

Das Eckpunktepapier zur EEG-Novelle 2016:

**DER RICHTIGE WEG ZU MEHR KOSTENEFFIZIENZ
UND UMWELTSCHUTZ?**

Im Auftrag der Fraktion Die Linke. im Bundestag

Das Eckpunktepapier zur EEG-Novelle 2016: MIT DEM RICHTIGEN ENERGIEMIX ZU MEHR KOS- TENEFFIZIENZ UND UMWELTSCHUTZ

Im Auftrag der Fraktion Die Linke. im Bundestag

Auftragnehmer

EnKliP 
Energie- und KlimaPolitik | Beratung

Reventlouallee 28 / 24105 Kiel

0431-53677053

Uwe.Nestle@EnKliP.de

www.EnKliP.de

Uwe Nestle
Unter Mitarbeit von Luca Brunsch

Januar 2016

Die sechs wichtigsten Punkte

- Die Durchschnittsvergütungen neuer EEG-Anlagen schwanken seit 2013 um den Bereich von 12 Ct/kWh – dem offiziellen Kostenziel der Bundesregierung und des EEG 2014. Damit ist der Ökostromausbau seit einigen Jahren deutlich effizienter als in den Jahren 2005 bis 2012. In diesen Jahren wurden die neuen EEG-Anlagen mit durchschnittlich bis zu 25 Ct/kWh vergütet.
- Alte und klimaschädliche Kohlekraftwerke sowie Atomkraftwerke durch einen effizienten Ökostrommix zu ersetzen ist schon heute nur unwesentlich teurer als der Ersatz durch neue Erdgaskraftwerke – sogar ohne Berücksichtigung der Umweltschadenskosten. In wenigen Jahren ist es günstiger. Die Zubaubegrenzung bei den günstigen Ökostromtechnologien ist somit kein Beitrag zur Kostenstabilisierung im Stromsektor.
- Die aktuellen Pläne der Bundesregierung begrenzen dagegen den Billigmacher Windenergie an Land zugunsten der noch relativ teuren Offshore-Windenergie weiter. Dadurch wird der Ökostromausbau ineffizienter. So verfehlt die Bundesregierung ihr eigenes Kostenziel.
- Auch mit dem nun geplanten Ausbau der Offshore-Windenergie könnte die Bundesregierung ihr Kostenziel einer Durchschnittsvergütung neuer Anlagen von unter 12 Ct/kWh erreichen, wenn die günstige Windenergie an Land und Photovoltaik schneller ausgebaut würde. Dafür müsste der Gesamtdeckel von max. 45 % Ökostrom am Bruttostromverbrauch im Jahr 2025 gestrichen werden.
- Im Vergleich zu den beiden Vorjahren war der Ökostromausbau des Jahres 2015 weniger effizient und führt zu deutlich höheren Verbraucherkosten. Bei etwa gleicher Stromproduktion verursacht die Offshore-Windenergie rund drei Viertel der Kosten dieses Jahrgangs, die günstigen Technologien nur rund ein Viertel. So wurde das 12 Ct/kWh-Kostenziel im Gegensatz zu 2014 deutlich verfehlt. Das Jahr 2015 bleibt ein Ausnahmejahr, wenn es wieder zu einem effizienten Ökostrommix mit einem hohen Anteil von Windenergie an Land und Photovoltaik kommt.
- Würde entsprechend der Forderung der Lobby der Ausbau der Offshore-Windenergie auf 1.200 MW pro Jahr erhöht, stiegen die Kosten für die Verbraucher jährlich um zusätzliche knapp 0,1 Ct/kWh. Eine Beschleunigung des Ausbaus der günstigen Technologien würde bei gleichen Verbraucherkosten bis 2020 eine um rund 20 Mio. Tonnen höhere Reduktion der Treibhausgasemissionen bewirken. Die Überführung von Kohlekraftwerken in die Kapazitätsreserve soll rund 12,5 Mio. Tonnen einsparen.

Inhalt

1	Zusammenfassung für Entscheider	6
2	Einleitung.....	9
3	Die Szenarien.....	13
3.1	Festlegung der unterstellten Vergütungen	13
3.2	Szenario „EEG 2014“	16
3.3	Szenario „Eckpunkte EEG 2016“.....	16
3.4	Szenario „Mehr teure EE“.....	18
3.5	Szenario „Mehr günstige EE“.....	19
3.6	Szenario „Erdgas“	20
4	Der EEG-Jahrgang 2015	21
5	Szenarienvergleiche.....	23
5.1	„EEG 2014“ und „Eckpunkte EEG 2016“.....	23
5.1.1	Die Jahrgangsvergütungen	23
5.1.2	Die Jahrgangsumlagen.....	24
5.2	„Mehr teure EE“ mit „Mehr günstige EE“	26
5.2.1	Die Jahrgangsvergütungen	26
5.2.2	Die Jahrgangsumlagen.....	27
5.3	„Mehr günstige EE“ und „Erdgas“	28
5.3.1	Die Jahrgangsvergütungen	28
5.3.2	Die Jahrgangsumlagen.....	29
6	Anhang A: Methodik zur Ermittlung von Jahrgangsvergütungen und Jahrgangsumlagen	31
6.1	Berechnungsmethodik	31
6.1.1	Jahrgangsvergütungen	31
6.1.2	Jahrgangsumlagen.....	32
6.2	Eingangsdaten, Annahmen und Vereinfachungen.....	32
6.2.1	Betrachtete Technologien	32
6.2.2	Erlöse und Kosten des EEG-Kontos.....	33
6.2.3	Vergütungen für die EE-Sparten.....	33
7	Anhang B: Datengerüste.....	38
8	Anhang C: Sensitivitätsanalyse.....	47
9	Anhang D: Verwendete Studien zur Ermittlung der Stromgestehungskosten von Erdgaskraftwerken	49
10	Literaturverzeichnis.....	50

1 ZUSAMMENFASSUNG FÜR ENTSCHEIDER

Im Jahr 2014 hat die große Koalition das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) mit dem Ziel novelliert, die „Kostendynamik zu durchbrechen“. Konkret sollen die Durchschnittsvergütungen für neue EEG-Anlagen auf unter 12 Ct/kWh gesenkt werden. Tatsächlich schwanken diese bereits seit 2013 und in allen im vorliegenden Gutachten untersuchten Szenarien bis 2020 um diesem Bereich, 2014 lagen sie sogar darunter. Damit verstetigt sich der bestehende Trend zu einem deutlich effizienteren Ökostromausbau. Zwischen 2005 und 2011 lagen die Durchschnittsvergütungen neuer Anlagen noch bei bis zu gut 25 Ct/kWh (Abb. A). Dennoch bewirkt die Wahl des Ökostrommixes deutliche Kostenunterschiede.

So wird die Bundesregierung mit ihren neuen Plänen ihr 12 Ct/kWh-Kostenziel verfehlen – anders als nach den Plänen von 2014 (Abb. A). Grund ist die Stärkung der heute noch relativ teuren Offshore-Windenergie zu Lasten der günstigen Windenergie an Land. Damit macht die Bundesregierung den Ökostromausbau ineffizienter und das Gegenteil dessen, was sie 2014 noch wollte: „Die Konzentration auf die kostengünstigen Technologien, Wind Onshore und Photovoltaik“. Sie baut eine massive Sicherung gegen das Überschreiten ihres Ausbaukorridors auf, ohne dadurch die Kosten der Verbraucher_innen zu senken. Dabei könnte sie ihr Kostenziel trotz der Stärkung der Offshore-Windenergie erreichen, indem sie den Ausbau von Windenergie an Land und Photovoltaik ebenfalls beschleunigt. Diese Strategie hätte volkswirtschaftliche Vorteile. Mit ihr würde der Ökostromanteil im Jahr 2025 aber über das gesetzlich festgeschriebene Maximum von 45 % steigen.

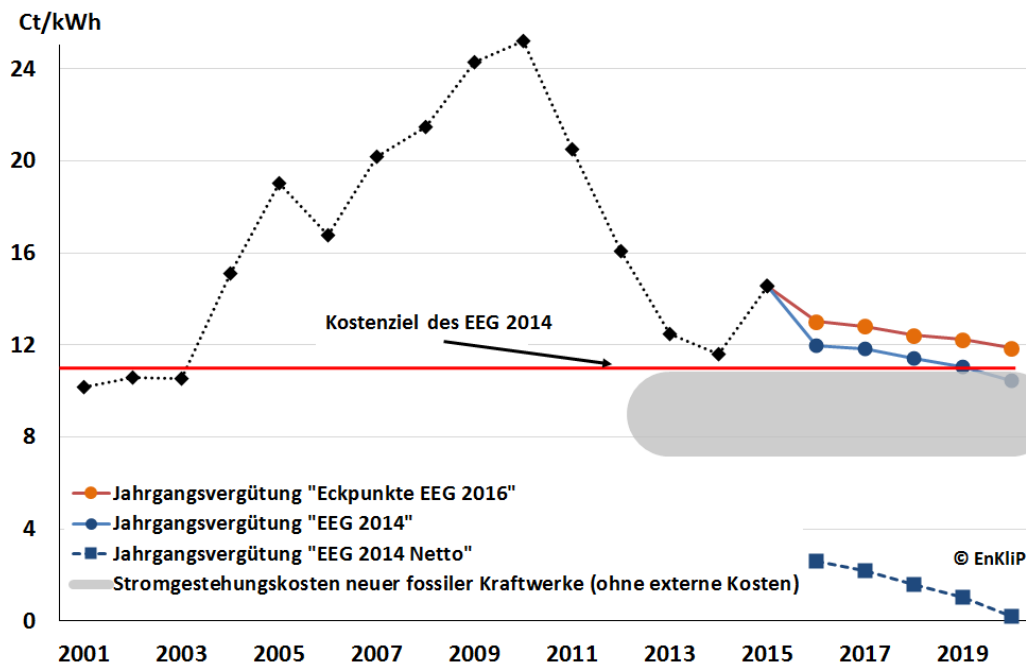


Abbildung A: Vergleich der Jahrgangsvergütungen der Szenarien „EEG 2014“ und „Eckpunkte EEG 2016“. Zusätzlich sind die Netto-Vergütungen für das Szenario „EEG 2014“ angegeben. Mit ihnen werden die Mehrkosten gegenüber hypothetisch angenommen neuen Erdgaskraftwerken dargestellt (eigene Darstellung).

Wie stark sich ein sehr schneller Ausbau der Offshore-Windenergie auf die Effizienz auswirkt zeigt der Zubau des Jahres 2015 (Abb. A). Ursache für die gestiegenen Durchschnittsvergütungen ist die massiv gestiegene Anbindung neuer Offshore-Windenergieanlagen ans Netz. Bei einem Anteil an der Ökostromproduktion des EEG-Jahrgangs 2015 von gut 50 % und einer Vergütung von bis zu 19,4 Ct/kWh drückt Offshore den Durchschnitt deutlich über das Kostenziel der Bundesregierung von 12 Ct/kWh.

Das hat Auswirkungen auf die Kosten für die Verbraucher_innen. Zwar zeigt der Vergleich des Jahres 2015 mit den Jahren 2009 bis 2011 eine deutliche Kostenreduktion – obwohl kein früherer EEG-Jahrgang mehr Ökostrom erzeugt. Dennoch ist der Beitrag der 2015 gebauten EEG-Anlagen zur EEG-Umlage wieder deutlich gestiegen (Abb. C). Rund drei Viertel dieser Kosten verantwortet die Offshore-Windenergie – unter Berücksichtigung der konstanteren Einspeisung und des entsprechend höheren Wertes ihres Stroms. Die günstigen Ökostromtechnologien Windenergie an Land und Photovoltaik erzeugen in etwa die gleiche Strommenge, tragen aber nur rund ein Viertel zu den Kosten bei (Abb. B). Anders ausgedrückt: Für die gleiche Strommenge müssen die Kunden bei Offshore-Windenergie drei Mal so viel Geld ausgeben wie bei Windenergie an Land und Photovoltaik. Das Jahr 2015 bleibt allerdings ein Ausnahmejahr, wenn die Bundesregierung ihre aktuellen Pläne zum Ausbau der heute noch teuren Technologien umsetzt und dieser dann deutlich unter den Werten von 2015 bleibt.

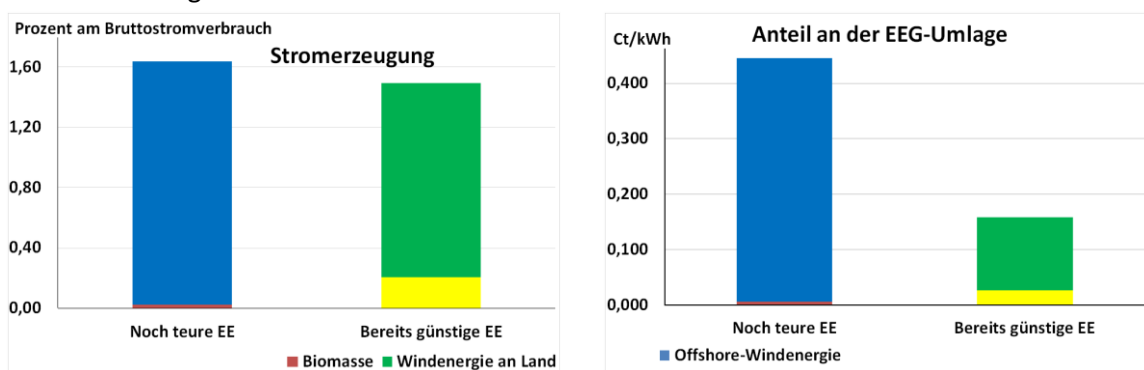


Abbildung B: Stomerzeugung (links) des EEG-Jahrgangs 2015 und Beitrag der Ökostromtechnologien dieses Jahrgangs zur EEG-Umlage 2016 (rechts) (eigene Darstellung).

Es gibt aber auch Stimmen für noch weniger Kosteneffizienz. So fordern die Offshore-Windenergie-Lobby und einige Bundesländer, den Ausbau der Windenergie auf dem Meer gegenüber den Plänen der Bundesregierung noch weiter zu beschleunigen (Szenario „Mehr teure EE“). Damit würde das Erreichen des 12 Ct/kWh-Ziels in noch weitere Ferne rücken. Dagegen ist es eine „win-win-Strategie“, statt eines schnelleren Ausbaus der noch teuren Ökostromtechnologien zu den gleichen Kosten den Ausbau der bereits günstigen Technologien zu beschleunigen (Szenario „Mehr günstige EE“).

Mit einem solchen schnelleren Ausbau von Windenergie an Land und Photovoltaik würde erstens das 12 Ct/kWh-Ziel erreicht und zweitens mehr Ökostrom erzeugt. Der Zubau jedes EEG-Jahrgangs würde eine Menge Ökostrom erzeugen, die 2,6 % des deutschen Stromverbrauchs entspricht (Abb. C). Das ist mehr als alle vorherigen EEG-Jahrgänge, mit Ausnahme des Jahrgangs 2015. Damit können, im Vergleich zu den aktuellen Plänen der Regierung, bis 2020 rund 20 Mio. Tonnen Treibhausgasemissionen pro Jahr zusätzlich reduziert werden. Das Szenario „Mehr teure EE“ würde nur ein Drittel der zusätzlichen Reduktionen bewirken – bei gleichen Kosten. Zum Vergleich: Die Abschaltung einiger alter Kohlekraftwerke durch ihre Überführung in die Kapazitätsreserve soll 12,5 Mio. Tonnen pro Jahr einsparen.

Die Kosten des Zubaus von Ökostromanlagen sind in beiden Szenarien mit 0,35 bis 0,4 Ct/kWh pro Jahr nicht hoch. Seit 2009 war der aktuelle Ökostromausbau nicht mehr so günstig – mit Ausnahme der günstigen Jahre 2013/2014. Die tatsächlichen Mehrkosten des EEG liegen dabei deutlich niedriger als die Beiträge zur EEG-Umlage. Denn mittelfristig muss eine Modernisierung des deutschen Kraftwerksparks durchgeführt werden – durch den Bau von neuen Stromerzeugungskapazitäten.

Zwar wird ein umfangreicher Neubau von Erdgaskraftwerken weder politisch diskutiert noch soll er hier vorgeschlagen werden. Dennoch wurde ein Kostenvergleich durchgeführt, um ein Gefühl für die

tatsächlichen Mehrkosten des Ökostromausbaus zu bekommen. Neue Erdgaskraftwerke wären danach im Vergleich zu einem kosteneffizienten Ökostrommix mit einem hohen Anteil der bereits kostengünstigen Technologien Windenergie an Land und Photovoltaik kaum günstiger. So sind die Kosten der beiden Szenarien „EEG 2014“ und „Mehr günstige EE“ – unter Einbeziehung der unterschiedlichen Wertigkeit des Stroms am Markt – kaum höher als die Kosten, die entstünden, wenn statt der Erneuerbaren Energien neue Erdgaskraftwerke die gleiche Strommenge erzeugen würden.

Die langfristige Sicherung unserer Stromversorgung kostet somit in jedem Fall Geld – ob mit oder ohne Erneuerbare Energien. Die Modernisierung des Kraftwerksparks auf Basis neuer Erdgaskraftwerke würde Umwelt und Klima allerdings deutlich weniger schützen als eine Modernisierung auf Basis der Erneuerbaren Energien. Denn Erdgaskraftwerke emittieren noch immer rund ein Drittel der Treibhausgasemissionen eines Kohlekraftwerkes, während Wind- und Photovoltaikanlagen praktisch emissionsfrei sind. Ferner könnte ein umfassender Ausbau von Erdgaskraftwerken die Anhängigkeit Deutschlands von Energieimporten aus geopolitisch instabilen Regionen verstärken.

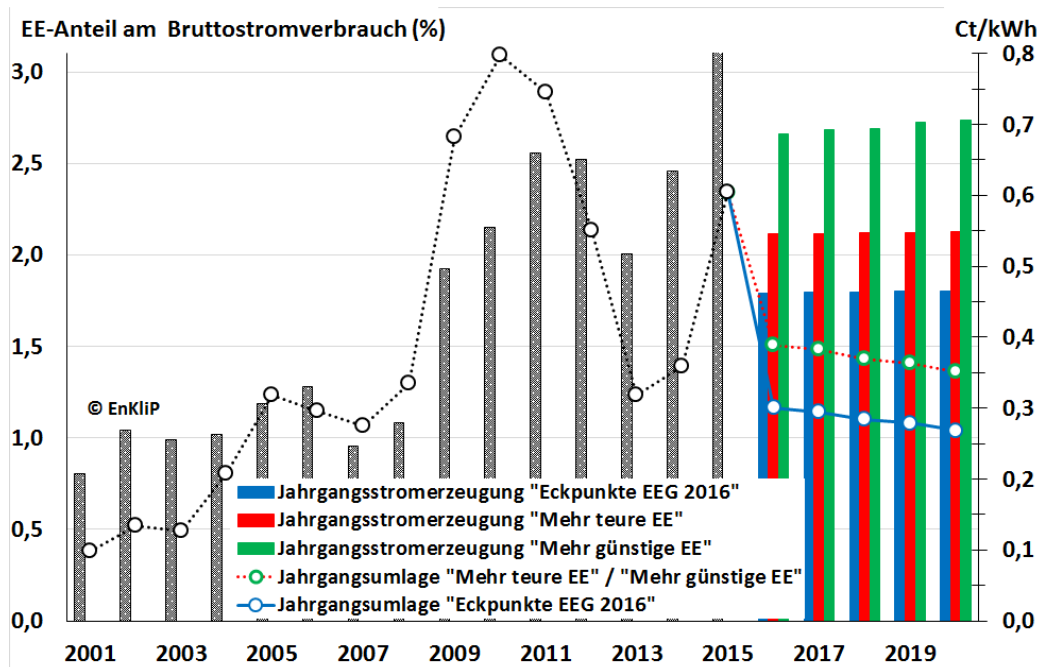


Abbildung C: Vergleich der Stromerzeugung jedes EEG-Jahrgangs und der Jahrgangsumlagen in den Szenarien „Eckpunkte EEG 2016“, „Mehr teure EE“ und „Mehr günstige EE“ (eigene Darstellung).

Wird also ein kostengünstiger Ökostrommix mit einem hohen Anteil Windenergie an Land und Photovoltaik gewählt, kann der Ökostromausbau deutlich beschleunigt werden, ohne den Verbraucher_innen unangemessene Kosten aufzubürden. Angesichts der damit verbundenen Einsparungen an Umweltschadenskosten wäre dies volkswirtschaftlich vernünftig. Es würde ferner dazu beitragen, dass Deutschland seine Klimaschutzziele bis 2020 erfüllt und sich auf die noch anspruchsvolleren Klimaziele 2030 optimal vorbereitet. Damit würde Deutschland seine Glaubwürdigkeit und Vorreiterrolle beim Klimaschutz stärken. Beides würde die globale Umsetzung des Pariser Klimaabkommens unterstützen.

Wollte die Bundesregierung diesen Weg gehen, müsste sie die Automatik des Eckpunktepapiers für die EEG-Novelle 2016 aufgeben, nach der umso weniger Windenergieanlagen an Land gebaut werden dürfen, je mehr andere Anlagen ans Netz gehen und je stärker der Stromverbrauch sinkt. Und sie müsste die starre Begrenzung des Ökostromanteils von maximal 45 % des Stromverbrauchs im Jahr 2025 überdenken.

2 EINLEITUNG

Das Ergebnis der Klimakonferenz in Paris vom Dezember 2015 macht Hoffnung, dass die internationale Staatengemeinschaft ernsthafte Schritte gegen die Erderwärmung unternimmt und die schlimmsten Folgen der Klimakrise vermieden werden können. Nun komme es *“darauf an, die Verpflichtungen aus dem Pariser Abkommen mit Leben zu füllen und dies in allen Staaten in Dekarbonisierungsfahrpläne zu übersetzen“* (WBGU 2015). Im Abkommen wurde festgelegt, dass die entwickelten Staaten weiterhin die Führungsrolle bei der Reduktion der Treibhausgasemissionen übernehmen und ihre Anstrengungen zur Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen steigern sollen (United Nations 2015, Artikel 4 Nr. 4). Damit steht auch Deutschland wieder stärker in der Verantwortung.

Die Bundesrepublik galt viele Jahre als Vorbild beim Klimaschutz. Die Energiewende und der rasante Ausbau der Erneuerbaren Energien wurden international bestaunt. Inzwischen holen einige Staaten auf. So waren beispielsweise 2014 in China bereits rund 125 GW Windenergieanlagen installiert (Deutschland 38 GW) (BMWi 2015b, S. 56, 12). Der Zubau in diesem Schwellenland lag im Jahr 2014 bei über 23 GW (Deutschland 4,7) (BMWi 2015b, S. 12; GWEC 2015). Die neuen, deutlich erhöhten Ziele Chinas liegen bei 250 GW bis 2020 (Reed 2015). Photovoltaikanlagen wurden in China 2014 in einer Größenordnung von knapp 11 GW installiert, in Japan waren es knapp 10 GW und in den USA gut 6 GW (Deutschland 2 GW). Das Ziel Chinas liegt nun bei 150 bis 200 GW im Jahr 2020 – das ist eine Erhöhung des bisherigen Ziels um das Vierfache (Reed 2015). Mit knapp 8 Prozent ist der Anteil der Photovoltaik am gesamten Stromverbrauch in Italien um rund einen Prozentpunkt höher als in Deutschland (IEA 2015). Diese Liste ließe sich verlängern. Deutschland ist somit bei weitem nicht alleine beim Ausbau der modernen Erneuerbaren Energien, vielmehr ist es derzeit dabei, seine Führungsrolle beim Klimaschutz und im Zukunftssektor Erneuerbare Energien zu verlieren.

