verbrauch 1 Prozent der aktuellen EEG-Umlage (2014: 0,0624 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-Gesamtbelastung eines Betriebs einhergeht. Dies wird in Abbildung 31 dargestellt: Während mit zunehmenden Jahresverbrauch die spezifische EEG-Umlage deutlich absinkt, steigen die Gesamtkosten kontinuierlich an, d. h. es gibt keinen Anreiz mehr, die Verbrauchsschwelle von 10 GWh Jahresverbrauch – wie noch vor der EEG-Novellierung 2012 – zu überschreiten. Der Anreiz, das Kriterium der Stromintensität von 14 Prozent Stromkostenanteil zu erreichen besteht allerdings weiterhin, da dadurch die EEG-Belastung eines Betriebs sehr stark reduziert werden kann. Insgesamt ist dies nur für wenige Betriebe möglich, nämlich für jene, die bereits nah an die 14 Prozent heranreichen. Diese könnten aber ihre Kostenstrukturen dahingehend verändern, dass sie die 14 Prozentschwelle überschreiten, beispielsweise durch einen höheren Automatisierungsgrad mit dem eine geringere Personalintensität einhergeht. Die 14 Prozentschwelle würde in diesem Fall nicht durch einen absoluten Anstieg der Energiekosten erreicht, sondern durch den Rückgang der Personalkosten, wodurch der relative Anteil der Stromkosten steigt. Für die Mehrzahl der nicht-begünstigten Industriebetriebe dürfte dies allerdings keine Option sein, da sich in den meisten Branchen der Stromkostenanteil im kleinen, einstelligen Prozentbereich bewegt.

Sehr stromintensive Verbraucher, deren Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung 20 Prozent übersteigt und die mindestens 100 GWh pro Jahr 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. Für das Jahr 2014 haben 2.379 Unternehmen mit 3.471 Abnahmestellen beim BAFA einen Antrag auf Anwendung der besonderen Ausgleichsregelung gestellt. Damit hat sich die Zahl der Anträge gegenüber dem Vorjahr nochmals erhöht, die damit verbundene privilegierte Strommenge ist laut Aussage des BAFA auf rund 119,5 Mrd. kWh angewachsen. Die Zahl der Anträge gibt aber noch keinen konkreten Hinweis darauf, wie viele Unternehmen für das Jahr 2014 tatsächlich begünstigt werden. In der Vergangenheit lag die Ablehnungsquote bei rund 10 Prozent, sodass mit ca. 2.000 anspruchsberechtigten Unternehmen zu rechnen ist. Zudem hat das BAFA im Zuge der Ausweitung des Begünstigtenkreises angekündigt, dass es seinen Spielraum für eine positive Bescheidung sehr restriktiv auslegen wolle. Die Abschnitte B und C der WZ 2008 umfassen insgesamt 45.274 Unternehmen (2012), 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 auch 2014 die volle EEG-Umlage (Abb. 30). Da die Entlastung für stromintensive Unternehmen gilt, vereinen diese rund 2.000 Unternehmen allerdings auch 39 Prozent des Industriestromverbrauchs auf sich. 24 Prozent des Industriestromverbrauchs entfallen dabei auf sehr stromintensive Unternehmen, die für ihren gesamten Verbrauch die begrenzte EEG-Umlage entrichten, 9 Prozent des Industriestromverbrauchs sind mit einem Prozent der aktuellen EEG-Umlage belastet, 6 Pro-

zent mit der 10-prozentigen EEG-Umlage. Auf 47 Prozent des Industriestromverbrauchs ist die volle EEG-Umlage in Höhe von 6,24 ct/kWh fällig. Diese Art der Entlastungsregelung für stromintensive betriebe wurde von der EU-Kommission stark kritisiert. Daher hat sie nun ein Verfahren eingeleitet, um zu prüfen, ob die gewährten Entlastungen mit den Beihilferegulungen der EU konform sind. Mit Spannung – und von den betroffenen Unternehmen mit großer Sorge – wird nun die Entscheidung der EU-Kommission erwartet, da sich dadurch unter Umständen die Rahmenbedingungen für bislang entlastete Unternehmen stark verändern können.

Abb. 30: Entlastung der Industrie: Entlastete Betriebe und Strommengen 2014

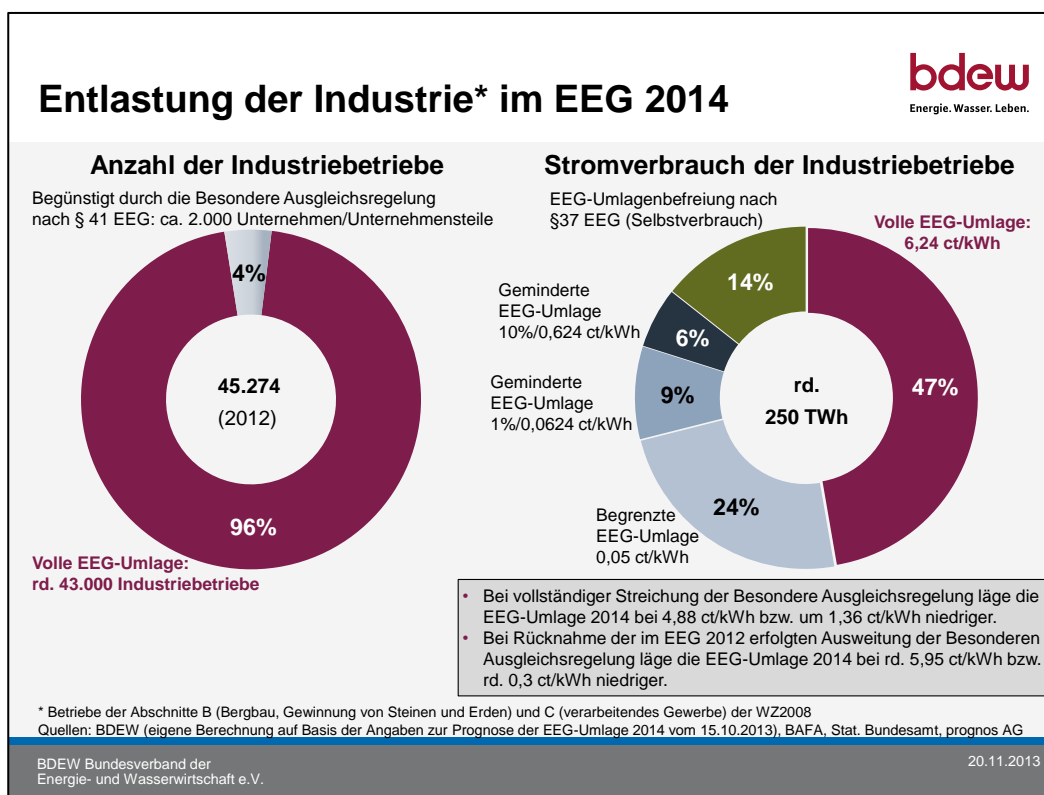
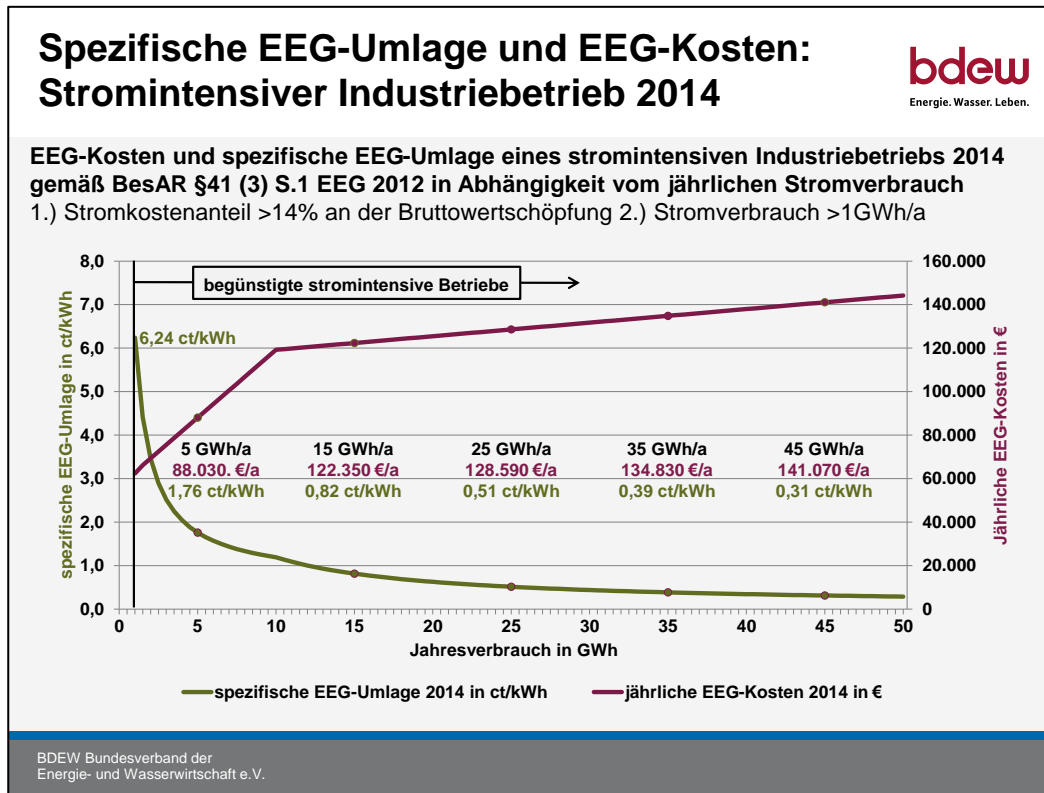


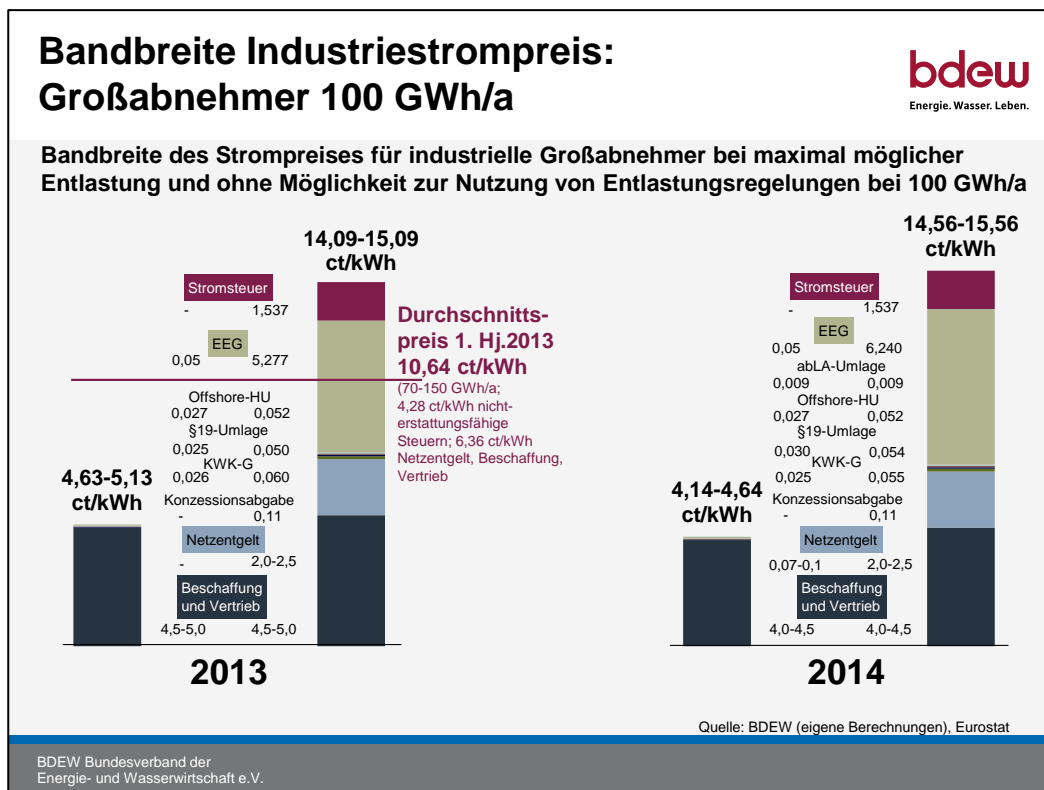
Abb. 31: Spezifische EEG-Umlage und EEG-Kosten stromintensiver Betriebe 2014



Auch wenn die Entlastungsregelungen des EEG den stärksten Einfluss auf die Strompreishöhe eines Industriebetriebs haben können, gibt es noch zahlreiche andere Ausnahmetatbestände, die den Strompreis verringern können. Diese sind meistens nicht auf Industriebranchen beschränkt, finden aber im Bereich der Industrie die häufigste Anwendung. Ob ein Verbraucher entlastet wird, hängt von verschiedenen Kriterien ab: Während für die Netzentgeltminderung die Charakteristik der Netznutzung entscheidend ist, ist für den KWK-Aufschlag oder der Offshore-Haftungsumlage der Jahresverbrauch oder der Stromkostenanteil maßgeblich. Für die Befreiung von der Konzessionsabgabe ist der bezahlte Durchschnittspreis für Strom entscheidend. Für die im Jahr 2014 neu eingeführte Umlage für abschaltbare Lasten (abLA-Umlage) gibt es keine Entlastungsregelungen. Eine pauschale Beurteilung der Preiserminderungen für große oder stromintensive Verbraucher ist daher nur schwer möglich, da jeder Verbraucher individuell betrachtet werden muss. Es ist aber möglich die maximale Bandbreite des Strompreises von Großverbrauchern näherungsweise abzuschätzen. Abbildung 32 zeigt dies für einen Großabnehmer mit einem Jahresverbrauch von 100 GWh. Dabei wird einmal der hypothetische Strompreis bei einer maximal möglichen Entlastung ermittelt unter der Annahme, dass dieser Verbraucher sämtliche Kriterien für sämtliche Entlastungsregelungen erfüllt. Dies ergibt den geringstmöglichen Abnahmepreis, den ein Verbraucher erzielen kann, auch wenn in der Realität dieses Preisniveau nur sehr wenige Industriebetriebe mit äußerst stromintensiven Produktionsprozessen und hohen Benutzungsstunden erzielen können. Die Obergrenze ist der Preis, der fällig wird, wenn ein Betrieb keinerlei spezifische Entlastungsregelungen beanspruchen kann, wobei die Obergrenze zudem regional unter-

schiedlich sein kann, da in der Darstellung ein durchschnittliches Netzentgelt angenommen wurde, welches je nach Standort variieren kann. Zudem können die Beschaffungskosten je nach Lieferant unterschiedlich ausfallen. Im Ergebnis ergibt sich für 2014 eine Spannweite von über 10 ct/kWh mit einem Minimalpreis bei etwa 4,5 ct/kWh (2014) und einem Maximalpreis von etwa 15 ct/kWh. Gemäß Eurostat lag der Durchschnittspreis für Verbraucher von 70 bis 150 GWh Jahresverbrauch bei 10,6 ct/kWh im 2. Halbjahr 2013. Auch wenn man damit keine Aussage über die Verteilung der Preise über die Spannweite erhält, wird dennoch offensichtlich, dass ein Großteil der Großverbraucher Strompreise von über 10 ct/kWh entrichten muss. Auch wenn einige Produktionsprozesse wie beispielsweise die Aluminiumverhüttung oder der Grundstoffchemie nahe an Stromkosten von 4 bis 5 ct/kWh herankommen können, gibt es dennoch auch andere Großverbraucher – beispielsweise große Automobil- oder Nahrungsmittelhersteller –, die Preise im oberen Bereich der Bandbreite für ihren Fremdstrombezug entrichten müssen. Zudem werden zwei weitere Punkte offensichtlich: Erstens sorgt ein hoher Stromverbrauch nicht zwangsläufig für umfangreiche Entlastungen beim Strompreis und zweitens werden die Unterschiede beim Strompreis in erster Linie durch die Höhe der EEG-Umlage und in zweiter Linie durch die Netzentgeltminderungen bestimmt. Die entstehende Spreizung bei den übrigen Umlagen ist aufgrund der ohnehin schon vergleichsweise geringeren Beträge insgesamt gering.

Abb. 32: Bandbreite Industriestrompreis: Großabnehmer 100 GWh/a



Eine zusätzliche Entlastung erfährt unter anderem die Industrie durch die sogenannte Selbstverbrauchsregelung 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 Selbstverbrauchsregelung für Photovoltaikanlagen oder der Nutzung von stromerzeugenden Heizungen (Mikro-KWK). Den gesamten Selbstverbrauch aus eigenen Stromerzeugungsanlagen beziffert Energy Brainpool im Gutachten zur Prognose der Stromabgabe an Letztverbraucher, welches für die Berechnung der EEG-Umlage 2014 maßgeblich ist, auf insgesamt 47 TWh, wovon knapp 3 TWh auf Selbstverbrauch aus Photovoltaik-Anlagen entfällt. Die verbleibenden 44 TWh verteilen sich hauptsächlich auf die Industrie, aber auch auf Unternehmen aus dem Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen oder öffentliche Einrichtungen, wenn diese beispielsweise ein Blockheizkraftwerk für die Versorgung von Bürogebäuden, Krankenhäusern oder Schwimmbädern betreiben oder auf Verkehrsbetriebe. Belastbare exakte Daten liegen dazu in aggregierter Form derzeit aber leider nicht vor. Die Befreiung des Selbstverbrauchs von der EEG-Umlage ist aber aufgrund der derzeit hohen EEG-Umlage ein starker Anreiz, um in eine eigene Stromerzeugungsanlage zu investieren. Ein Anstieg des Selbstverbrauchs würde jedoch das Volumen des EEG-pflichtigen Stromverbrauchs verringern und damit die EEG-Umlage für die anderen Verbraucher weiter ansteigen lassen. Auch diesen Umstand berücksichtigt das aktuelle Eckpunkte-Papier zur Novellierung des EEG und schlägt daher vor, Selbstverbraucher zukünftig ebenfalls an den Kosten der Förderung Erneuerbarer Energien zu beteiligen.

Aber ähnlich wie bei der differenzierten Förderung verschiedener erneuerbarer Technologien, ist auch hier eine differenzierte Betrachtung der Selbstverbräuche aus eigene Stromerzeugungsanlagen hilfreich. Zum einen sind es höchst unterschiedliche Verbrauchergruppen – von Industriebetrieben über kleine Gewerbebetriebe oder öffentlichen Einrichtungen bis hin zu privaten Haushalten –, zum anderen weisen aber auch die unterschiedlichen Erzeugungsarten und eingesetzten Energieträger sehr unterschiedliche Eigenschaften auf.

Ein Beispiel um die Vielschichtigkeit des Selbstverbrauchs aufzuzeigen, ist die Stromerzeugung aus Klärgas. Klärgas ist ein Kuppelprodukt, das beim Ausfaulen des Klärschlammes in Kläranlagen entsteht und in der Vergangenheit weitestgehend abgefackelt wurde. Seit einigen Jahrzehnten wird Klärgas in Blockheizkraftwerken verstromt, die Stromerzeugung wird direkt in den Kläranlagen verbraucht und deckt den Strombedarf von Pumpen- und Belüftungsantrieben. Damit ist Klärgas erstens ein Erneuerbarer Energieträger und zweitens so wieso als Kuppelprodukt vorhanden, dass durch die Verstromung einer energetischen Nutzung zugeführt wird. Eine Belastung dieser Selbstverbräuche würde die Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen stark vermindern und Ersatz- und Neuinvestitionen verhindern, wodurch Klärgas wieder verstärkt abgefackelt würde. Zudem handelt es sich bei Kläranlagen um eine notwendige Infrastruktur, die zudem in der Regel in öffentlicher Hand ist, d. h. Kostenbelastungen des Selbstverbrauchs müssten aus dem Haushalt von Städten und Kommunen getragen oder über Gebührenerhöhungen finanziert werden. Das Beispiel zeigt die Notwendigkeit einer differenzierten Betrachtung: Herkunft und Art des Energieträgers, ökologische Aspekte, Verwendung des Stromverbrauchs, Nutzung in Kraft-Wärme-Kopplung, Nutzer des Stromverbrauchs, Art des Betriebs, beteiligte Akteure und Auswirkung einer Kostenerhöhung sind

vielschichtige Aspekte, die in eine Bewertung einfließen sollten. Auch für andere Kuppelgase gilt generell, dass sie als Nebenprodukt entstehen und ihre energetische Nutzung sinnvoll ist, da sie Brennstoffverbräuche in konventionellen Kraftwerken substituieren können, dafür unterscheiden sich dann wieder andere Aspekte des Selbstverbrauchs.

Insgesamt sollte die Diskussion der Entlastung der Industrie im Rahmen des EEG differenziert geführt werden, zum einen im Hinblick darauf, dass nicht alle Betriebe und nicht sämtliche Industriestrommengen entlastet werden und zum anderen 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) dürfen 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 dargebotsabhängige Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik bei den Direktvermarktern in jedem Fall anfällt und die Vermarktung einer Abregelung der Anlagen in der Regel vorzuziehen ist. Abbildung 33 und 34 zeigen den Merit-Order-Effekt illustrativ für die Windenergie und die Photovoltaik. Abbildung 33 zeigt die stundenweise Einspeisung aus Windenergie absteigend sortiert (blaue Linie) sowie die jeweiligen stündlichen Preise (orangene Punkte) am Day-Ahead-Markt der EPEX Spot für das Jahr 2011. 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.

Für die Photovoltaik lässt sich der Merit-Order-Effekt besser an den Durchschnittspreisen für die einzelnen Tagesstunden zeigen, da die Photovoltaik insbesondere in den Sommermona-

ten über den Tag hinweg einen gleichartigeren Verlauf als die Windeinspeisungen aufweist. Die Preiskurve der stündlichen Spotmarktpreise folgt dabei in etwa dem üblichen Lastverlauf, also dem Strombedarf der Verbraucher mit niedriger Nachfrage mit niedrigeren Preisen in den Nachtstunden und hoher Nachfrage mit höheren Preisen zur Mittags- und Abendspitze. Abbildung 34 zeigt die stündlichen Durchschnittspreise in den Sommermonaten für das Jahr 2011 (rote Linie) und das Jahr 2013 (grüne Linie). Dabei wird zuerst der generelle Preisrückgang offensichtlich, der von einer Vielzahl von Faktoren wie Entwicklung der Brennstoffpreise insgesamt, der mittelfristigen Nachfragenentwicklung oder Verschiebungen im Erzeugungsmix verursacht wird. Dieser Niveaueffekt beträgt 2013 gegenüber 2011 etwa 14 €/MWh am Spotmarkt. Senkt man nun die Preiskurve des Jahres 2011 um den Niveaueffekt auf das Preisniveau 2013 ab, erkennt man, dass der Verlauf der durchschnittlichen Stundenpreise in den Abend- und Nachtstunden nahezu unverändert ist. In den Tagstunden, wenn die Stromerzeugung aus Photovoltaik vermarktet wird, hängt die Verlaufskurve stärker durch. Im Durchschnitt war das Preisniveau am Spotmarkt in den Sommermonaten zwischen 11 und 18 Uhr zusätzlich 5,50 €/MWh niedriger als im Jahr 2011. Da es sich hier um eine Betrachtung der Durchschnittswerte handelt, kann die Preisabweichung in einzelnen Stunden mit spezifischen Einspeise- und Nachfragesituationen aber auch deutlich höher sein.

Abb. 33: Merit-Order-Effekt Windenergie

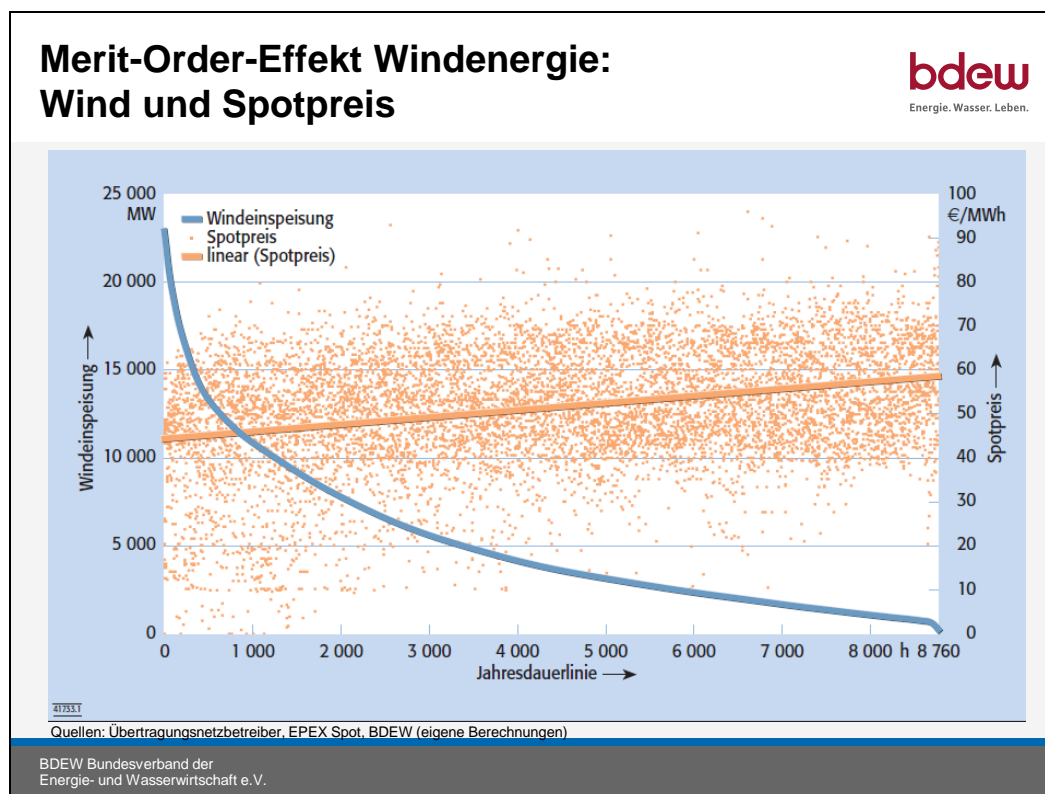
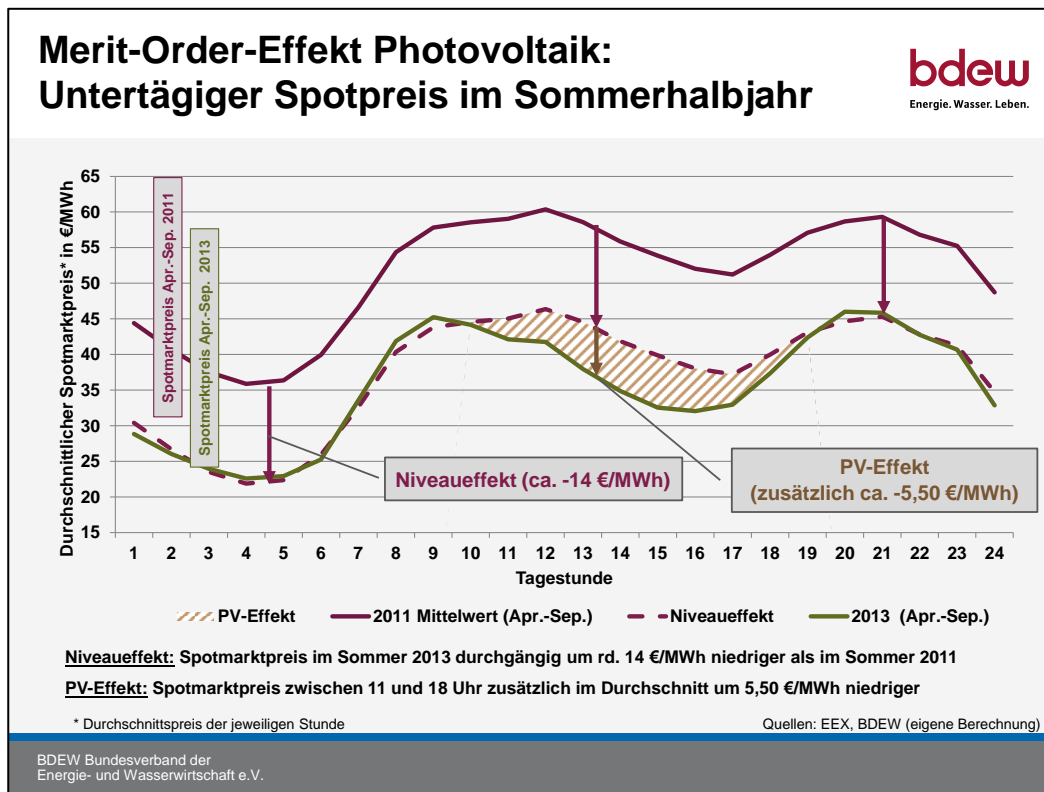


Abb. 34: Merit-Order-Effekt Photovoltaik



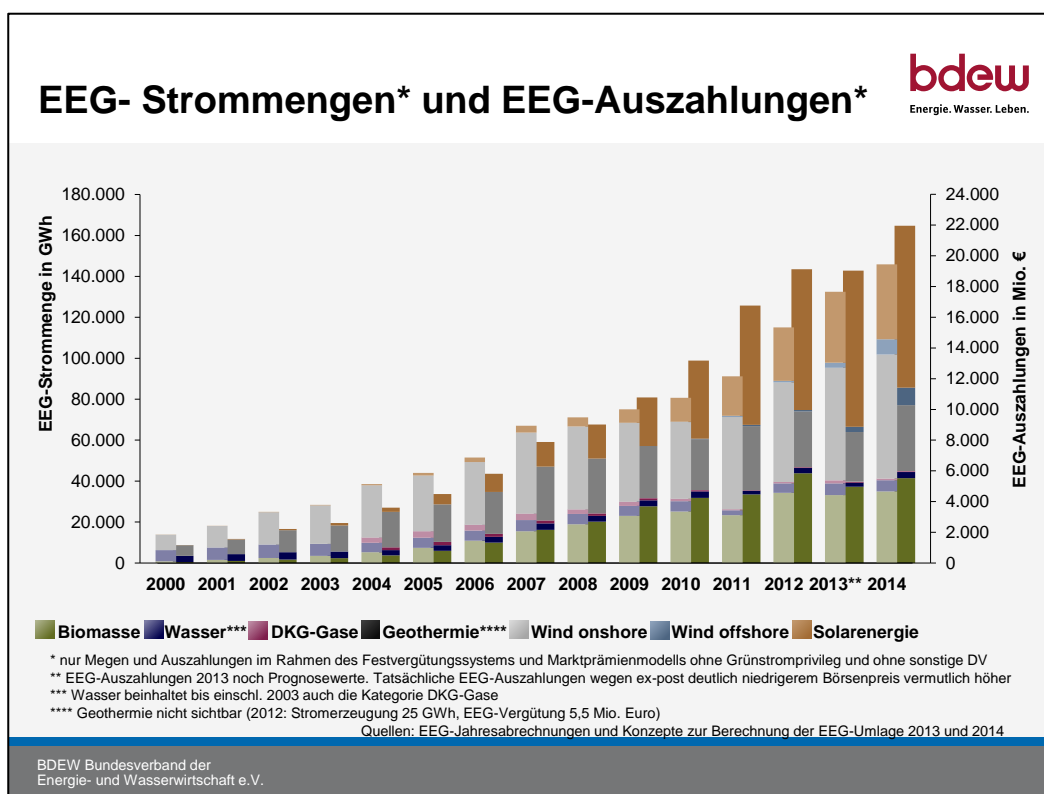
Der Strompreis am Spotmarkt der Strombörse wird aber auch von weiteren Faktoren, wie bspw. der Höhe des aktuellen Stromverbrauchs (Nachfrage), Nichtverfügbarkeiten konventioneller Kraftwerke oder Verfügbarkeit von Kapazitäten an den Grenzkuppelstellen beeinflusst. Auch die Tagestemperatur beeinflusst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

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 führte eine Erhöhung des Strombedarfs um 1.000 MW zu einem durchschnittlichen Preisanstieg von 1,25 €/MWh. 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 Bedarfschwankungen oder kurzfristige Anpassungen im Beschaffungsportfolio genutzt wird. Der überwiegende Teil der Beschaffung wird bereits im Voraus am Terminmarkt 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 auch unmittelbare Transmissionseffekte vom Spotmarkt in die Terminmärkte, diese sind allerdings nur schwer isoliert zu erfassen und empirisch nachzuweisen.

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 2013 waren es schon rund 30 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 35 zeigt. In der Grafik und den Tabellen sind für die Jahre 2013 noch die Prognosewerte der EEG-Mittelfristprognose angegeben. Nach vorläufigen Berechnungen war die Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik im Jahr 2013 allerdings etwas geringer (s. dazu Kap. 3).

Abb. 35: EEG-Strommengen und EEG-Auszahlungen seit 2000



Tab. 4: 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	5.417	1.774	34.326	25	49.949	722	26.131	118.343
2013***	6.295	1.907	33.165	77	55.831	2.494	34.674	134.443
2014***	6.154	1.824	34.945	130	62.190	7.398	36.595	149.237

* bis 2010 EEG-vergütet; 2011 EEG-vergütet zzgl. vergütetem PV-Eigenverbrauch; ab 2012 EEG-vergütet zzgl. vergütetem PV-Eigenverbrauch, Marktprämie, Flexibilitätsprämie, Grünstromprivileg und sonstige Direktvermarktung

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

*** 2013 gemäß Mittelfristprognose 2013 bis 2017 vom 15.11.2012; 2014 gemäß Mittelfristprognose 2014 bis 2018 vom 15.11.2013

Tab. 5: 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	347,4	46,4	5.842,5	5,5	3.625,4	95,3	9.156,0	19.118,5
2013***	268,0	48,0	4.967,0	18,0	3.226,0	344,0	10.155,0	19.026,0
2014***	394,0	43,0	5.532,0	31,0	4.281,0	1.132,0	10.537,0	21.950,0

* bis 2010 EEG-vergütet; 2011 EEG-vergütet zzgl. vergütetem PV-Eigenverbrauch; ab 2012 EEG-vergütet zzgl. vergütetem PV-Eigenverbrauch, Marktprämie, Flexibilitätsprämie, Grünstromprivileg und sonstige Direktvermarktung

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

*** 2013 gemäß Mittelfristprognose 2013 bis 2017 vom 15.11.2012; 2014 gemäß Mittelfristprognose 2014 bis 2018 vom 15.11.2013

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 gab es Ende 2013 über 4.000 mögliche Vergütungskategorien, davon alleine im Bereich der Biomasse über 3.300. Tabelle 6 und Abbildung 36 zeigen die Spannbreiten der möglichen Vergütungskategorien für die einzelnen Anlagekategorien auf. Die Spannbreiten

für die Inbetriebnahmen bis zum 31.12.2012 umfassen alle EEG-Anlagen die bis Ende 2012 in Betrieb genommen wurden. In der nächsten Spalte ist die durchschnittliche Vergütung jener Anlagen abgebildet, die im Jahr 2012 die gesetzlich festgelegte Vergütung in Anspruch genommen haben. 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 2009 in Betrieb genommen wurden, können bereits dieser Absenkung unterliegen, wodurch die Spannbreite der Bestandsanlagen größer wird. Für das Inbetriebnahmejahr 2014 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 2014 nicht abgebildet. Die durchschnittliche Vergütung 2012 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. 6: Anlagekategorien und Spannweiten der EEG-Vergütungssätze

	Anzahl der Festvergütungskategorien (Stand 2013)	Spannbreite der Festvergütungssätze in ct/kWh - Inbetriebnahmen bis 31.12.2013 -	durchschnittliche Festvergütung 2012	Spannbreite der Festvergütungssätze in ct/kWh - Inbetriebnahmen 2014 -	durchschnittliche Festvergütung 2018 gemäß Mittelfristprognose vom 15.11.2013
Wasserkraft	125	3,40 - 12,70 ct/kWh	9,93	3,33 - 12,45 ct/kWh	9,88
Biomasse (fest, flüssig, gasf.)	3.354	3,66 - 30,67 ct/kWh	20,01	5,76 - 24,61 ct/kWh	18,01
DKG-Gase	158	3,92 - 11,60 ct/kWh	7,23	3,86 - 11,25 ct/kWh	6,71
Geothermie	79	7,16 - 30,00 ct/kWh	21,83	25,00 - 30,00 ct/kWh	24,69
Wind onshore*	52	5,17 - 9,70 ct/kWh	9,16	8,66 - 9,13 ct/kWh	9,08
Wind Repowering*	18	9,29 - 10,20 ct/kWh		9,15 - 9,62 ct/kWh	
Wind offshore*	25	15,00 - 19,00 ct/kWh	15,26	15,00 - 19,00 ct/kWh	-***
Photovoltaik**	240	9,61 - 62,40 ct/kWh	36,54	9,47 - 13,68 ct/kWh	28,35
EEG-Anlagen insgesamt	4.051****	3,40 - 62,40 ct/kWh	23,20	3,33 - 30,00 ct/kWh	23,51

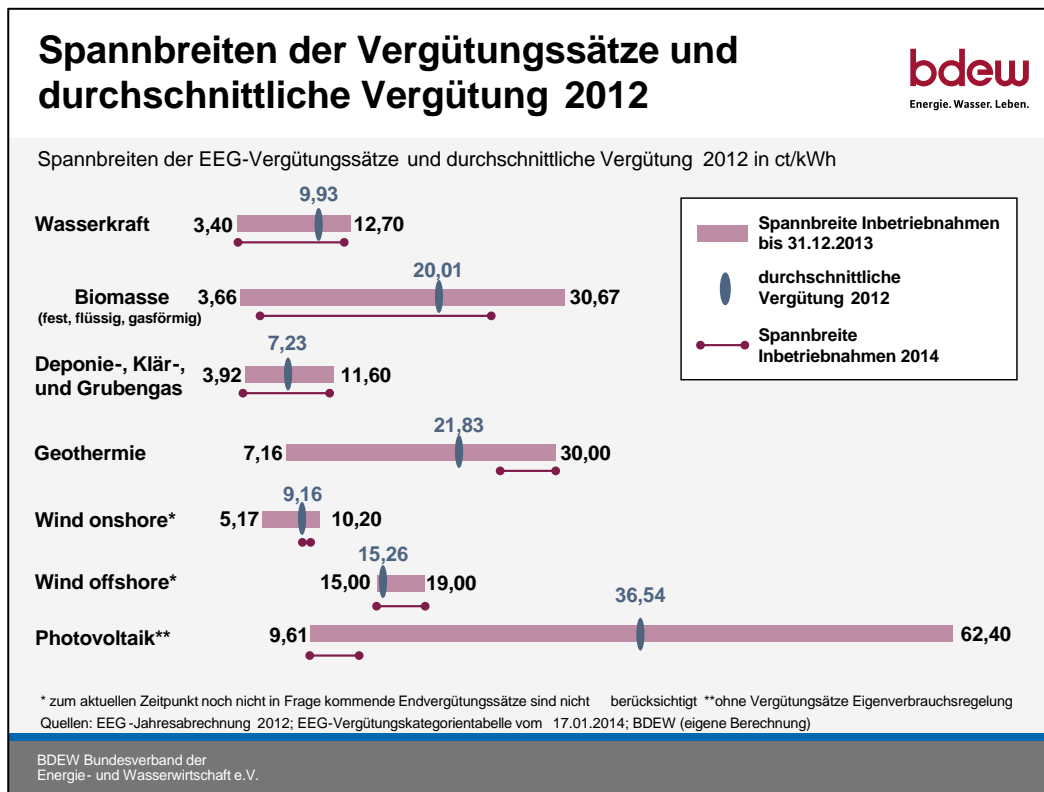
* zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht in Frage kommende Endvergütungssätze sind nicht berücksichtigt

**ohne Vergütungssätze für PV-Eigenverbrauchsregelung nach §33(2) EEG; 2014: bislang nur für Inbetriebnahmen Januar 2014 bekannt

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

**** zzgl. weiterer 569 Kategorien für die Abrechnung vermiedener Netzentgelte, Direktvermarktung, Flexibilitätsprämie, Selbstverbrauch oder Sanktionen

Abb. 36: Spannbreiten der EEG-Vergütung und durchschnittliche Vergütung 2012



Neben der Spannweite der Vergütungssätze ist aber auch die zeitliche Entwicklung der Vergütungssätze interessant. Dabei sind zwei Betrachtungsweisen möglich: Erstens die Betrachtung der durchschnittlichen Vergütung über den gesamten Anlagenbestand für das jeweilige Abrechnungsjahr und zweitens die durchschnittliche Vergütung einzelner Anlagenjahrgänge für das derzeit aktuelle Abrechnungsjahr 2012. Erstere Betrachtung ist besser dafür geeignet, die Entwicklung der EEG-Kosten über die Jahre hinweg zu beurteilen, zweitere zeigt, wie sich die Vergütungssätze für die jeweiligen Inbetriebnahmejahre verändert haben.

Abbildung 37 zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen EEG-Vergütungssätze für die einzelnen Anlagenkategorien über den gesamten Anlagenbestand für die jeweiligen Abrechnungsjahre, also für das Jahr 2012 die durchschnittliche Vergütung über alle Anlagen, die im Jahr 2012 Strom eingespeist haben. Die Angaben ab 2013 entstammen der EEG-Mittelfristprognose bis zum Jahr 2018. Dabei werden nur Zahlungen für Strommengen berücksichtigt, die über die gesetzlich garantierte Festvergütung vergütet wurden. Zahlungen an Direktvermarkter im Rahmen der Marktprämie sowie Effekte des Grünstromprivilegs sind nicht berücksichtigt, da bei diesen zwar die Vergütungskategorie bekannt, statistisch aber die Zahlungsflüsse der Marktprämie erfasst werden, welche geringer ausfallen. Daher kann der Vergütungsdurchschnitt nur für Anlagen berechnet werden, die die gesetzliche Vergütung beansprucht haben. Zwar wird die Höhe der Marktprämie indirekt von der gesetzlichen Vergütung für eine Anlage bestimmt. Eine Einbeziehung der über das Marktprämienmodell ge-

förderten Anlagen für eine Berechnung der durchschnittlichen Vergütung würde aber eine Parallelrechnung auf Ebene der Einzelanlagen erforderlich machen bei der unterstellt würde, dass alle Anlagen die Festvergütung beansprucht hätten, auf dieser Basis die EEG-Auszahlungen berechnet würden und dann eine durchschnittliche Vergütung ermittelt würde. Eine solche Berechnung wäre sehr aufwändig und kann an dieser Stelle nicht geleistet werden. Aber auch die Betrachtung der Anlagen, die die gesetzliche Festvergütung beanspruchen gibt hinreichend guten Aufschluss über die zeitliche Entwicklung der Vergütungssätze.