Die globalen Anstrengungen für einen wirksamen Klimaschutz durch eine glaubwürdige Klimapolitik und anspruchsvolle eigene Maßnahmen weiterhin anzuspornen wäre dabei im ureigenen Interesse Deutschlands. Denn schon heute vertreibt die Klimakrise Millionen Menschen aus ihrer Heimat, da auch aufgrund der Erderwärmung ihre Häuser in Fluten versinken, ihre Äcker verdorren oder versalzen oder ihre Brunnen versiegen. Mit einer Verstärkung der Klimakrise wird die Zahl der Klimaflüchtlinge weiter steigen, viele von ihnen werden den Weg nach Deutschland suchen.

So gibt es auch bei der Syrienkrise klare Bezüge zur Klimakrise. Die politische Instabilität in Syrien seit 2011 ist u.a. durch eine extreme Trockenperiode und den folgend gestiegenen Nahrungsmittelpreisen bedingt. Dies und der auch dadurch mitbedingte Bürgerkrieg sind Gründe, warum Menschen aus diesem Land fliehen und u.a. in Deutschland eine neue Lebensgrundlage suchen (Kelley, Colin et al. 2015).

Ferner ist die Klimakrise ein soziales Problem. So *„verschärft der Klimawandel die Armut und begünstigt die ohnehin Privilegierten.... In den Mittelpunkt der Debatte gehören Menschen, die aufgrund ihrer Armut oder gesellschaftlichen Ausgrenzung stärker als andere vom Klimawandel betroffen sind und ihm wenig entgegensetzen können“* (terre des hommes 2015). So leiden auch in Deutschland beispielsweise alte und kranke Menschen, die sich keine klimatisierten Wohnräume leisten können, stärker an heißen Sommern als ihre reichen Mitbürger.

Die Anstrengungen für eine schnellere Reduktion der Treibhausgasemissionen zu erhöhen ist somit eine sinnvolle Investition in die Zukunft. Ein zentrales Instrument dafür ist der Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strombereich. Mit ihm wird der in letzter Zeit intensiv diskutierte und von der Bundesregierung eingeleitete Ausstieg aus der Kohlekraft erst ermöglicht, genauso wie der Atomausstieg.

Ohne einen verstärkten Ausbau der Erneuerbaren Energien werden die Emissionsminderungen durch die Abschaltung von alten und ineffizienten Kohlekraftwerken allerdings durch eine höhere Auslastung neuerer, bereits bestehender Kohle- und Erdgaskraftwerke reduziert – um etwa die Hälfte (DIW 2015, S. 22). Bei einem entsprechend beschleunigten Ökostromausbau würden die Emissionseinsparungen durch das frühzeitige Abschalten von Kohlekraftwerken voll zur Geltung kommen, da Wind- und Photovoltaikanlagen praktisch keine Treibhausgasemissionen verursachen (BMU 2011b, S. 24). Dies würde dazu beitragen, Deutschlands Ziel zu erreichen, seine Treibhausgasemissionen bis 2020 im Vergleich zu 1990 um mindestens 40 % zu reduzieren (CDU und CSU 2013). Die Erreichung dieses Ziels erscheint auch nach Vorlage des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 durch die Bundesregierung als fraglich (BMUB 2014; DIW 2015, S. 4; BUND 2015, S. 2).

Welche Auswirkungen aber hätte ein schnellerer Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strombereich für die Verbraucher? Wäre er für sie verkraftbar? Wie müsste er ausgestaltet werden, damit finanzschwache Stromkunden nicht überfordert werden? Und trägt die aktuelle Politik der Bundesregierung zur Kostenreduzierung und zur Entlastung der Stromkunden bei? Das vorliegende Gutachten soll einen Beitrag dazu leisten, diese Fragen zu beantworten. Dabei werden gezielt die Kosten analysiert, die durch den aktuellen und zukünftigen Ökostromausbau entstehen, in Abhängigkeit von seiner Ausgestaltung. Um diese im Rahmen von Ausbauszenarien bis 2020 zu ermitteln, werden die von EnKliP entwickelten Indikatoren „Jahrgangsvergütungen“ und „Jahrgangsumlagen“ verwendet (ausführliche Erläuterungen zum Indikatorsystem siehe nachfolgender Kasten, Anhang A und (EnKliP 2015; Nestle 2014)). Sie geben die durchschnittlichen Vergütungen von EEG-Anlagen wieder, die in einem bestimmten Kalenderjahr ans Netz gingen oder gehen werden bzw. den Anteil der Anlagen eines EEG-Jahrgangs an der EEG-Umlage.

Bei der Ermittlung der Jahrgangsumlagen wird berücksichtigt, dass beispielsweise Strom aus Offshore-Windenergieanlagen aufgrund der regelmäßigeren Einspeisung höhere Erlöse am Spotmarkt erzielen kann als Windenergieanlagen an Land. Auch beim – weiter unten erläuterten – Vergleich mit den Kosten für Strom aus neuen Erdgaskraftwerken wird berücksichtigt, dass diese gezielt bei hohem Strombedarf einspeisen und daher höhere Erlöse am Spotmarkt erzielen können. Damit sind die Back-up-Kosten eines von fluktuierenden Erneuerbaren Energien immer stärker geprägten Stromsystems zumindest teilweise berücksichtigt. Nicht berücksichtigt sind dagegen die mittel- bis langfristig notwendigen zusätzlichen Flexibilitätsoptionen wie beispielsweise Stromspeicher. Relevante Investitionen in diesem Bereich fallen allerdings im hier betrachteten Zeitraum bis 2020 und bei einem Ökostromanteil von deutlich unter 50 % nicht an (Agora Energiewende 2014b, S. 3). Auch langfristig sind im Vergleich zu den reinen Stromerzeugungskosten die Back-up-Kosten eines erneuerbaren Stromsystems mit unter 10 % gering (Hey 2015, S. 62).

Für den Jahrgang 2015, der sich insbesondere durch einen sehr starken Ausbau der heute noch relativ teuren Offshore-Windenergie auszeichnet, werden die Anteile der wichtigsten Ökostromtechnologien an der Jahrgangsumlage ermittelt und mit der Stromproduktion der jeweiligen Technologien verglichen (Kapitel 4).

Anschließend werden mit Hilfe der o.g. Indikatoren folgende Ausbauszenarien für die Jahre 2016 bis 2020 diskutiert:

- Ausbau entsprechend den Zielen des EEG 2014 (Szenario „EEG 2014“, Kapitel 0)
- Ausbau orientiert an den Eckpunkten des BMWi zur EEG-Novelle 2016 vom 8. Dezember 2015 (Szenario „Eckpunkte EEG 2016“, Kapitel 3.3)
- Stärkerer Ausbau der heute noch teuren Ökostromtechnologien (Szenario „Mehr teure EE“, Kapitel 3.4)
- Stärkerer Ausbau der günstigen Ökostromtechnologien (Szenario „Mehr günstige EE“, Kapitel 3.5)

Die unterschiedlichen Auswirkungen dieser Szenarien auf die Kosten für die Verbraucher, die Erzeugung von Ökostrom sowie den Umwelt- und Klimaschutz werden in den Kapiteln 5.1 und 0 miteinander verglichen.

Die o.g. Indikatoren sind zwar im Gegensatz zur EEG-Umlage geeignet, Aussagen über die Effizienz des historischen, aktuellen und eines angenommenen zukünftigen Ausbaus der Erneuerbaren Energien im Strombereich zu treffen. Sie stellen jedoch nicht dessen tatsächlichen Zusatzkosten dar. Denn aus Gründen des Klimaschutzes, aber auch aufgrund des Atomausstiegs bis spätestens 2022 sowie der Altersstruktur des fossilen Kraftwerksparks muss ein Großteil der deutschen konventionellen Kraftwerke mittelfristig substituiert werden. So ist die Hälfte der deutschen Steinkohlekapazitäten älter als 30 Jahre (DIW 2014, S. I). Umfangreiche Investitionen in die Modernisierung des deutschen Kraftwerksparks sind damit trotz der derzeit bestehenden Überkapazität absehbar notwendig. Sie müssen von den Stromverbrauchern finanziert werden. Zwar ist es für den Klimaschutz am besten, dies ausschließlich auf Grundlage von Erneuerbaren Energien zu tun. Als zweitbeste Variante könnten jedoch grundsätzlich auch Erdgaskraftwerke hinzugebaut werden.

Wie Ökostromanlagen werden Erdgaskraftwerke aufgrund der derzeitigen Marktbedingungen nicht ohne eine zusätzliche gezielte Finanzierung gebaut. Wenn dennoch neue Erdgaskraftwerke gebaut werden sollen, müssten sie wie die Erneuerbaren Energien eine zusätzliche Finanzierung erhalten. Daher wird in diesem Gutachten im Szenario „Erdgas“ unterstellt, dass eine Vergütung für Strom aus neuen Erdgaskraftwerken ausgezahlt wird (Kapitel 0) – auch wenn dies politisch nicht diskutiert und hier nicht vorgeschlagen werden soll. Die Wirkung einer solchen Vergütung auf die Stromkunden wird auf Grundlage der Jahrgangsvergütungen und Jahrgangsumlagen mit den Kosten verglichen, die für neue Ökostromanlagen entstehen würden (Kapitel 0).

EEG-Jahrgang

Ein EEG-Jahrgang umfasst alle EE-Anlagen, die in einem bestimmten Kalenderjahr ans Netz gegangen sind oder ans Netz gehen.

Jahrgangsvergütungen

Jahrgangsvergütungen sind die durchschnittlichen Vergütungen in Ct/kWh, die diejenigen EEG-Anlagen – bzw. hypothetisch Erdgaskraftwerke – erhalten, die in einem bestimmten Kalenderjahr ans Netz gegangen sind oder ans Netz gehen (EEG-Jahrgang). Sie schwanken entsprechend von Kalenderjahr zu Kalenderjahr und reagieren auf die dynamische Entwicklung sowohl des Anlagen-Ausbaus als auch der jeweiligen Vergütungen pro Kilowattstunde. Bei einem starken Ausbau teurer Technologien sind die Jahrgangsvergütungen entsprechend höher, bei einem starken Ausbau kostengünstiger Anlagen entsprechend niedriger.

Jahrgangsumlagen

Jahrgangsumlagen sind die durchschnittlichen Kosten in Ct/kWh, welche den Stromverbrauchern durch die Umlage der Vergütungen für einen EEG-Jahrgang entstehen. Anders formuliert: Sie weisen den Anteil aus, den ein bestimmter Anlagen-Jahrgang an der EEG-Umlage 2016 hat. Die EEG-Umlage 2016 ist damit die Summe aller EEG-Jahrgangsumlagen seit Einführung der gesetzlich festgelegten Vergütung von Strom aus EE im Jahr 1991. Die Jahrgangsumlagen schwanken in ähnlicher Weise wie die Jahrgangsvergütungen. Für ihre Ermittlung wurden auch die unterschiedliche Charakteristika der Stromeinspeisung und der unterschiedliche Wert des Stroms am Markt berücksichtigt. Konkret wird berücksichtigt, dass Strom aus Erdgaskraftwerken höhere Erlöse am Spotmarkt erzielen kann, da er gezielt bei hohem Strombedarf und entsprechend hohen Strompreisen eingespeist werden kann. Auch die unterschiedliche Wertigkeit der einzelnen Ökostromtechnologien wird berücksichtigt. Für alle Anlagen-Jahrgänge konstant unterstellt wurden der gesamte Stromverbrauch, die von der EEG-Umlage teilweise befreite Strommenge und der Börsenstrompreis.

Jahrgangsstrommengen

Die Jahrgangsstrommengen geben die Strommenge wieder, die die Anlagen eines Anlagen-Jahrgangs durchschnittlich pro Jahr erzeugen werden. Dabei werden u.a. Annahmen über die durchschnittlichen Volllaststunden der jeweils einzelnen Technologien getroffen.

3 DIE SZENARIEN

In diesem Gutachten werden die Kostenwirkungen von vier verschiedenen Ausbauszenarien für Erneuerbare Energien im Strombereich analysiert und teilweise mit einem theoretisch denkbaren, alternativen Ausbau der Erdgasverstromung verglichen.

Dabei werden die Indikatoren „Jahrgangvergütung“, „Jahrgangsumlage“ und Jahrgangstromerzeugung“ verwendet (siehe Kasten auf Seite 11). Um die Ergebnisse für die Jahre 2016 bis 2020 in den bisherigen Kontext stellen zu können werden in den Darstellungen die historischen Werte dieser Indikatoren seit 2001 sichtbar gemacht.

Dabei wurden für die jeweiligen Kalenderjahre die in Tabelle 1 aufgeführten, neu ans Netz gegangenen Leistungen verwendet (siehe Anhang 7).

Leistung [MW/a]	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Windenergie an Land	2.641	3.238	2.617	2.019	1.763	2.193	1.615	1.632	1.799	1.281	1.835	2.259	2.741	4.750
Offshore-Windenergie	0	0	0	0	0	0	0	10	30	50	111	79	240	529
Photovoltaik	62	120	139	670	951	843	1.271	1.950	4.446	6.988	7.485	7.604	3.300	1.899
Biomasse	90	130	225	325	555	495	245	230	565	520	580	395	275	41

Tabelle 1: Zubau der einzelnen EE-Sparten von 2001 bis 2014.

3.1 Festlegung der unterstellten Vergütungen

Die Vergütungen für Strom aus den einzelnen Technologien werden entsprechend der Festlegungen des EEG 2014 angenommen. Dies gilt für alle Szenarien. Obwohl in den jeweiligen Szenarien einzelne Technologien schneller oder langsamer zugebaut werden, findet der „atmende Deckel“ in den Simulationen keine Anwendung. Die Degression findet somit in dem Umfang statt, wie es bei der Einhaltung der geplanten Ausbaugeschwindigkeit im EEG 2014 vorgesehen ist. Diese Vorgehensweise wird gewählt, da die jeweiligen Ausbautzahlen der Szenarien – würden sie im Gesetz festgeschrieben werden – sich dort in den spezifischen Ausbaukorridoren wiederfinden müssten. Sonst wäre ein Ausbau in dieser Geschwindigkeit aufgrund einer zu niedrigen Vergütungshöhe nicht möglich. Sollte beispielsweise der Ausbau der Windenergie an Land beschleunigt werden, müsste der Ausbaukorridor im EEG entsprechend angehoben werden. Bei diesem schnelleren Ausbau würde somit eine Vergütung festgelegt, die nach geltenden EEG für den langsameren Ausbau gilt.

Die Behandlung von Anfangs- und Endvergütungen im zweistufigen Vergütungsmodell der Windenergie

Strom aus Windenergieanlagen wurde bislang nach einem zweistufigen Modell mit einer höheren Anfangs- und einer deutlich niedrigeren Endvergütung finanziert. In allen Szenarien werden bei Windenergie an Land und Offshore Windenergie nur die Anfangsvergütungen berücksichtigt, die für mindestens fünf bzw. acht Jahre gezahlt werden. Gegenüber Photovoltaik- und Biomasse- werden Windenergieanlagen damit theoretisch schlechter gestellt, da nicht berücksichtigt wird, dass letztere nach einigen Jahren die spürbar geringere Endvergütung erhalten. Die grundsätzliche Schlechterstellung ist bei Offshore Windenergie am stärksten, da der Unterschied zwischen Anfangs- und Endvergütung höher ist als bei Windenergie an Land.

Dies ist insofern vertretbar, da über den Zeitraum der Szenarien von 2016 bis 2020 alle neuen Windenergieanlagen die erhöhte Anfangsvergütung erhalten. Die Simulationen geben somit die tatsächlich in den Jahren bis 2020 entstehenden Kosten für die Verbraucher_innen korrekt wieder. Ferner werden die Anfangsvergütungen in der Regel für eine deutlich längere als die Mindestzeit von fünf bzw. acht Jahren ausgezahlt. Zudem ist zu berücksichtigen, dass betriebswirtschaftlich die Einnahmen zu Beginn eines Projekts deutlich wertvoller sind als gegen Ende einer Laufzeit von bis zu 20 Jahren. Die betriebswirtschaftlich realistische Durchschnittsvergütung einer Windenergieanlage über 20 Jahre ist somit deutlich höher als das arithmetische Mittel. Das gleiche gilt für die Ausgaben der Verbraucher: Auch bei ihnen sind betriebswirtschaftlich höhere heutige Stromkosten relevanter als höhere Stromkosten in beispielsweise zehn Jahren.

Nicht zuletzt werden viele Windenergieanlagen an Land vor Ablauf der 20 Jahre, in denen sie eine EEG-Vergütung erhalten, außer Betrieb genommen und teilweise repowert. Damit verkürzt sich der Zeitraum, in dem die niedrige Endvergütung gezahlt wird – teilweise auf null Jahre. Da die Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland noch nicht älter sind als maximal sieben Jahre, konnten hier noch keine entsprechenden Erfahrungen gesammelt werden. Es ist allerdings durchaus möglich, dass manche Offshore-Windenergieanlagen nicht über einen Zeitraum von 20 Jahren betrieben werden. Denn durch die hohe Belastung der Technik auf dem freien Meer mit starken Winden, hohen Wellen und aggressivem Salzwasser dürften deutlich vor Ablauf der 20 Jahre umfangreiche Instandhaltungskosten anfallen. Diese könnten so hoch ausfallen, dass sie bei einer Endvergütung von 3,9 Ct/kWh nicht refinanziert werden können. Anlagen, die beispielsweise aus diesen Gründen mit Ablauf der hohen Anfangsvergütung vom Netz gehen, hätten dann tatsächlich durchschnittlich exakt die hohe Anfangsvergütung erhalten. Die Stromkunden müssten diese hohe Durchschnittsvergütung über ihre Stromrechnung bezahlen. Bei solchen Anlagen findet im hier verwendeten Simulationsmodell keine Ungleichbehandlung gegenüber Photovoltaik oder Biomasse statt.

Die geplante Umstellung auf ein einstufiges Vergütungsmodell bei Windenergie an Land

Die Bundesregierung plant laut Eckpunktepapier der Bundesregierung, die Vergütung bei Windenergie an Land von dem oben erläuterten zweistufigen auf ein einstufiges Modell umzustellen. Dabei soll auch das Referenzertragsmodell geändert werden: Bisher war der Referenzstandort definiert durch eine Windgeschwindigkeit von 5,5 m/s in der Höhe von 30 Metern (IE Leipzig 2014, S. 154). Der neue Referenzstandort soll eine Windgeschwindigkeit von 6,45 m/s in einer Höhe von 100 Metern aufweisen (BMWi 2015a, S. 6).

Diese Änderung, die ab 2017 in Kraft treten sollen, wurden bei den Simulationen für das vorliegende Gutachten nicht berücksichtigt. Dies hat folgende Gründe:

- Die Annahmen der Szenarien unterscheiden sich bezüglich der jährlich neu installierten Leistung der verschiedenen Ökostromtechnologien. Andere Parameter wie insbesondere die Vergütungen bleiben in allen Szenarien konstant. Würde sich auch die Vergütungshöhe und die Vergütungssystematik in den verschiedenen Szenarien unterscheiden, wären die Ursachen für unterschiedliche Ergebnisse schlechter zuzuordnen. Konsequenter Weise müsste aber im Szenario „EEG 2014“ das zweistufige Referenzertragsmodell für Windenergie an Land verwendet werden, im Szenario „Eckpunkte EEG 2016“ dagegen das einstufige.

- Ein Großteil des Anlagenbestandes erhält aufgrund seiner Standortqualität die erhöhte Anfangsvergütung für die gesamten 20 Jahre der Vergütungszeit. Für sie bestand somit bereits bisher ein einstufiges Vergütungsmodell. Das vorgesehene Höchstgebot von 7 Ct/kWh entspricht dabei laut Eckpunktepapier „grob dem bisherigen Vergütungssatz in dem zweistufigen Referenzertragsmodell“ (BMWi 2015a, S. 7).
- Derzeit ist nicht abschätzbar, wie sich das neue Referenzertragsmodell auf die Einstufung der Standortqualität auswirkt. Davon aber ist abhängig, wie hoch die späteren Vergütungen der bezuschlagten Vorhaben durchschnittlich sein können.
- Eine Änderung des Referenzertragsmodells würde die Vergleichbarkeit der Ergebnisse unterschiedlicher Jahrgänge beeinträchtigen.

Dennoch wurden Sensitivitätsanalysen erstellt, wie sich die Änderung auswirken könnte. Die Annahmen und Ergebnisse sind in Anhang C zusammengefasst. Insgesamt ergeben sich nur geringfügig andere Kosten, so dass die qualitativen Aussagen des vorliegenden Gutachtens nicht beeinträchtigt sind.

Biomasse

In den Jahren 2006 bis 2014 schwankten die durchschnittlichen Vergütungen von Biomasseanlagen zwischen gut 17 und gut 20 Ct/kWh (DBFZ et al. 2014; DBFZ 2014). Grund für diese hohen Vergütungen sind die hohen Kosten der Anbaubiomasse, die in den meisten in diesem Zeitraum gebauten Biomasseanlagen zum Einsatz kommt. Um überhaupt zusätzlichen Biomassestrom in nennenswertem Umfang erzeugen zu können ist die Nutzung von Anbaubiomasse offensichtlich notwendig, denn erst die spezifische Finanzierung der Verstromung von Anbaubiomasse hat den Boom beim Biogasanlagenausbau bewirkt.

Mit dem EEG 2014 wurde die erhöhte Vergütung für die Verstromung von Anbaubiomasse bei neuen Anlagen praktisch beendet. Dies ist der zentrale Grund, warum der Zubau von Biomasseanlagen praktisch zum Erliegen kam. Der geringe Zubau von Biogasanlagen beruht dabei fast ausschließlich auf Güllekleinanlagen. Diese erhalten nach EEG 2014 eine Vergütung von 27,37 Ct/kWh, ab 2016 wird die Vergütung alle drei Monate um 0,5 % gesenkt. Biomasseanlagen, die Anbaubiomasse verarbeiten, werden aufgrund der niedrigen Vergütung des EEG in Höhe von rund 14 Ct/kWh derzeit praktisch nicht neu in Betrieb genommen (Pecka 2015; EEG 2014, §§ 28, 44, 46).

Damit ist davon auszugehen, dass bei dem derzeit sehr niedrigen Ausbau von Biomasseanlagen, die vorwiegend Gülleanlagen sind, die durchschnittliche Vergütung aller Biomasseanlagen eines Jahrgangs bei derzeit mindestens 20 Ct/kWh liegt. Ein in manchen hier diskutierten Szenarien unterstellter stärkerer Biomasseausbau wäre offenbar nur auf Basis der teuren Gülle- oder Anbaumasseverstromung umsetzbar. Daher wird in allen Szenarien eine Durchschnittsvergütung von Biomasseanlagen von 20 Ct/kWh im Jahr 2015 angenommen, mit einer im EEG 2014 festgelegten Degression von 0,5 % pro Vierteljahr.

3.2 Szenario „EEG 2014“

Dieses Szenario ist der Ausgangspunkt für alle weiteren Szenarien. In ihm wird davon ausgegangen, dass die spartenspezifischen Ziele des EEG 2014 bereits ab 2016 eingehalten werden (EEG 2014, § 3). Es ist zwar sehr unwahrscheinlich, dass dies auch so eintritt. In diesem Gutachten soll aber verglichen werden, wie sich politisch festgelegte sowie hier angenommene Szenarien zum Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strombereich auf die Kosten und die Stromerzeugung auswirken. Dies ist am besten möglich, wenn unterstellt wird, dass diese Pläne tatsächlich eintreten. Die Szenarien unterstellen daher für die einzelnen Ökostromtechnologien bis 2020 grundsätzlich einen jedes Jahr gleich starken Zubau. Ausnahme ist Windenergie an Land, bei der der Rückbau bestehender Anlagen berücksichtigt wird.