Es wird sichtbar, dass bei der Photovoltaik die deutliche Absenkung der Vergütungssätze in den vergangenen Jahren ihre Wirkung zeigt. Einerseits durch die Absenkung selbst und andererseits, weil die seit 2010 zugebauten Mengen inzwischen 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. dazu 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. Über alle Anlagen betrachtet ergab sich für das Abrechnungsjahr 2012 eine durchschnittliche Festvergütung von 23,0 ct/kWh.

In Abbildung 38 werden die Anpassungen der Vergütungssätze über die einzelnen Jahre hinweg deutlicher sichtbar. Hier ist die durchschnittliche Vergütung aus der Abrechnung des Jahres 2012 für einzelne Anlagenjahrgänge abgebildet, d. h. die durchschnittliche Vergütung über jene Anlagen, die im jeweiligen Kalenderjahr in Betrieb gegangen sind und die gesetzliche Festvergütung beansprucht haben. Vor allem die Vergütungsdegression der Photovoltaik wird hier deutlicher sichtbar. Demnach erhalten Photovoltaik-Anlagen, die im Jahr 2012 in Betrieb gegangen sind eine durchschnittliche Vergütung von 21,7 ct/kWh während die durchschnittliche Vergütung über alle Photovoltaik-Anlagen im Abrechnungsjahr 2012 bei 35,5 ct/kWh lag. Auffällig ist ebenfalls der starke Anstieg der Vergütung des Inbetriebnahmehangjahrgangs 2004, nachdem in der damaligen EEG-Novellierung 2004 die Vergütungssätze für Photovoltaik-Anlagen auf und an Gebäuden deutlich erhöht wurden, um den Ausbau der Photovoltaik stärker anzureizen. Ebenfalls gut in Abbildung 38 erkennbar ist die Vergütungserhöhung bei der Wasserkraft im Zuge der EEG-Novellierung 2009, bei der einerseits der Vergütungssatz für kleine Wasserkraftanlagen bis 500 kW Leistung um 3 ct/kWh auf 12,67 ct/kWh angehoben wurde und zudem ein erhöhte Vergütung für kleine Wasserkraftanlagen, die zwar vor 2009 in Betrieb genommen wurden, bei denen aber nach 2008 eine ökologische Modernisierung durchgeführt wurde. Dazu gehört beispielsweise die Verbesserung der biologischen

Durchgängigkeit oder die Einrichtung von Flachwasserzonen, sofern sich dadurch nachweislich der ökologische Zustand verbessert hat. Ziel war es, den weiteren Ausbau der kleinen Wasserkraft anzureizen und zudem die ökologische Verträglichkeit der Wasserkraft zu erhöhen, was jedoch in der Praxis bislang dennoch nicht zum erwünschten Ziel geführt hat. Insgesamt aber sind die Förderkosten der Wasserkraft mit knapp 240 Mio. € im Jahr 2012 im Vergleich zu anderen Erneuerbaren Energien auf relativ niedrigem Niveau. Für alle Anlagen aller Erneuerbarer Energien ergab sich für den Anlagenjahrgang 2012 eine durchschnittliche Festvergütung von 16,9 ct/kWh.

Abbildung 39 zeigt zusätzlich den ausdifferenzierten Verlauf der Photovoltaik-Vergütung für einzelne Anlagentypen, konkret für kleine Dach- oder Fassadenanlagen mit einer Leistung kleiner 30 kW, Dach- oder Fassadenanlagen mit einer Leistung größer 30 kW sowie Freiflächenanlagen. Während es bis 2003 eine einheitliche Förderung der Photovoltaik ohne Ausdifferenzierung der Anlagearten gab, erfolgte nach Auslaufen des sogenannten „100.000-Dächer-Programms“ im Zuge der EEG-Novellierung 2004 eine Ausdifferenzierung in Freiflächenanlagen und Gebäudeanlagen sowie unterschiedliche Größenklassen. Während Freiflächen auf dem damaligen Niveau der Photovoltaik-Vergütung blieben, wurden die Vergütungssätze für Dach- und Fassadenanlagen deutlich erhöht. Ab 2008 wird die verstärkte Degression der Vergütungssätze für Photovoltaik auf durchschnittlich 18,1 ct/kWh für Freiflächenanlagen und 23,5 ct/kWh für kleine Dachanlagen im Jahr 2012. In den Folgejahren 2013 und 2014 wurden die Vergütungssätze für Photovoltaik weiter verringert, eine exakte Durchschnittsberechnung der installierten Inbetriebnahmejahrgänge 2013 und 2014 wird aber erst nach Vorliegen der Jahresabrechnungsdaten möglich sein. Zu Beginn des Jahres 2014 betrug die gesetzliche Vergütung für Neuinstallationen bei kleinen Dachanlagen bis zu 10 kW Leistung 13,68 ct/kWh und bei Freiflächenanlagen 9,47 ct/kWh.

Für die EEG-Kosten insgesamt sind aber neben der Höhe der Vergütungssätze auch die Menge der Neuinstallationen in den einzelnen Jahren und damit die vergütete Stromerzeugung der einzelnen Jahrgänge entscheidend. Trotz der verstärkten Degression der Photovoltaik-Vergütung ab 2008 wurden in den Folgejahren Rekordzubauraten mit über 3,5 GW im Jahr 2009 und von jeweils über 7 GW in den Jahren 2010 bis 2012 erzielt. Ein Grund dafür war, dass im gleichen Zeitraum die Preise für Solarmodule ebenfalls deutlich gesunken sind von über 4.000 € pro Kilowattpeak im Jahr 2008 auf unter 2.000 € pro Kilowattpeak Anfang 2012. Dadurch war die Errichtung einer Photovoltaik-Anlage trotz gesunkener Vergütung finanziell attraktiv. Der starke Ausbau der Photovoltaik in diesen Jahren führt dazu, dass diese Anlagenjahrgänge trotz geringerer Vergütung den größten Teil der Vergütungssumme beanspruchen (Abb. 40) mit einem Spitzenwert von über 2,5 Mrd. € für den Anlagenjahrgang 2010. Trotz ähnlich hohem Zubau im Jahr 2011 ist die Vergütungssumme für diesen Anlagenjahrgang dann aufgrund der weiter verringerten Vergütung geringer. Die Vergütungssumme des Anlagenjahrgangs 2012 kann noch nicht dargestellt werden, da diese Anlagen im Abrechnungsjahr erst sukzessive ans Netz angeschlossen wurden und somit noch kein komplett abgerechnetes Kalenderjahr für diesen Jahrgang vorliegt und daher der Wert nicht mit den Vorjahren vergleichbar wäre.

Abb. 37: Zeitliche Entwicklung der durchschnittlichen Vergütung für den gesamten Anlagenbestand nach Anlagekategorien 2000 bis 2018

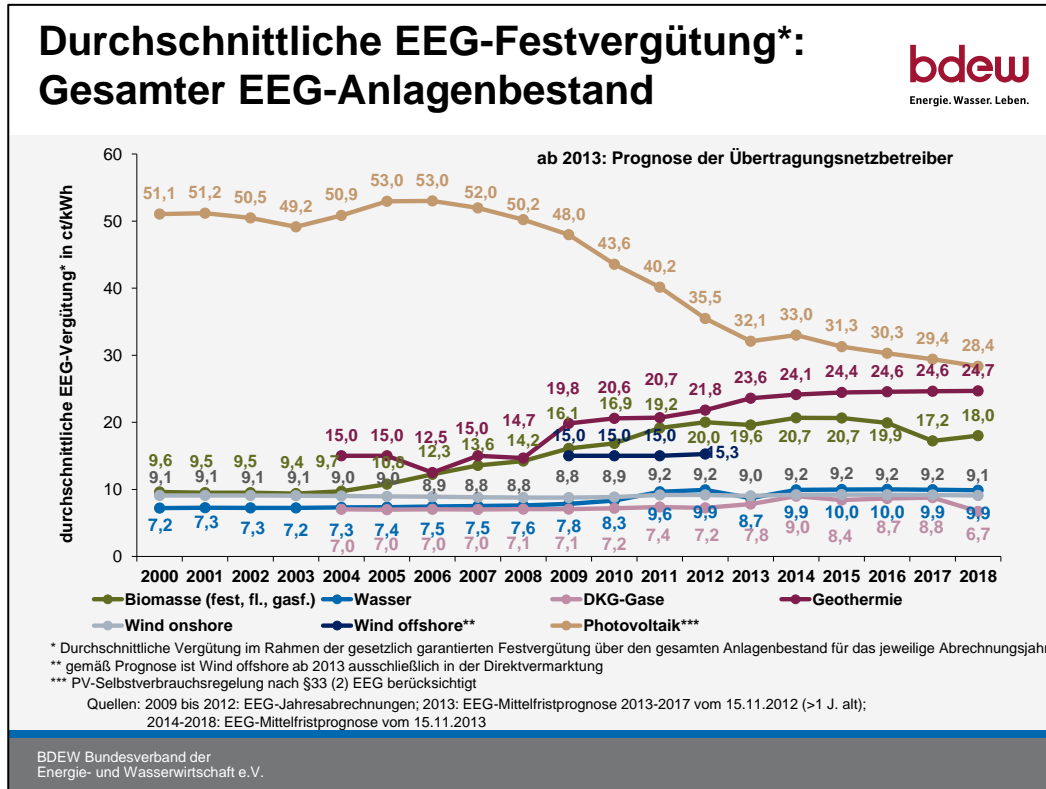


Abb. 38: Durchschnittliche Vergütung 2012 für jeweilige Anlagenjahrgänge 2000 bis 2012

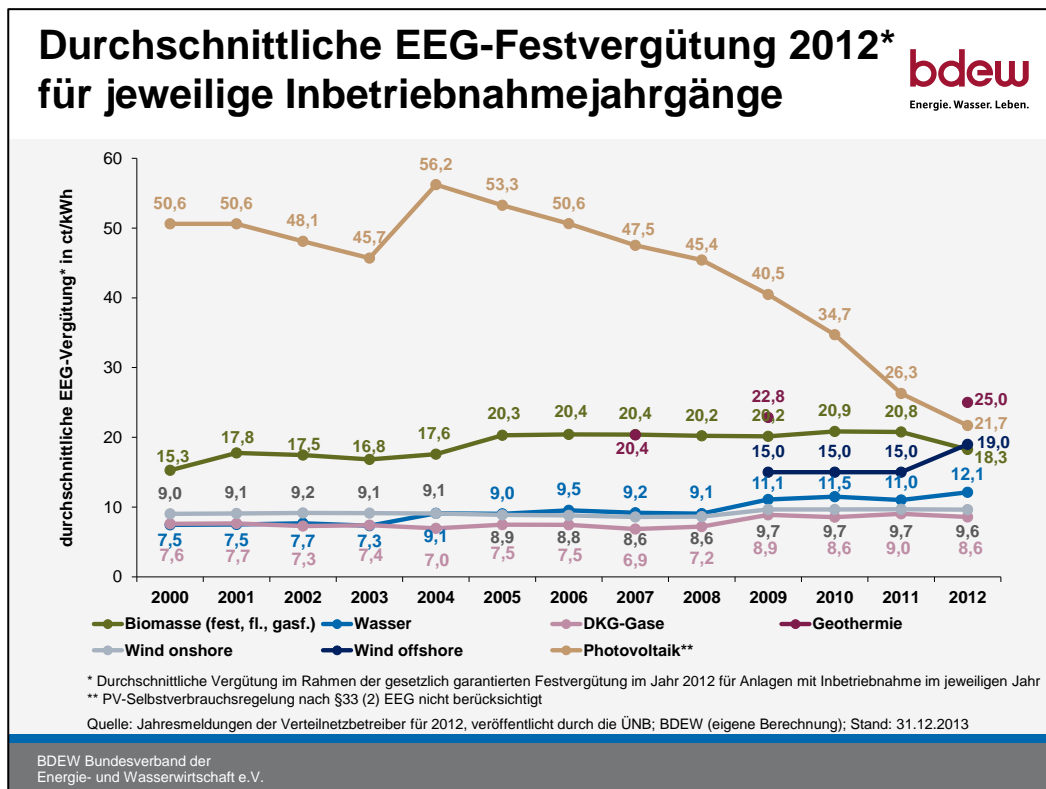


Abb. 39: Photovoltaik: Durchschnittliche Vergütung 2012 für verschiedene Anlagentypen

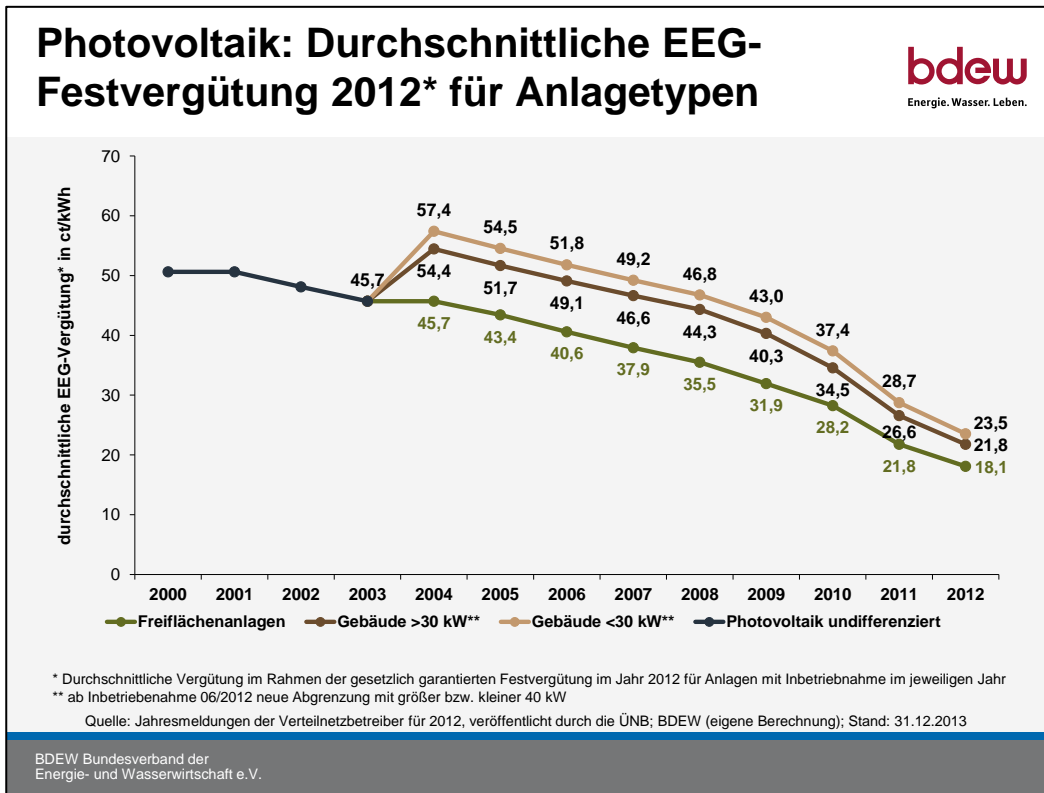
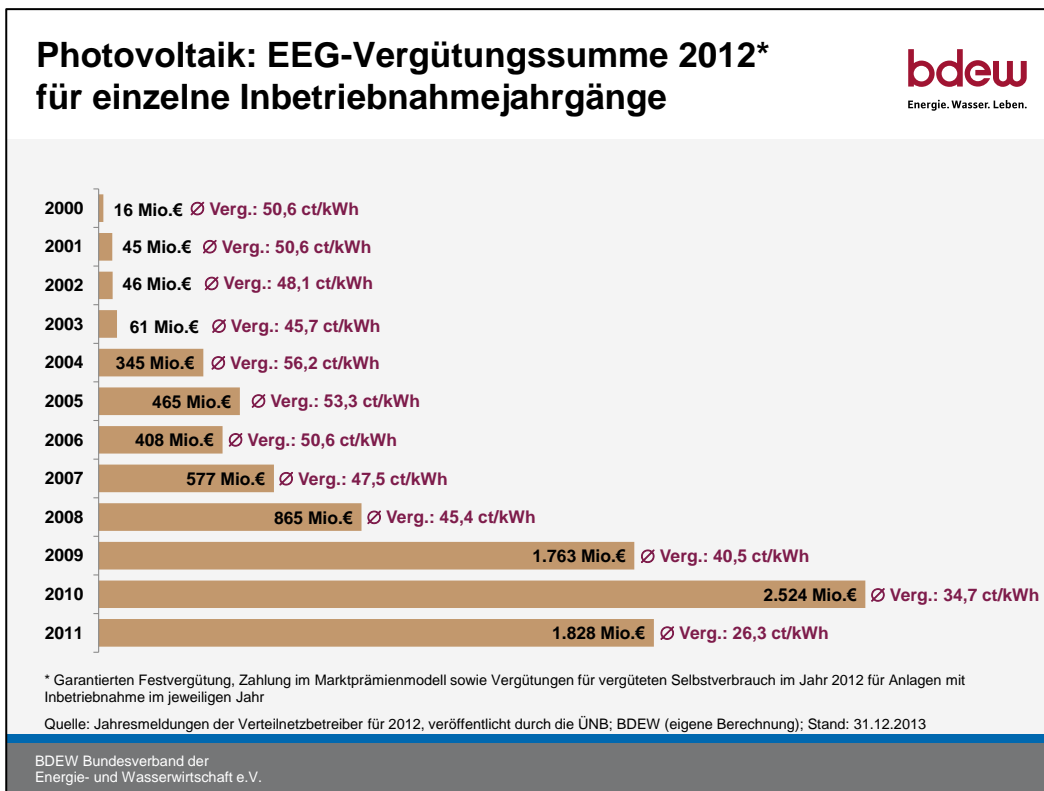
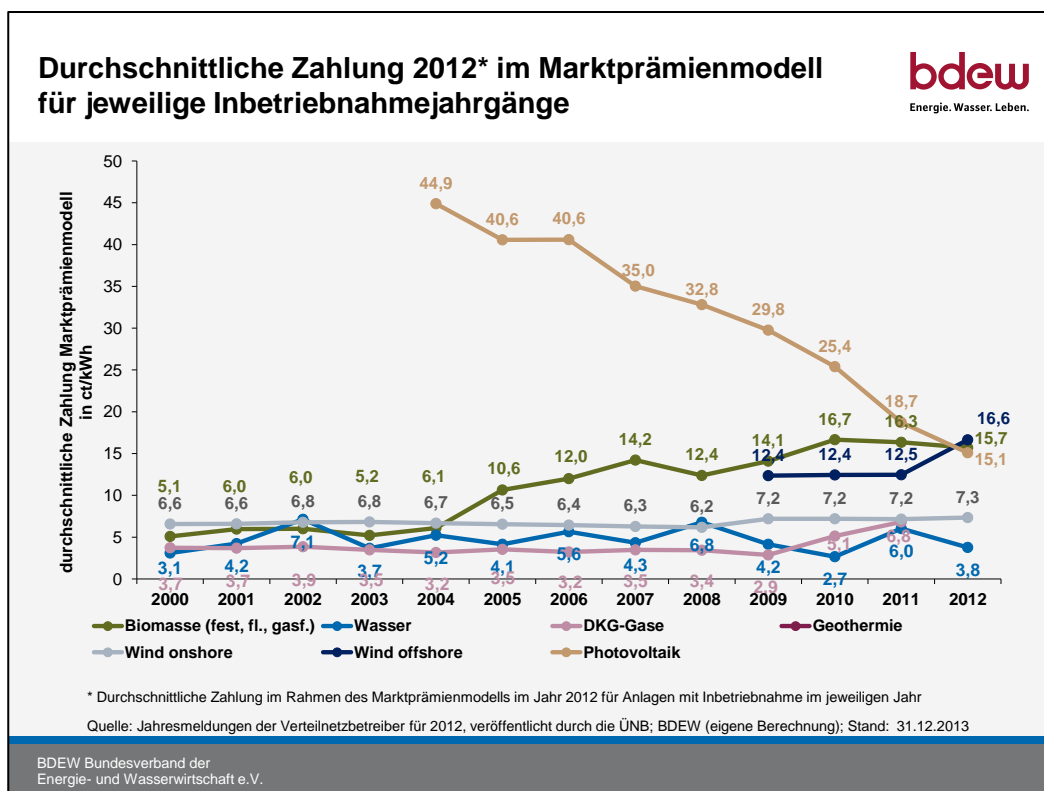


Abb. 40: Photovoltaik: Vergütungssumme 2012 für jeweilige Inbetriebnahmejahrgänge



Aus den Abrechnungsdaten der EEG-Anlagen für das Jahr 2012 lassen sich aber nicht nur die durchschnittlichen Vergütungssätze ermitteln, sondern auch die durchschnittlichen Zahlungen in €cent pro Kilowattstunde für Anlagen, die für das Marktprämienmodell optieren (Abb. 41). Diese liegen natürlich unterhalb der Vergütungssätze, da im Marktprämienmodell dem Direktvermarkter verkürzt ausgedrückt die Differenz zwischen der gesetzlichen Festvergütung und dem durchschnittlichen Marktwert des Stroms ausgezahlt wird. Dafür fallen die Erlöse der Vermarktung auch nicht im „EEG-Konto“ an, sondern fließen dem Direktvermarkter zu. Die teilweise etwas deutlicheren Schwankungen – z. B. bei der Wasserkraft – rühren daher, dass hier in einzelnen Anlagenjahrgängen die durchschnittliche Zahlung im Marktprämienmodell stärker von einzelnen Vergütungskategorien beeinflusst wird als bei der gesetzlichen Festvergütung.