So sieht das EEG 2014 vor, die Windenergie an Land mit einer jährlichen Leistung von netto 2.500 MW pro Jahr auszubauen. Hinzu kommen soll der Ersatz von alten, vom Netz gehenden Anlagen. Hier handelt es sich um eine Leistung von 400 bis 1.600 MW pro Jahr (BMWi 2015c, S. 7). Bezüglich des Ausbaus der Offshore-Windenergie bestimmt das EEG 2014 das Ziel von 6.500 MW insgesamt installierter Leistung im Jahr 2020. Daraus ergibt sich aufgrund der bis Ende 2015 am Netz angeschlossenen Anlagen ein Zubau von jährlich durchschnittlich 640 MW. Bei Photovoltaik soll der Zubau bei 2.500 MW pro Jahr brutto liegen. Das Ziel des EEG 2014 im Bereich der Biomasse von einem Zubau von 100 MW pro Jahr brutto wird in diesem Szenario ebenfalls erreicht, auch wenn der Zubau in den Vorjahren deutlich niedriger lag (Pecka 2015).

Leistung in MW/a	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Windenergie an Land (davon Ersatz alter Anlagen)	3.500 (200)	3.000 (500)	2.900 (400)	3.000 (500)	3.300 (800)	4.100 (1.600)
Offshore-Windenergie	2.250	640	640	640	640	640
Photovoltaik	1.300	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500
Biomasse	20	100	100	100	100	100

Tabelle 2: Zubau in den einzelnen EE-Sparten im Jahr 2015 und entsprechend des Szenarios „EEG 2014“ für die Jahre 2016 bis 2020.

3.3 Szenario „Eckpunkte EEG 2016“

Dieses Szenario basiert auf dem Szenario „EEG 2014“ und berücksichtigt zusätzlich die Konkretisierungen des Eckpunktepapiers des BMWi zur EEG-Novelle 2016 vom 8. Dezember 2015 (BMWi 2015a). Der entscheidende Unterschied zum Szenario „EEG 2014“ ist ein schnellerer Ausbau bei Offshore-Windenergie. Dieser erscheint sehr wahrscheinlich, da laut EEG-Eckpunktepapier der Umstieg auf ein Ausschreibungssystem erst im Jahr 2021 stattfinden soll. Danach erhalten Offshore-Windenergieanlagen eine administrativ festgelegte Einspeisevergütung entsprechend EEG 2014, wenn sie bis Ende 2020 ans Netz gehen. Bedingung dafür ist, dass sie „bis Ende 2016 eine unbedingte Netzanbindungszusage oder eine Anschlusskapazität erhalten haben“ (BMWi 2015a, S. 2). Laut Energiewirtschaftsgesetz darf die Bundesnetzagentur bis 1. Januar 2018 eine Anschlusskapazität von maximal 7.700 MW vergeben – also deutlich mehr als die 6.500 MW, die als Ausbauziel im EEG 2014 festgelegt sind (Deutscher Bundestag 2015, §§ 17d Abs. 3 und 118 Abs. 14). Dies hat sie bereits getan (BNetzA 2015b, 2015c). Daher wird in diesem Szenario unterstellt, dass bis 2020 insgesamt eine installierte Leistung von 7.700 MW

Offshore-Windenergie ans Netz geht. Dies entspricht einem durchschnittlichen Zubau von 880 MW pro Jahr und liegt um 240 MW pro Jahr höher als im Szenario „EEG 2014“.

Während der Zubau bei Biomasse nach EEG 2014 eigentlich 100 MW pro Jahr betragen soll, sieht das EEG-Eckpunktepapier keine Maßnahmen vor, dieses Ziel tatsächlich zu erreichen. Daher wird davon ausgegangen, dass der Zubau auf dem niedrigen Niveau von 2015 mit 20 MW verbleiben wird (Pecka 2015). Nicht berücksichtigt ist eine mögliche Ausschreibung für eine Anschlussförderung von Bestandsanlagen, bei der diese flexibilisiert und modernisiert werden können (BMW 2015a, S. 2). Eine solche Regelung wird insbesondere ab 2020 relevant und damit nicht mehr im Zeitraum, der im vorliegenden Gutachten betrachtet wird.

Bei Photovoltaik wird der Zubau des Szenarios „EEG 2014“ unverändert übernommen.

Der Zubau bei Windenergieanlagen an Land soll laut Eckpunktepapier vom bisherigen Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch und vom aktuellen Ausbau der anderen Technologien abhängig gemacht werden. Nachdem nach EEG 2014 jährlich eine Leistung von 2.500 MW neuer Windenergieanlagen an Land zuzüglich dem Ersatz abgehender Anlagen neu in Betrieb gehen sollen, dürften es danach spürbar weniger werden. Dabei soll eine Untergrenze von 2.000 MW Brutto eingezeichnet werden. Zentrales Ziel ist, zu verhindern, dass der Ausbaukorridor des EEG 2014 überschritten wird (BMW 2015a, S. 6) (Abb. 1). Dieser sieht für 2025 einen maximalen Ökostromanteil von 45 % am Bruttostromverbrauch vor (EEG 2014, § 1 Abs. 2 Nr. 1). Bei einem Anteil von knapp 33 % im Jahr 2015 (Agora Energiewende 2016, S. 3) dürfen die jährlich neu hinzukommenden Ökostromanlagen nicht mehr als gut 1,2 % des Bruttostromverbrauchs erzeugen, zuzüglich des Ersatzes abgehender Altanlagen. Allein der Zubau der Technologien Offshore Windenergie, Photovoltaik und Biomasse führt allerdings bereits zu einer jährlich hinzukommenden Ökostrommenge in Höhe von gut einem Prozent des Bruttostromverbrauches. Ohne die o.g. Untergrenze von 2.000 MW könnten neue Windenergieanlagen an Land wenig mehr als diejenigen Altanlagen ersetzen, die zurückgebaut werden. Das BMW geht davon aus, dass zwischen 2016 und 2020 durchschnittlich rund 760 MW pro Jahr vom Netz gehen, zwischen 2021 und 2025 durchschnittlich 2.440 MW pro Jahr (BMW 2015c, S. 7).

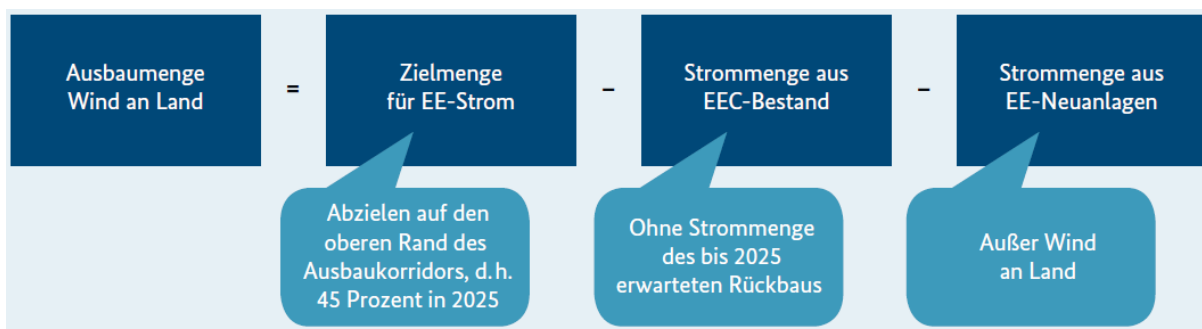


Abbildung 1: Formel des EEG-Eckpunktepapiers zur EEG-Novelle zur Ausbaugeschwindigkeit der Windenergie an Land (BMW 2015a, S. 6).

Bei der Wirkung des Ersatzes alter durch neue Windenergieanlagen ist zu berücksichtigen, dass moderne Anlagen deutlich höhere Volllaststunden aufweisen. Bei der gleichen installierten Leistung erzeugen sie also mehr Strom. Bei Anwendung der o.g. Formel des EEG-Eckpunktepapiers kann somit für beispielsweise 500 MW zurückgebaute Windenergieanlagen nur spürbar weniger installierte Leistung neuer Windenergieanlagen ans Netz gehen.

Neben Windenergie- werden insbesondere Biomasseanlagen außer Betrieb gehen. Diese wurden insbesondere ab 2005 in größerem Umfang gebaut, so dass die meisten Anlagen im Jahr 2020 erst ein Betriebsalter von maximal 15 Jahren haben. Die Leistung der Biomasseanlagen, die bis 2020 außer Betrieb genommen werden, dürfte somit vergleichsweise gering sein.

Ferner spielt der gesamte Stromverbrauch eine Rolle. Sollte er entsprechend den Plänen der Bundesregierung sinken, steigt automatisch der Anteil der bereits installierten Ökostromanlagen am Stromverbrauch. Damit sinkt nach der o.g. Formel die Ausbaumenge für Windenergie an Land.

Im EEG-Eckpunktepapier heißt es, dass die Formel zum Ausbau der Windenergie an Land „im Ergebnis ... voraussichtlich zu einer anfänglichen Ausschreibungsmenge von rund 2.900 MW (brutto)“ führen würde (BMW i 2015a, S. 7). Dies ist aber keine Garantie sondern eine Berechnung, deren Ergebnis sich aufgrund vieler Entwicklungen ändern kann. Letztlich schafft die Formel hohe Planungsunsicherheit für Wind an Land. Aufgrund der oben genannten Zahlen spricht vieles dafür, dass mittelfristig die Untergrenze von 2000 MW brutto zum Tragen kommt. Um die strukturellen Auswirkungen eines solchen Szenarios zu beschreiben wird im Szenario „Eckpunkte EEG 2016“ ein Ausbau von Windenergieanlagen an Land von 2.000 MW (brutto) pro Jahr unterstellt. Dies ist der im Eckpunktepapier festgelegte Mindestzubau (BMW i 2015a, S. 7).

Ferner wird der Zubau von nur 2.000 MW Windenergie an Land pro Jahr bereits ab 2016 unterstellt, obwohl die kommende Novelle des EEG erst ab 2017 direkte Auswirkungen auf die Ausbaugeschwindigkeit haben kann. Auch damit sollen mittelfristig zu erwartende strukturelle Auswirkungen sichtbar gemacht werden.

Leistung in MW/a	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Windenergie an Land (davon Ersatz alter Anlagen)	3.500 (200)	2.000 (500)	2.000 (400)	2.000 (500)	2.000 (800)	2.000 (1.600)
Offshore-Windenergie	2.250	880	880	880	880	880
Photovoltaik	1.300	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500
Biomasse	20	20	20	20	20	20

Tabelle 3: Zubau der einzelnen EE-Sparten im Jahr 2015 und entsprechend des Szenarios „Eckpunkte EEG 2016“ für die Jahre 2016 bis 2020.

3.4 Szenario „Mehr teure EE“

In diesem Szenario wird auf Grundlage des Szenarios „Eckpunkte EEG 2016“ insbesondere zusätzlich unterstellt, dass ein stärkerer Ausbau bei der Offshore-Windenergie stattfindet. Hierbei werden Forderungen mancher Akteure berücksichtigt. So fordern die Bundesländer Niedersachsen und Bremen, dass der Zubau der Offshore-Windenergie des Jahres 2015 – in dem rund 2.250 MW neu ans Netz gehen werden (Stiftung Offshore-Windenergie 2015) – „verstetigt“ werden sollte (Niedersachsen 2015). Die Offshore-Windenergie-Lobby fordert einen Ausbau von mindestens 1.200 MW pro Jahr (Hanke; Buddenberg 2015). Vor diesem Hintergrund wird in diesem Szenario unterstellt, dass jährlich eine Leistung von 1.200 MW neu ans Netz geht. Für den Ausbau im Bereich Biomasse, der nach § 3 Nr. 4 EEG 2014 mit bis zu 100 MW jährlich ausgebaut werden soll, wird dieser Wert angenommen. Der

Ausbau bei Windenergie an Land und Photovoltaik ist gegenüber dem Szenario „Eckpunkte EEG 2016“ unverändert.

Leistung in MW/a	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Windenergie an Land (davon Ersatz alter Anlagen)	3.500 (200)	2.000 (500)	2.000 (400)	2.000 (500)	2.000 (800)	2.000 (1.600)
Offshore-Windenergie	2.250	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200
Photovoltaik	1.300	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500
Biomasse	20	100	100	100	100	100

Tabelle 4: Zubau der einzelnen EE-Sparten im Jahr 2015 und entsprechend des Szenarios „Mehr teure EE“ für die Jahre 2016 bis 2020.

3.5 Szenario „Mehr günstige EE“

In diesem Szenario werden, statt den heute noch teuren, die bereits günstigen Technologien schneller ausgebaut. Während Offshore-Windenergie und Biomasse in der gleichen Geschwindigkeit ausgebaut werden wie im Szenario „Eckpunkte EEG 2016“, werden Windenergie an Land und Photovoltaik schneller ausgebaut.

Der Ausbau der heute bereits günstigen Technologien wurde für eine optimale Vergleichbarkeit der Szenarien so gewählt, dass sich die gleichen Jahrgangsumlagen ergeben wie im Szenario „Mehr teure EE“. Dadurch ergibt sich für Windenergie an Land ein Ausbau von 3.900 bis 4.000 MW pro Jahr, für Photovoltaikanlagen ein Ausbau von 3.550 bis 3.650 MW pro Jahr. Die erhöhten Zubaumengen sind so gewählt, dass sie angesichts des starken Ausbaus bei Windenergie an Land im Jahr 2014 und Photovoltaik in den Jahren 2010 bis 2012, verbunden mit dem großen und wachsenden Repoweringpotenzial bei Windenergie, grundsätzlich realistisch erscheinen. Insbesondere bei der Photovoltaik wäre auch ein deutlich schnellerer Ausbau gut denkbar.

Leistung in MW/a	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Windenergie an Land (davon Ersatz alter Anlagen)	3.500 (200)	3.900 (500)	3.950 (400)	3.950 (500)	4.000 (800)	4.000 (1.600)
Offshore-Wind	2.250	880	880	880	880	880
Photovoltaik	1.300	3.550	3.550	3.550	3.600	3.650
Biomasse	20	20	20	20	20	20

Tabelle 5: Zubau der einzelnen EE-Sparten im Jahr 2015 und entsprechend des Szenarios „Mehr günstige EE“ für die Jahre 2016 bis 2020.

3.6 Szenario „Erdgas“

Um einen Vergleich der Kosten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien mit einem theoretisch denkbaren alternativen Ausbau der Erdgasverstromung herstellen zu können, wird in diesem Szenario unterstellt, dass ab 2016 keine neuen Ökostromanlagen mehr über eine EEG-Vergütung finanziert werden. Stattdessen erhalten neue Erdgaskraftwerke eine vergleichbare Finanzierung, so dass sich neue Erdgaskraftwerke refinanzieren und ein Zubau von Erdgaskraftwerken stattfinden kann. Ein solches Szenario ist zwar angesichts der hohen politischen und gesellschaftlichen Unterstützung für einen schnellen Ausbau der Erneuerbaren Energien und für mehr Klimaschutz unrealistisch (AEE 2014). Es soll hier auch nicht vorgeschlagen werden. Vielmehr wird es simuliert, um die tatsächlichen Zusatzkosten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien im Strombereich besser einschätzen zu können.

Leistung in MW/a	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Erdgas	-	3.190	3.220	3.225	3.270	3.285

Tabelle 6: Zubau von Erdgaskraftwerken entsprechend des Szenarios „Erdgas“ für die Jahre 2016 bis 2020.

Die hier unterstellten neu ans Netz gehenden Erdgaskraftwerke sollen einerseits möglichst viel Strom aus Atom- und Kohlekraftwerken substituieren und andererseits flexibel auf die schwankende Stromnachfrage und Einspeisung von Strom aus Wind- und Photovoltaikanlagen reagieren. Daher wird unterstellt, dass sie mit 5.000 Volllaststunden betrieben werden, was deutlich über den derzeitigen durchschnittlichen Betriebszeiten der bestehenden Erdgaskraftwerke liegt. Die neuen Erdgaskraftwerke dieses Szenarios erzeugen die gleiche Strommenge wie die Ökostromanlagen, die in Szenario „Mehr günstige EE“ jährlich neu ans Netz gehen.

4 DER EEG-JAHRGANG 2015

Der EEG-Jahrgang 2015 ist der erste, auf den das im Jahr 2014 novellierte EEG grundsätzlich seine Wirkung ausüben konnte. Mit dem novellierten EEG sollte die „gefährliche Kostendynamik durch den schnellen Ausbau der erneuerbaren Energien ... durchbrochen“ werden (BMWi 2014b). Das einzige quantitative Kostenziel der Bundesregierung ist dabei die Senkung der durchschnittlichen Vergütung neuer Ökostromanlagen auf unter 12 Ct/kWh (BMWi 2014a, S. 4). Die maximale Durchschnittsvergütung eines EEG-Jahrgangs stammt mit gut 25 Ct/kWh aus dem Jahr 2010. Bis 2014 sanken die durchschnittlichen Vergütungen für neue EEG-Anlagen bereits auf Grundlage des EEG 2009 und des EEG 2012 auf knapp 11,6 Ct/kWh im Jahr 2014 – und damit unter das im selben Jahr gesetzte Ziel. In diesem Kapitel wird untersucht, ob die Bundesregierung ihr Kostenziel im Jahr 2015 auf Grundlage des EEG 2014 erreicht hat.

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien im Stromsektor ist vor allem durch einen sehr starken Zubau von Offshore-Windenergieanlagen charakterisiert. Nachdem in Deutschland im Jahr 2008 die ersten Windräder ins Meer gestellt wurden, wuchs die jährlich neu ans Netz angeschlossene Leistung von Offshore-Windenergieanlagen bis 2014 langsam auf gut 500 MW an, so dass Ende 2014 gut 1.000 MW ans Netz angeschlossen waren (Deutsche WindGuard 2013, 2014a, 2015a). Im Jahr 2015 dürften dagegen insgesamt rund 2.250 MW neu ans Netz gehen – mehr als das doppelte der insgesamt in den sieben Jahren zuvor angeschlossenen Leistung (Stiftung Offshore-Windenergie 2015). Auch der Ausbau der Windenergie an Land lag mit 3.500 MW deutlich über dem Durchschnitt, allerdings spürbar unter dem Höchstwert des Vorjahres (Kirchner 2016). Damit gingen sowohl an Land als auch auf dem Meer deutlich mehr Anlagen ans Netz als im EEG 2014 vorgesehen.

Weniger als vorgesehen wurde bei Photovoltaik und Biomasse zugebaut. Im Vergleich zu den Jahren seit 2009 war der Ausbau bei Photovoltaik mit rund 1.300 MW ausgesprochen niedrig und lag damit im zweiten Jahr unter dem Ziel des EEG 2014 (BNetzA 2015a). Andererseits wurden Photovoltaik-Ausbauzahlen von 1.000 MW und mehr pro Jahr bis vor kurzem von den meisten Akteuren für sehr unrealistisch gehalten. So unterstellte beispielsweise das BMU-Leitszenario 2007 bis 2020 einen Zubau von rund 500 MW pro Jahr (Nitsch 2007, S. 91), das BMU-Leitszenario 2008 modelliert einen Zubau von knapp unter 1.000 MW pro Jahr (Nitsch 2008, S. 171). Der Ausbau des Leitszenarios 2009 entspricht in etwa dem tatsächlichen Ausbaus des Jahres 2015 (BMU 2009, S. 99).

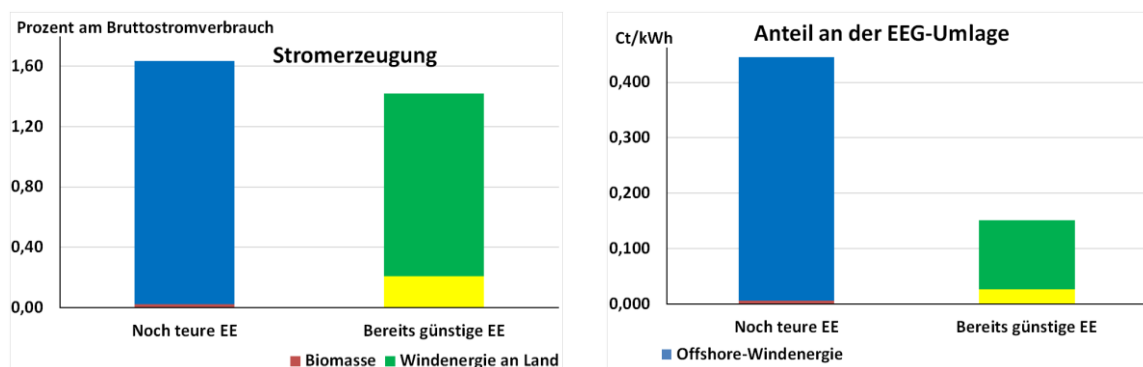


Abbildung 2: Stomerzeugung und Beitrag der Ökostromtechnologien des EEG-Jahrgangs 2015 zur EEG-Umlage 2016 (eigene Darstellung).

Der aktuelle Photovoltaik-Ausbau ist auch im Vergleich zum Ausbau von Biomasseanlagen vergleichsweise kräftig. Dieser ist derzeit mit rund 20 MW fast zum Erliegen gekommen (Pecka 2015). Sowohl bezüglich der Stromerzeugung als auch der Kosten ist der Ausbau der Biomasse im Jahr 2015 praktisch vernachlässigbar.

Somit wurden im Jahr 2015 mit der Offshore-Windenergie deutlich mehr der heute noch relativ teuren Ökostromanlagen gebaut, während der Ausbau der günstigen Technologien Windenergie an Land und Photovoltaik im Vergleich zum Vorjahr spürbar zurück ging. Dies hat zur Folge, dass die Durchschnittsvergütung neuer Anlagen im Jahr 2015 mit gut 14,5 Ct/kWh wieder deutlich über dem Kostenziel der Bundesregierung liegt. Allerdings ist sie im Vergleich zu den Jahren 2007 bis 2011 relativ niedrig.

Ein ähnliches Bild zeigen die Jahrgangsumlagen. Seit sie 2010 bis 2013 rasant gefallen sind und 2014 nur leicht anstiegen, ist der EEG-Jahrgang 2015 wieder deutlich teurer geworden. Nur die drei EEG-Jahrgänge 2009 bis 2011 waren teurer. Für diese vergleichsweise hohen Kosten erzeugt der EEG-Jahrgang sehr viel Ökostrom – mehr als jeder andere bisherige EEG-Jahrgang. Gut die Hälfte davon wird durch die heute noch relativ teuren Offshore-Windenergieanlagen erzeugt, knapp die Hälfte durch die bereits günstigen Technologien Windenergie an Land und Photovoltaik. Obwohl die Stromerzeugung der teureren und günstigeren Technologien annähernd gleich hoch ist, verursachen die Offshore-Windenergieanlagen drei Viertel der Jahrgangsumlage 2015, Windenergie an Land und Photovoltaik dagegen gemeinsam nur ein Viertel (Abb. 2). Anders ausgedrückt: Bei derselben Ökostromproduktion kostet der Ausbau der heute noch teuren Technologien für die Stromkunden knapp drei Mal so viel wie der Ausbau der bereits günstigen Technologien. Trotz ihrer hohen Ökostromproduktion spielen die günstigen Technologien Windenergie an Land und Photovoltaik somit kaum eine Rolle bei den Kosten für die Verbraucher_innen.

In absoluten Werten belastet allein der starke Ausbau der Offshore-Windenergie beim EEG-Jahrgang 2015 die EEG-Umlage mit rund 0,44 Ct/kWh, während er rund 1,6 % der konventionellen Stromerzeugung substituiert. Eine „Verstetigung“ des Offshore-Windenergieausbaus des Jahres 2015 – wie es die Bundesländer Bremen und Niedersachsen verlangen (Niedersachsen 2015) – würde somit bis 2020 gut 8 % mehr Ökostrom erzeugen. Ein solcher Ausbau würde die EEG-Umlage bis 2020 um rund 2,2 Ct/kWh erhöhen. Darin sind die anderen, deutlich günstigeren Ökostromtechnologien nicht eingerechnet.