Abb. 41: Durchschnittliche Zahlung 2012 im Marktprämienmodell für jeweilige Inbetriebnahmejahrgänge



Die verschiedenen Vergütungssätze der einzelnen Anlagearten in Kombination mit der jährlichen Gesamterzeugung aus einzelnen Erneuerbaren Energien erklären dann 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 2014 detailliert beschrieben sind, kann daraus abgeleitet werden, welche Anteile der EEG-Umlage 2014 in die Förderung einzelner Anlagearten fließt. Dabei sind nun neben den Auszahlungen der Festvergütung auch die Marktprämie, die Flexibilitätsprämie für Bio-

gasanlagen sowie die Vergütung für den Selbstverbrauch aus PV-Anlagen energieträgerspezifisch berücksichtigt. Auf der Kostenseite des EEG-Kontos bilden die Nachholung 2013 und die Liquiditätsreserve substantielle Kostenpositionen, sie stellen aber keine eigenständigen Systemkosten dar (s. dazu Kap. 9). Die Nachholung ist eine Folge der Unterdeckung des EEG-Kontos im Jahr 2013, 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 darüber 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 knapp die Hälfte oder rund 3 ct der EEG-Umlage 2014 auf die Förderung der Photovoltaik, knapp ein Viertel bzw. gut 1,5 ct wird für die Stromerzeugung aus Biomasse verwandt und knapp ein Fünftel oder rund 1,2 ct für die onshore Windenergie (Abb. 42, 2. Säule). Die sonstigen Kosten in Höhe von knapp einem 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. Ein Viertel der EEG-Erzeugung stammt aus Photovoltaik-Anlagen, knapp ein Viertel aus Biomasse und mehr als 40 Prozent der Erzeugung aus onshore-Windenergie (Abb. 42, 4. Säule).

Abbildung 43 zeigt die Entwicklung der Anteile an der EEG-Umlage von 2012 bis 2014. Absolut sind die Kosten aller Energieträger gestiegen, was u. a. mit dem weiteren Ausbau der EEG-Anlagen und den gesunkenen Börsenerlösen zusammenhängt. Der Anteil der Photovoltaik ist gegenüber 2012 am deutlichsten zurückgegangen, während jener der onshore Windenergie um gut 5 Prozentpunkte angestiegen ist. Das bedeutet nicht, dass die Windenergie an sich teurer geworden ist, sondern dass die Differenzkosten der onshore-Windenergie relativ stärker angestiegen sind als bei der Biomasse oder Photovoltaik. Da die onshore-Windenergie insgesamt niedrigere Vergütungssätze als Biomasse oder Photovoltaik aufweist, wirkt der Börsenpreis hier stärker auf die relative Veränderung der Differenzkosten.

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 44 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. 42: Anteile einzelner Energieträger an der EEG-Umlage 2014, an den EEG-Auszahlungen und an der EEG-Strommenge

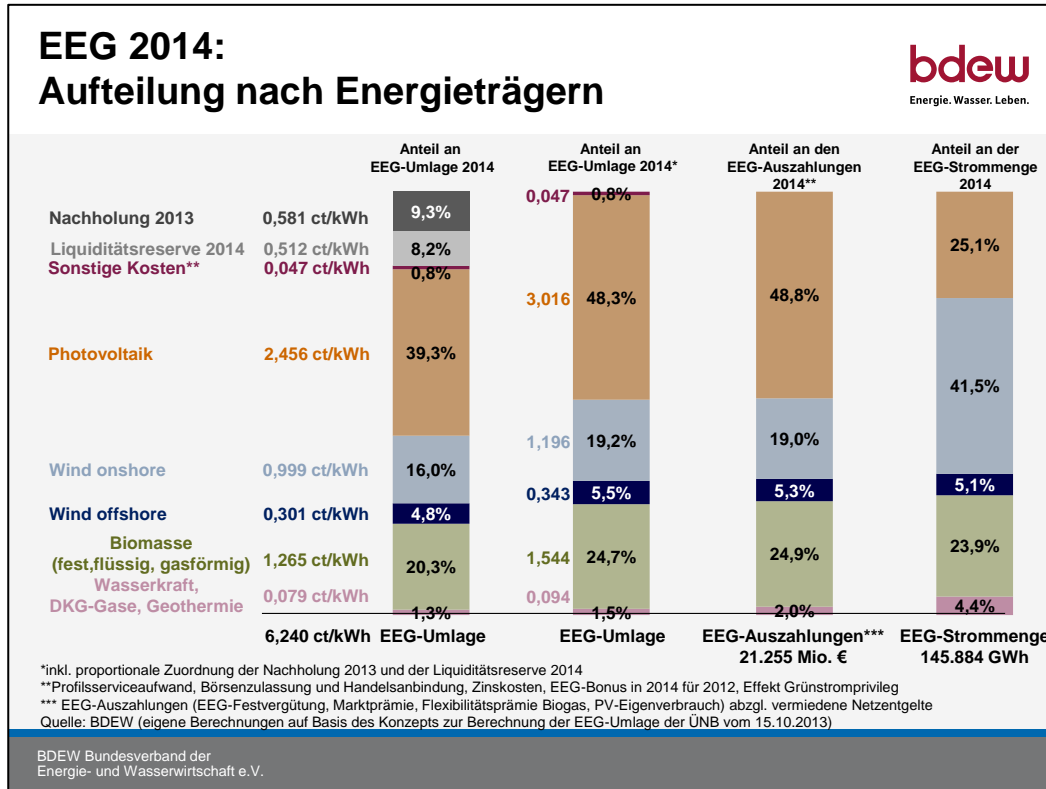


Abb. 43: Anteile einzelner Energieträger an der EEG-Umlage 2012 bis 2014

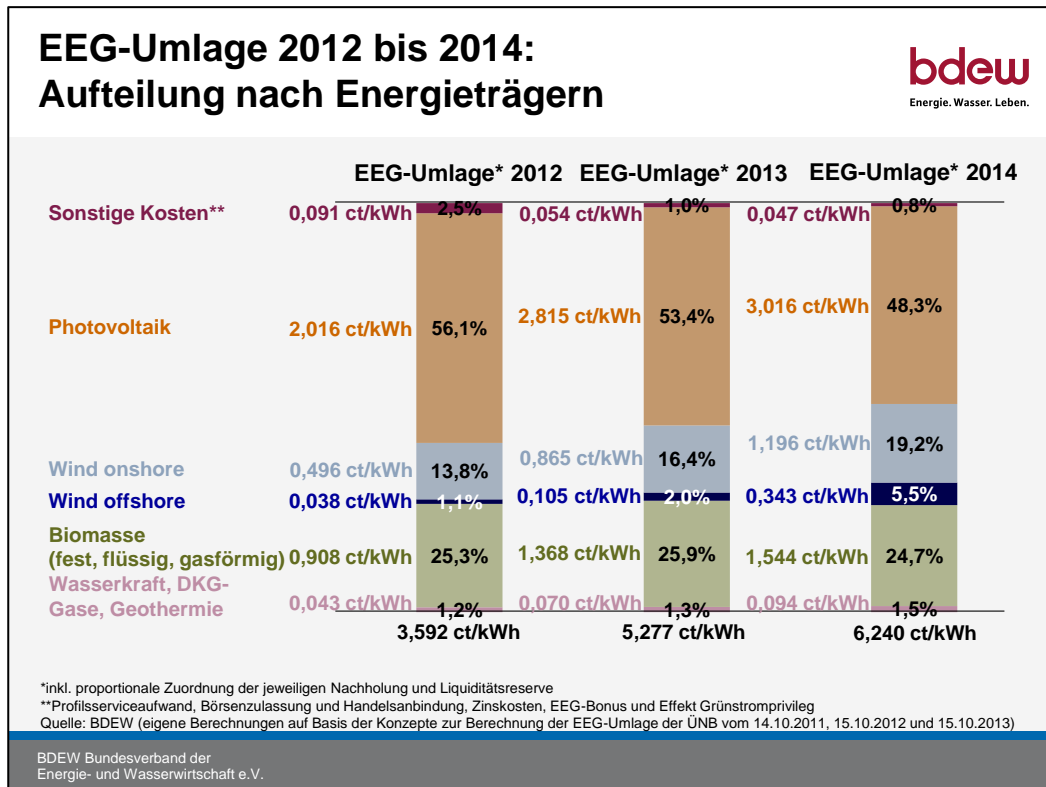
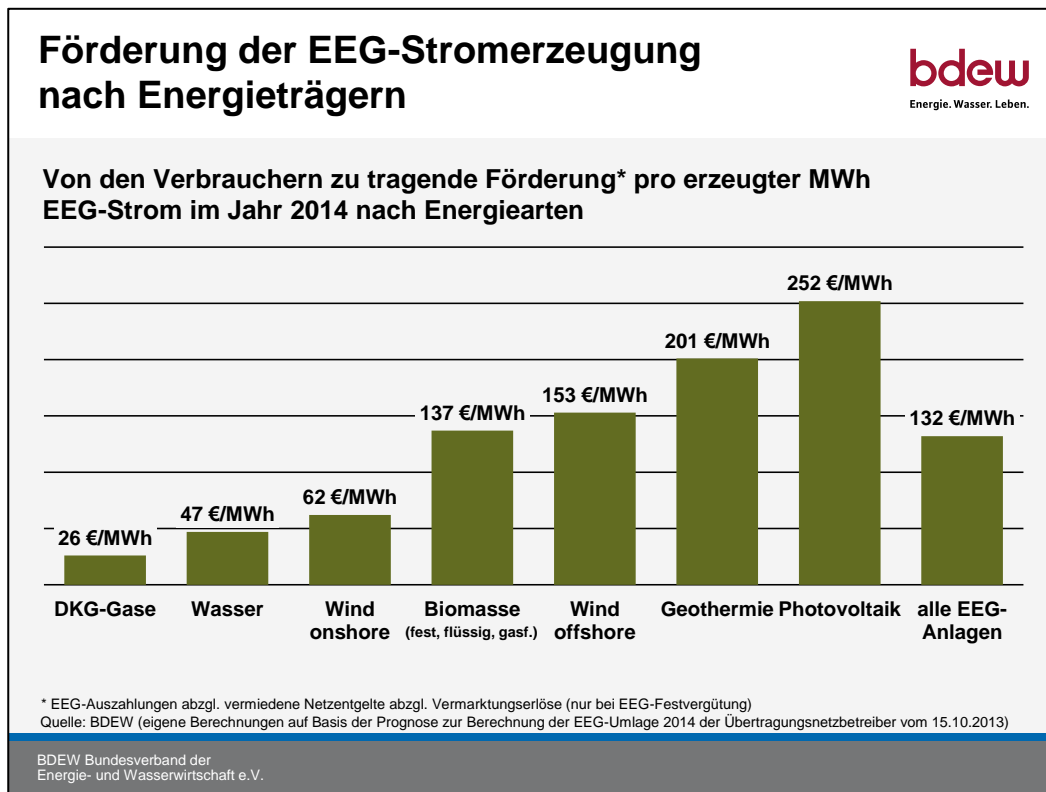


Abb. 44: Förderung der EEG-Stromerzeugung nach Energieträgern in €/MWh



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 EEG-Novellierung 2012 stehen den Anlagenbetreibern verschiedene Optionen der Direktvermarktung zur Verfügung. Damit wurde ein erster wichtiger 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 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 war. Tabelle 7 zeigt, dass im Jahr 2013 vor allem die Marktprämie von den Anlagenbetreibern genutzt wurde und hier insbesondere von der onshore-Windenergie mit über 80 Prozent der Anlagen. Auch die Betreiber von Wasserkraft- und Biomasseanlagen vermarkten substantielle Mengen im Marktprämienmodell. Das Grünstromprivileg wird am ehesten von Betreibern von Deponie, Klär- oder Grubengas-Kraftwerken und teilweise auch von der Wasserkraft genutzt, die Summen insgesamt sind aber eher gering. Auf alle EEG-Anlagen bezogen, wurden am Jahresende mehr als die Hälfte 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 mittel-

fristig die Systemintegration der Erneuerbaren Energien weiter vorantreiben. Auch wenn diese Anlagen weiterhin eine Förderung über die Marktprämie erhalten, setzen die Anbieter ihre Stromerzeugung selbst oder über Dritte 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 bzw. ihres Anlagenportfolios 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 7 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 generiert, was bei den derzeitigen Marktpreisen nur für wenige Anlagen zutrifft.

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 2014 mehr als 60 Prozent der Stromerzeugung aus EEG-Anlagen direkt vermarktet wird (Abb. 45). Substanzielle Beiträge zu den direktvermarkteten Strommengen werden zukünftig vor allem aus der Winderzeugung (onshore und offshore) sowie dem Bereich der Biomasse erwartet. Im Bereich der Photovoltaik wird die Direktvermarktung 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.

Tab. 7: EEG-Anlagen in der Direktvermarktung 2013

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 2013	451	30,6%	49	8,3%	2.081	35,3%	0	0,0%	23.626	76,4%	248	100%	2.379	7,6%	28.834	40,9%
Feb 2013	456	31,0%	47	8,0%	2.154	36,5%	0	0,0%	24.183	78,2%	248	100%	2.527	8,0%	29.615	42,0%
Mrz 2013	442	30,0%	56	9,5%	2.242	38,0%	5	26,3%	24.337	78,7%	293	100%	2.854	9,1%	30.229	42,8%
Apr 2013	451	30,6%	57	9,7%	2.328	39,5%	5	26,3%	24.484	79,2%	333	100%	3.012	9,6%	30.670	43,5%
Mai 2013	457	31,0%	63	10,7%	2.418	41,0%	5	26,3%	24.908	80,5%	318	100%	3.326	10,6%	31.495	44,6%
Jun 2013	469	31,8%	101	17,2%	2.510	42,6%	5	26,3%	25.138	81,3%	378	100%	3.527	11,2%	32.128	45,5%
Jul 2013	549	37,3%	113	19,2%	2.577	43,7%	5	26,3%	25.354	82,0%	378	100%	3.678	11,7%	32.654	46,3%
Aug 2013	520	35,3%	118	20,1%	2.664	45,2%	5	26,3%	25.775	83,3%	443	100%	3.763	12,0%	33.288	47,2%
Sep 2013	525	35,6%	112	19,0%	2.757	46,8%	5	26,3%	26.123	84,5%	523	100%	3.941	12,6%	33.986	48,2%
Okt 2013	486	33,0%	129	21,9%	2.884	48,9%	5	26,3%	26.490	85,7%	508	100%	4.149	13,2%	34.651	49,1%
Nov 2013	494	33,5%	115	19,6%	2.946	50,0%	5	26,3%	26.779	86,6%	538	100%	4.228	13,5%	35.105	49,8%
Dez 2013	485	32,9%	120	20,4%	2.920	49,5%	5	26,3%	27.153	87,8%	508	100%	4.297	13,7%	35.488	50,3%

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 2013	129	8,8%	228	38,8%	10	0,2%	0	0,0%	538	1,7%	0	0,0%	0,00	0,00%	905	1,3%
Feb 2013	129	8,8%	227	38,6%	10	0,2%	0	0,0%	685	2,2%	0	0,0%	0,60	0,00%	1.052	1,5%
Mrz 2013	168	11,4%	230	39,1%	10	0,2%	0	0,0%	878	2,8%	0	0,0%	0,00	0,00%	1.286	1,8%
Apr 2013	161	10,9%	234	39,8%	11	0,2%	0	0,0%	1.106	3,6%	0	0,0%	0,22	0,00%	1.512	2,1%
Mai 2013	161	10,9%	235	40,0%	9	0,2%	0	0,0%	895	2,9%	0	0,0%	0,72	0,00%	1.301	1,8%
Jun 2013	153	10,4%	197	33,5%	13	0,2%	0	0,0%	861	2,8%	0	0,0%	0,00	0,00%	1.224	1,7%
Jul 2013	72	4,9%	186	31,6%	5	0,1%	0	0,0%	871	2,8%	0	0,0%	0,00	0,00%	1.134	1,6%
Aug 2013	109	7,4%	180	30,6%	13	0,2%	0	0,0%	736	2,4%	0	0,0%	0,00	0,00%	1.038	1,5%
Sep 2013	144	9,8%	185	31,5%	15	0,3%	0	0,0%	674	2,2%	0	0,0%	0,50	0,00%	1.019	1,4%
Okt 2013	148	10,0%	168	28,6%	15	0,3%	0	0,0%	555	1,8%	0	0,0%	1,10	0,00%	887	1,3%
Nov 2013	171	11,6%	178	30,3%	16	0,3%	0	0,0%	534	1,7%	0	0,0%	0,50	0,00%	900	1,3%
Dez 2013	124	8,4%	176	29,9%	16	0,3%	0	0,0%	373	1,2%	0	0,0%	0,50	0,00%	690	1,0%

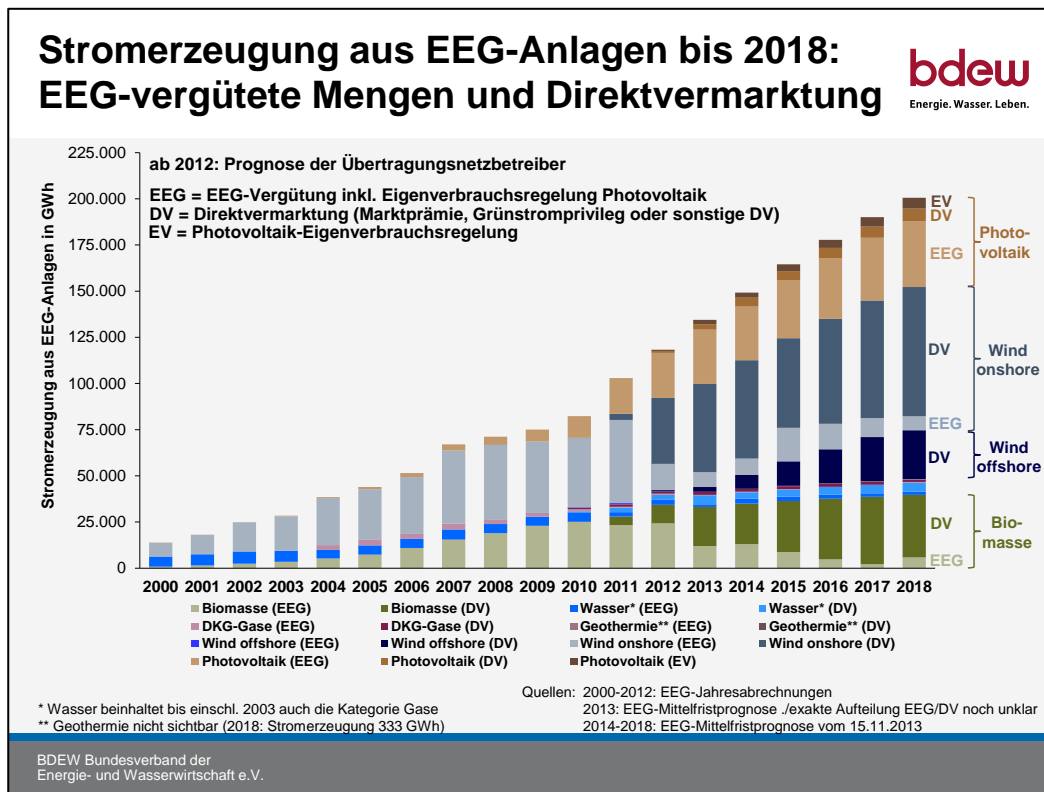
Sonstige Direktvermarktung nach §33b (3) EEG

	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 2013	43	2,9%	10	1,7%	0,26	0,0%	0	0,0%	89	0,3%	0	0,0%	1,45	0,00%	144	0,2%
Feb 2013	43	2,9%	10	1,7%	0,26	0,0%	0	0,0%	92	0,3%	0	0,0%	1,45	0,00%	147	0,2%
Mrz 2013	17	1,2%	10	1,7%	0,26	0,0%	0	0,0%	107	0,3%	0	0,0%	0,53	0,00%	135	0,2%
Apr 2013	17	1,2%	10	1,7%	0,26	0,0%	0	0,0%	109	0,4%	0	0,0%	1,49	0,00%	138	0,2%
Mai 2013	18	1,2%	10	1,7%	0,28	0,0%	0	0,0%	108	0,3%	0	0,0%	1,64	0,01%	138	0,2%
Jun 2013	18	1,2%	10	1,7%	0,26	0,0%	0	0,0%	110	0,4%	0	0,0%	0,33	0,00%	139	0,2%
Jul 2013	17	1,2%	10	1,7%	0,26	0,0%	0	0,0%	109	0,4%	0	0,0%	0,33	0,00%	137	0,2%
Aug 2013	17	1,2%	10	1,7%	0,26	0,0%	0	0,0%	109	0,4%	0	0,0%	1,08	0,00%	137	0,2%
Sep 2013	17	1,2%	10	1,7%	0,26	0,0%	0	0,0%	110	0,4%	0	0,0%	1,08	0,00%	138	0,2%
Okt 2013	17	1,2%	10	1,7%	0,26	0,0%	0	0,0%	109	0,4%	0	0,0%	0,63	0,00%	137	0,2%
Nov 2013	17	1,2%	10	1,7%	0,26	0,0%	0	0,0%	109	0,4%	0	0,0%	0,79	0,00%	137	0,2%
Dez 2013	34	2,3%	10	1,7%	0,26	0,0%	0	0,0%	115	0,4%	0	0,0%	0,79	0,00%	160	0,2%

*Anteil an der gesamten EEG-förderfähigen installierten Leistung zu Jahresbeginn

Quelle: www.eeg-kwk.net; Stand: 21.11.2013; Alle Angaben ohne Gewähr

Abb. 45: Direktvermarktung der EEG-Strommengen bis 2018



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 bestehend aus variablen und fixen Kosten 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 Direktvermarkter verkauft. 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 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 EEG-Wälzungsmechanismus der Festvergütung. Im Rahmen der Gesamtbetrachtung des

EEG fallen ungefähr dieselben 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 eine zusätzliche 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 aktuelle Eckpunkte-Papier zur EEG-Novellierung sieht vor, dass Neuanlagen ab einer bestimmten Größe verpflichtet sind, die Direktvermarktungsoption des Marktprämienmodells zu nutzen, d. h. die Wahloption der Festvergütung entfällt. Kleinanlagen können jedoch weiterhin die gesetzliche Vergütung in Anspruch nehmen. Damit würde ein weiterer Schritt der Marktintegration der Erneuerbaren Energien erfolgen.

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. Aufgrund europarechtlicher Bedenken der EU-Kommission sowie Kostengesichtspunkten sieht das Eckpunkt-Papier zur EEG-Novellierung die komplette Streichung des Grünstromprivilegs vor

Abbildungen 46 und 47 zeigen die Prognose der Übertragungsnetzbetreiber für den Anteil der direkt vermarkteten EEG-Mengen bis 2018. Dabei zeigt sich, dass im Bereich der Windenergie und der Biomasse das Marktprämienmodell die vorwiegend gewählte Variante darstellen wird und 2018 substantielle Mengen darüber direkt vermarktet werden. Bei der Wasserkraft wird ein kleiner Teil – sofern keine Streichung erfolgt – auch über das Grünstromprivileg vermarktet, das Marktprämienmodell ist aber auch hier vorherrschend und wächst bis 2018 stetig an. Im Bereich Deponie-, Klär- und Grubengas ist für viele Anlagenbetreiber die Direktvermarktung im Rahmen des Grünstromprivilegs am attraktivsten, 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. 46: Direktvermarktung: Wind onshore, Wind offshore und Photovoltaik bis 2018

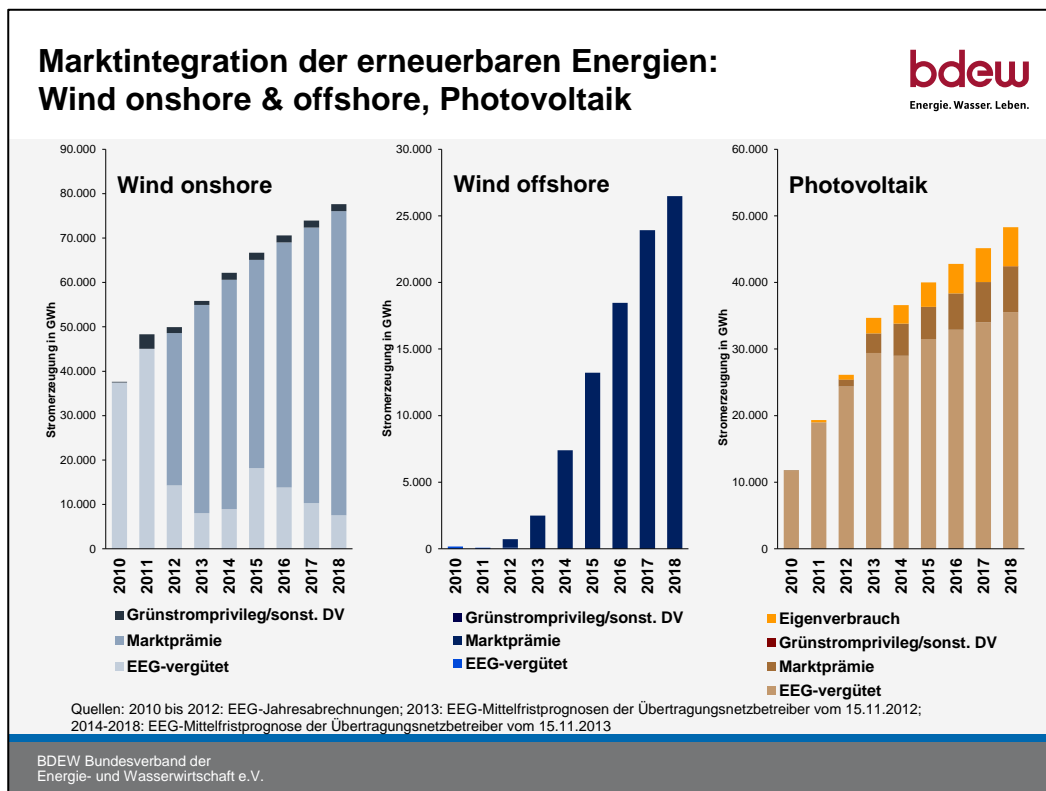
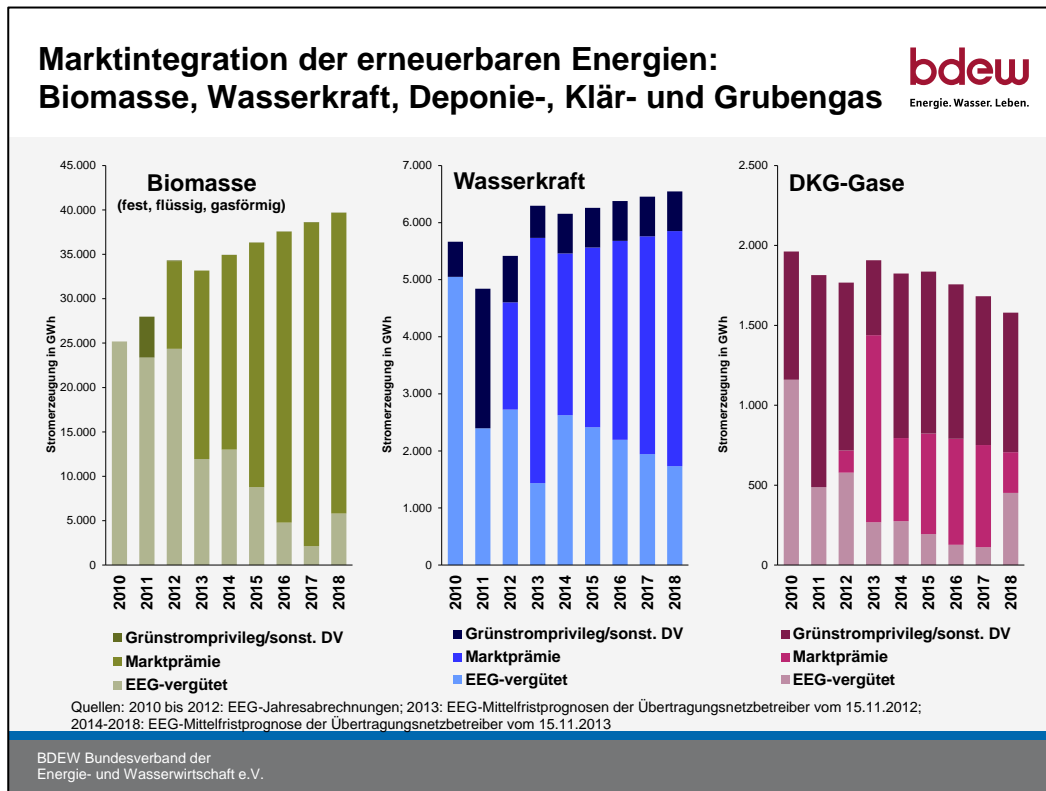



Abb. 47: Direktvermarktung: Biomasse, Wasserkraft und DKG-Gase bis 2017



13 Regionale Verteilung der EEG-Anlagen und des EEG-Vergütungsaufkommens 2012

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 EEG-Auszahlungen aller mittelbar und unmittelbar an ihr Übertragungsnetz angeschlossenen EEG-Anlagen zu veröffentlichen. Die Auswertung dieser umfangreichen Datensätze liegt derzeit mit den Werten der Jahresabrechnung 2012 vor. Bayern weist vor Niedersachsen die höchste installierte Leistung und die mit Abstand höchste Anlagenanzahl auf, allerdings liegt die Stromerzeugung in Niedersachsen aufgrund der intensiven Windnutzung mit höheren Volllaststunden im Vergleich zur Photovoltaik weiterhin den größten Beitrag. Da es sich bei den inzwischen gut 440.000 EEG-Anlagen in Bayern überwiegend um Photovoltaik-Anlagen handelt, die im Durchschnitt auch die höchste Vergütung erhalten, liegt Bayern auch bei der Vergütungssumme vorne.

Tab. 8: Anlagenzahl, Leistung, Strommengen und Vergütung 2012 nach Bundesländern

EEG-Anlagen und Stromerzeugung 2012 in absoluten Zahlen				
 <small>Energie. Wasser. Leben.</small>				
Bundesland	EEG-Anlagenzahl	EEG-Leistung [MW]	EEG-Strommenge [GWh]	EEG-Auszahlungen [Mio. €]
Baden-Württemberg	249 579	5 906	9 475	2 194
Bayern	441 504	12 229	19 385	4 756
Berlin	4 744	91	222	31
Brandenburg	27 128	7 647	11 775	1 327
Bremen	1 695	206	369	36
Hamburg	2 517	124	270	29
Hessen	88 013	2 549	3 642	713
Mecklenburg-Vorpommern	13 216	3 133	5 696	732
Niedersachsen	127 275	11 435	21 807	2 986
Nordrhein-Westfalen	191 053	7 631	12 435	1 914
Rheinland-Pfalz	72 549	3 473	4 820	751
Saarland	18 479	542	935	117
Sachsen	28 604	2 650	4 158	648
Sachsen-Anhalt	21 234	5 539	9 164	1 005
Schleswig-Holstein	38 748	5 105	10 038	1 304
Thüringen	20 125	2 033	3 430	480
Offshore Wind-Gebiete	65	268	722	95
Deutschland	1 346 528	70 561	118 344	19 118

Quelle: Jahresmeldungen der Verteilnetzbetreiber für 2012, veröffentlicht durch die ÜNB; BDEW (eigene Berechnung); Stand: 31.12.2013

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Abb. 48: Anteile an EEG-Stromerzeugung und EEG-Vergütung 2012 nach Bundesländern

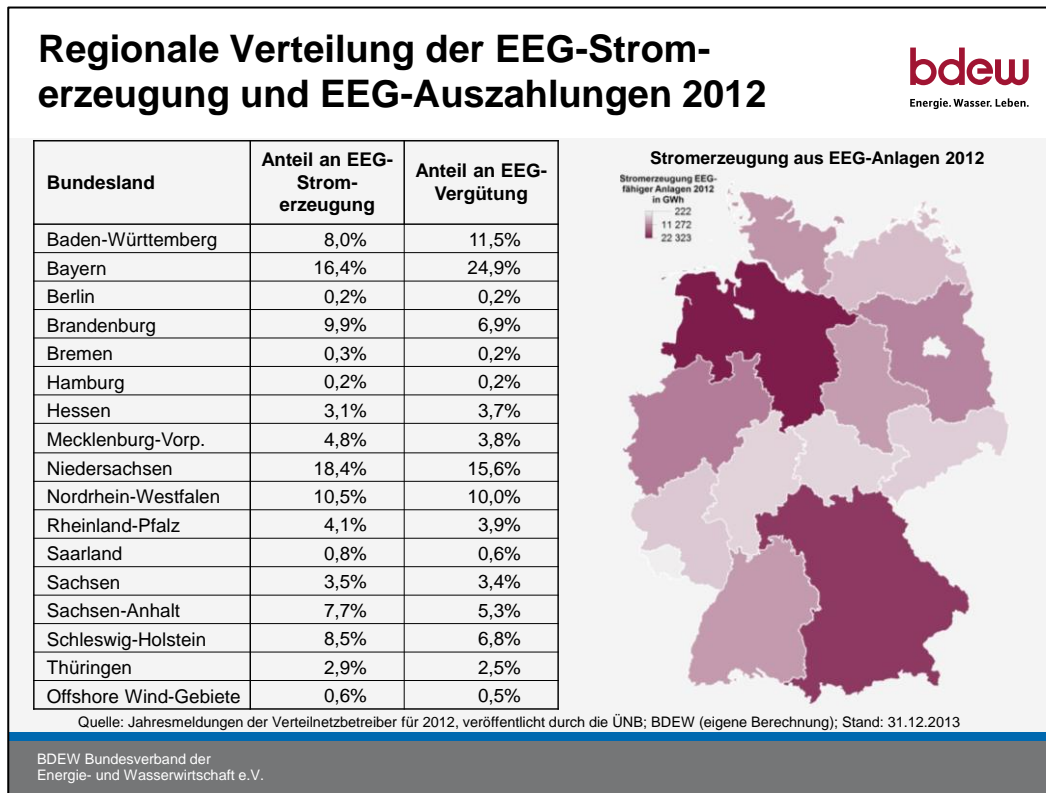


Abb. 49: EEG-Gesamt: Regionale Verteilung von Leistung, Strommengen und Vergütung

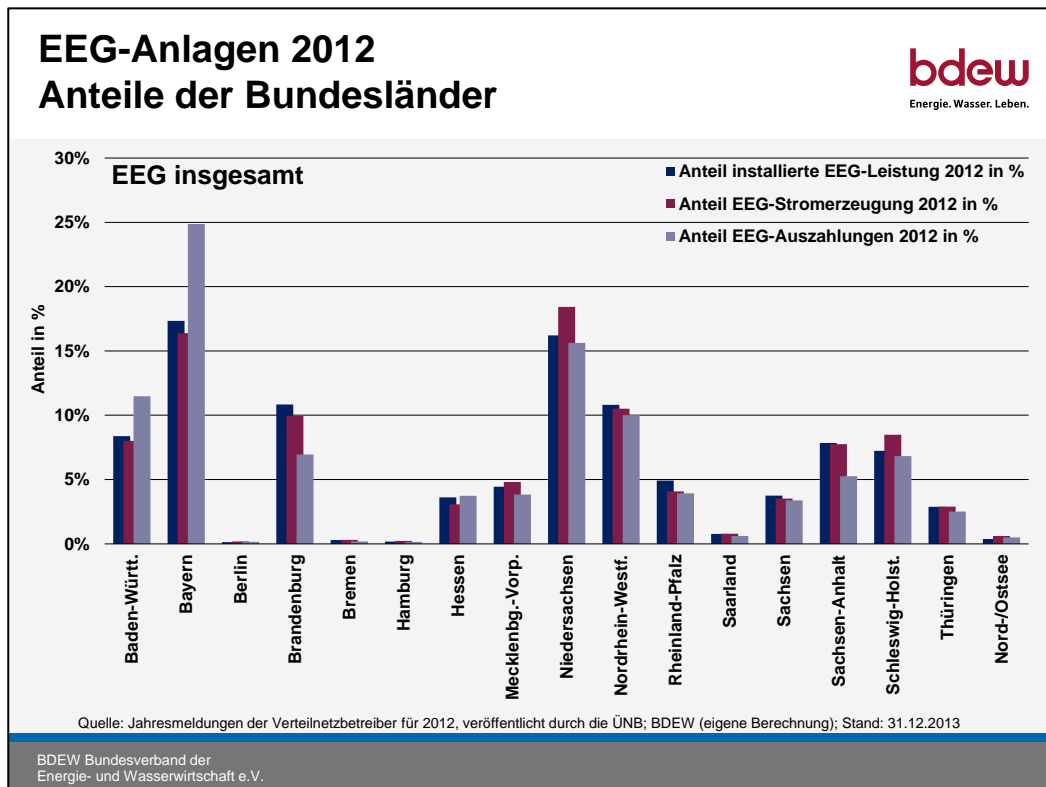


Abb. 50: Windenergie: Regionale Verteilung von Leistung, Strommengen und Vergütung

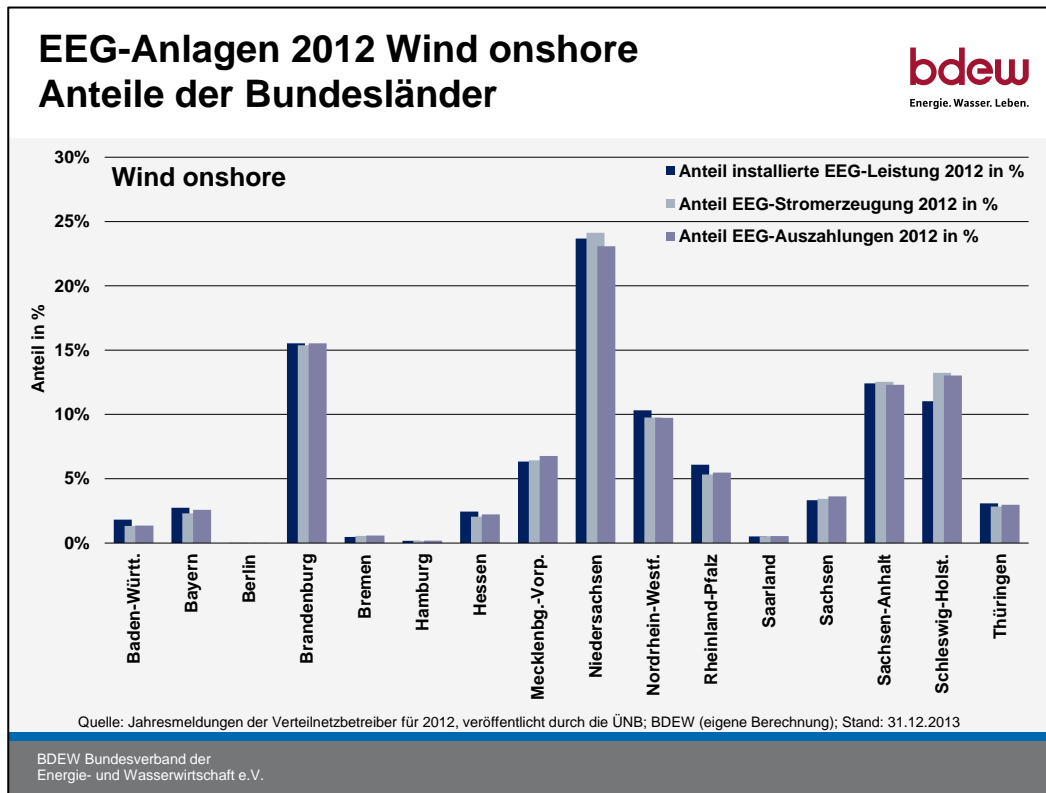


Abb. 51: Photovoltaik: Regionale Verteilung von Leistung, Strommengen und Vergütung