5 SZENARIENVERGLEICHE

In diesem Kapitel werden die in Kapitel 0 beschriebenen Szenarien miteinander verglichen. In Kapitel 5.1 wird analysiert, welche Auswirkungen die Konkretisierungen und Änderungen des Eckpunktepapiers des BMWi zur EEG-Novelle 2016 im Vergleich zu den Zielen des EEG 2014 auf die Durchschnittsvergütungen neuer EEG-Anlagen, die Kosten und die Ökostromproduktion der EEG-Jahrgänge haben. Kapitel 0 vergleicht auf Basis des Szenarios „Eckpunkte EEG 2016“, welche Folgen es hat, wenn ein schnellerer Ökostromausbau einerseits mit den heute noch relativ teuren und andererseits mit den bereits günstigen Ökostromtechnologien durchgeführt wird. Kapitel 0 untersucht abschließend, inwieweit sich die Kosten eines hypothetisch angenommener alternativen Ausbaus von Erdgaskraftwerken im Vergleich zum Ausbau Erneuerbarer Energien entsprechend des Szenarios „Mehr günstige EE“ unterscheiden. Bei den Ermittlungen der Kosten wird – wie in Kapitel 2 erläutert – der unterschiedliche Wert von Strom aus Erdgaskraftwerken und der einzelnen Ökostromtechnologien am Spotmarkt berücksichtigt. Die mittel- bis langfristig in einem in hohem Maße auf fluktuierenden Erneuerbaren Energien basierenden Stromsystem anfallenden Kosten für Back-up-Systeme werden dagegen nicht betrachtet, da sie im betrachteten Zeitraum bis 2020 nicht relevant sind.

5.1 „EEG 2014“ und „Eckpunkte EEG 2016“

Der Unterschied des Szenarios „Eckpunkte EEG 2016“ gegenüber dem Szenario „EEG 2014“ liegt insbesondere in dem in den Jahren 2016 bis 2020 um knapp 40 % stärkeren Ausbau bei Offshore-Windenergie. Die ebenfalls vergleichsweise teure Biomasse wird dagegen weniger stark ausgebaut. Ferner ist der Zubau bei Windenergie an Land um rund ein Drittel geringer, bei Photovoltaik ist der Zubau in beiden Szenarien gleich stark.

5.1.1 Die Jahrgangsvergütungen

Im Szenario „EEG 2014“ wird das Ziel der Bundesregierung, die Durchschnittsvergütung neuer Anlagen auf unter 12 Ct/kWh zu senken (BMWi 2014b), im Jahr 2016 knapp und in den Folgejahren klar erreicht (Abb. 3). Sie liegt damit wieder unter dem Wert von 2015, als das Kostenziel deutlich verfehlt wurde.

Im Szenario „Eckpunkte EEG 2016“ ist die durchschnittliche Vergütung einer Kilowattstunde Ökostrom von neuen Anlagen höher, da die heute noch relativ teure Offshore-Windenergie stärker ausgebaut wird. Der langsamere Ausbau im Bereich der ebenfalls vergleichsweise teuren Biomasse kann dies nicht ausgleichen. Ferner wird die bereits sehr günstige Windenergie an Land langsamer ausgebaut – auch das drückt die Durchschnittsvergütungen nach oben. Mit rund 13 Ct/kWh wird zwar der Wert von 2015 wieder unterschritten, das 12 Ct/kWh-Ziel der Bundesregierung kann aber zunächst nicht erreicht werden. Erst im Jahr 2020 sinkt die Jahrgangsvergütung auf knapp unter 12 Ct/kWh, liegt aber noch deutlich über der Jahrgangsvergütung 2014.

Abbildung 3 zeigt ferner die Netto-Vergütungen des Szenarios „EEG 2014“ im Vergleich mit den Kosten, die durch eine alternative Erzeugung der gleichen Strommenge mit neuen Erdgaskraftwerken entstehen würden. Diese liegen im Jahr 2016 noch über 2 Ct/kWh, sinken aber bis 2020 auf fast null. Diese Mehrkosten im Vergleich zum Ökostrommix des Szenarios „EEG 2014“ sind maßgeblich durch die Kosten der Offshore-Windenergie bedingt, die rund ein Fünftel der gesamten Ökostromproduktion der neuen EEG-Anlagen ausmacht. Dies zeigt, dass die tatsächlichen Zusatzkosten des Ausbaus eines kostenmäßig ausgewogenen Ökostrommix nur sehr gering sind.

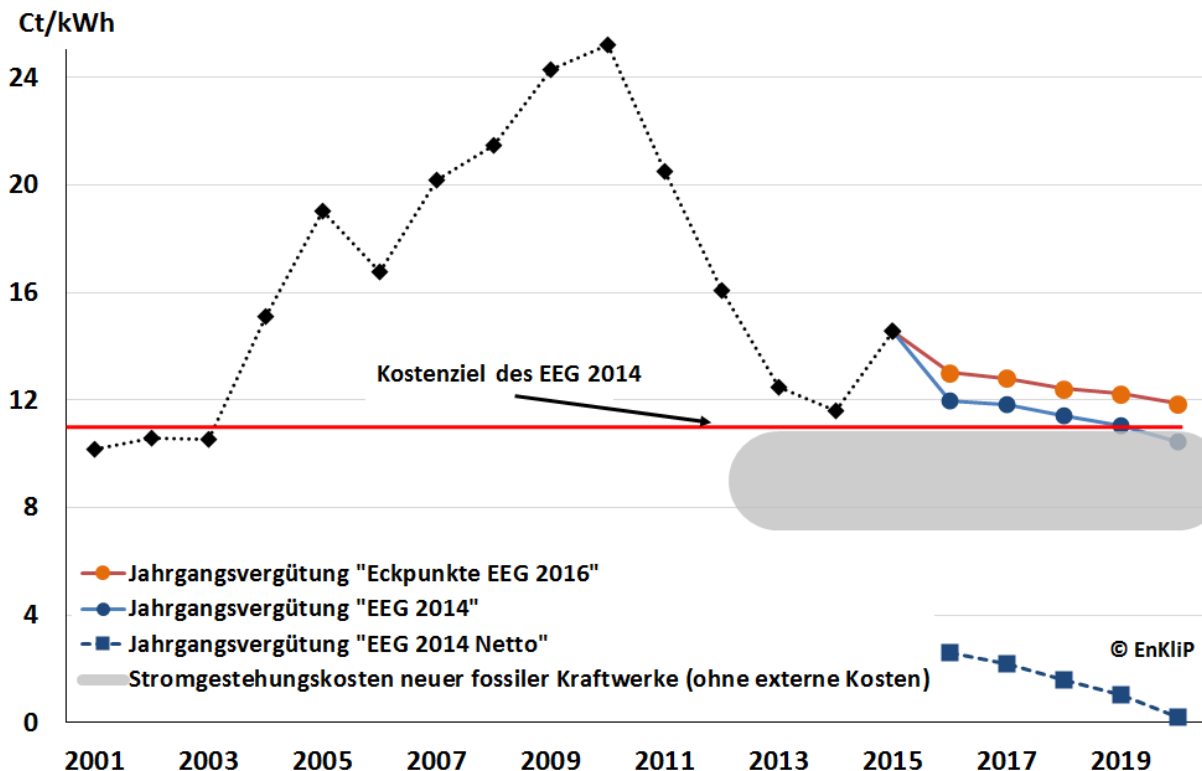


Abbildung 3: Vergleich der Jahrgangsvergütungen der Szenarien „EEG 2014“ und „Eckpunkte EEG 2016“. Zusätzlich sind die Netto-Vergütungen für das Szenario „EEG 2014“ angegeben. Mit ihnen werden die Mehrkosten gegenüber hypothetisch angenommenen neuen Erdgaskraftwerken dargestellt (eigene Darstellung).

5.1.2 Die Jahrgangsumlagen

Der größte Unterschied zwischen den Szenarien ist, dass im Szenario „EEG 2014“ zwischen 2016 und 2020 insgesamt rund 2 Prozent des Bruttostromverbrauchs weniger Ökostrom erzeugt und damit weniger Umwelt- und Klimaschutz erreicht wird als im Szenario „Eckpunkte EEG 2016“. Dennoch ergeben sich kaum Kosteneinsparungen für die Endkunden (Abb. 4). Die im Szenario „Eckpunkte EEG 2016“ höheren Kosten für den stärkeren Ausbau der Offshore-Windenergie werden dabei jeweils etwa zur Hälfte durch den langsameren Ausbau bei Windenergie an Land und Biomasse ausgeglichen. Die größten Kosteneinsparungen des Szenarios „Eckpunkte EEG 2016“ entstehen im Jahr 2020 mit nur knapp 0,05 Ct/kWh, in den Jahrgängen davor liegen sie im Bereich von nur 0,01 Ct/kWh. Ursache für die größere Differenz im Jahr 2020 ist der hohe Zubau von Windenergieanlagen an Land im Szenario „EEG 2014“, der durch den hohen Abgang alter Anlagen bedingt ist. Entsprechend ist auch die Stromproduktion dieses Jahrgangs spürbar höher. Zu berücksichtigen ist, dass die EEG-Umlage durch das Auslaufen der Vergütungspflicht für diese alten Anlagen entlastet wird.

Die Nettokosten des Szenarios „EEG 2014“, also die Kosten im Vergleich zu einem alternativen Ausbau von Erdgaskraftwerken, betragen anfangs gut 0,1 Ct/kWh und sinken bis 2020 auf rund 0,05 Ct/kWh. Bei den Simulationen wurde berücksichtigt, dass Erdgaskraftwerke Strom ins Netz einspeisen können wenn ein hoher Bedarf und ein höherer Preis vorliegt. Damit ist absehbar, dass die Kosten des Ökostromausbaus bei einem ökonomisch effizienten Technologienmix schon bald unter den Kosten eines theoretisch denkbaren Ausbaus von Erdgaskraftwerken liegen werden. Dies ist bemerkenswert, da im „Szenario 2014“ immerhin gut ein Viertel des Ökostroms von den noch relativ teuren Technologien erzeugt wird, insbesondere von Offshore-Windenergie.

Den nur unwesentlich geringeren Kosten eines alternativen Ausbaus von Erdgaskraftwerken stehen deutlichere Nachteile gegenüber. So könne Erdgaskraftwerke die Treibhausgasemissionen von Kohlekraftwerken nur um maximal zwei Drittel reduzieren, Ökostromanlagen reduzieren sie auf praktisch null (BMU 2011b, S. 24). Ferner kann ein umfassender Ausbau der Erdgasverstromung die Abhängigkeit Deutschlands von Energieimporten aus geopolitisch instabilen Regionen verstärken.

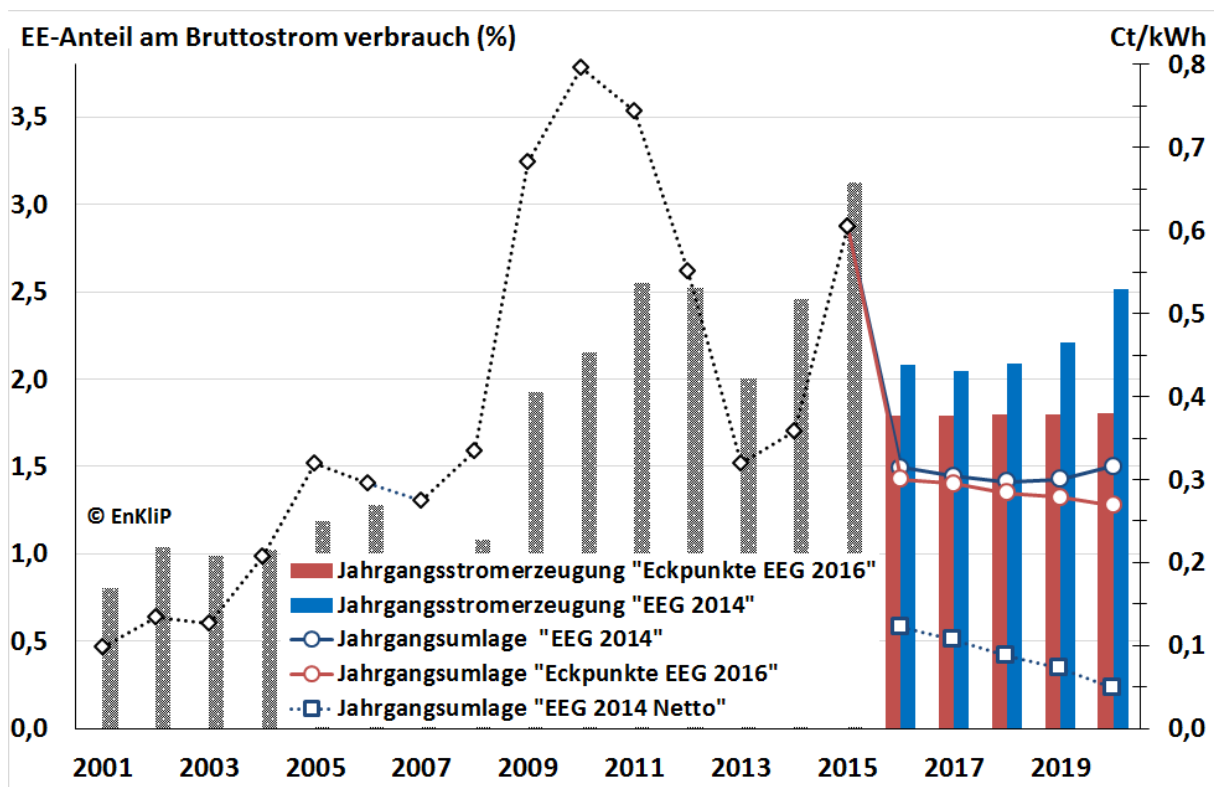


Abbildung 4: Vergleich der Jahrgangsumlagen der Szenarien „EEG 2014“ und „Eckpunkte EEG 2016“. Zusätzlich sind die Netto-Jahrgangsumlagen für das Szenario „EEG 2014“ angegeben. Dabei werden die Kosten abgezogen, die entstehen würden, wenn die gleiche Strommenge nicht mit Ökostromanlagen erzeugt würde, sondern mit neuen Erdgaskraftwerken (eigene Darstellung).

5.2 „Mehr teure EE“ mit „Mehr günstige EE“

In diesem Kapitel werden zwei Szenarien mit dem Szenario „Eckpunkte EEG 2016“ verglichen, in denen jeweils entweder die heute noch relativ teuren Technologien Offshore-Windenergie und Biomasse oder die bereits kostengünstigen Technologien Windenergie an Land und Photovoltaik schneller ausgebaut werden. In beiden Szenarien ist die Stromerzeugung der jeweiligen EEG-Jahrgänge gleich hoch. Diese beiden Szenarien werden dem Szenario „Eckpunkte EEG 2016“ gegenübergestellt, das eine geringere Ökostromerzeugung aufweist und bereits in Kapitel 5.1 diskutiert wurde.

5.2.1 Die Jahrgangvergütungen

Der stärkere Ausbau von Offshore-Windenergie- und Biogasanlagen im Szenario „Mehr teure EE“ erhöht die Jahrgangvergütungen spürbar und rückt das Ziel der Bundesregierung, die Durchschnittsvergütung neuer EEG-Anlagen auf unter 12 Ct/kWh zu senken, in weite Ferne. Sie liegt für 2016 bei rund 14 Ct/kWh und sinkt bis 2020 auf knapp unter 13 Ct/kWh (Abb. 5).

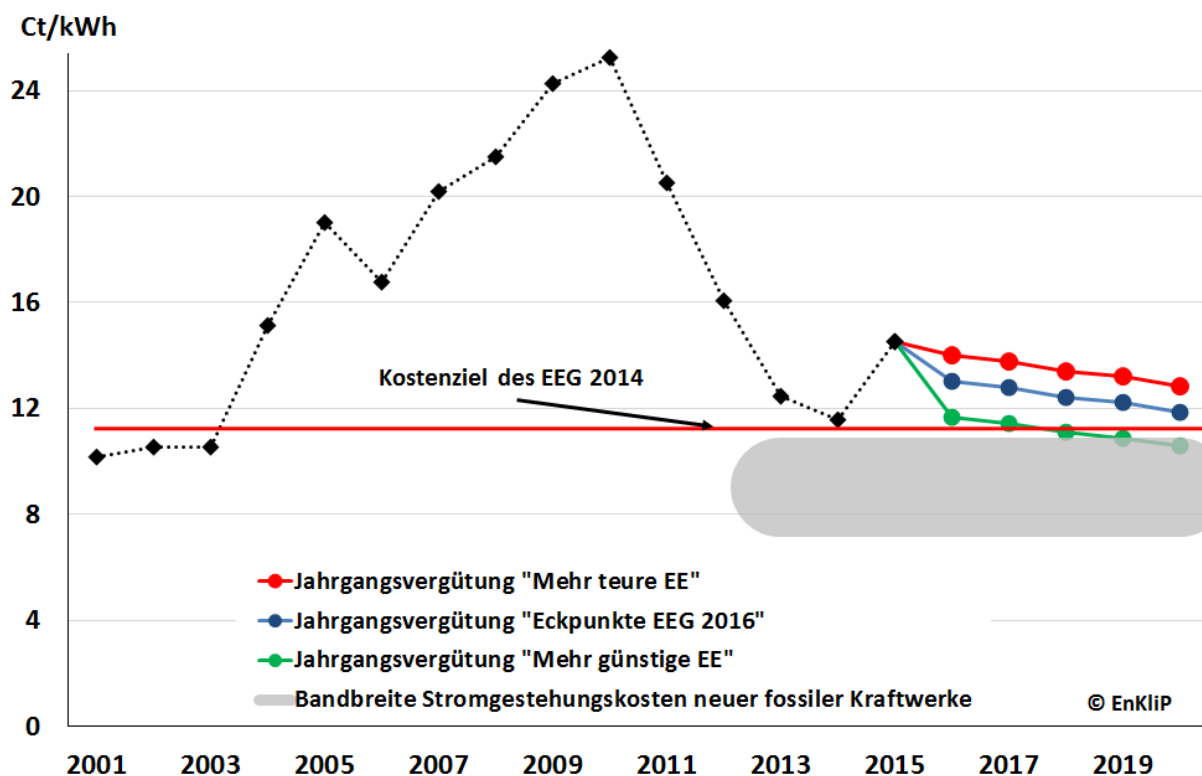


Abbildung 5: Vergleich der Jahrgangvergütungen der Szenarien „Eckpunkte EEG 2016“, „Mehr teure EE“ und „Mehr günstige EE“ (eigene Darstellung).

Im Szenario „Mehr günstige EE“ wird das 12 Ct/kWh-Ziel dagegen bereits im Jahr 2016 sicher erreicht, die Jahrgangvergütungen sinken bis 2020 auf unter 11 Ct/kWh. Mit Ausnahme des Jahrgangs 2020 liegen sie immer unter den Jahrgangvergütungen des – hier nicht dargestellten – Szenarios „EEG 2014“. Der noch niedrigere Wert im Szenario „EEG 2014“ für den Jahrgang 2020 entsteht durch den dort unterstellten sehr starken Ausbau der günstigen Windenergie an Land. Mit diesem wird die große Leistung abgehender Windenergieanlagen ersetzt. Im Szenario „Mehr günstige EE“ erreicht der Ökostrommix ab 2019 eine durchschnittliche Vergütung, die im Kostenbereich neuer fossiler Kraftwerke liegt (BMW 2014a, S. 3). Diese niedrigen Durchschnittsvergütungen sind möglich, weil der Anteil der Stromerzeugung der heute noch relativ teuren Ökostromtechnologien in diesem Szenario auf

knapp ein Viertel reduziert wurde. Die Durchschnittsvergütungen der kostengünstigen Technologien Windenergie an Land und Photovoltaik – ohne Offshore-Windenergie und Biomasse – liegen im Szenario „Mehr günstige EE“ bei nur 9,3 bis 8,2 Ct/kWh und damit in der Mitte der Bandbreite der Kosten neuer fossiler Kraftwerke.

5.2.2 Die Jahrgangsumlagen

Im Vergleich zum Szenario „Eckpunkte EEG 2016“ führen die beiden Szenarien mit einem stärkeren Ökostromausbau am Ende des betrachteten Zeitraums von 2016 bis 2020 zu einer um gut 0,4 Ct/kWh höheren EEG-Umlage. Die Szenarien wurden so definiert, dass sich für die Verbraucher_innen kein Unterschied bei den Kosten ergibt. Durch die Mehrproduktion an Ökostrom werden die Umwelt und das Klima stärker entlastet (Abb. 6). Im Szenario „Mehr günstige EE“ wird durch die EEG-Jahrgänge 2016 bis 2020 rund 4,5 % mehr Ökostrom, gemessen am Bruttostromverbrauch, erzeugt. Dies entspricht der zusätzlichen Einsparung von knapp 20 Mio. Tonnen Treibhausgasemissionen. Diese Steigerung ist fast drei Mal so hoch wie im Szenario „Mehr teure EE“. Zum Vergleich: Das gesamte Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 soll Einsparungen im Bereich von 62 bis 100 Mio. Tonnen Treibhausgasemissionen erreichen (BMUB 2014, S. 8 f). Die vorzeitige Abschaltung von Kohlekraftwerken und deren Überführung in eine Kapazitätsreserve soll zu Einsparungen von 12,5 Mio. Tonnen Treibhausgasemissionen führen (Bundesregierung 2015, § 13g Abs. 8).

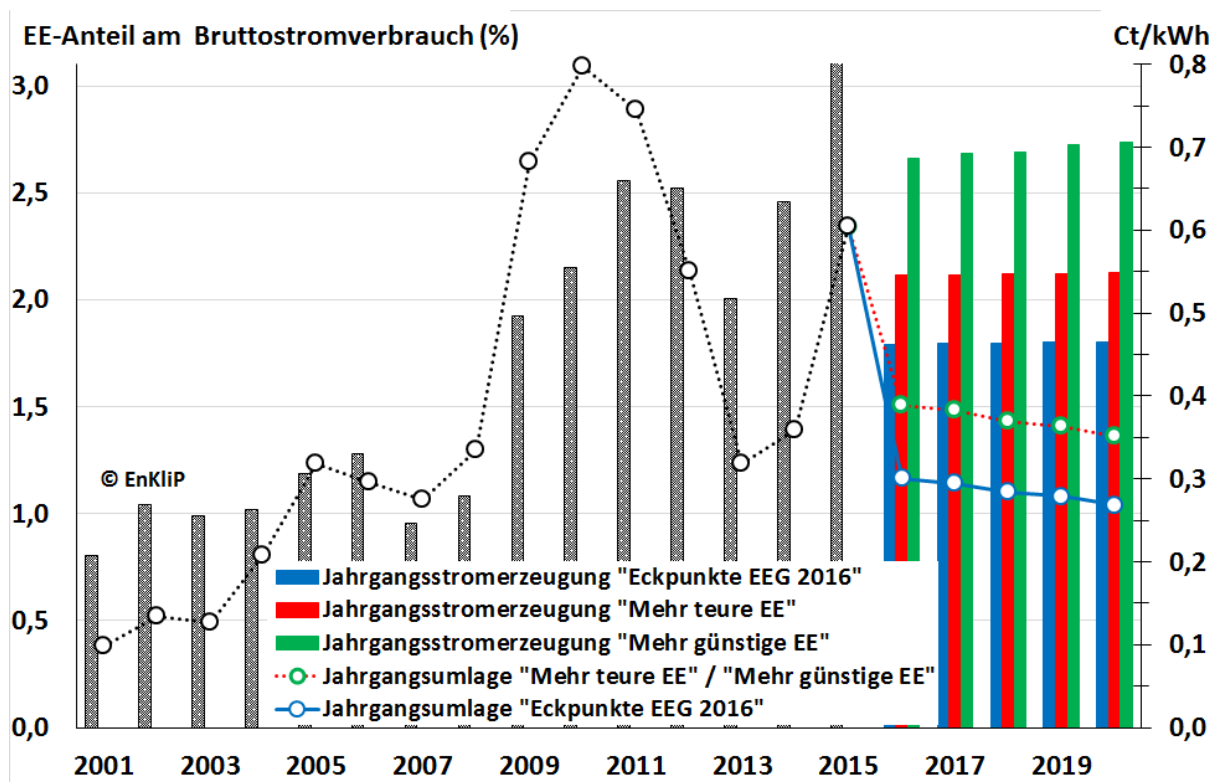


Abbildung 6: Vergleich der Stromerzeugung jedes EEG-Jahrgangs und der Jahrgangsumlagen in den Szenarien „Eckpunkte EEG 2016“, „Mehr teure EE“ und „Mehr günstige EE“ (eigene Darstellung).

Für die höhere Stromproduktion und die höheren Jahrgangsumlagen ist im Szenario „Mehr teure EE“ zu rund zwei Dritteln die Offshore-Windenergie verantwortlich. Im Szenario „Mehr günstige EE“ ist Windenergie an Land zu vier Fünftel an der Steigerung dieser beiden Indikatoren verantwortlich.

5.3 „Mehr günstige EE“ und „Erdgas“

In diesem Kapitel wird das bereits im vorstehenden Kapitel diskutierte Szenario „Mehr günstige EE“ mit einem hypothetischen Szenario verglichen, in dem statt Ökostromanlagen neue Erdgaskraftwerke hinzugebaut werden. Ein solches Szenario wird zwar derzeit politisch nicht diskutiert und soll hier auch nicht vorgeschlagen werden. Der Vergleich dieser Szenarien ermöglicht aber eine realistischere Aussage über die Mehrkosten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien im Strombereich als die Betrachtung der EEG-Umlage und der Jahrgangsumlagen.

5.3.1 Die Jahrgangvergütungen

Wie im vorstehenden Kapitel beschrieben liegen die Durchschnittsvergütungen im Szenario „Mehr günstige EE“ über den gesamten Zeitraum von 2016 bis 2020 unter dem Ziel der Bundesregierung von maximal 12 Ct/kWh. Neue Erdgaskraftwerke könnten zunächst noch zu etwas niedrigeren Vergütungen Strom erzeugen, solange die externen Kosten nur unzureichend berücksichtigt werden (FÖS 2015, S. 23 ff.). Bis 2020 schrumpft der Vorteil der Erdgaskraftwerke allerdings auf fast null zusammen (Abb. 7).

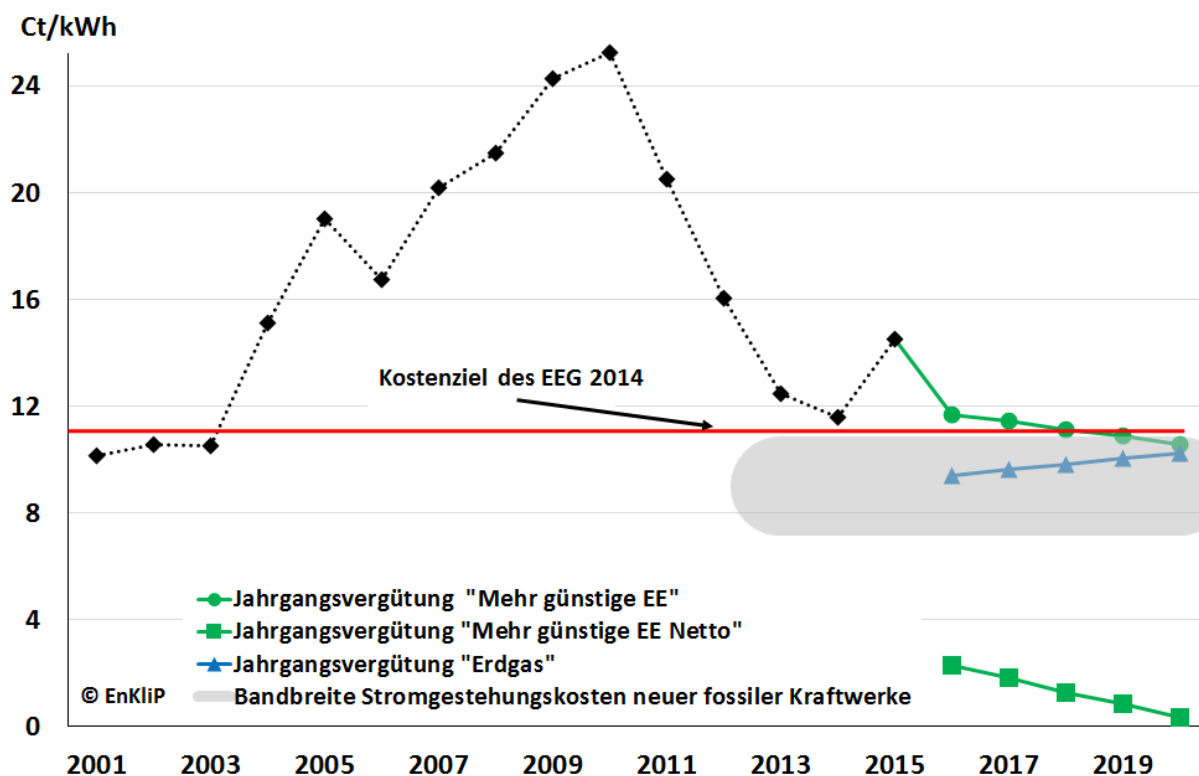


Abbildung 7: Vergleich der Jahrgangvergütungen der Szenarien „Mehr günstige EE“ und „Erdgas“. Ferner werden die Nettojahrgangsvergütungen des Szenarios „EEG 2014“ dargestellt. Diese stellen die Differenz der beiden anderen Szenarien dar (eigene Darstellung).

Die Vergütungen für Windenergie an Land liegen dabei im gesamten Betrachtungszeitraum von 2016 bis 2020 unter den Vergütungen für neue Erdgaskraftwerke, die Vergütungen für Photovoltaikanlagen ab dem Jahr 2018. Auch der Ökostrommix des Szenarios „Mehr günstige EE“ hätte, ohne Betrachtung der beiden noch teuren Technologien Offshore-Windenergie und Biomasse, bereits ab 2016 niedrigere Durchschnittsvergütungen als neue Erdgaskraftwerke. Die höheren Durchschnittsvergütungen des

Szenarios „Mehr günstige EE“ sind somit fast ausschließlich den heute noch teuren Technologien zuzuschreiben.

5.3.2 Die Jahrgangsumlagen

Im Vergleich zu den Jahrgangsvergütungen schneiden neue Erdgaskraftwerke bei den Jahrgangsumlagen etwas besser ab, die Erneuerbaren Energien etwas schlechter. Grund dafür sind die höheren Erlöse der Erdgaskraftwerke am Großhandelsmarkt, beispielsweise der Strombörse. Denn Erdgaskraftwerke können gezielt dann Strom erzeugen und einspeisen, wenn der Strombedarf und damit der kurzfristige Strompreis gerade hoch sind. Mit Ausnahme der Biomasseanlagen können das die hier betrachteten Erneuerbaren Energien nicht. Während beispielsweise Strom aus Windenergieanlagen an Land den erzeugten Strom nur für rund 88 % des durchschnittlichen Strompreises am Großmarkt verkaufen kann (50Herz Transmission et al. 2015, S. 10), können Erdgaskraftwerke 123 % des Durchschnittspreises Erlösen, wenn sie wie hier unterstellt mit 5.000 Volllaststunden pro Jahr betrieben werden (Öko-Institut 2014) (siehe Kapitel 0).

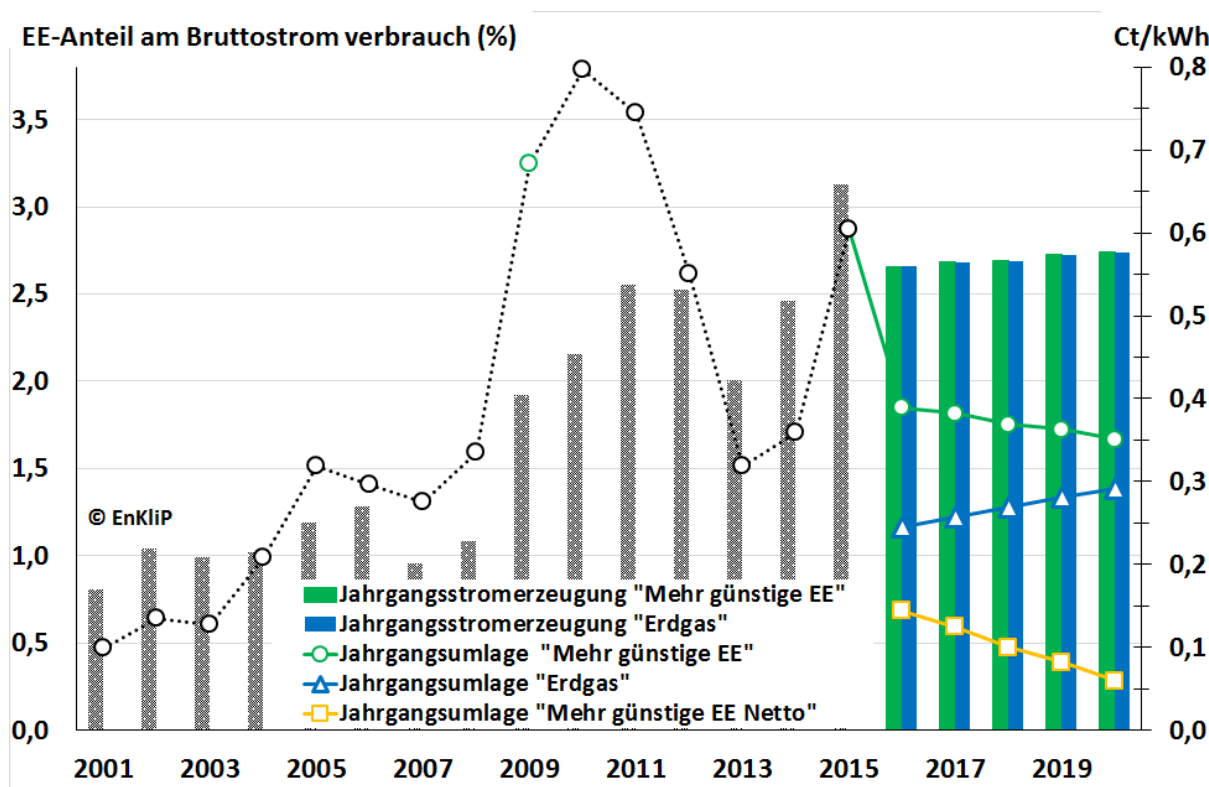


Abbildung 8: Vergleich der Jahrgangsumlagen der Szenarien „Mehr günstige EE“ und „Erdgas“. Zusätzlich sind die Netto-Jahrgangsumlagen für das Szenario „Mehr günstige EE“ angegeben. Diese stellen die Differenz der beiden anderen Szenarien dar (eigene Darstellung).

Dennoch sind die Jahrgangsumlagen des Szenarios „Mehr günstige EE“ nur zwischen rund 0,14 Ct/kWh für 2016 und rund 0,06 Ct/kWh für 2020 höher als diejenigen des Szenarios „Erdgas“ (Abb. 8). Es ist damit absehbar, dass ein kostengünstiger Ökostrommix zu Beginn der 2020er-Jahre für die Verbraucher kostengünstiger sein wird als neue Erdgaskraftwerke. Dass dies bislang noch nicht der Fall ist liegt fast ausschließlich an den heute noch relativ teuren Technologien. Würden sie nicht betrachtet wäre das Szenario „Mehr günstige EE“ schon ab 2016 günstiger als das Szenario „Erdgas“ – und das, obwohl

bereits berücksichtigt wurde, dass Erdgaskraftwerke für die gleiche Strommenge höhere Erlöse erzielen können, da sie bei besonders hohen Strompreisen einspeisen können. Nicht berücksichtigt wurde der mögliche Einsatz von Stromspeichersystemen. Diese werden aber erst in 10 bis 20 Jahren bzw. ab einem Ökostromanteil von über 60 % am Bruttostromverbrauch notwendig. Bis dahin können bestehende Flexibilitätsoptionen genutzt werden (Agora Energiewende 2014b, S. 3).

An dieser Stelle soll nochmals darauf hingewiesen werden, dass bei den hier angestellten Kostenvergleichen die Umweltschadenskosten bzw. die externen Kosten nicht berücksichtigt wurden. Auch die im Vergleich zu Kohlekraftwerken relativ geringen Umweltschäden von Erdgaskraftwerken sind noch deutlich höher als diejenigen von Wind- und Photovoltaikanlagen. So kann das Szenario „Erdgas“ die Treibhausgasemissionen der substituierten fossilen Kraftwerke und die entsprechenden Umweltschadenskosten um nur maximal zwei Drittel reduzieren, während die Erneuerbare Energien die Emissionen praktisch vollständig vermeiden können (BMU 2011b, S. 24).

6 ANHANG A: METHODIK ZUR ERMITTLUNG VON JAHRGANGSVERGÜTUNGEN UND JAHRGANGSUMLAGEN

Die in diesem Gutachten ermittelten und diskutierten Jahrgangsvergütungen und Jahrgangsumlagen wurden mit Hilfe eines umfangreichen Berechnungsmodells ermittelt, das in diesem Anhang dargestellt wird. Dabei wurden eine Reihe Eingangsdaten der einschlägigen Literatur entnommen sowie notwendige Annahmen getroffen. Ferner sind einige Vereinfachungen vorgenommen worden, die den Modellierungsaufwand in Grenzen halten, die Ergebnisse aber nur unwesentlich beeinflussen. Diese werden im Folgenden dargestellt.

Die Datengerüste aller relevanten Eingangsdaten und Abschätzungen können in Anhang B eingesehen werden.

6.1 Berechnungsmethodik

6.1.1 Jahrgangsvergütungen

Aus der pro Jahr neu ans Netz gegangenen Leistungen der einzelnen EE-Technologien bzw. Erdgaskraftwerke ($P_{\text{Technologie, Jahrgang}}$) und jahrgangsspezifischen Volllaststunden ($VLS_{\text{Technologie, Jahrgang}}$) wurde die Stromerzeugung der jeweiligen EE-Technologien bzw. der Erdgaskraftwerke für die jeweiligen Jahrgänge berechnet ($E_{\text{Technologie, Jahrgang}}$). Dabei wurde beispielsweise berücksichtigt, dass die Volllaststunden neuer Windenergieanlagen an Land spürbar höher sind als die von älteren Anlagen. Ferner wurde berücksichtigt, dass Biomasseanlagen im Laufe ihrer Betriebszeit in der Regel steigende Volllaststunden aufweisen. Grund dafür ist, dass die Betreiber die Anlagen und die Biomasseerzeugung nach einigen Betriebsjahren immer besser beherrschen und Betriebsausfälle und -pausen damit abnehmen. Im Falle von Erdgaskraftwerken wurde eine Volllaststundenzahl von 5.000 gewählt.

$$E_{\text{Technologie, Jahrgang}} = P_{\text{Technologie, Jahrgang}} * VLS_{\text{Technologie, Jahrgang}}$$

Anhand der ermittelten Stromerzeugung und von durchschnittlichen Einspeisetarifen für eine Kilowattstunde Strom aus Anlagen der einzelnen Technologien ($EST_{\text{Technologie, Jahrgang}}$) wurden die gesamten Vergütungen eines Jahrgangs der jeweiligen Technologien berechnet ($Vergütung_{\text{Technologie, Jahrgang}}$). Die durchschnittlichen Einspeisetarife pro Kilowattstunde wurden jeweils getrennt für die einzelnen Jahrgänge der Literatur entnommen oder anhand von Hintergrunddaten abgeschätzt, insbesondere anhand der jeweils geltenden Fassung des EEGs (siehe Anhang B). Im Falle von Erdgaskraftwerken wurde die notwendige Vergütung anhand einer Meta-Analyse von 11 wissenschaftlichen Untersuchungen ermittelt (Anhang D).

$$Vergütung_{\text{Technologie, Jahrgang}} = E_{\text{Technologie, Jahrgang}} * EST_{\text{Technologie, Jahrgang}}$$

Die Summe der Vergütungen der vier EE-Technologien und der Erdgaskraftwerke ($Vergütung_{\text{gesamt, Jahrgang}}$) ergibt die gesamte Vergütung eines Anlagen-Jahrgangs. Wird diese Summe durch die gesamte Stromerzeugung des Anlagen-Jahrgangs ($E_{\text{gesamt, Jahrgang}}$) dividiert, ergibt sich die Jahrgangsvergütung.

$$Vergütung_{\text{gesamt, Jahrgang}} =$$

$$Vergütung_{\text{Wind Land, Jahrgang}} + Vergütung_{\text{Wind Off, Jahrgang}} + Vergütung_{\text{PV, Jahrgang}} + Vergütung_{\text{Bio, Jahrgang}} + Vergütung_{\text{EG, Jahrgang}}$$

$$\text{Jahrgangsvergütung} = Vergütung_{\text{gesamt, Jahrgang}} / E_{\text{gesamt, Jahrgang}}$$

6.1.2 Jahrgangsumlagen

Die Jahrgangsumlagen geben den Anteil einzelner Anlagen-Jahrgänge an der EEG-Umlage wieder. Die Summe aller Jahrgangsumlagen bis zum Anlagen-Jahrgang 2015 sollte daher der Kernumlage des Jahres 2015 in Höhe von 5,957 Ct/kWh entsprechen, also der EEG-Umlage abzüglich Nachholeffekten aufgrund eines nicht ausgeglichenen EEG-Kontos und abzüglich der Liquiditätsreserve. Hinzugezählt werden muss die Umlage von denjenigen Anlagen, die bis einschließlich des Jahres 2000 ans Netz gegangen sind. Wird hier annäherungsweise die EEG-Umlage des Jahres 2000 in Höhe von 0,20 Ct/kWh verwendet, bildet die Summe mit den Jahrgangsumlagen von 2001 bis 2015 rund 94 % der Kernumlage ab. Dass es sich nicht um 100 % handelt ist u.a. darin begründet, dass eine Reihe von Technologien, die eine EEG-Umlage erhalten, hier nicht berücksichtigt sind. Dies betrifft beispielsweise die Wasserkraft, Klär-, Deponie- und Grubengas oder Geothermie. Diese Technologien haben einen Anteil am Vergütungsanspruch aller EEG-Anlagen von rund 2,5 % (50Herz Transmission et al. 2015, S. 8), so dass sich die Abweichung verringert. Da diese Sparten in den vergangenen Jahren kaum ausgebaut wurden und dies für die kommenden Jahre auch nicht zu erwarten ist, führt ihre Vernachlässigung für die Betrachtung der Szenarien für die Jahre 2016 bis 2020 zu keinen nennenswerten Ungenauigkeiten.

Zur Ermittlung der Jahrgangsumlagen werden zunächst die Einnahmen durch den Verkauf des Stroms der einzelnen EE-Technologien eines Jahrgangs ermittelt. Dafür wird der durchschnittliche Börsenpreis, wie er bei der Ermittlung der EEG-Umlage 2015 von den Übertragungsnetzbetreibern angenommen wurde, mit dem EE-spartenspezifischen Marktwertfaktor ($MWF_{\text{Technologie}}$) multipliziert (50Herz Transmission et al. 2015). Der Marktwertfaktor berücksichtigt, dass insbesondere der durchschnittliche Erlös für Strom aus Windenergieanlagen niedriger ist als der Börsendurchschnittspreis. Dieses Produkt wird mit der jeweils erzeugten Strommenge multipliziert, das Ergebnis wiederum von den gesamten Vergütungen der jeweiligen EE-Sparte abgezogen. Im Fall von Erdgaskraftwerken wird ein Marktfaktor von 123 % angenommen, entsprechend dem höheren Durchschnittspreis der 5.000 teuersten Stunden beim Spotmarkt der EPEX im Jahr 2012 (Öko-Institut 2014). Damit ergeben sich die Differenzkosten für die Anlagen der einzelnen EE-Sparten der verschiedenen Anlagen-Jahrgänge ($\text{Differenzkosten}_{\text{Technologie, Jahrgang}}$).

$$\text{Differenzkosten}_{\text{Technologie, Jahrgang}} = \text{Vergütung}_{\text{Technologie, Jahrgang}} - \text{Börsenpreis} * MWF_{\text{Technologie}} * E_{\text{Technologie, Jahrgang}}$$

Die Jahrgangsumlage ist die Summe der spartenspezifischen Jahrgangsumlagen (Jg.-Umlage_{Technologie}). Letztere ergeben sich aus den Differenzkosten der einzelnen Technologien, die durch die nicht privilegierte Strommenge ($E_{\text{nicht privilegiert}}$) dividiert werden.

$$\text{Jg.-Umlage}_{\text{Technologie}} = \text{Differenzkosten}_{\text{Technologie, Jahrgang}} / E_{\text{nicht privilegiert}}$$

$$\text{Jahrgangsumlage} = \text{Jg.-Umlage}_{\text{Wind Land}} + \text{Jg.-Umlage}_{\text{Wind Off}} + \text{Jg.-Umlage}_{\text{PV}} + \text{Jg.-Umlage}_{\text{Bio}} + \text{Jg.-Umlage}_{\text{EG}}$$

6.2 Eingangsdaten, Annahmen und Vereinfachungen

6.2.1 Betrachtete Technologien

Um den Recherche- und Rechenaufwand auf einen angemessenen Umfang zu begrenzen wurden die Berechnungen auf die vier wichtigsten EE-Technologien begrenzt, nämlich Windenergie an Land und Offshore, Biomasse und Photovoltaik. Mit diesen EE-Sparten werden insgesamt rund 94 % der gesamten über das EEG finanzierten Stromerzeugung und rund 97 % der EEG-Vergütungen abgedeckt. In der jüngeren Vergangenheit wurden diese vier EE-Sparten noch dominanter. Bei den im Jahr 2013 ans Netz



gegangenen Anlagen decken sie über 99 % der Stromerzeugung und der Vergütung von EEG-finanzierten Anlagen ab (50Herz Transmission et al. 2012, 2013). Im Bereich der Biomasse werden nur Anlagen für gasförmige und flüssige Biomasse berücksichtigt, nicht aber Anlagen zur Verstromung flüssiger Biomasse. Diese hatten ein starkes Wachstum bis 2007, als eine gesamte Leistung von 400 MW am Netz war. Aufgrund der nachträglich eingeführten anspruchsvollen Anforderungen an die Nachhaltigkeit der verwendeten Biomasse gab es allerdings eine Reihe von Außerbetriebnahmen bestehender Anlagen oder eine Umstellung auf andere Brennstoffe, so dass Anlagen aus der EEG-Vergütung herausfielen. So trägt die Hälfte der im Jahr 2007 installierten Anlagen zur Verstromung flüssiger Biomasse heute nicht mehr zur Höhe der EEG-Umlage bei. Nachdem diese Anlagen 2007 einen Anteil an der installierten Biomasseanlagen von rund 10 % hatten, liegt ihr Anteil heute unter 4 % (DBFZ 2014).

6.2.2 Erlöse und Kosten des EEG-Kontos

Zur Ermittlung der Differenzkosten, die die Stromverbraucher tragen müssen, werden die ermittelten Vergütungen und die Stromerlöse an der EPEX verwendet. Weitere, bei der Ermittlung der EEG-Umlage berücksichtigte Kosten und Nutzen der Netzbetreiber werden vernachlässigt. Dies sind insbesondere die vermiedenen Netznutzungskosten, die positiv zu Buche schlagen, und die zusätzlichen Kostenpositionen Profilservice, Börsenzulassung und Handelsanbindung, Zinsen und die Nachrüstung zur Behebung der 50,2 Hz-Problematik. Während bei der Prognose der EEG-Umlage 2014 Vergütungen in Höhe von knapp 22 Mrd. € angenommen wurden, entstehen durch die genannten Positionen weitere Kosten in Höhe von rund 0,3 Mrd. €. Die Einsparungen aufgrund vermiedener Netzentgelte belaufen sich auf rund 0,7 Mrd. €. Insgesamt liegen damit die gesamten Vergütungen um knapp 2 % über den tatsächlichen Kosten der Netzbetreiber (50Herz Transmission et al. 2013).