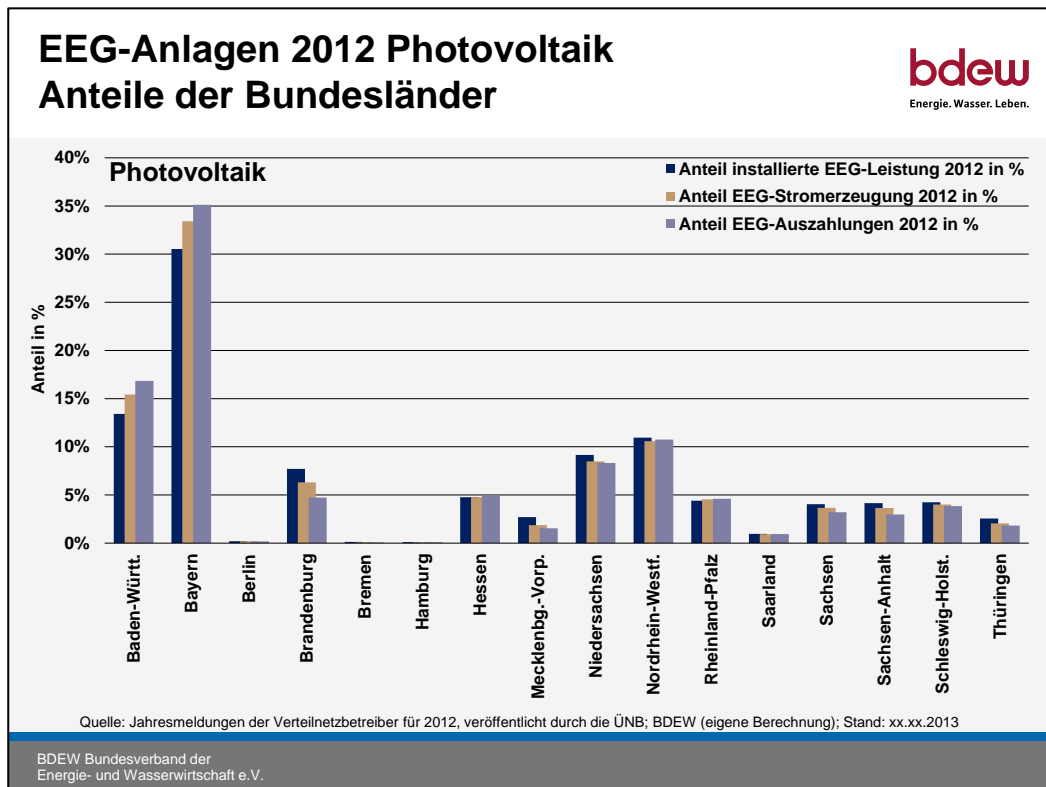


Abb. 52: Biomasse: Regionale Verteilung von Leistung, Strommengen und Vergütung

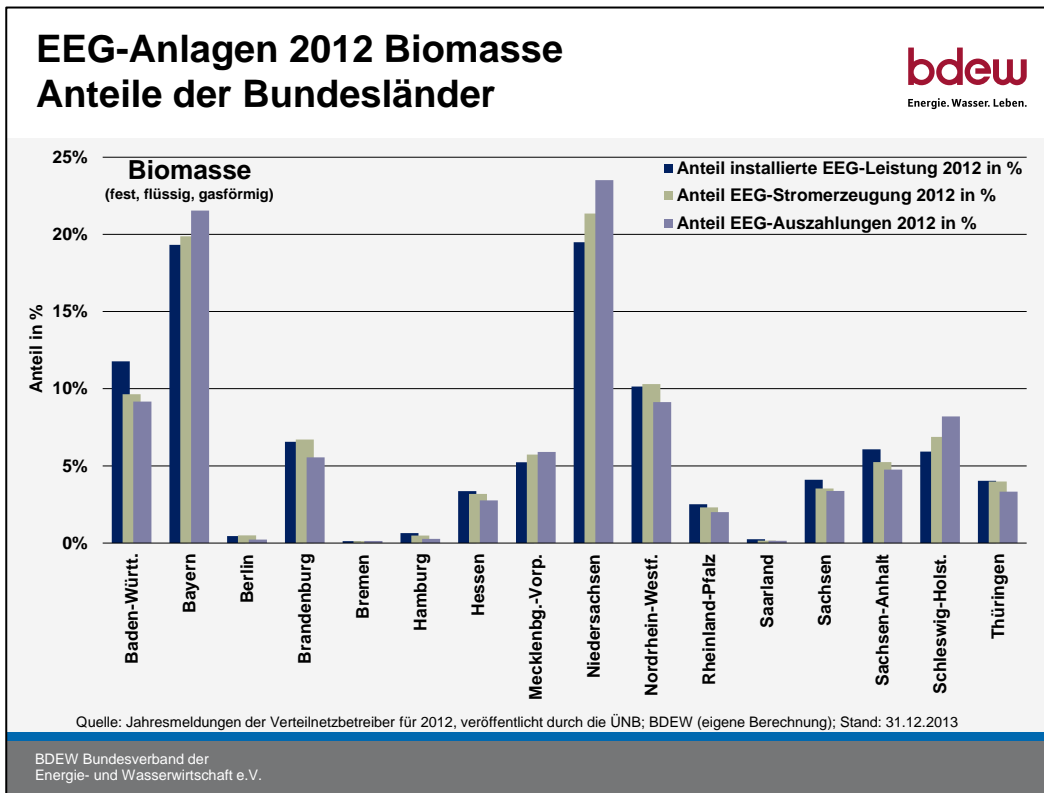
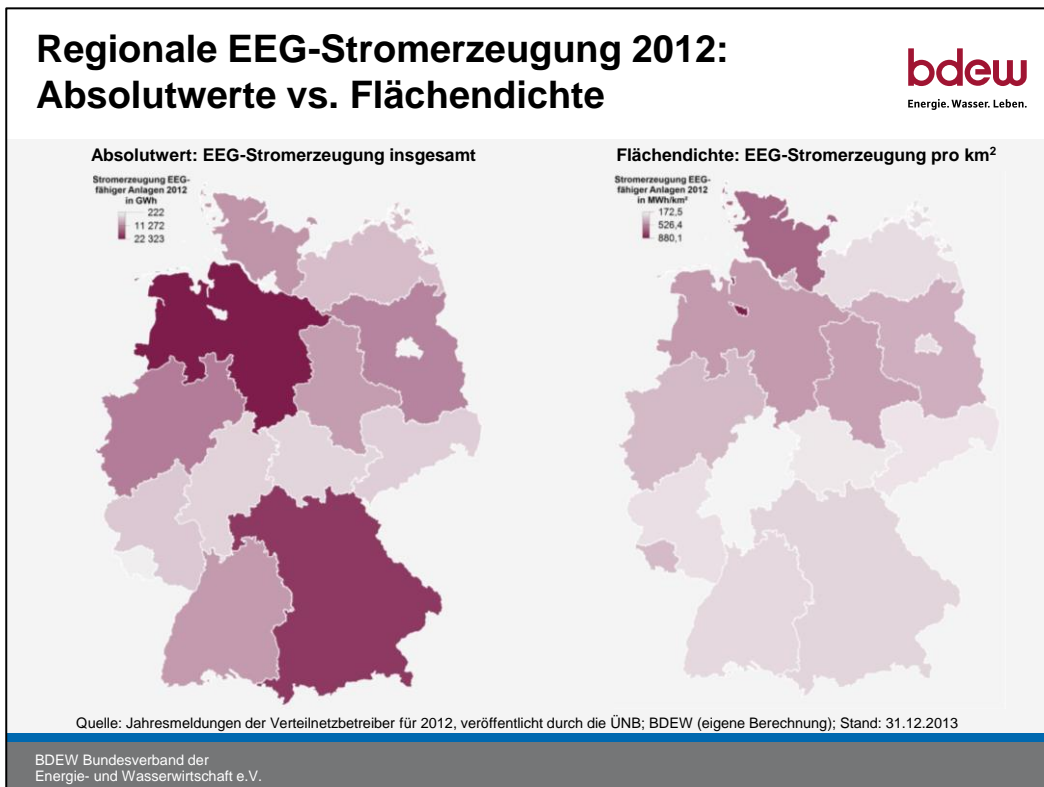


Abb. 53: Regionale EEG-Stromerzeugung 2012: Absolutwerte vs. Flächendichte



Ergänzend zu den Absolutwerten der EEG-Stromerzeugung in den einzelnen Bundesländern zeigt Abb. 53 auch die EEG-Stromerzeugung je Quadratkilometer. Aufgrund der geografischen Gegebenheiten ist es naheliegend, dass große Flächenländer mehr Platz haben, um Windparks zu errichten oder nachwachsende Rohstoffe als Biomasse anzubauen und daher absolut größere Mengen an EEG-Strom erzeugen können. Betrachtet man die Flächendichte der EEG-Stromerzeugung als erzeugte Megawattstunden (MWh) pro Quadratkilometer zeigt sich, dass hier vor allem die nördlichen Bundesländer mit einem hohen Anteil an Windenergie und relativ großen landwirtschaftlichen Nutzflächen für den Anbau nachwachsender Rohstoffe eine tendenziell höher Erzeugungsdichte aufweisen als die südlichen Bundesländer. Für eine Beurteilung der Beiträge der Erneuerbaren Energien und einzelner Bundesländer und ihrer Ausbauziele sind je nach Fragestellung beide Betrachtungsweisen relevant.

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. Und auch die systemischen Herausforderungen und damit verbundenen Kosten, die die Integration dargebotsabhängiger Stromerzeugung in ein Stromversorgungssystem bei Gewährleistung einer hohen Versorgungszuverlässigkeit verursachen, müssten bei einer umfassenden Betrachtung berücksichtigt werden. 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 allumfassende 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-Förder volumens 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 entweder stufenweise mit 10% bzw. 1% der Höhe der EEG-Umlage oder nur mit der begrenzten EEG-Umlage in Höhe von 0,05 ct/kWh belegt wird, abgeschätzt. Auf Basis der Verbrauchsdaten kann somit der Mittelabfluss eines Bundeslandes bzw. der Mittelabfluss in Form der von den dort ansässigen Verbrauchern zu bezahlenden EEG-Umlage ermittelt werden. Für den Stromverbrauch als Bemessungsgröße wurden die Werte für den EEG-pflichtigen Letztverbrauch aus der EEG-Jahresabrechnung 2012 sowie dem Prognosekonzept zur Ermittlung der EEG-Umlage 2013 übernommen. Da darin aber keine Verteilung des Stromverbrauchs auf die einzelnen Bundesländer angegeben ist, wurden die Anteile der einzelnen Bundesländer am Stromverbrauch aus dem Netz der allgemeinen Versorgung auf Basis der derzeit verfügbaren Daten aus dem Jahr 2011 auf den EEG-pflichtigen Letztverbrauch 2012 und 2013 übertragen. Die Ergebnisse sind auf den folgenden Seiten für das EEG insgesamt sowie aufgeschlüsselt für die Energieträger Wind, Photovoltaik und Biomasse im Jahr 2013 dargestellt.

Auch im Jahr 2013 erhalten die Anlagenbesitzer in Bayern – wie in den vergangenen Jahren bereits auch – insgesamt die höchsten Mittelzuflüsse durch das EEG, gefolgt von Niedersachsen, Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen (Abb. 54). Für die Mittelabflüsse ist der Stromverbrauch die maßgebliche Größe. Daher hat hier Nordrhein-Westfalen aufgrund der großen Einwohnerzahl sowie der hohen Industriedichte die mit Abstand höchsten Mittelabflüsse, gefolgt von den ebenfalls bevölkerungsreichen Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg. Sowohl bei den Mittelzuflüssen als auch bei den Mittelabflüssen liegen damit die bevölkerungsreichsten Länder erwartungsgemäß vorne. Für die Frage, welche Länder insbesondere vom EEG profitieren und welche nicht, ist aber nicht die absolute Höhe der Mittelzu- und -abflüsse entscheidend, sondern der Saldo aus Zu- und Abflüssen. So leisten die Verbraucher in Bayern – dem Bundesland mit dem zweithöchsten Stromverbrauch – mit 3,2 Mrd. € im Jahr 2013 zwar den zweithöchsten Beitrag für die Förderung der Erneuerbaren

Energien. Als größter Stromproduzent von Strom aus Photovoltaik und zweitgrößter Stromerzeuger bei der Biomasse hat Bayern aber auch die mit Abstand höchsten Mittelzuflüsse, sodass im Saldo in Bayern ein Überschuss von knapp 0,8 Mrd. € verbleibt (Abb. 55).

Niedersachsen als größter Windstromproduzent und mit der höchsten Erzeugung aus Biomasse erzielt Mittelzuflüsse in Höhe von 2,3 Mrd. €, dem stehen als Bundesland mit dem vierthöchsten Stromverbrauch aber auch Abflüsse in Höhe von 2,1 Mrd. € gegenüber, sodass ein Saldo von 0,2 Mrd. € verbleibt. Baden-Württemberg und insbesondere Nordrhein-Westfalen können trotz guter Mittelzuflüsse an die EEG-Anlagenbetreiber die Abflüsse aufgrund des hohen Stromverbrauchs nicht mehr kompensieren und haben daher im Saldo einen Nettoabfluss von 1,1 Mrd. € bzw. 2,9 Mrd. € zu verkraften.

Schleswig-Holstein, Brandenburg und Sachsen-Anhalt erzielen zwar nur Zuflüsse auf mittlerem Niveau, aufgrund des relativ geringen Stromverbrauch in diesen dünner besiedelten und damit verbrauchsschwächeren Bundesländern sind aber auch die Mittelabflüsse moderat, sodass sie mit knapp 700 Mio. € bzw. gut 300 Mio. € in der Saldenbetrachtung der Nettozuflüsse die Plätze 2 bis 4 belegen.

Erstmalig aufgeführt ist zudem die Nord- und Ostsee als Gebiet, welches Zuflüsse für die Offshore-Windenergie erhält ohne dass dem Zahlungsabflüsse gegenüberstehen. Dies erfolgt deshalb, weil die Zuflüsse für Offshore-Windenergie nicht konkreten Bundesländern zugeordnet werden können. Auch wenn klar ist, dass infolge der Netzanbindung die physikalischen Einspeisungen hauptsächlich in Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern erfolgen, kann die erhaltene Förderung dennoch nicht diesen Bundesländern zugeordnet werden.

Nordrhein-Westfalen fällt bei der Betrachtung eine gewisse Sonderrolle zu. So ist Nordrhein-Westfalen der drittgrößte Produzent von Strom aus Solarenergie und Biomasse, der fünftgrößte Windstromproduzent, erzeugt damit über 10 Prozent des deutschen EEG-Stroms und erzielt damit den vierthöchsten Mittelzufluss. Als bevölkerungsreichstes Bundesland mit einer großen Dichte an Industriebetrieben hat es aber auch mit Abstand den größten Stromverbrauch. Der Anteil Nordrhein-Westfalens am deutschen Stromverbrauch betrug 24 Prozent im Jahr 2011 und ist damit um etwa 50 Prozent höher als der Stromverbrauch des zweitgrößten Verbrauchers Bayern. Mit dem Anstieg der EEG-Umlage im Jahr 2013 um rund 1,7 ct/kWh auf dann 5,277 ct/kWh, kommt dem Stromverbrauch bei der Betrachtung der Zahlungsströme eine immer stärkere Bedeutung zu. Gegenüber 2012 ist der Mittelabfluss Nordrhein-Westfalens daher um knapp 1,4 Mrd. € auf 4,5 Mrd. € im Jahr 2013 angewachsen. Dieser Anstieg kann dann auch mit einer guten Ausstattung an EEG-Anlagen nicht ausgeglichen werden, sodass im Saldo 2,9 Mrd. € abfließen.

Für die zeitliche Entwicklung der saldierten Netto-Zahlungsströme sind vor allem zwei Faktoren entscheidend: Erstens der Ausbau der Erneuerbaren Energien in den einzelnen Bundesländern und zweitens die Höhe der EEG-Umlage. Allerdings wirken beide Faktoren unterschiedlich stark auf die Zahlungsströme. Während der Ausbau der Erneuerbaren eher zu moderaten Anstiegen und leichten regionalen Verschiebungen der Mittelzuflüsse führt, wirkt die Höhe der EEG-Umlage über den Stromverbrauch deutlich stärker auf die Mittelabflüsse. Dies wird bei einer Betrachtung der zeitlichen Entwicklung der Netto-Zahlungsströme ab 2010 (Abb. 63) sichtbar: Im Jahr 2012 ist die EEG-Umlage nur unwesentlich von 3,53 ct/kWh auf

3,59 ct/kWh gestiegen, d. h. die Mittelabflüsse sind nahezu unverändert geblieben. Gleichzeitig hat aber der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien – insbesondere der starke Zubau der Photovoltaik im Jahr 2011 und im Laufe des Jahres 2012 – die Vergütungssummen deutlich ansteigen lassen, sodass zahlreiche Bundesländer ihre Netto-Zuflüsse gesteigert haben. Im Vergleich 2012 zu 2011 kam also hauptsächlich der Ausbaueffekt der Erneuerbaren Energien zum Tragen. Im Vergleich 2013 zu 2012 wirkt der Anstieg der EEG-Umlage 2013 deutlich stärker auf die Zahlungsabflüsse, sodass vor allem in den bevölkerungsreichen Bundesländern mit hohem Stromverbrauch die Netto-Zuflüsse stark gesunken sind bzw. sich die Netto-Abflüsse deutlich vergrößert haben.

Hinzu kommt: Insgesamt hat sich das Niveau der saldierten Zahlungsströme stärker ins Negative verschoben. Grund dafür ist der starke Anstieg der Nachholung und der Liquiditätsreserve in der EEG-Umlage 2013, die über die EEG-Umlage auf die Zahlungsabflüsse wirken. Die Analyse der EEG-Zahlungsströme beschreibt die tatsächlichen innerhalb eines Kalenderjahres erfolgten monetären Zahlungsflüsse. Das bedeutet, einerseits werden die Vergütungszahlungen an EEG-Anlagenbetreiber bzw. der darin enthaltene Anteil der Förderkosten eines Kalenderjahres ermittelt und andererseits die geleisteten Zahlungen der Verbraucher in Form der EEG-Umlage. Der EEG-Umlage 2013 enthält aber eine Nachholung in Höhe von knapp 2,6 Mrd. € für Vergütungszahlungen, die bereits im Jahr 2012 an Anlagenbetreiber geflossen sind, von den Verbraucher aber noch nicht entrichtet wurden. Hier fallen also zeitliche und sachliche Dimension der Zahlungsflüsse auseinander bzw. die Verbraucher entrichten im Kalenderjahr 2013 mehr als im Kalenderjahr 2013 an Förderkosten an Anlagenbetreiber fließen und die gesamten Mittelabflüsse übersteigen die Summe der Mittelzuflüsse. Die Erhöhung der Liquiditätsreserve entfaltet eine ähnliche Wirkung, da sie als Vorsichtsmaßnahme eine vorauseilende Erhebung von Förderkosten darstellt und ihr ebenfalls zunächst keine Mittelzuflüsse gegenüber stehen. Die Liquiditätsreserve wird erst in einer ex post-Betrachtung auf Basis der EEG-Jahresabrechnung 2013 aus der Saldierung rausfallen. Diese wird aber erst im Juli 2014 vorliegen. Im Ergebnis heißt das: Die aufsummierten Netto-Zahlungsflüsse können bei Beibehaltung der zeitlichen Konsistenz der monetären Zahlungsflüsse nicht Null ergeben.