6.2.3 Vergütungen für die EE-Sparten

Konkrete Angaben zu den bisherigen durchschnittlichen jahrgangsspezifischen Vergütungen einzelner EE-Jahrgänge für die vier hier betrachteten EE-Sparten können nur teilweise in der einschlägigen Literatur gefunden werden. So gibt beispielsweise (BDEW 2014) zwar jahrgangsspezifische Durchschnittsvergütungen an, diese beziehen sich aber nur auf diejenigen Anlagen, die in der Festvergütung verblieben sind. Dadurch dürfte beispielsweise die Durchschnittsvergütung für Photovoltaikanlagen zu hoch ausfallen, da die günstigeren Großanlagen häufiger als die Kleinanlagen in das Marktprämiesystem wechseln. Ferner entfallen somit die Zahlungen durch die Managementprämie, da diese bei fest vergüteten Anlagen nicht ausgezahlt wird.

Vor diesem Hintergrund werden in diesem Gutachten anhand verschiedener Quellen die bisherigen jahrgangsspezifischen durchschnittlichen Vergütungen für die Jahrgänge 2001 bis 2014 ermittelt, insbesondere durch (EEG 2000, 2004, 2008, 2012; DBFZ et al. 2014; DBFZ 2014; ZSW et al. 2014).

Für die durchschnittlichen Vergütungen der EE-Jahrgänge von 2015 bis 2020 wurden die im EEG 2014 festgelegten Vergütungen der jeweiligen Technologien zugrunde gelegt. Die dort festgeschriebene Degression wurde berücksichtigt. Diese ist bei Windenergie an Land und Photovoltaik abhängig von der tatsächlichen Ausbaugeschwindigkeit. Bei einem Ausbau, der stärker ist als vom Gesetz festgelegt, werden die Vergütungen stärker gesenkt (sogenannter „atmender Deckel“). Nach geltendem Gesetz würde das für das Szenario „Mehr günstige EE“ bedeuten, dass niedrigere Vergütungen angenommen werden müssten. Dies wurde in den Modellierungen nicht umgesetzt, da es unsicher erscheint, ob bei noch stärkerer Absenkung der Vergütungen ein schnellerer Zubau erreichbar wäre. Stattdessen

werden in allen Szenarien die gleichen Vergütungen verwendet. Für das Szenario „Mehr günstige EE“ entspricht das praktisch einer Situation, in der im EEG 2014 die Ausbaukorridore für Wind an Land und Photovoltaik entsprechend angehoben würden.

Zur Vereinfachung wird bei der Ermittlung der Kosten praktisch vernachlässigt, dass neben dem Festvergütungssystem im EEG andere Finanzierungssysteme bestehen, insbesondere das System der gleitenden Marktprämie. Stattdessen wird unterstellt, dass alle Anlagen mit einer Festvergütung finanziert werden. Im Fall des Marktprämiensystems entsteht somit keinerlei Fehler. Denn während zur Ermittlung der Differenzkosten bei der Festvergütung nachträglich die spartenspezifischen Börsenerlöse der Übertragungsnetzbetreiber abgezogen werden, findet das bei der gleitenden Marktprämie bereits vor der Auszahlung der Vergütungen statt. Bei der Ermittlung der Jahrgangsumlagen ergeben sich dadurch keine Abweichungen zur Realität. Die durch die gleitende Marktprämie entstehenden Zusatzkosten durch die Managementprämie sind dagegen berücksichtigt (siehe unten). In der Vergangenheit betrafen die weiteren Vermarktungswege wie beispielsweise durch das Grünstromprivileg mit rund 2 % nur einen sehr kleinen Anteil der gesamten EEG-vergütungsfähigen Strommenge. Ferner wurden hier überwiegend EE-Sparten vermarktet, die im Festvergütungssystem eine relativ geringe Vergütung pro Kilowattstunde erhalten würden. Mit dem EEG 2014 ist das Grünstromprivileg allerdings abgeschafft worden, so dass hier keine Ungenauigkeiten mehr auftreten.

Biomasse

Für die meisten Jahrgänge können jahrgangsspezifische Durchschnittsvergütungen für Biomasse aus (DBFZ et al. 2014; DBFZ 2014) übernommen werden. Für 2013 wird der Trend leicht sinkender Vergütungen fortgeschrieben. Für die Jahre bis einschließlich 2003 gab es im EEG noch keine erhöhte Vergütung für Anbaubiomasse, so dass anhand des (EEG 2000) eine sinkende Durchschnittsvergütung von 9,9 bis 9,6 Ct/kWh zuzüglich der Managementprämie für rund ein Drittel der installierten Leistung angenommen wird. Dabei wird berücksichtigt, dass im EEG 2000 für Biomasse eine Degression von 1 % galt und ein Trend hin zu größeren Anlagen bestand, die eine geringere Vergütung erhalten als kleinere Anlagen (BMU 2011a).

Zu den für die Jahre 2015 bis 2020 unterstellten Vergütungen für Biomasseanlagen siehe Kapitel 3.1.

Anfangs- und Endvergütung bei Windenergie

Die Vergütung von Windenergieanlagen ist in eine höhere Anfangsvergütung und ein niedrigere Endvergütung aufgeteilt. Bei Windenergieanlagen an Land wird die höhere Anfangsvergütung für mindestens 5 Jahre, bei Offshore-Windenergieanlagen für mindestens 8 Jahre gezahlt.

Da die ersten Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland im Jahr 2008 ans Netz gingen, erhalten noch alle Anlagen die erhöhte Anfangsvergütung. Bei Windenergieanlagen an Land ist dies anders. Dennoch wird bei der Simulation vereinfachend angenommen, dass alle Anlagen noch die hohe Anfangsvergütung erhalten. Grund dafür ist, dass keine Informationen vorliegen, wie viele Anlagen eines bestimmten Jahrgangs heute bereits in der Endvergütung sind. Es ist aber bekannt, dass nur außerordentlich wenige Anlagen bereits nach fünf Jahren in die Endvergütung fallen. So lag die Durchschnittsvergütung für alle bis zum Jahr 2009 gebauten Windenergieanlagen an Land bei 8,80 Ct/kWh (BMU 2011a). Dies bedeutet, dass damals noch der Großteil aller Windenergieanlagen an Land in der hohen Anfangsvergütung war. Somit dürfte dies auch heute für den allergrößten Teil der

Anlagen, die seit 2001 ans Netz gegangen sind, gelten. Ungenauigkeiten können sich insbesondere für die ersten Jahrgänge des Jahrtausends ergeben. Nur sehr wenige Anlagen mit Baujahr 2005 und später dürften heute bereits in der niedrigeren Grundvergütung sein.

Repowering bei Windenergie an Land

Manche der seit 1991 errichteten Windenergieanlagen an Land wurden inzwischen durch neuere, leistungsstärkere Anlagen ersetzt. Geeignet für ein Repowering sind insbesondere kleinere Windenergieanlagen mit einer Leistung unter 600 kW. Diese sind vor allem vor 2001 gebaut worden. Insgesamt ist im Zeitraum seit 2001 eine Kapazität von gut 600 MW Windenergieanlagen durch modernere Anlagen ersetzt worden (IE Leipzig et al. 2014). Dies entspricht knapp 2% der gesamten Ende 2013 installierten Leistung von Windenergieanlagen an Land. Nur ein Bruchteil dieser ersetzten Anlagen dürfte seit dem Jahr 2001 ans Netz gegangen sein.

Vor diesem Hintergrund wird bei den Simulationen unterstellt, dass alle Windenergieanlagen an Land, die seit 2001 ans Netz gegangen sind, im Jahr 2015 noch in Betrieb waren. Die durch Repowering hinzugekommenen Anlagen sind erfasst.

Systemdienstleistungsbonus bei Windenergie an Land

Mit dem EEG 2009 wurde ein Systemdienstleistungsbonus (SDL-Bonus) eingeführt, den Betreiber von Windenergieanlagen an Land erhalten können, wenn sie bestimmte technische Anforderungen zur Verbesserung der Netzintegration einhalten. Altanlagen konnten einen Bonus von 0,7 Ct/kWh für fünf Jahre erhalten, wenn sie entsprechend nachgerüstet wurden. Allerdings hat offenbar nur ein Teil der Altanlagen eine entsprechende Nachrüstung erfahren und erhält daher heute den Bonus (BMU 2011a). Bis Ende 2011 haben 45 % aller Anlagen mit Inbetriebnahme zwischen 2002 und 2008 eine Nachrüstung vorgenommen und erhalten daher einen SDL-Bonus (IE Leipzig et al. 2014). Seitdem dürften noch einige andere Anlagen nachgerüstet worden sein. Daher wird in der Simulation unterstellt, dass heute 55 % aller dieser Anlagen einen SDL-Bonus erhalten.

Neue Windenergieanlagen an Land erhalten seit 1.1.2009 einen SDL-Bonus in Höhe von zunächst 0,5 Ct/kWh, wenn sie die Anforderungen erfüllen. Die Höhe des Bonus ist mit einer Degression von 1 bzw. 1,5 % pro Jahr versehen, so dass er für Anlagen, die später ans Netz angeschlossen werden, entsprechend sinkt. Seit 1.4.2011 ist die Erfüllung der Anforderung zwingend, um überhaupt einen Vergütungsanspruch nach EEG zu haben, weswegen seitdem alle Neuanlagen auch den Bonus erhalten. Vor diesem Hintergrund wird für die Jahre 2009 und 2010 davon ausgegangen, dass 80 % der Neuanlagen den SDL-Bonus erhalten, für das Jahr 2011 wird ein Anteil von 90 % unterstellt. Mit 2012 wird, entsprechend der Gesetzeslage, für alle neuen Anlagen der SDL-Bonus berücksichtigt.

Im EEG 2014 ist kein SDL-Bonus mehr vorgesehen.

Marktprämie – Managementbonus

Die Einführung der optionalen gleitenden Marktprämie im Jahr 2012 hatte durch die gleichzeitig eingeführte Managementprämie direkte Auswirkungen auf die Vergütungs- und Umlagenhöhe. Diejenigen Betreiber von Bestandsanlagen, die das System der gleitenden Marktprämie nutzen, haben Anspruch auf die Managementprämie. Sie lag nach EEG (2012) und der entsprechenden Managementprämienverordnung im Jahr 2014 für fernsteuerbare Solar- und Windenergieanlagen bei 0,6 Ct/kWh, bei nicht fernsteuerbaren Solar- und Windenergieanlagen bei 0,45 Ct/kWh und bei allen nicht witterungsabhängigen EE-Sparten wie Biomasse bei 0,25 Ct/kWh (Bundesregierung 2012).

Es liegen keine jahrgangsspezifischen Daten darüber vor, welcher Anteil des erzeugten Stroms der einzelnen EE-Sparten über das Marktprämiensystem vermarktet wird. Bekannt ist, wie stark das System für den gesamten Bestand und für die Neuanlagen des Jahres 2013 genutzt wird (ISI et al. 2014, S. 4):

- 100 % aller Offshore-Windenergieanlagen (Bestand und Neuanlagen)
- 88,9 % aller Windenergieanlagen an Land (Bestand und Neuanlagen)
- 67,2 % aller Biomasseanlagen (Bestand und Neuanlagen)
- 15,3 % aller Photovoltaikanlagen (Bestand und Neuanlagen)
- Über 50 % der gesamten EE-Leistung (Bestand und Neuanlagen)

Auf Grundlage dieser Informationen werden für einzelnen Sparten und die einzelnen Jahrgänge Annahmen getroffen hinsichtlich der jeweiligen Teilnahme am Marktprämiensystem. Im Durchschnitt über alle Jahrgänge entsprechen diese Annahmen den o.g. Werten über die Teilnahme des gesamten Bestandes an der Marktprämie. Insbesondere bei Windenergie an Land wird unterstellt, dass ältere Anlagen unterdurchschnittlich und neuere Anlagen überdurchschnittlich am Marktprämiensystem teilnehmen.

Die Managementprämie hat in den einzelnen Jahrgängen an den Jahrgangsvergütungen einen Anteil von nur 2 bis 4 %. Mögliche Ungenauigkeiten durch eine nicht korrekte Annahmen zur Teilnahme am Marktprämiensystem können daher nur zu sehr kleinen Abweichungen am Simulationsergebnis für einen EE-Jahrgang führen (bei einer um 25 % falschen Annahme zur Teilnahme bei einem EE-Jahrgang ergäbe sich ein Fehler von maximal $4 \% * 25 \% = 1 \%$).

Nach dem für Neuanlagen geltenden EEG 2014 ist aufgrund der verpflichtenden Marktprämie keine Managementprämie mehr vorgesehen. Die Vergütungen wurden beispielsweise bei Offshore-Windenergie stattdessen um einen ähnlichen Betrag erhöht.

Installierte Leistung

Diese sind für den Zeitraum bis 2014 für Windenergie an Land (Deutsche WindGuard 2014c, 2015b, 2013, BMWi 2015b, S. 12, 2015b, S. 12) entnommen, der Zubau bei Offshore-Windenergie (Deutsche WindGuard 2013, 2014a, 2015a). Die Ausbautzahlen für Biomasse entstammen (DBFZ 2014; DBFZ et al. 2014), die der Photovoltaik (BWi 2015b, S. 12). Die Ausbautzahlen für das Jahr 2015 entstammen Abschätzungen aus (Kirchner 2016) für Windenergie an Land, (Stiftung Offshore-Windenergie 2015) für Offshore-Windenergie, (BNetzA 2015a) für Photovoltaik und (Pecka 2015) für Biomasse.

Bei Offshore-Windenergie ergibt sich ein relevanter Unterschied zwischen den in einem Jahr betriebsfertig errichteten und den tatsächlich neu ans Netz angeschlossenen Anlagen. Da nur die ans Netz angeschlossenen Anlagen EEG-vergütungsrelevant sind, werden hier diese Werte verwendet. Würden die betriebsfertigen Anlagen verwendet, würde sich insbesondere für das Jahr 2013 ein gut erkennbarer Unterschied zeigen. Denn während 2013 nur 240 MW Offshore-Windenergieanlagen ans Netz gegangen sind, wurden knapp 400 MW Erzeugungskapazität fertiggestellt, die nicht ans Netz angeschlossen wurden. Eine ähnliche Entwicklung konnte im Jahr 2014 beobachtet werden. Der Anschluß ans Netz fand jeweils erst im Folgejahr statt, so dass erst dann Strom eingespeist und vergütet wurde (Offshore-Windenergie.NET 2014a, 2014b; Deutsche WindGuard 2015a, 2014b).

Zu den für die Jahre 2016 bis 2020 unterstellten Ausbautzahlen siehe Kapitel 0.

Volllaststunden

Veröffentlichungen zu den heutigen durchschnittlichen Volllaststunden für die vier hier betrachteten EE-Sparten liegen dem Autor nicht vor. Sie werden daher auf Grundlage verschiedener Veröffentlichungen und Berechnungen abgeschätzt, insbesondere (50Herz Transmission et al. 2013; BMU 2013; BMWi 2015b). Dabei wird u.a. berücksichtigt, dass Biomasseanlagen in ihren ersten Betriebsjahren eine geringere Volllaststundenzahl aufweisen als nach einigen Jahren Laufzeit. Da hier die langfristige Kostenwirkung relevant ist, wird eine Volllaststundenzahl verwendet, die erst nach einigen Betriebsjahren erreicht wird. Bei Windenergieanlagen an Land wird unterstellt, dass die Volllaststundenzahl neuer Anlagen langsam steigt, da die Höhe und Flügellänge der Anlagen stetig zunimmt. In ähnlicher Weise werden auch bei Offshore-Windenergie mit jedem Jahrgang höhere Volllaststunden angenommen.

7 ANHANG B: DATENGERÜSTE

Gleichbleibende Werte

Um die Vergleichbarkeit der Jahrgangvergütungen und Jahrgangsumlagen zwischen den Szenarien und den Jahren zu ermöglichen wurden folgende Werte für alle Szenarien und Jahre konstant gewählt:

- Durchschnittlicher Börsenpreis an der EPEX 0,3126 Ct/kWh (50Herz Transmission et al. 2015, S. 10)
- Nicht privilegierte Strommenge 353,46 TWh/a (50Herz Transmission et al. 2015, S. 17)
- Bruttostromverbrauch 600 TWh/a

Daten für 2001 bis 2014

Tabelle A1: Durchschnittliche EEG-Vergütungen der EE-Sparten der EE-Jahrgänge 2001 bis 2014

		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Wind an Land	Ct/kWh	9,61	9,86	9,72	9,59	9,60	9,42	9,28	9,11	10,14	10,05	10,04	9,98	9,84	9,73
Wind Offshore	Ct/kWh	9,70	9,56	9,43	9,30	9,30	9,13	8,96	9,70	15,60	15,60	15,60	19,60	19,60	19,60
Photovoltaik	Ct/kWh	50,67	48,17	45,77	56,27	53,37	50,67	47,37	45,17	40,27	33,77	26,57	19,18	12,08	11,30
Biomasse	Ct/kWh	9,99	9,79	9,69	11,57	18,59	17,57	20,35	18,26	19,67	20,64	20,19	18,21	17,53	17,02

Tabelle A2: Pro Kalenderjahr installierte Leistung der verschiedenen EE-Sparten 2001 bis 2014

		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Wind an Land	MW	2.641	3.238	2.617	2.019	1.763	2.193	1.615	1.632	1.799	1.281	1.835	2.259	2.741	4.750
Wind Offshore	MW	0	0	0	0	0	0	0	10	30	50	111	79	240	529
Photovoltaik	MW	62	120	139	670	951	843	1.271	1.950	4.446	6.988	7.485	7.604	3.300	1.899
Biomasse	MW	90	130	225	325	555	495	245	230	565	520	580	395	275	41

Tabelle A3: Durchschnittliche Volllaststunden der EE-Sparten der EE-Jahrgänge 2001 bis 2014

		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Wind an Land	h	1.600	1.650	1.700	1.750	1.800	1.850	1.900	1.950	2.000	2.050	2.100	2.150	2.175	2.185
Wind Offshore	h	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.900	4.000	4.100	4.200	4.300	4.300
Photovoltaik	h	960	960	960	960	960	960	960	960	960	960	960	960	960	960
Biomasse	h	6.000	6.000	6.000	6.000	5.500	5.700	5.900	6.100	6.300	6.500	6.600	6.700	6.800	6.900

Tabelle A4: Stromerzeugung der EE-Sparten der EE-Jahrgänge 2001 bis 2014

		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Wind an Land	GWh	4.226	5.343	4.449	3.533	3.173	4.057	3.069	3.182	3.598	2.626	3.854	4.857	5.962	10.379
Wind Offshore	GWh	0	0	0	0	0	0	0	33	117	200	454	333	1.033	2.274
Photovoltaik	GWh	60	115	133	643	913	809	1.220	1.872	4.268	6.708	7.186	7.300	3.168	1.823
Biomasse	GWh	540	780	1.350	1.950	3.053	2.822	1.446	1.403	3.560	3.380	3.828	2.647	1.870	283

Tabelle A5: Vergütungen der EE-Sparten der EE-Jahrgänge 2001 bis 2014¹

		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Wind an Land	Mio. €	406	527	433	339	304	382	285	290	365	264	387	485	587	1.010
Wind Offshore	Mio. €	0	0	0	0	0	0	0	3	18	31	71	65	203	446
Photovoltaik	Mio. €	30	55	61	362	487	410	578	846	1.719	2.266	1.909	1.400	383	206
Biomasse	Mio. €	54	76	131	226	567	496	294	256	700	698	773	482	328	48

¹ Zur Vereinfachung wurde unterstellt, dass ausschließlich die Festvergütung ausgezahlt wird und keine Marktprämie. Dennoch ist die Managementprämie für den Anteil der Anlagen berücksichtigt, die in der Realität das Marktprämienmodell nutzen (siehe Anhang A).

Tabelle A6: Erlöse der EE-Sparten der EE-Jahrgänge 2001 bis 2014²

		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Wind an Land	Mio. €	116	147	122	97	87	112	84	88	99	72	106	134	164	286
Wind Offshore	Mio. €	0	0	0	0	0	0	0	1	4	6	14	10	32	70
Photovoltaik	Mio. €	2	4	4	20	28	25	37	57	131	206	220	224	97	56
Biomasse	Mio. €	17	24	42	61	95	88	45	44	111	106	120	83	58	9

Tabelle A7: Differenzkosten der EE-Sparten der EE-Jahrgänge 2001 bis 2014

		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Wind an Land	MW	290	380	310	242	217	271	200	202	266	192	281	351	423	724
Wind Offshore	MW	0	0	0	0	0	0	0	2	15	25	57	55	171	376
Photovoltaik	MW	28	52	57	342	459	385	541	788	1.588	2.060	1.689	1.176	285	150
Biomasse	MW	37	52	89	165	472	407	249	212	589	592	653	399	269	39

Tabelle A8: Jahrgangvergütungen der EE-Sparten der EE-Jahrgänge 2001 bis 2014

		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Jahrgangvergü	(Ct/kWh)	10,16	10,56	10,53	15,12	19,04	16,75	20,18	21,49	24,28	25,23	20,49	16,07	12,46	11,58

Tabelle A9: Jahrgangsumlagen der EE-Sparten der EE-Jahrgänge 2001 bis 2014

		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Wind an Land	(Ct/kWh)	0,081	0,105	0,086	0,067	0,060	0,075	0,056	0,056	0,074	0,053	0,078	0,098	0,117	0,201
Wind Offshore	(Ct/kWh)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,004	0,007	0,016	0,015	0,047	0,104
Photovoltaik	(Ct/kWh)	0,008	0,014	0,016	0,095	0,128	0,107	0,150	0,219	0,441	0,572	0,469	0,327	0,079	0,042
Biomasse	(Ct/kWh)	0,01029	0,01443	0,02460	0,046	0,131	0,113	0,069	0,059	0,164	0,164	0,181	0,111	0,075	0,011

Daten für 2015 bis 2020

Tabelle A10: Durchschnittliche EEG-Vergütungen der EEG-Jahrgänge 2015 bis 2020, differenziert nach EE-Sparten und der Erdgas-Jahrgänge, identisch für alle Szenarien

Vergütungen (Ct/kWh)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Windenergie an Land	8,90	8,48	8,35	8,21	8,08	7,95
Offshore-Windenergie	19,40	19,40	19,40	18,90	18,90	18,40
Photovoltaik	10,89	10,89	10,25	9,65	9,09	8,56
Biomasse	20,00	19,60	19,21	18,83	18,46	18,09
Erdgas	9,02	9,38	9,61	9,84	10,03	10,23

Zur Vergütung von Wind an Land und Photovoltaik im Szenario „Mehr günstige EE“: Nach geltendem EEG würden die Vergütungen bei einem schnelleren Ausbau von Wind an Land und Photovoltaik stärker sinken, wenn wie im Szenario „Mehr günstige EE“ in diesen EE-Sparten ein schnellerer Ausbau stattfindet. Dennoch wurden die Vergütungen in diesem Szenario nicht entsprechend angepasst. Denn es wird unterstellt, dass ein stärkerer Zubau dieser EE-Sparten nur stattfindet, wenn der Ausbaukorridor im EEG entsprechend angehoben wird und infolge dessen die Vergütungen nicht stärker absinken, als es tatsächlich nach geltendem EEG der Fall wäre. Damit wird die Logik der entsprechenden Regelung des EEG („atmender Deckel“) bei der Annahme der Vergütungen im Szenario „Plus günstige EE“ übernommen.

² Entsprechend Fußnote 1 wurde zur Vereinfachung unterstellt, dass die Übertragungsnetzbetreiber den gesamten vergüteten Strom an der Strombörse vermarkten (siehe Anhang A).