Abb. 54: Regionale Zahlungsströme des EEG 2013

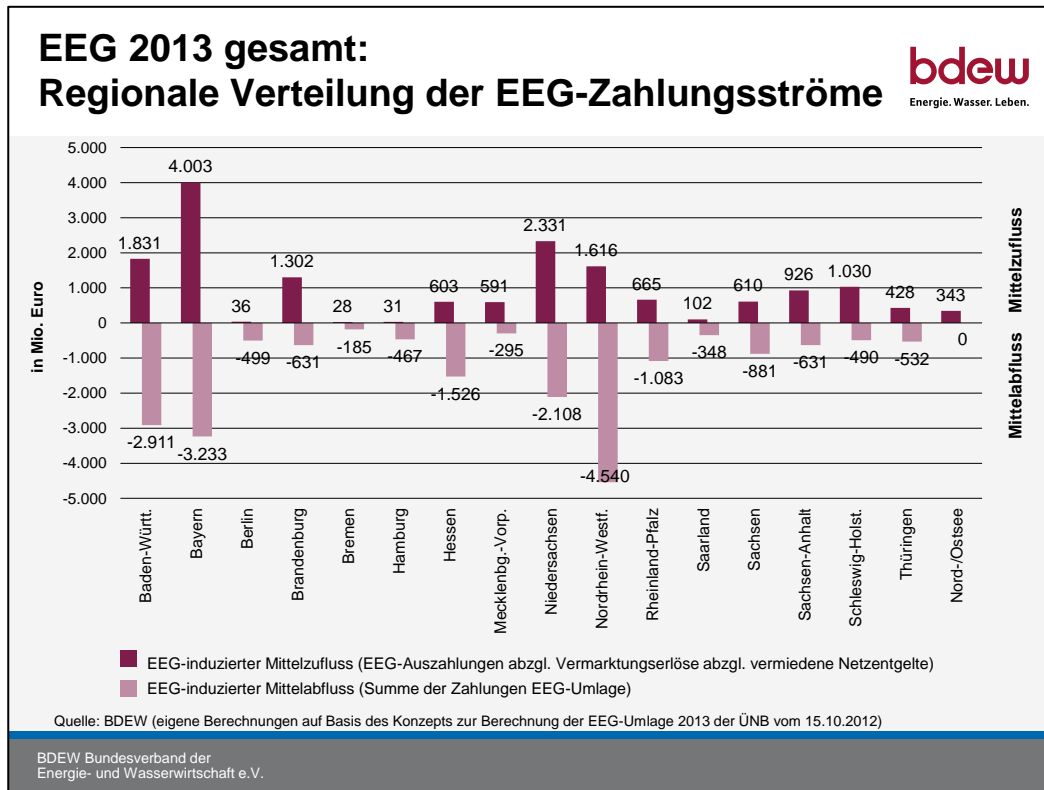


Abb. 55: Salden der EEG-induzierten Zahlungsströme 2013 nach Bundesländern (absteigend sortiert)

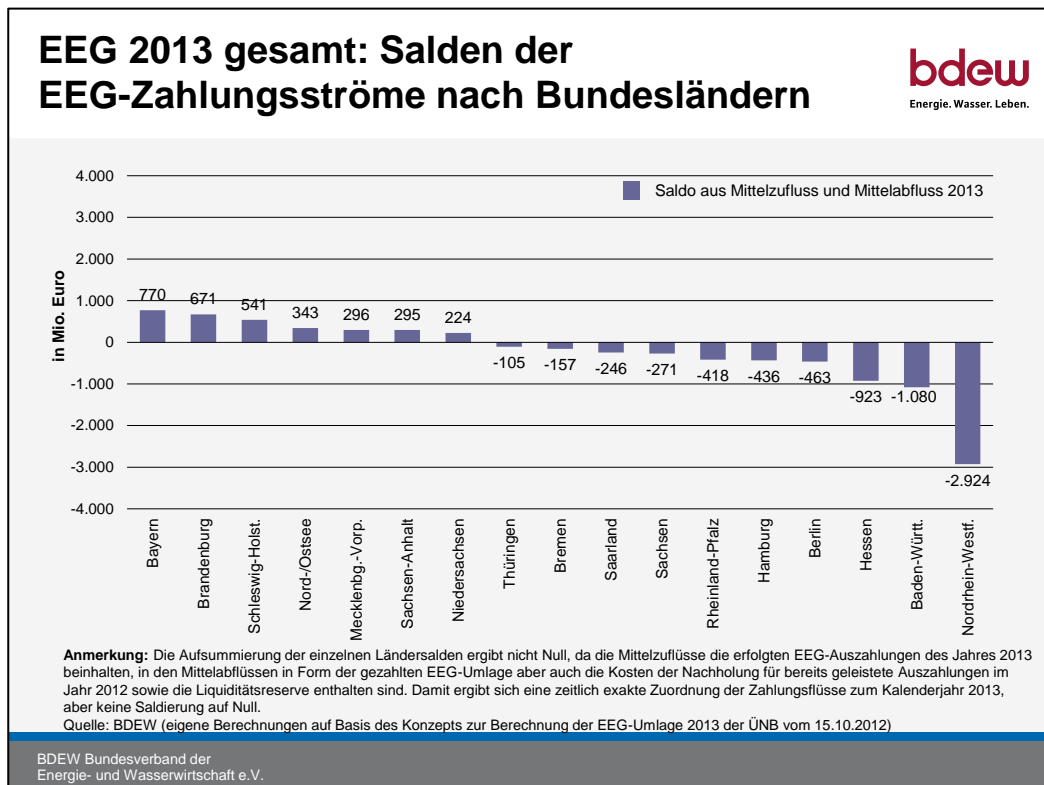


Abb. 56: Regionale Zahlungsströme des EEG 2013 Windenergie

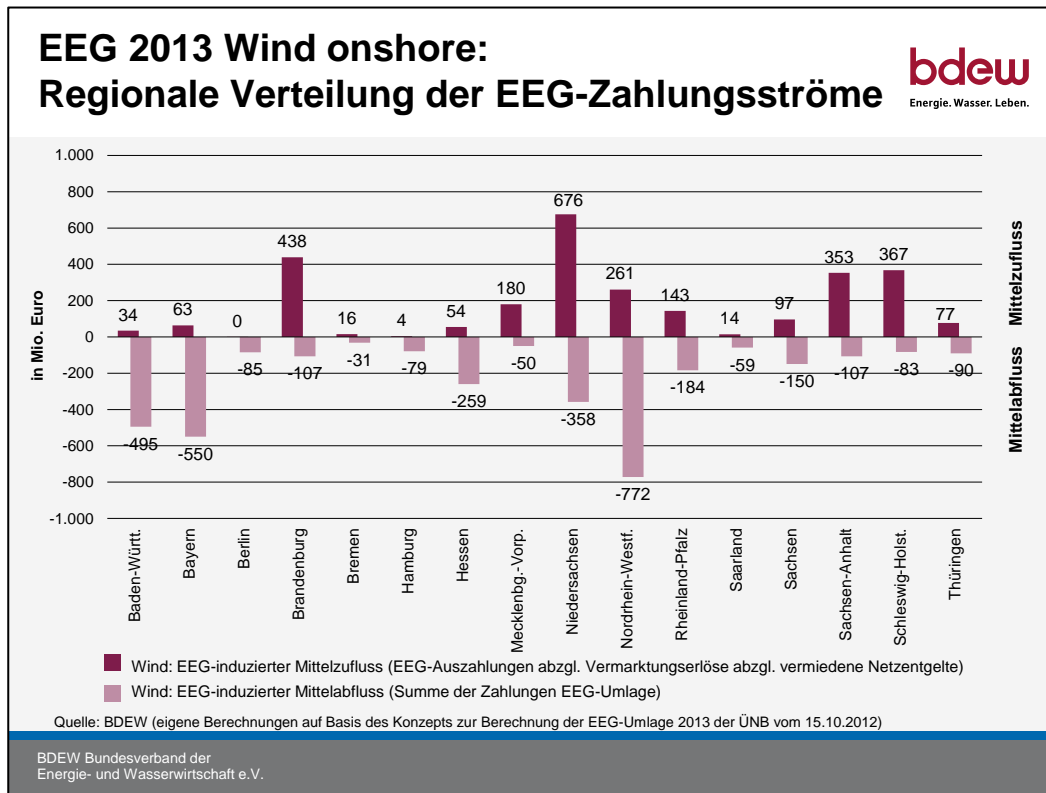


Abb. 57: Salden der EEG-induzierten Zahlungsströme Wind 2013 nach Bundesländern (absteigend sortiert)

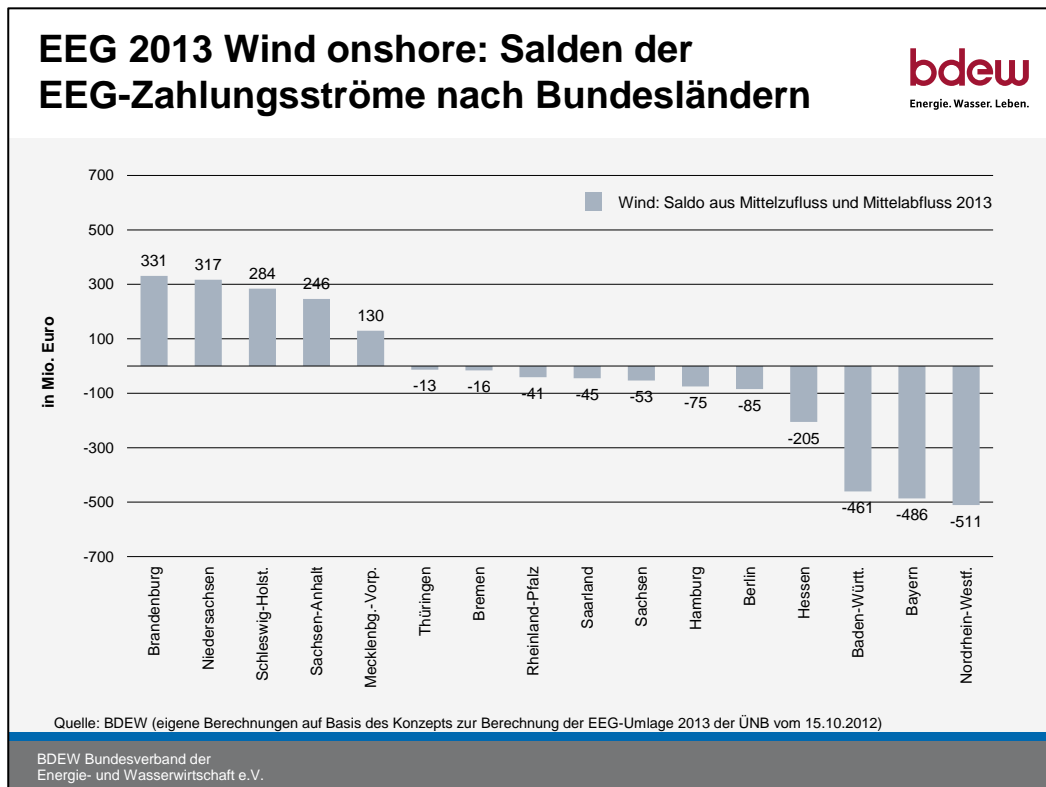


Abb. 58: Regionale Zahlungsströme des EEG 2013 Photovoltaik

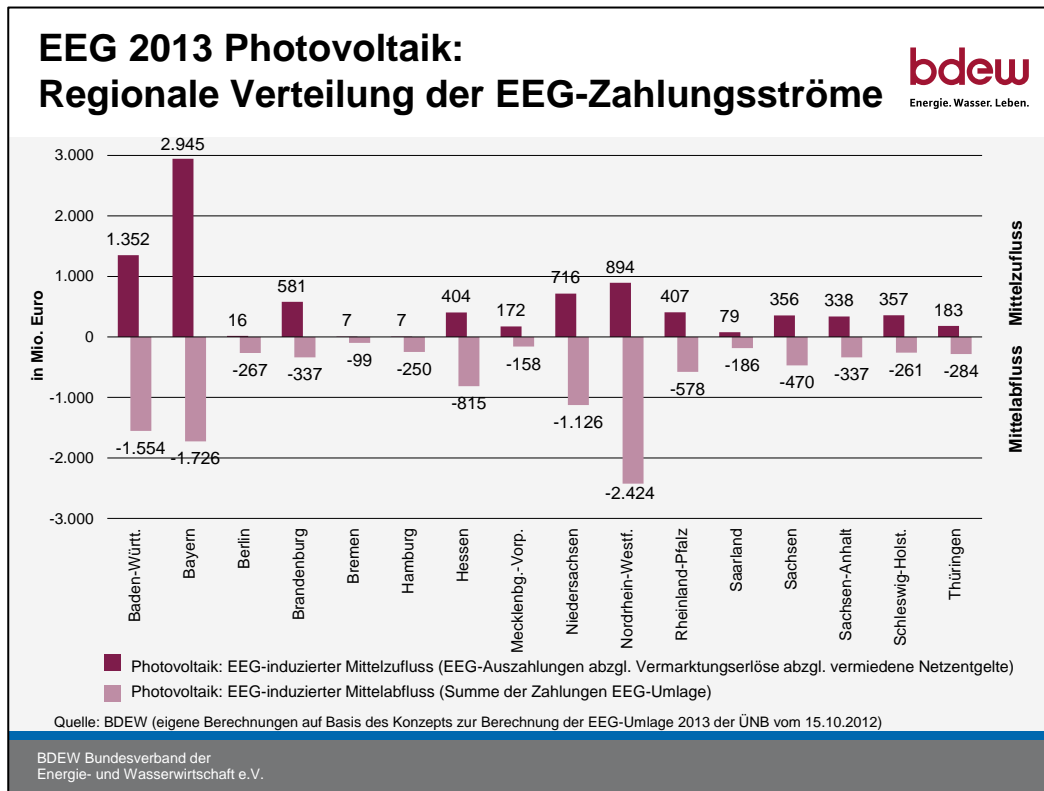


Abb. 59: Salden der EEG-induzierten Zahlungsströme Photovoltaik 2013 nach Bundesländern (absteigend sortiert)

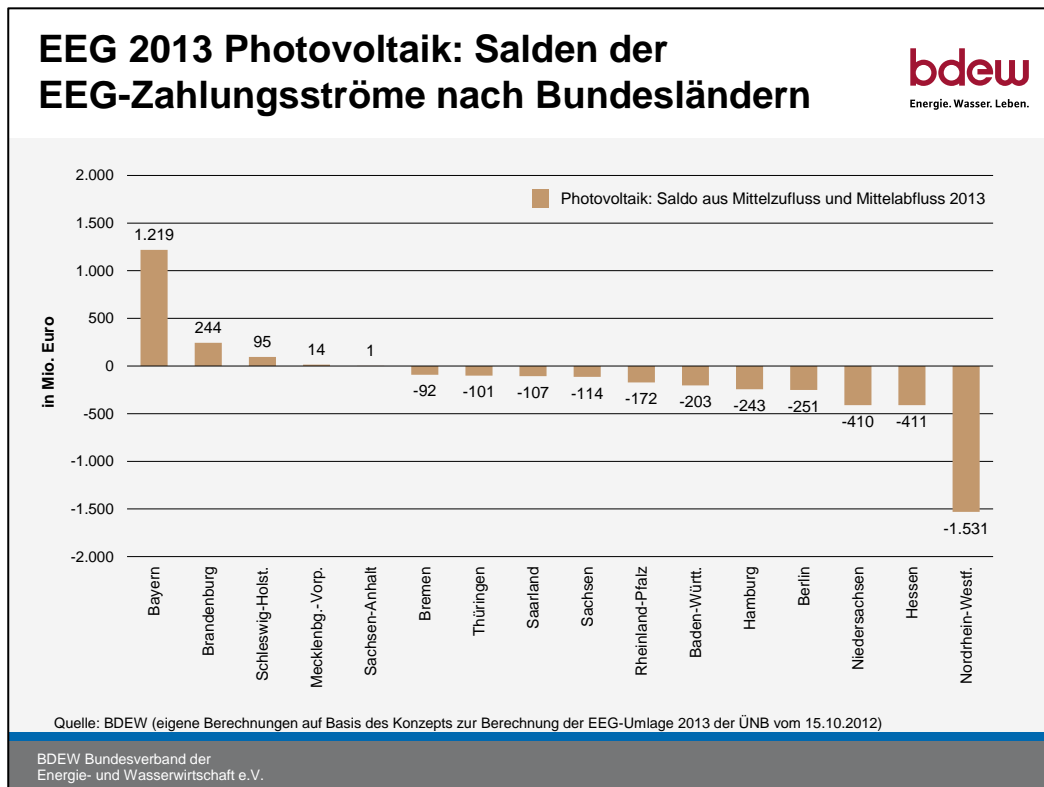


Abb. 60: Regionale Zahlungsströme des EEG 2013 Biomasse

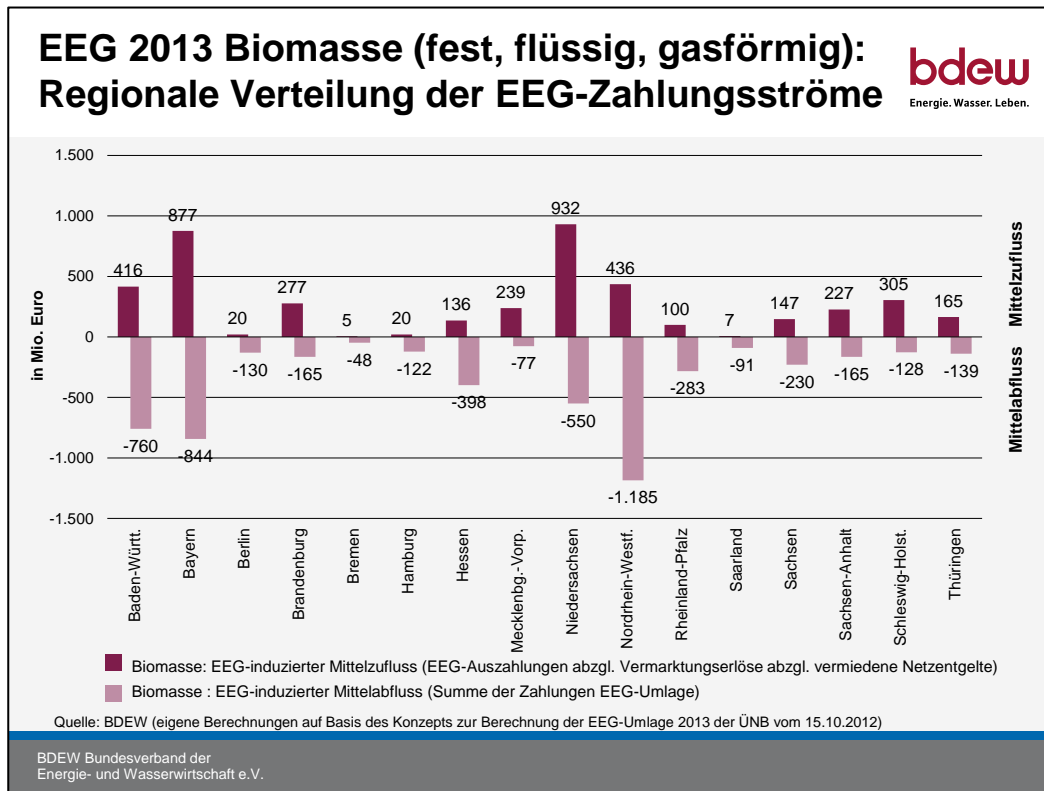


Abb. 61: Salden der EEG-induzierten Zahlungsströme Biomasse 2012 nach Bundesländern (absteigend sortiert)

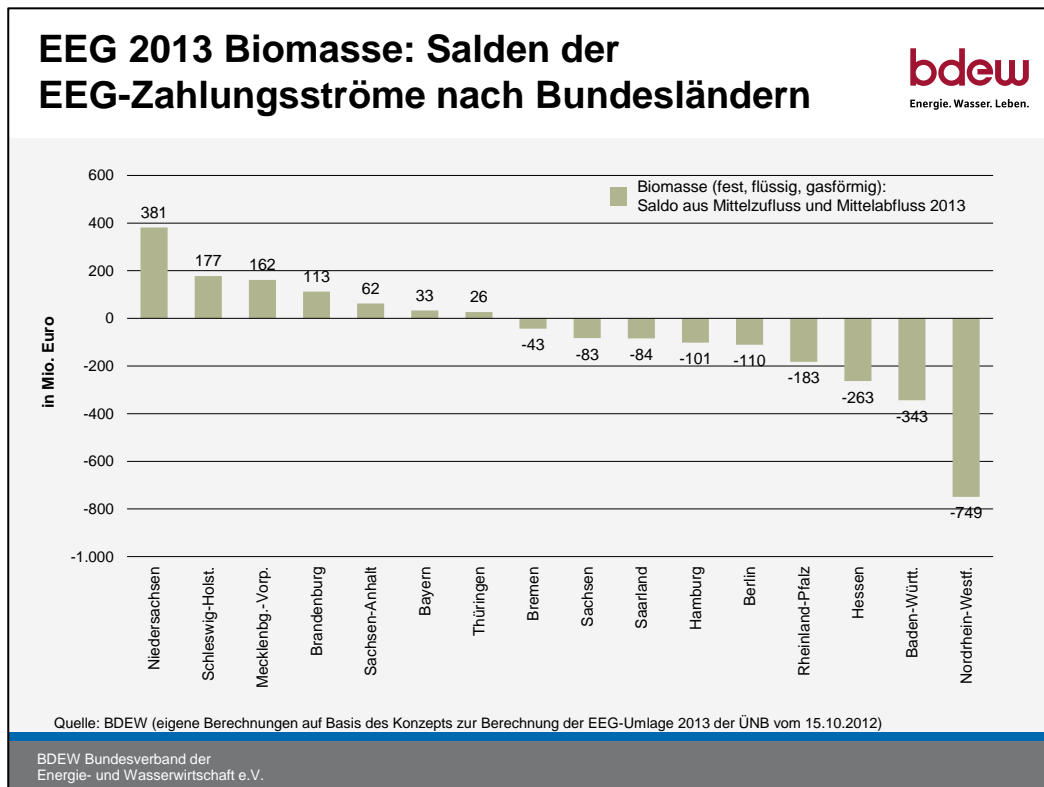


Abb. 62: Salden der EEG-induzierten Zahlungsströme 2012/13 nach Bundesländern (Karte)

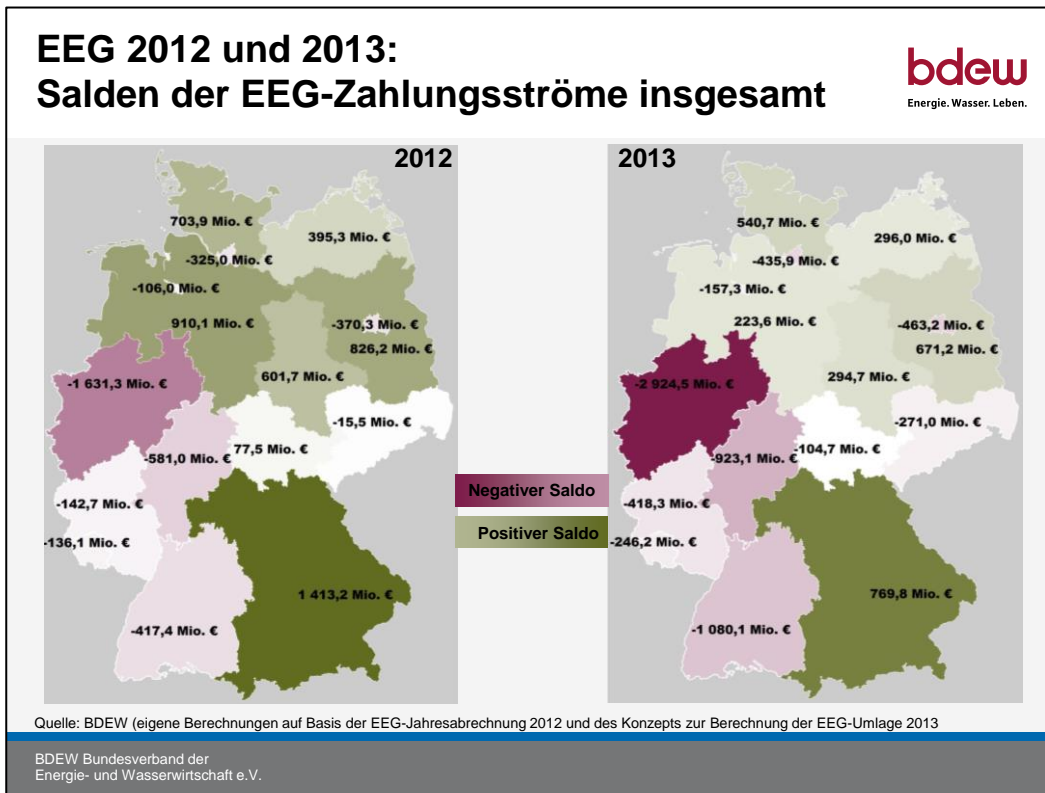
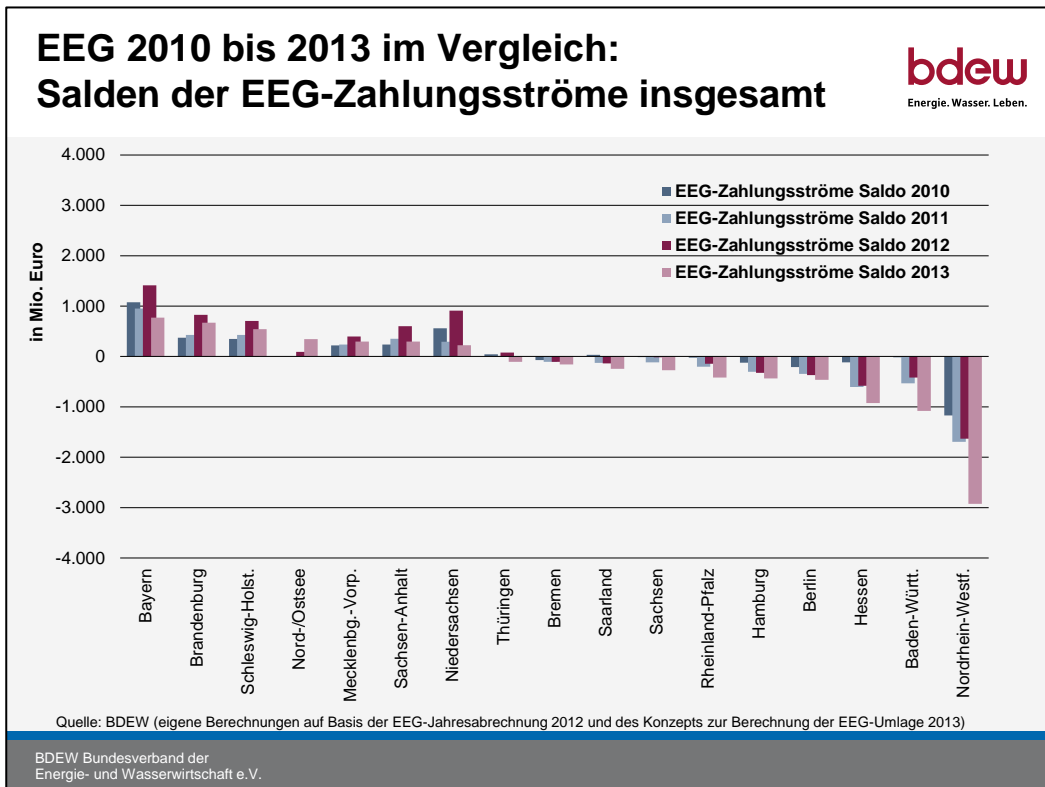


Abb. 63: Salden der EEG-induzierten Zahlungsströme 2010 bis 2013 nach Bundesländern (Grafik)



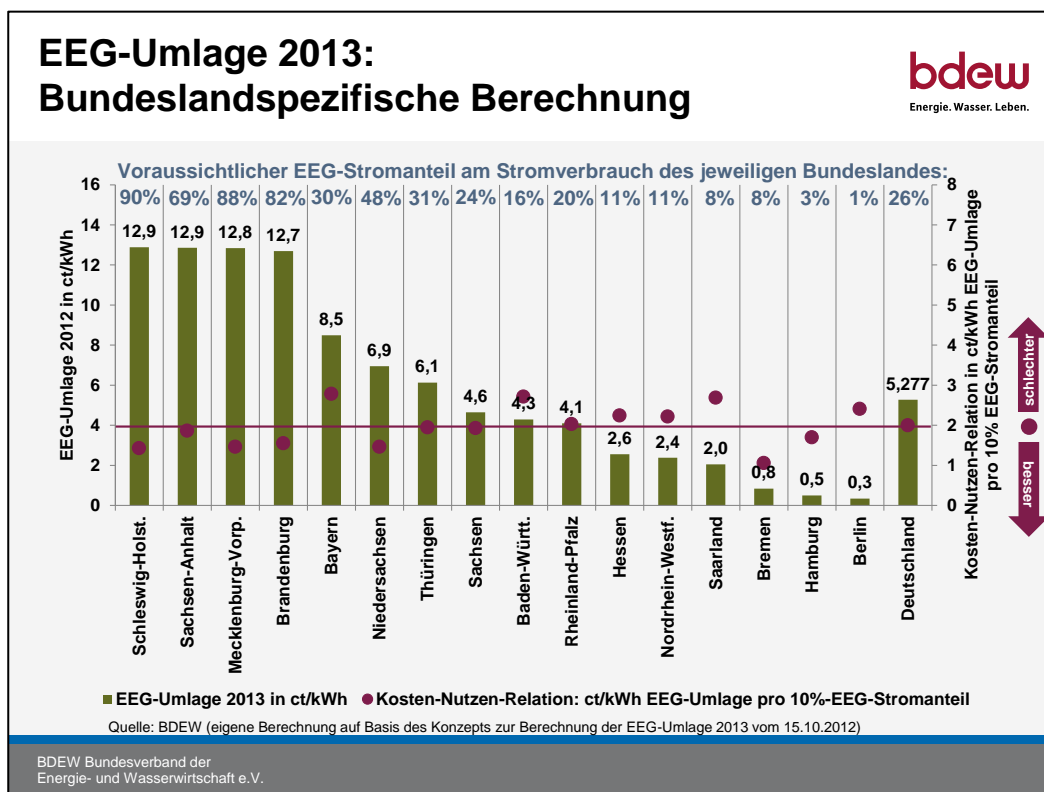
Die Analyse der EEG-induzierten Zahlungsströme zwischen den Bundesländern spiegelt gut die unterschiedlichen topografischen, klimatischen und demografischen Unterschiede innerhalb Deutschlands wieder. Das zunehmende Interesse an regionalen Betrachtungen hat aber auch dazu geführt, dass einzelne Bundesländer 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 bevölkerungs- und damit verbrauchsschwachen Bundesländer Schleswig-Holstein, Sachsen-Anhalt, Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg im Jahr 2013 eine EEG-Umlage in Höhe von knapp 13 ct/kWh gehabt (Abb. 64). An fünfter Stelle wäre Bayern mit einer EEG-Umlage von 8,5 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 EEG-Umlage niedrig ist, müssen die EEG-Kosten auf wenige Kilowattstunden verteilt werden und sind damit spezifisch hoch. In Bayern hingegen stehen den hohen Förderkosten auch ein hoher Stromverbrauch gegenüber, sodass die Gesamtkosten auf viele Verbraucher verteilt werden und der spezifische Förderbetrag pro verbrauchter Kilowattstunde geringer ausfällt. Die niedrigste EEG-Umlage würde in den Stadtstaaten anfallen, da hier aufgrund der Gegebenheiten weniger 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. Betrachtet man die Bundesländer für sich allein, ist natürlich auch die Effektivität der Förderung von Bedeutung. So wäre in Schleswig-Holstein, Sachsen-Anhalt, Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg die Umlage zwar sehr hoch, diese Bundesländer würden dafür aber auch 70 bis 90 Prozent ihres zumindest bilanziellen Stromverbrauchs aus EEG-Anlagen decken können. Bayern erzielte hier mit ebenfalls relativ hohen Förderkosten nur einen Anteil von 30 Prozent, andere Bundesländer deutlich weniger. Der Anteil der Erneuerbaren Energien ist allerdings auf den Jahresstromverbrauch berechnet, eine zeitgleiche Deckung des Stromverbrauchs aus EEG-Anlagen ist damit natürlich noch nicht gegeben. Es ist ein großer Unterschied, ob eine Region lediglich im Jahresdurchschnitt seinen Stromverbrauch durch selbst produzierten Strom aus Erneuerbaren Energien decken kann, oder ob dies zu jeder Zeit, wenn von den Verbrauchern abgefordert, sichergestellt ist. Von letzterem sind alle Bundesländer weit entfernt.

Die Effektivität der Förderung – alleine auf erzeugte Kilowattstunden bezogen – wird durch die roten Punkte in Abbildung 64 illustriert. Im Bundesdurchschnitt bezahlen die Stromverbraucher für 10 Prozentpunkte EEG-Anteil am Stromverbrauch rund 2 ct/kWh EEG-Umlage. In Schleswig-Holstein würde dies den Verbraucher nur 1,4 bis 1,5 ct/kWh kosten, wegen des hohen Anteils an EEG-Strom am Stromverbrauch wäre die EEG-Umlage insgesamt aber entsprechend hoch. Verbraucher in Bayern müssten für 10 Prozentpunkte EEG-Anteil hingegen 2,8 ct/kWh Umlage aufbringen, da dort aufgrund des hohen Anteils an Photovoltaik und Biomasse der selbe Förderbetrag 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 erfordert, gegebenenfalls sogar im europäischen Kontext.

Abb. 64: EEG-Umlage 2013: Bundeslandspezifische Berechnung



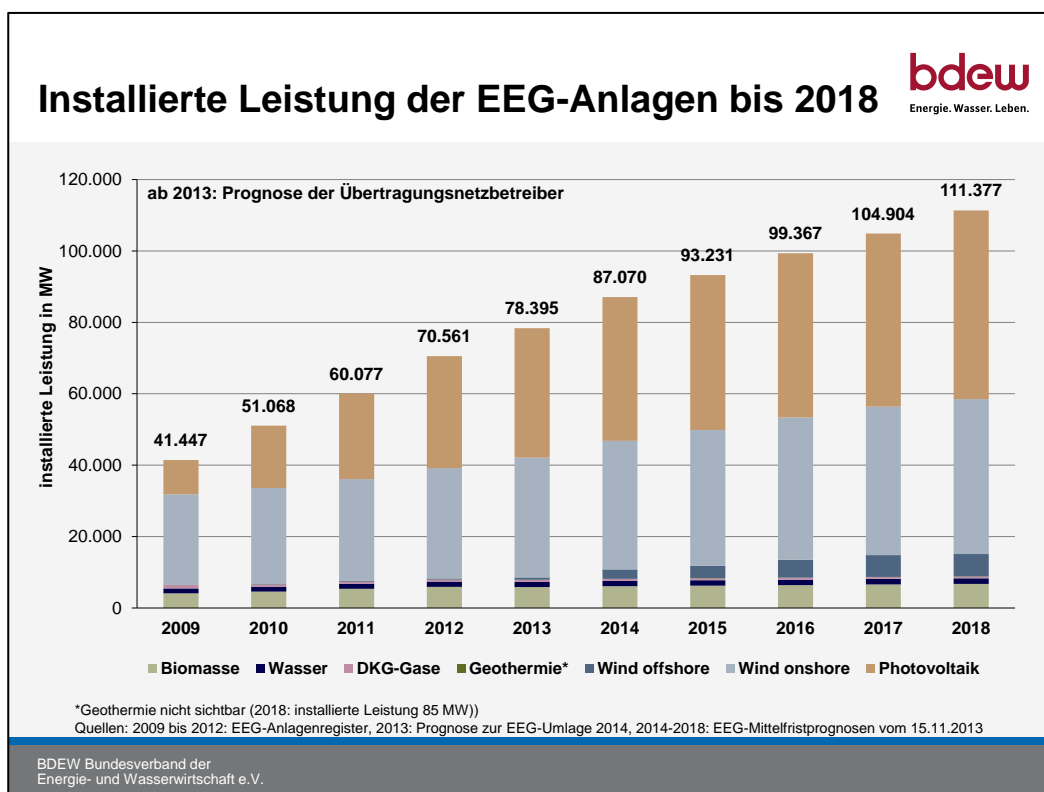
15 EEG-Vorschau: Die EEG-Mittelfristprognose bis 2018 und Bandbreite der EEG-Umlage 2015

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 2013 für die Jahre 2014 bis 2018 sind in den Abbildungen 65 und 66 dargestellt. Die Werte für das Jahr 2013 entstammen der EEG-Mittelfristprognose für die Jahre 2013 bis 2017 vom 15. November 2012.

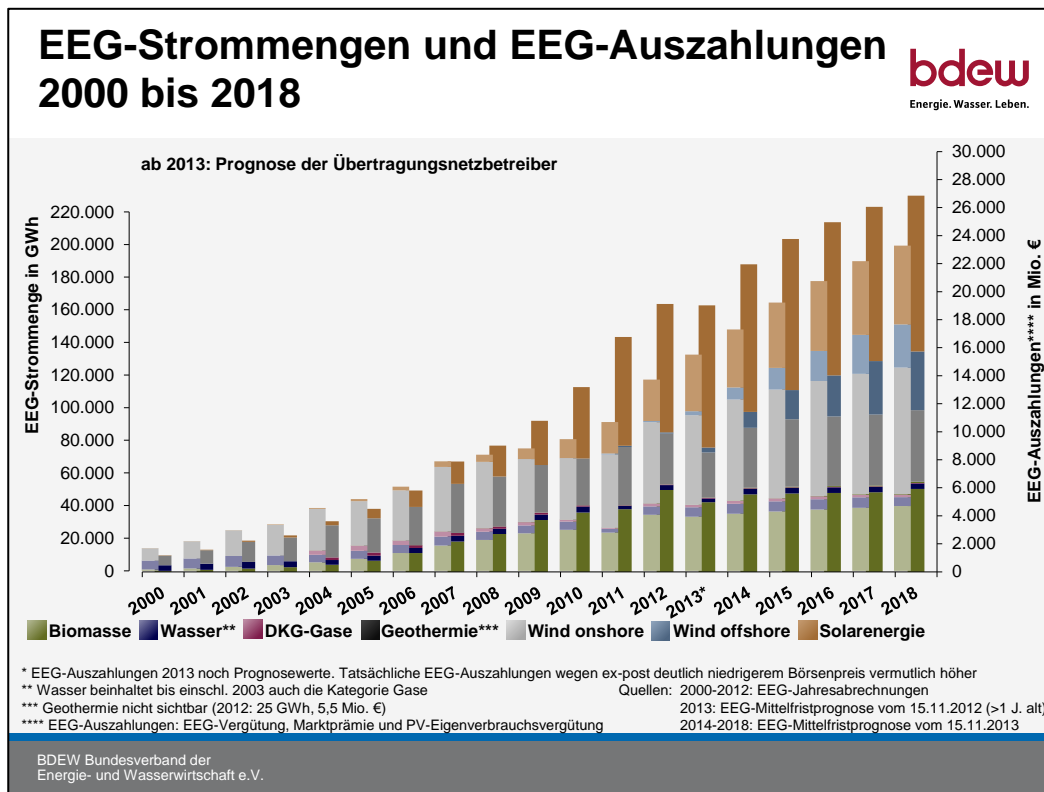
Gemäß EEG-Mittelfristprognose steigt die installierte Leistung der EEG-förderfähigen Anlagen bis 2018 auf 111.377 MW (Abb. 65). Maßgeblich getragen wird der Ausbau von der weiteren Entwicklung der Photovoltaik sowie dem weiteren Ausbau bzw. Repowering bei onshore-Wind. Auch die Offshore-Windenergie sorgt substantziell für einen Zuwachs der installierten Leistung. Im Vergleich zur Mittelfristprognose des vergangenen Jahres wurden die Ausbaupfade von Photovoltaik, Offshore-Wind und Biomasse allerdings leicht nach unten korrigiert, der Ausbau der onshore-Windenergie leicht erhöht.

Abb. 65: Entwicklung der installierten Leistung der EEG-Anlagen bis 2018



Bis 2018 steigt die Summe der EEG-Auszahlungen auf knapp 27 Mrd. € gegenüber gut 13 Mrd. € im Jahr 2010, wovon 2018 gut 11 Mrd. € auf die Photovoltaikanlagen entfallen (Abb. 66). Allerdings ist die Wachstumsrate der jährlichen Auszahlungen an Photovoltaikanlagen ab 2013 deutlich moderater als in den Vorjahren und steigt von 10,5 Mrd. € im Jahr 2014 nur noch um 0,6 Mrd. € pro Jahr bis 2018 auf dann 11,1 Mrd. €. Die Offshore-Windenergie spielt aktuell noch eine untergeordnete Rolle, ein möglicher Ausbau auf gut 6.000 MW bis 2018 erfordert dann aber EEG-Auszahlungen von gut 4 Mrd. €. Im Bereich onshore-Wind steigen die EEG-Auszahlungen bis 2018 gegenüber 2014 um 0,8 Mrd. € auf dann 5,2 Mrd. €, die der Biomasse um 0,4 Mrd. € auf dann 5,9 Mrd. €. Insgesamt liegen die EEG-Auszahlungen 2018 knapp 5 Mrd. € höher als im Jahr 2014.

Abb. 66: Entwicklung EEG-Strommengen und EEG-Auszahlungen bis 2018



Parallel zur Veröffentlichung der Mittelfristprognose sind die Übertragungsnetzbetreiber gesetzlich dazu verpflichtet eine Bandbreite für die EEG-Umlage des übernächsten Jahres zu veröffentlichen. Diese beläuft sich gemäß der Veröffentlichung vom 15. November 2013 auf 5,85 bis 6,86 ct/kWh im Jahr 2015. Das Szenario für die Untergrenze der Bandbreite unterstellt ein Trendwachstum beim Ausbau der EEG-Anlagen sowie einen hohen Stromverbrauch der nicht-privilegierten Letztverbraucher, 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 2015. Wie hoch die EEG-Umlage 2015 letztendlich ausfällt, hängt vor allem vom weiteren 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, aber auch die aktuellen politischen Entwicklungen sowohl in Berlin als auch in Brüssel werden auf die Höhe der EEG-Umlage 2015 Auswirkungen haben.

Vor allem die nun anstehende und von der Bundesregierung nach der Regierungsbildung zügig in Angriff genommene Reform des EEG wird sehr wahrscheinlich einige Veränderungen mit sich bringen. Das grundsätzlichen System der Förderung der Erneuerbaren Energien und die Energiewende-Ziele stehen dabei aber außer Frage und sollten weiterhin Leitlinie des politischen Handelns bleiben. Im Detail bedarf es aber zahlreicher Korrekturen, um Ausbauziele und Kosteneffizienz der Erneuerbaren Energien in Einklang zu bringen. Zweifelsohne war das EEG bislang eine erfolgreiche Anschubfinanzierung für grüne Technologien, die aber

nun langsam den Kinderschuhen entwachsen und an einen wettbewerblichen Markt herangeführt werden müssen. Das vorliegende BDEW-Energie-Info zeigt diese erfolgreiche Entwicklung der letzten Jahre, verdeutlicht aber auch, dass mit den gestiegenen Kosten zunehmend Kosteneffizienz und Verteilungsgerechtigkeit des EEG ins Blickfeld rücken und damit letztlich die breite Unterstützung und Akzeptanz des Projekts Energiewende gefährdet wird. Nicht zu vernachlässigen sind darüber hinaus die systemischen Herausforderungen, die bei der Integration der Erneuerbaren Energien in das Stromversorgungssystem bewältigt werden müssen. Der nach und nach in den nächsten Jahrzehnten stattfindende Rollentausch in der Stromversorgung bedeutet nicht nur, dass Erneuerbare Energien einen wachsenden Anteil des Stromverbrauchs decken werden, sondern erfordert auch eine zunehmend Systemverantwortung der Erneuerbaren Energien, um auch in Zukunft eine zuverlässige Versorgung mit Strom gewährleisten zu können.

Mit dem aktuellen Eckpunkte-Papier zur Novellierung des EEG hat die Bundesregierung erste Vorschläge formuliert. Nun ist eine offene und sachliche Debatte notwendig, um die Energiewende weiter voranzubringen, dabei die Kosten im Blick zu behalten und die Bürgerinnen und Bürger mitzunehmen.

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