Tabellen A11 a-e: Pro Kalenderjahr installierte Leistung der EEG-Jahrgänge 2015 bis 2020, differenziert nach EE-Sparten und für die Erdgas-Jahrgänge

a) Szenario „EEG 2014“

Installierte Leistung (MW/Jahr)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Windenergie an Land	3.500	3.000	2.900	3.000	3.300	4.100
Offshore-Windenergie	2.250	640	640	640	640	640
Photovoltaik	1.300	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500
Biomasse	20	100	100	100	100	100
Erdgas		2.500	2.460	2.510	2.650	3.010

b) Szenario „Eckpunkte EEG 2016“

Installierte Leistung (MW/Jahr)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Windenergie an Land	3.500	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
Offshore-Windenergie	2.250	880	880	880	880	880
Photovoltaik	1.300	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500
Biomasse	20	20	20	20	20	20

c) Szenario „Mehr teure EE“

Installierte Leistung (MW/Jahr)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Windenergie an Land	3.500	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
Offshore-Windenergie	2.250	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200
Photovoltaik	1.300	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500
Biomasse	20	100	100	100	100	100
Erdgas	3.300	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000

d) Szenario „Mehr günstige EE“

Installierte Leistung (MW/Jahr)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Windenergie an Land	3.500	3.900	3.950	3.950	4.000	4.000
Offshore-Windenergie	2.250	880	880	880	880	880
Photovoltaik	1.300	3.550	3.550	3.550	3.600	3.650
Biomasse	20	20	20	20	20	20
Erdgas	3.300	3.900	3.950	3.950	4.000	4.000

e) Szenario „Erdgas“

Installierte Leistung (MW/Jahr)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Erdgas	3.190	3.220	3.225	3.270	3.285	3.190

Tabelle A12: Durchschnittliche Volllaststunden der EEG-Jahrgänge 2015 bis 2020, differenziert nach EE-Sparten und für die Erdgas-Jahrgänge, identisch in allen Szenarien

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Windenergie an Land	2.200	2.210	2.220	2.230	2.240	2.250
Offshore-Windenergie	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300
Photovoltaik	960	960	960	960	960	960
Biomasse	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000
Erdgas		5.000	5.000	5.000	5.000	5.000

Tabellen A13 a-e: Stromerzeugung der EEG-Jahrgänge 2015 bis 2020, differenziert nach EE-Sparten und für die Erdgas-Jahrgänge

a) Szenario „EEG 2014“

Stromerzeugung (GWh/Jahr)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Windenergie an Land	7.700	6.630	6.438	6.690	7.392	9.225
Offshore-Windenergie	9.675	2.752	2.752	2.752	2.752	2.752
Photovoltaik	1.248	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400
Biomasse	140	700	700	700	700	700
Summe EE	18.763	12.482	12.290	12.542	13.244	15.077
Erdgas		12.500	12.300	12.550	13.250	15.050

b) Szenario „Eckpunkte EEG 2016“

Stromerzeugung (GWh/Jahr)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Windenergie an Land	7.700	4.420	4.440	4.460	4.480	4.500
Offshore-Windenergie	9.675	3.784	3.784	3.784	3.784	3.784
Photovoltaik	1.248	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400
Biomasse	140	140	140	140	140	140
Summe EE	18.763	10.744	10.764	10.784	10.804	10.824

c) Szenario „Mehr teure EE“

Stromerzeugung (GWh/Jahr)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Windenergie an Land	7.700	4.420	4.440	4.460	4.480	4.500
Offshore-Windenergie	9.675	5.160	5.160	5.160	5.160	5.160
Photovoltaik	1.248	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400
Biomasse	140	700	700	700	700	700
Summe EE	18.763	12.680	12.700	12.720	12.740	12.760

d) Szenario „Mehr günstige EE“

Stromerzeugung (GWh/Jahr)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Windenergie an Land	7.700	8.619	8.769	8.809	8.960	9.000
Offshore-Windenergie	9.675	3.785	3.785	3.785	3.785	3.785
Photovoltaik	1.248	3.408	3.408	3.408	3.456	3.504
Biomasse	140	140	140	140	140	140
Summe EE	18.763	15.952	16.102	16.141	16.341	16.429

e) Szenario „Mehr günstige EE“

Stromerzeugung (GWh/Jahr)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Erdgas		16.100	16.125	16.350	16.425	15.950

Tabellen A14 a-e: Gesamtvergütungen der EEG-Jahrgänge 2015 bis 2020, differenziert nach EE-Sparten und für die Erdgas-Jahrgänge³

a) Szenario „EEG 2014“

Gesamtvergütungen (Mio. €/Jahr)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Windenergie an Land	685	562	537	549	597	734
Offshore-Windenergie	1.877	534	534	520	520	506
Photovoltaik	136	261	246	232	218	205
Biomasse	28	137	134	132	129	127
Summe EE	2.726	1.495	1.452	1.433	1.465	1.572
Erdgas (Mrd.€/a)	-	1.173	1.182	1.235	1.329	1.540

b) Szenario „Eckpunkte EEG 2016“

Gesamtvergütungen (Mio. €/Jahr)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Windenergie an Land	685	375	371	366	362	358
Offshore-Windenergie	1.877	734	734	715	715	696
Photovoltaik	136	261	246	232	218	205
Biomasse	28	27	27	26	26	25
Summe EE	2.726	1.398	1.378	1.340	1.321	1.285

³ Zur Vereinfachung wurde unterstellt, dass ausschließlich die Festvergütung ausbezahlt wird und keine Marktprämie. Dennoch ist die Managementprämie für den Anteil der Anlagen berücksichtigt, die in der Realität das Marktprämienmodell nutzen (siehe Anhang A).

c) Szenario „Mehr teure EE“

Gesamtvergütungen (Mio. €/Jahr)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Windenergie an Land	685	375	371	366	362	358
Offshore-Windenergie	1.877	1.001	1.001	975	975	949
Photovoltaik	136	261	246	232	218	205
Biomasse	28	137	134	132	129	127
Summe EE	2.726	1.774	1.752	1.705	1.685	1.639

d) Szenario „Mehr günstige EE“

Gesamtvergütungen (Mio. €/Jahr)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Windenergie an Land	685	731	732	723	724	716
Offshore-Windenergie	1.877	734	734	715	715	696
Photovoltaik	136	371	349	329	314	300
Biomasse	28	27	27	26	26	25
Summe EE	2.726	1.864	1.842	1.794	1.779	1.737

e) Szenario „Erdgas“

Gesamtvergütungen (Mio. €/Jahr)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Erdgas		1.496	1.547	1.587	1.640	1.680

Tabellen A15 a-e: Erlöse der EE-Sparten der EEG-Jahrgänge 2015 bis 2020, differenziert nach EE-Sparten und für die Erdgas-Jahrgänge⁴

a) Szenario „EEG 2014“

Erlöse (Mio. €/Jahr)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Windenergie an Land	212	182	177	184	203	254
Offshore-Windenergie	296	84	84	84	84	84
Photovoltaik	38	74	74	74	74	74
Biomasse	4	22	22	22	22	22
Summe EE	551	362	357	364	383	433
Erdgas		481	473	483	509	579

⁴ Entsprechend Fußnote 1 wurde zur Vereinfachung unterstellt, dass die Übertragungsnetzbetreiber den gesamten vergüteten Strom an der Strombörse vermarkten (siehe Anhang A).

b) Szenario „Eckpunkte EEG 2016“

Erlöse (Mio. €/Jahr)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Windenergie an Land	212	122	122	123	123	124
Offshore-Windenergie	296	116	116	116	116	116
Photovoltaik	38	74	74	74	74	74
Biomasse	4	4	4	4	4	4
Summe EE	551	315	316	317	317	318

c) Szenario „Mehr teure EE“

Erlöse (Mio. €/Jahr)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Windenergie an Land	212	122	122	123	123	124
Offshore-Windenergie	296	158	158	158	158	158
Photovoltaik	38	74	74	74	74	74
Biomasse	4	22	22	22	22	22
Summe EE	551	375	376	376	377	377

d) Szenario „Mehr günstige EE“

Erlöse (Mio. €/Jahr)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Windenergie an Land	212	237	241	242	246	248
Offshore-Windenergie	296	116	116	116	116	116
Photovoltaik	38	104	104	104	106	107
Biomasse	4	4	4	4	4	4
Summe EE	551	462	466	467	473	475

e) Szenario „Erdgas“

Erlöse (Mio. €/Jahr)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Erdgas		613	619	620	629	632

Tabellen A16 a-e: Differenzkosten der EEG-Jahrgänge 2015 bis 2020, differenziert nach EE-Sparten und für die Erdgas-Jahrgänge

a) Szenario „EEG 2014“

Differenzkosten (Mio. €/Jahr)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Windenergie an Land	473	380	360	365	394	480
Offshore-Windenergie	1.581	450	450	436	436	422
Photovoltaik	98	188	173	158	145	132
Biomasse	24	115	113	110	107	105
Summe EE	2.175	1.133	1.095	1.069	1.082	1.139
Erdgas		692	709	752	820	961

b) Szenario „Eckpunkte EEG 2016“

Differenzkosten (Mio. €/Jahr)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Windenergie an Land	473	253	248	244	239	234
Offshore-Windenergie	1.581	618	618	599	599	580
Photovoltaik	98	188	173	158	145	132
Biomasse	24	23	23	22	21	21
Summe EE	2.175	1.082	1.062	1.023	1.004	967

c) Szenario „Mehr teure EE“

Differenzkosten (Mio. €/Jahr)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Windenergie an Land	473	253	248	244	239	234
Offshore-Windenergie	1.581	843	843	817	817	791
Photovoltaik	98	188	173	158	145	132
Biomasse	24	115	113	110	107	105
Summe EE	2.175	1.399	1.377	1.329	1.308	1.262

d) Szenario „Mehr günstige EE“

Differenzkosten (Mio. €/Jahr)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Windenergie an Land	473	494	491	481	478	468
Offshore-Windenergie	1.581	618	618	599	599	580
Photovoltaik	98	267	245	225	208	193
Biomasse	24	23	23	22	21	21
Summe EE	2.175	1.402	1.376	1.327	1.307	1.262

e) Szenario „Erdgas“

Differenzkosten (Mio. €/Jahr)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Erdgas		883	928	967	1.011	1.049

Tabelle A17: Jahrgangvergütungen der EEG-Jahrgänge 2015 bis 2020 und alle Szenarien

Jahrgangsvergütungen (Ct/kWh)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
„EEG 2014“	14,53	11,97	11,81	11,43	11,06	10,43
„Eckpunkte EEG 2016“	14,53	13,01	12,80	12,42	12,23	11,87
„Mehr teure EE“	14,53	13,99	13,80	13,40	13,22	12,85
„Mehr günstige EE“	14,53	11,68	11,44	11,12	10,89	10,58
„Erdgas“		9,38	9,61	9,84	10,03	10,23

Tabellen A18 a-e: Jahrgangsumlagen der EEG-Jahrgänge 2015 bis 2020 für die Erdgas-Jahrgänge

a) Szenario „EEG 2014“

Jahrgangsumlagen (Ct/kWh)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Windenergie an Land	0,132	0,106	0,100	0,101	0,109	0,133
Offshore-Windenergie	0,439	0,125	0,125	0,121	0,121	0,117
Photovoltaik	0,027	0,052	0,048	0,044	0,040	0,037
Biomasse	0,007	0,032	0,031	0,031	0,030	0,029
Summe EE	0,604	0,315	0,304	0,297	0,301	0,316
Erdgas		0,192	0,197	0,209	0,228	0,267

b) Szenario „Eckpunkte EEG 2016“

Jahrgangsumlagen (Ct/kWh)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Windenergie an Land	0,132	0,070	0,069	0,068	0,066	0,065
Offshore-Windenergie	0,439	0,172	0,172	0,166	0,166	0,161
Photovoltaik	0,027	0,052	0,048	0,044	0,040	0,037
Biomasse	0,007	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
Summe EE	0,604	0,301	0,295	0,284	0,279	0,269

c) Szenario „Mehr teure EE“

Jahrgangsumlagen (Ct/kWh)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Windenergie an Land	0,132	0,070	0,069	0,068	0,066	0,065
Offshore-Windenergie	0,439	0,234	0,234	0,227	0,227	0,220
Photovoltaik	0,027	0,052	0,048	0,044	0,040	0,037
Biomasse	0,007	0,032	0,031	0,031	0,030	0,029
Summe EE	0,604	0,389	0,382	0,369	0,363	0,351

d) Szenario „Mehr günstige EE“

Jahrgangsumlagen (Ct/kWh)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Windenergie an Land	0,132	0,137	0,136	0,134	0,133	0,130
Offshore-Windenergie	0,439	0,172	0,172	0,166	0,166	0,161
Photovoltaik	0,027	0,074	0,068	0,062	0,058	0,053
Biomasse	0,007	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
Summe EE	0,604	0,389	0,382	0,369	0,363	0,351

e) Szenario „Erdgas“

Jahrgangsumlagen (Ct/kWh)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Erdgas		0,245	0,258	0,269	0,281	0,291

8 ANHANG C: SENSITIVITÄTSANALYSE

Mit dieser Sensitivitätsanalyse wird untersucht, inwiefern sich der mit dem Eckpunktepapier zur EEG-Novelle 2016 angekündigten Wechsel des Referenzertragsmodells bei Windenergie an Land auf die Ergebnisse der Simulationen des vorliegenden Gutachtens auswirken könnte. Dabei werden die Szenarien „EEG 2014“ und „Eckpunkte EEG 2016“ mit den entsprechenden Änderungen bei den Vergütungen für Windenergie an Land neu simuliert.

Folgende Annahmen werden gemacht:

- Das durchschnittliche Verhältnis des Ertrags zum Referenzertrags bei allen Windenergieanlagen wird so angenommen wie beim bisherigen Referenzertragsmodell (rund 80 %) (IE Leipzig et al. 2014, S. 148).
- Das Ergebnis der Ausschreibung liegt durchschnittlich 10 % unter dem Höchstgebot.⁵

Die folgenden Abbildungen A1 und A2 geben die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für die Jahrgangvergütungen und die Jahrgangsumlagen wieder.

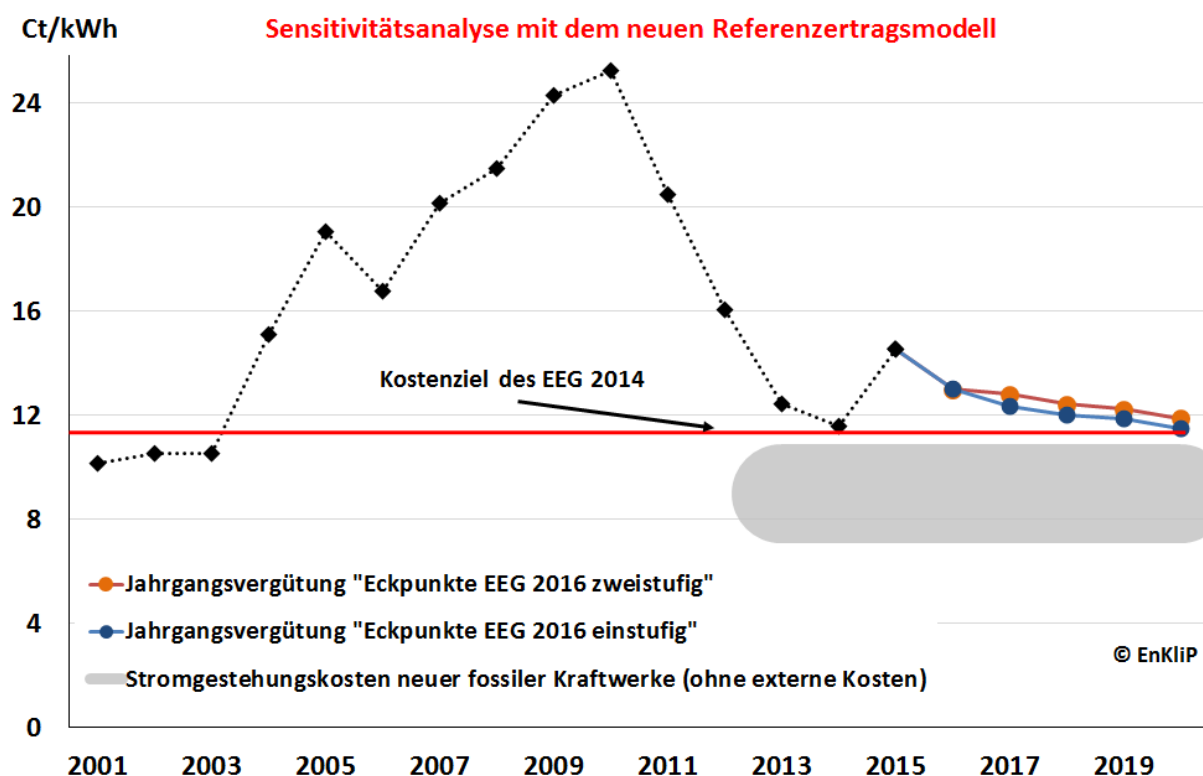


Abbildung A1: Sensitivitätsanalyse zu Abb. 3, hier mit einstufigem Referenzertragsmodell für Windenergie an Land entsprechend Eckpunkten zum EEG 2016. Vergleich der Jahrgangvergütungen der Szenarien „EEG 2014“ und „Eckpunkte EEG 2016“. Zusätzlich sind die Netto-Vergütungen für das Szenario „EEG 2014“ angegeben. Mit ihnen werden die Mehrkosten gegenüber hypothetisch angenommenen neuen Erdgaskraftwerken dargestellt (eigene Darstellung).

⁵ Dies soll keine Aussage dazu sein, dass ein solches Ergebnis erwartet wird. Vielmehr soll die Sensitivitätsanalyse „auf der sicheren Seite“ sein. Die Unterschiede zu den Simulationen mit dem alten Referenzertragsmodell sind geringer, wenn das Ergebnis der Ausschreibungsrunden näher am Höchstgebot liegt.

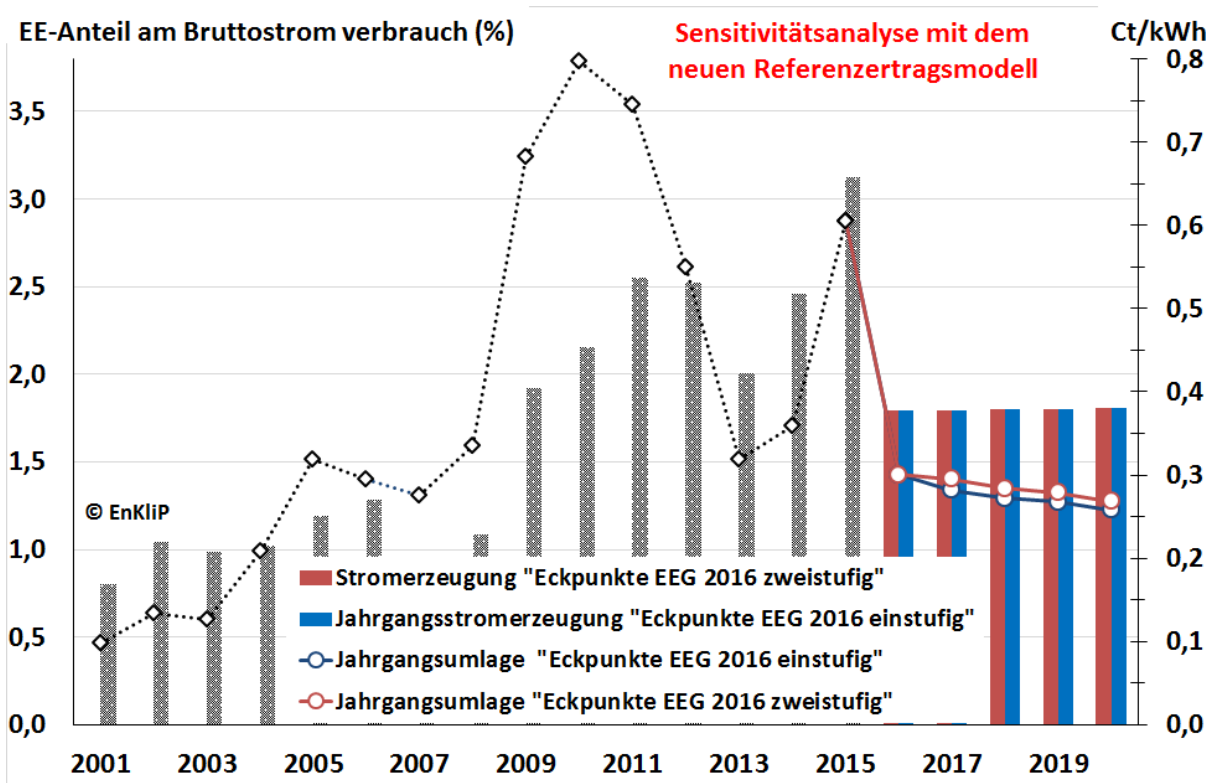


Abbildung A2: Sensitivitätsanalyse zu Abb. 4, hier mit einstufigem Referenzertragsmodell für Windenergie an Land entsprechend EEG-Eckpunkten 2015. Vergleich der Jahrgangsumlagen der Szenarien „EEG 2014“ und „Eckpunkte EEG 2016“. Zusätzlich sind die Netto-Jahrgangsumlagen für das Szenario „EEG 2014“ angegeben. Dabei werden die Kosten abgezogen, die entstehen würden, wenn die gleiche Strommenge nicht mit Ökostromanlagen erzeugt würde, sondern mit neuen Erdgaskraftwerken (eigene Darstellung).

9 ANHANG D: VERWENDETE STUDIEN ZUR ERMITTLUNG DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN VON ERDGASKRAFTWERKEN

Agora Energiewende (2013): Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess. (Agora Energiewende 2013)

Agora Energiewende (2014): Comparing the Cost of Low-Carbon Technologies: What is the Cheapest Option? An Analysis of new wind, solar, nuclear and CCS based on current support schemes in the UK and Germany. (Agora Energiewende 2014a)

arrhenius (2009): Anreize für Investitionen in konventionelle Kraftwerke - Reformbedarf im liberalisierten Strommarkt. (arrhenius 2009)

DLR et al. (2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Leitstudie 2010. (DLR et al. 2010)

DLR et al. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. (DLR et al. 2012)

Eurelectric (2010): Power Choices 2050. Pathways to Carbon-Neutral Electricity in Europe by 2050. (Eurelectric 2010)

Fraunhofer ISE (2013): Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. (ISE 2013)

ifo (2012): Die Zukunft der Energiemärkte. Ökonomische Analyse und Bewertung von Potenzialen und Handlungsmöglichkeiten. (ifo 2012)

Öko-Institut et al. (2009): Studie Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050. (Öko-Institut et al. 2009)

UK DECC (2012): Electricity Generation Costs. Department of Energy Climate Change of the United Kingdom. (UK DECC 2012)

Wuppertal Institut (2010): RECCS plus. Regenerative Energien (RE) im Vergleich mit CO₂-Abtrennung und -Ablagerung (CCS). (Wuppertal Institut 2010)

10 LITERATURVERZEICHNIS

50Herz Transmission et al. (2012): Prognose der EEG-Umlage 2013 nach AusglMechV. Prognosekonzept und Berechnung der ÜNB. 50Herz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, Transnet BW GmbH. Online verfügbar unter http://www.netztransparenz.de/de/file/Konzept_zur_Berechnung_und_Prognose_der_EEG-Umlage_2013.pdf, zuletzt geprüft am 11.09.2014.

50Herz Transmission et al. (2013): Prognose der EEG-Umlage 2014 nach AusglMechV. Prognosekonzept und Berechnung der Übertragungsnetzbetreiber. 50Herz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, Transnet BW GmbH. Online verfügbar unter http://www.netztransparenz.de/de/file/Konzept_zur_Prognose_und_Berechnung_der_EEG-Umlage_2014_nach_AusglMechV.PDF, zuletzt geprüft am 27.03.2014.

50Herz Transmission et al. (2015): Prognose der EEG-Umlage 2016 nach AusglMechV. Prognosekonzept und Berechnung der ÜNB. Stand 15.10.2015. 50Herz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, Transnet BW GmbH. Online verfügbar unter https://www.netztransparenz.de/de/file/20151015_Veroeffentlichung-EEG-Umlage-2016.pdf, zuletzt geprüft am 15.12.2015.

AEE (2014): Die Ergebnisse der AEE-Akzeptanzumfrage 2014. Bürger stehen weiterhin hinter dem Ausbau der Erneuerbaren Energien. Renew's Kompakt, Ausgabe 23 vom 28.12.2014. Agentur Erneuerbare Energien (AEE). Berlin. Online verfügbar unter http://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/383.AEE_RenewsKompakt_23_Akzeptanzumfrage2014.pdf, zuletzt geprüft am 27.01.2015.

Agora Energiewende (2013): Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess. Konzept für ein zweistufiges Verfahren 2014 -2017. Berlin. Online verfügbar unter www.agora-energiewende.de/themen/die-energiewende/detailansicht/article/agora-schlaegt-eeg-20-mit-anschliessendem-marktdesign-prozess-vor/, zuletzt geprüft am 03.11.2013.

Agora Energiewende (2014a): Comparing the Cost of Low-Carbon Technologies: What is the Cheapest Option? An Analysis of new wind, solar, nuclear and CCS based on current support schemes in the UK and Germany. Prognos AG. Berlin. Online verfügbar unter http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Analysen/Comparing_Costs_of_Decarbonisationstechnologies/Agora_Analysis_Decarbonisationstechnologies_web_final.pdf, zuletzt geprüft am 21.07.2014.

Agora Energiewende (2014b): Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Unter Mitarbeit von ef.Ruhr GmbH. Hg. v. Agora Energiewende. Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES); Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW), Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe RWTH Aachen (ISEA), ef.Ruhr GmbH. Berlin. Online verfügbar unter http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Speicher_in_der_Energiewende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf, zuletzt geprüft am 25.09.2015.

Agora Energiewende (2016): Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2015. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2016. Unter Mitarbeit von Patrick Graichen, Mara

Marthe Kleiner, Christoph Podewils. Berlin. Online verfügbar unter www.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2016/Jahresauswertung_2016/Agora_Jahresauswertung_2015_web.pdf, zuletzt geprüft am 08.01.2016.

arrhenius (2009): Anreize für Investitionen in konventionelle Kraftwerke - Reformbedarf im liberalisierten Strommarkt. Discussion Paper 2. arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik. Hamburg. Online verfügbar unter http://www.arrhenius.de/uploads/media/arrhenius_DP2_Investitionen_in_konventionelle_Kraftwerke.pdf, zuletzt geprüft am 25.07.2014.

BDEW (2014): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Graphiken (2014). Anlagen, installierte Leistung, Stromerzeugung, EEG-Auszahlungen, Marktintegration der Erneuerbaren Energien und regionale Verteilung der EEG-induzierten Zahlungsströme. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW). Berlin. Online verfügbar unter [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/bdew-publikation-erneuerbare-energien-und-das-eeg-zahlen-fakten-grafiken-2014-de/\\$file/Energie-Info_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG%202014_korr%2027.02.2014_final.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/bdew-publikation-erneuerbare-energien-und-das-eeg-zahlen-fakten-grafiken-2014-de/$file/Energie-Info_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG%202014_korr%2027.02.2014_final.pdf), zuletzt geprüft am 27.09.2014.

BMU (2009): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung. Leitstudie 2009. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Natur und Reaktorsicherheit (BMU). Dr. Joachim Nitsch (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt - DLR) und Dr. Bernd Wenzel (Ingenieurbüro für neue Energien - IfnE). Stuttgart (Reihe Umweltpolitik). Online verfügbar unter http://www.dlr.de/Portaldata/1/Resources/BMU_Leitszenario2009_Langfassung.pdf, zuletzt geprüft am 21.07.2014.

BMU (2011a): Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht) gemäß § 65 EEG. Entwurf des BMU, Stand 3.5.2011. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Berlin. Online verfügbar unter <http://www.docin.com/p-415833669.html>, zuletzt geprüft am 16.09.2014.

BMU (2011b): Erneuerbare Energien. Innovationen für eine Nachhaltige Zukunft. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Berlin. Online verfügbar unter http://www.ifeu.de/energie/pdf/ee_innovationen_energiezukunft_2012.pdf, zuletzt geprüft am 06.02.2015.

BMU (2013): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung. Juli 2013. Bundesministerium für Umwelt, Natur und Reaktorsicherheit (BMU). Berlin. Online verfügbar unter http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente__PDFs_/ee_in_zahlen_bf.pdf, zuletzt geprüft am 16.04.2015.

BMUB (2014): Aktionsprogramm Klimaschutz 2020. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Natur, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB). Berlin. Online verfügbar unter http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Aktionsprogramm_Klimaschutz/aktionsprogramm_klimaschutz_2020_broschuere.pdf, zuletzt geprüft am 09.12.2014.

BMWi (2014a): Eckpunkte für die Reform des EEG. 21.1.2014. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/ee-reform-eckpunkte,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 28.01.2014.

BMWi (2014b): Welche Nachteile haben wir gestrichen? Nachteil "Kostenexplosion" gestrichen: Die Kostendynamik durchbrochen. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Online verfügbar unter Nicht mehr abrufbar, zuletzt geprüft am 26.11.2014.

BMWi (2015a): EEG Novelle 2016. Eckpunktepapier. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin. Online verfügbar unter <http://m.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-ee-novelle-2016,property=pdf,bereich=bmwimobile2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 04.12.2015.

BMWi (2015b): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2014. Hg. v. BMWi. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin.

BMWi (2015c): Marktanalyse Windenergie an Land. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin. Online verfügbar unter http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/marktanalysen-photovoltaik-windenergie-an-land.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 07.05.2015.

BNetzA (2015a): Photovoltaikanlagen: Datenmeldungen sowie EEG-Vergütungssätze. Stand 30.11.2015. Bundesnetzagentur (BNetzA). Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze_node.html#doc405794bodyText4, zuletzt geprüft am 09.12.2015.

BNetzA (2015b): Beschluss in dem Verfahren zur Zuweisung von Anschlusskapazität auf Anbindungsleitungen für Windenergieanlagen auf See der Trianel Windkraftwerk Borkum GmbH & Co. KGaA. Az. BK6-15-010-Z1. Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2015/2015_0001bis0999/BK6-15-010/BK6-15-010_Beschluss_Z1_vom_24_11_2015.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt aktualisiert am 03.12.2015, zuletzt geprüft am 07.12.2015.

BNetzA (2015c): Ergebnis der Versteigerung vom 03.11.2015. Zuweisung von Anschlusskapazität auf Anbindungsleitungen für Windenergieanlagen auf See (BK6-15-010). Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1422/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2015/2015_0001bis0999/BK6-15-010/BK6-15-010_Versteigerungsergebnis.html?nn=411978, zuletzt aktualisiert am 07.12.2015, zuletzt geprüft am 07.12.2015.

Buddenberg, Jörg (2015): Offshore-Windenergienutzung in Deutschland - Ausbauentwicklung und Szenario 2030. 2. Parlamentarischer Abend der Offshore-Windenergiebranche. Arbeitsgemeinschaft Offshore-Windenergie e.V. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.owia.de/images/pdf/Buddenberg.pdf>, zuletzt geprüft am 15.12.2015.

BUND (2015): BUND-Kritik zur Braunkohle-Reserve: Gewogen und für zu leicht befunden. Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND). Berlin. Online verfügbar unter http://www.bund.net/fileadmin/bundnet/pdfs/klima_und_energie/150907_bund_klima_energie_braunkohle_reserve_kritik.pdf, zuletzt geprüft am 11.12.2015.

Bundesregierung (2012): Managementprämienverordnung. MaPrV. Online verfügbar unter https://www.clearingstelle-eeg.de/files/MaPrV_121102_juris.pdf, zuletzt geprüft am 26.03.2014.

Bundesregierung (2015): Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz), vom 04.11.2015. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/entwurf-eines-gesetzes-zur-weiterentwicklung-des-strommarktes,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 17.12.2015.

CDU und CSU (2013): Gemeinsam erfolgreich für Deutschland. Regierungsprogramm 2013 - 2017. Christlich Demokratische Union Deutschlands (CDU) und Christlich-Soziale Union in Bayern (CSU). Online verfügbar unter <http://www.cdu.de/sites/default/files/media/dokumente/regierungsprogramm-2013-2017-langfassung-20130911.pdf>, zuletzt geprüft am 17.09.2014.

DBFZ (2014): EEG-Durchschnittsvergütungen für Biogasanlagen 2010 und 2011. Leipzig, 15.08.2014. E-Mail an EnKliP/ Uwe Nestle.

DBFZ et al. (2014): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Vorhaben Ila Stromerzeugung aus Biomasse. Zwischenbericht. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Natur und Reaktorsicherheit (BMU). Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ), Bosch und Partner, Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH (UFZ), Privates Institut für Nachhaltige Landbewirtschaftung (INL), Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/XYZ/zwischenbericht-vorhaben-2a>, zuletzt geprüft am 21.07.2014.

Deutsche WindGuard (2013): Status des Windenergieausbaus in Deutschland. Jahr 2012. Im Auftrag von Bundesverband WindEnergie (BWE) und VDMA Power Systems. Varel. Online verfügbar unter <http://www.wind-energie.de/sites/default/files/attachments/press-release/2013/jahresbilanz-windenergie-2012-stabiles-wachstum-deutschland-im-turbulenten-weltmarkt/fact-sheet-statistik-we-2012-12-31pdf.pdf>, zuletzt geprüft am 09.09.2014.

Deutsche WindGuard (2014a): Status des Offshore Windenergieausbaus in Deutschland. Jahr 2013. Im Auftrag von Bundesverband WindEnergie (BWE) und VDMA Power Systems. Varel. Online verfügbar unter http://www.windguard.de/_Resources/Persistent/a066d660c534d28f031876a50b899906476c9d24/Fact-Sheet-Offshore-Statistik-Jahr-2013.pdf, zuletzt geprüft am 09.09.2014.

Deutsche WindGuard (2014b): Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland. 1. Halbjahr 2014. Im Auftrag von Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA), Bundesverband Windenergie (BWE), windenergie agentur (wab) und Stiftung Offshore. Varel. Online verfügbar unter http://www.windguard.de/_Resources/Persistent/5394a8ee257ac6941bef53a7fa5466d2416469f9/Fact-Sheet-Status-Offshore-Windenergieausbau-1.-Halbjahr-2014.pdf, zuletzt geprüft am 10.11.2014.

Deutsche WindGuard (2014c): Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland. Jahr 2013. Im Auftrag von Bundesverband WindEnergie (BWE) und VDMA Power Systems. Varel. Online verfügbar unter http://www.windguard.de/_Resources/Persistent/75b67b037c7674c3b5b22d1ee750598d4b46f1a2/Fact-Sheet-Onshore-Statistik-Jahr-2013-final-korrigiert.pdf, zuletzt geprüft am 09.09.2014.

Deutsche WindGuard (2015a): Status des Offshore Windenergieausbaus in Deutschland. Jahr 2014. Im Auftrag von Bundesverband WindEnergie (BWE), Stiftung Offshore Windenergie, wab windenergieagentur und VDMA Power Systems. Varel. Online verfügbar unter http://www.windguard.de/_Resources/Persistent/08868c237ca99b3648597b4c0a7717fe93090c1b/Factsheet-Status-Offshore-Windenergieausbau-Jahr-2014.pdf, zuletzt geprüft am 12.05.2015.

Deutsche WindGuard (2015b): Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland. Jahr 2014. Im Auftrag von BWE und VDMA. Online verfügbar unter http://www.windguard.de/_Resources/Persistent/128c6bdb960acd94b87a41525dd9878ad051630c/Factsheet-Status-des-Windenergieausbaus-an-Land-in-Deutschland-2014.pdf, zuletzt geprüft am 28.05.2015.

Deutscher Bundestag (2015): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG). EnWG, vom 29.11.2015. Online verfügbar unter http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf, zuletzt geprüft am 07.12.2015.

DIW (2014): Szenarien einer nachhaltigen Kraftwerkentwicklung in Deutschland. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW). Berlin. Online verfügbar unter http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.489788.de/diwkompakt_2014-090.pdf, zuletzt geprüft am 14.12.2015.

DIW (2015): Effektive CO₂-Minderung im Stromsektor. Klima-, Preis- und Beschäftigungseffekte des Klimabeitrags und alternativer Instrumente. Unter Mitarbeit von Pao-Yu et al. Oei. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW). Berlin (DIW Berlin). Online verfügbar unter http://www.diw.de/sixcms/detail.php?id=diw_01.c.509252.de.

DLR et al. (2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Leitstudie 2010. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Natur und Reaktorsicherheit (BMU). Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE). Online verfügbar unter http://elib.dlr.de/69139/1/Leitstudie_2010.pdf, zuletzt geprüft am 21.07.2014.

DLR et al. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE). Online verfügbar unter http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal_2012_1/leitstudie2011_bf.pdf, zuletzt geprüft am 28.01.2014.

EEG (2000): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG). Fundstelle: BGBI. I 2000, 305. Online verfügbar unter <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg/gesamt.pdf>, zuletzt geprüft am 08.04.2014.

EEG (2004): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG). Fundstelle: BGBl. I 2006, S. 2550. Online verfügbar unter https://www.clearingstelle-eeg.de/files/private/active/0/eeg04_061107.pdf, zuletzt geprüft am 08.04.2014.

- EEG (2008): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG). Fundstelle: BGBl. I S. 2074. Online verfügbar unter http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2009/gesamt.pdf, zuletzt geprüft am 08.04.2014.
- EEG (2012): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG). Fundstelle: BGBl. I S. 2730. Online verfügbar unter http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2009/gesamt.pdf, zuletzt geprüft am 04.08.2014.
- EEG (2014): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014), vom 04.07.2014. Fundstelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gesetz-fuer-den-ausbau-erneuerbarer-energien,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 15.07.2014.
- EnKliP (2015): Auf dem Weg zum 40 %-Klimaziel. Mehr Wind an Land und Photovoltaik - Warum die Deckelung keine Kosten spart. Im Auftrag von Greenpeace Deutschland. Energie- und Klimapolitik I Beratung (EnKliP). Kiel. Online verfügbar unter http://www.enklip.de/projekte_29_154031417.pdf, zuletzt geprüft am 19.05.2015.
- Eurelectric (2010): Power Choices 2050. Pathways to Carbon-Neutral Electricity in Europe by 2050. Online verfügbar unter http://www.e3mlab.ntua.gr/e3mlab/reports/Power_Choices_Final_Report.pdf, zuletzt geprüft am 21.07.2014.
- FÖS (2015): Was Strom wirklich kostet. Vergleich der staatlichen Förderungen und gesamtgesellschaftlichen Kosten von konventionellen und erneuerbaren Energien. Langfassung, überarbeitete und aktualisierte Auflage 2015. Studie im Auftrag von Greenpeace Energy eG. Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e. V. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.foes.de/pdf/2015-01-Was-Strom-wirklich-kostet-lang.pdf>, zuletzt geprüft am 02.02.2015.
- GWEC (2015): Global Wind Statistics 2014. Global Wind Energy Council (GWEC). Online verfügbar unter http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2015/02/GWEC_GlobalWindStats2014_FINAL_10.2.2015.pdf, zuletzt geprüft am 13.04.2015.
- Hanke, Stefan: Meereswindparks. Offshore-Stiftung fordert höhere Ausbauziele. In: e21.newsletter, Bd. 10.9.2015, S. 2–3.
- Hey, Christian (2015): 100 % erneuerbare Energien im Französischen Strommix. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 65 (8), S. 61–64.
- IE Leipzig (2014): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Vorhaben Ile Windenergie. Zwischenbericht. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Natur und Reaktorsicherheit (BMU). Leipziger Institut für Energie GmbH. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/XYZ/zwischenbericht-vorhaben-2e>, zuletzt geprüft am 21.07.2014.
- IE Leipzig et al. (2014): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Vorhaben Ile Windenergie. Wissenschaftlicher Bericht. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Natur und Reaktorsicherheit (BMU). Leipziger Institut für ENergie GmbH; Helmut-Schmidt-Universität; BioConsult SH GmbH Co.KG. Hamburg. Online verfügbar unter

<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/XYZ/zwischenbericht-vorhaben-2e,property=pdf,be-reich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 17.12.2015.

IEA (2015): Snapshot of Global PV Markets 2014. Report IEA PVPS T1-26:2015. International Energy Agency (IEA). Online verfügbar unter http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/technical/PVPS_report_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2014.pdf, zuletzt geprüft am 13.04.2015.

ifo (2012): Die Zukunft der Energiemärkte. Ökonomische Analyse und Bewertung von Potenzialen und Handlungsmöglichkeiten. In Kooperation mit der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Leibnitz-Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München e.V. (ifo). München. Online verfügbar unter https://www.ffe.de/download/article/429/Forschungsbericht_Zukunft_Energie_komplett.pdf, zuletzt geprüft am 17.12.2014.

ISE (2013): Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE). Online verfügbar unter <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf>, zuletzt geprüft am 21.07.2014.

ISI et al. (2014): Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Stand 08/2014. 10. Quartalsbericht. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI); Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES); Becker Büttner Held (BBH); Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. (IKEM). Online verfügbar unter http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/direktvermarktung-quartalsbericht-10.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 22.01.2015.

Kelley, Colin P. et al. (2015): Climate change in the Fertile Crescent and implications of the recent Syrian drought. University of California; Columbia University. Washington (PNAS, vol. 112 no. 11). Online verfügbar unter <http://www.pnas.org/content/112/11/3241.full>, zuletzt geprüft am 11.12.2015.

Kirchner, Sandra (2016): Nun auch Windenergie an Land ausgebremst. Hg. v. Klimaretter.info. Online verfügbar unter <http://www.klimaretter.info/energie/hintergrund/20395-nun-auch-windkraft-an-land-ausgebremst>, zuletzt geprüft am 05.01.2016.

Nestle, Uwe (2014): Energiepolitik im Nebel. Bei den Kosten der Erneuerbaren Energien ist mehr Transparenz notwendig. In: *et - energiewirtschaftliche tagesfragen* 64 (11), S. 30–33. Online verfügbar unter http://www.enklip.de/veroeffentlichungen_9_1816079903.pdf, zuletzt geprüft am 08.05.2015.

Niedersachsen (2015): Bremen und Niedersachsen schlagen neues Ausschreibungsverfahren für künftige Windparks auf See vor - Zuwachs bei Offshore in 2015 muss verstetigt werden. Pressemitteilung vom 10.4.2015. Hannover. Online verfügbar unter <http://www.stk.niedersachsen.de/aktuelles/presseinformationen/bremen-und-niedersachsen-schlagen-neues-ausschreibungsverfahren-fuer-kuenftige-windparks-auf-see-vor--zuwachs-bei-offshore-in-2015-muss-verstetigt-werden-132815.html>, zuletzt geprüft am 15.12.2015.

Nitsch, Joachim (2007): Leitstudie 2007. Aktualisierung und Neubewertung der "Ausbaustrategie Erneuerbare Energien" bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050. Untersuchung im Auf-

trag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Natur und Reaktorsicherheit (BMU). Dr. Joachim Nitsch in Zusammenarbeit mit der Abteilung "Systemanalyse und Technikbewertung des DLR - Instituts für Technische Thermodynamik. Stuttgart. Online verfügbar unter http://elib.dlr.de/56730/1/Nitsch_Leitstudie_2007.pdf, zuletzt geprüft am 15.12.2015.

Nitsch, Joachim (2008): Weiterentwicklung der "Ausbaustrategie Erneuerbare Energien" vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart. Online verfügbar unter http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/Leitstudie2008_Langfassung_2008_10_10.pdf, zuletzt geprüft am 28.07.2014.

Offshore-Windenergie.NET (2014a): Übersicht Offshore-Netzanbindungen. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Online verfügbar unter <http://www.offshore-windenergie.net/windparks/netzanbindungen>, zuletzt geprüft am 10.11.2014.

Offshore-Windenergie.NET (2014b): Windparks. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Online verfügbar unter <http://www.offshore-windenergie.net/windparks>, zuletzt geprüft am 10.09.2014.

Öko-Institut (2014): Marktwert von Strom aus Erdgaskraftwerken. Berlin und Kiel, 07.11.2014. Telefonische Mitteilung des Öko-Instituts an Uwe Nestle.

Öko-Institut et al. (2009): Studie Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050. Im Auftrag des WWF. Hg. v. WWF Deutschland. Öko-Institut e.V., Prognos AG, Ziesing, Hans-Joachim. Online verfügbar unter <http://www.agora-energiewende.de/themen/effizienz-lastmanagement/detailansicht/article/mehr-energieeffizienz-macht-energiewende-deutlich-guenstiger-20-milliarden-euro-einsparungen-jaehrl/>, zuletzt geprüft am 26.03.2014.

Pecka, Michael (2015): Immer weniger neue Biogas-Kapazitäten. In: *E&M Daily* 2015, 12.11.2015, S. 5–6.

Reed, Stanley (2015): China Raises Its Targets for Renewable Energy. In: *New York Times* 2015, 08.12.2015. Online verfügbar unter <http://www.nytimes.com/interactive/projects/cp/climate/2015-paris-climate-talks/china-raises-its-targets-for-renewable-energy>, zuletzt geprüft am 13.12.2015.

Stiftung Offshore-Windenergie (2015): Ausbau verläuft nach Plan: 1.765 Megawatt neu am Netz. Online verfügbar unter <http://www.offshore-stiftung.de/ausbau-verl%C3%A4uft-nach-plan-1765-megawatt-neu-am-netz>, zuletzt geprüft am 14.12.2015.

terre des hommes (2015): Klimawandel bedroht Millionen Kinder. Klimaforscher Mojib Latif: Klimawandel ist sozial ungerecht. Online verfügbar unter <http://www.tdh.de/presse/pressemitteilung/detaildarstellung/artikel/klimawandel-bedroht-millionen-kinder.html>, zuletzt aktualisiert am 13.12.2015, zuletzt geprüft am 13.12.2015.

UK DECC (2012): Electricity Generation Costs. Department of Energy Climate Change of the United Kingdom. Online verfügbar unter https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/65713/6883-electricity-generation-costs.pdf, zuletzt geprüft am 22.01.2014.

United Nations (2015): Adoption of the Paris Agreement. Proposal of the President. Twenty-first session, 30 November to 11 December 2015. Conference of the Parties. Paris. Online verfügbar unter <http://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/l09.pdf>, zuletzt geprüft am 14.12.2015.

WBGU (2015): Weltklimavertrag steht - Jetzt müssen Taten folgen. Abschluss der Pariser Klimakonferenz. Pressemitteilung vom 12. Dezember 2015. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.wbgu.de/presse-termine/presseerklarungen/2015-12-12-presseerklarung/>, zuletzt geprüft am 14.12.2015.

Wuppertal Institut (2010): RECCS plus. Regenerative Energien (RE) im Vergleich mit CO₂-Abtrennung und -Ablagerung (CCS). Update und Erweiterung der RECCS-Studie. Update und Erweiterung der RECCS-Studie. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie. Wuppertal. Online verfügbar unter <http://e-pub.wupperinst.org/frontdoor/index/index/docId/2802>, zuletzt geprüft am 11.07.2014.

ZSW et al. (2014): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Vorhaben IIc Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie. Zwischenbericht. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Natur und Reaktorsicherheit (BMU). Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff- Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Bosch und Partner, GfK SE. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/XYZ/zwischenbericht-vorhaben-2c>, zuletzt geprüft am 21.07.2014.