

Strom aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020

Kosten-Nutzen-Betrachtung ausgewählter Aspekte

Im Auftrag von



Januar 2009

Auftraggeber: Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
Agentur für erneuerbare Energien
Reinhardtstr. 18 - 10117 Berlin

Bearbeitung: Dr. Bernd Wenzel
Ingenieurbüro für neue Energien
ertholdstr. 24
4513 Teltow
ww w.ifne.de

Inhalt

1	Zusammenfassung und Ergebnisse	7
2	Einführung sowie methodische Grundlagen	9
2.1	Ausgangssituation.....	9
2.2	Modellbeschreibung	10
2.3	Randbedingungen	11
2.3.1	Allgemeine Modellannahmen und Parameter	11
2.3.2	Spartenspezifische Modellannahmen und Parameter.....	12
2.3.3	Biomasse (§ 27).....	14
2.3.4	Geothermie (§ 28)	19
2.3.5	Windenergie (§§ 29-31)	20
2.3.6	Solare Strahlungsenergie (§§ 32, 33).....	21
3	Erwarteter EE-Ausbau und zentrale Rahmenparameter bis 2020.....	25
3.1	Branchenprognose 2020	25
3.2	Strom-Großhandelspreise	26
3.2.1	Entwicklung der Brennstoffpreise für Kraftwerke.....	27
3.2.2	Entwicklung des Strom-Großhandelspreises	28
4	Analysen.....	31
4.1	Direkte gesamtwirtschaftliche Kosten.....	31
4.1.1	Vorbemerkung.....	31
4.1.2	Entwicklung der nach EEG vergüteten Strommenge.....	31
4.1.3	Entwicklung der EEG-Differenzkosten	34
4.1.4	EEG-Umlage	35
4.2	Beiträge zur gesamtwirtschaftlichen Entlastung	37
4.2.1	Vermiedene CO ₂ -Emissionen	37
4.2.2	Vermiedene Brennstoffimporte zur Stromerzeugung	39
5	Literatur.....	43
6	Anhang	45

Abbildungen

Abbildung 2-1:	Strom aus erneuerbaren Energien ggü. EEG-vergütetem Strom	10
Abbildung 2-2:	Entwicklung der Vergütungssätze für Neuanlagen mit fester Biomasse (in jeweiligen Preisen)	19
Abbildung 3-1:	Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien der <i>EE- Branchenprognose 2020</i>	25
Abbildung 3-2:	Entwicklung der Brennstoffpreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle.....	28
Abbildung 3-3:	Entwicklung der Großhandelsstrompreise	30
Abbildung 4-1:	Entwicklung der EEG-Anfangsvergütungen für Neuanlagen und des Strompreispfades <i>EE-Branche</i> in jeweiligen Preisen	32
Abbildung 4-2:	Entwicklung der EEG-vergüteten Strommenge für den Strompreisfad <i>EE-Branche</i>	33
Abbildung 4-3:	Entwicklung der EEG-Vergütungszahlungen für die <i>EE- Branchenprognose 2020 (BMU-Strompreisfad)</i>	34
Abbildung 4-4:	Entwicklung der EEG-Differenzkosten	35
Abbildung 4-5:	Entwicklung der EEG-Umlage bis 2020.....	36
Abbildung 4-6:	Entwicklung des Strompreises für Haushalte	37
Abbildung 4-7:	CO ₂ -Emissionsvermeidung durch EEG-Strom mit Vergütungsanspruch und dessen spezifische Vermeidungskosten (<i>EE- Branchenpreisfad</i>).....	38
Abbildung 4-8:	Anteil der Brennstoffkosten am Gesamtwert des durch EEG-Strom substituierten Stroms aus fossiler Erzeugung	41

Tabellen

Tabelle 2-1:	Beispielrechnungen für fiktive und geplante bzw. in Bau befindliche Wasserkraftanlagen über 5 MW zum EEG-Vergütungssatz	13
Tabelle 2-2:	Vergütungssätze in jeweiligen Preisen für die Stromerzeugung aus Biomasse nach § 27 EEG für die angenommenen Referenzsysteme im jeweiligen Jahr der Inbetriebnahme (nominale Preise).....	18
Tabelle 2-3:	Struktur der Stromerzeugung bei Holzbiomasse-Neuanlagen in ausgewählten Jahren (Anlagenzubau).....	19
Tabelle 2-4:	Struktur der Stromerzeugung bei Biogas-Neuanlagen in ausgewählten Jahren (Anlagenzubau)	19
Tabelle 2-5:	Vergütungen für Neuanlagen bei Solarstrom-Eigenverbrauch.....	21
Tabelle 3-1:	EE-Stromerzeugung der <i>EE-Branchenprognose 2020</i> [EE-Branche 2009]	26
Tabelle 3-2:	Spezifische Stromerzeugungskosten für GuD-Gaskraftwerke	28
Tabelle 4-1:	Mindestüberschreitung des Stromgroßhandelspreises, bevor EE-Anlagen aus dem EEG-Vergütungssystem ausscheiden.....	33
Tabelle 4-2:	Eckdaten EE-Strom der <i>EE-Branchenprognose 2020 (EE-Branchenpreisfad)</i>	38
Tabelle 4-3:	Einsparung fossiler Energieträger durch EEG-Strom der <i>EE-Branchenprognose 2020 (brutto)</i>	40
Tabelle 6-1:	Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2020 [EE-Branche 2009]	45
Tabelle 6-2:	Installierte Leistung erneuerbare Energien bis 2020 [EE-Branche 2009]	45

1 Zusammenfassung und Ergebnisse

Die Weiterentwicklung des Stromeinspeisungsgesetzes von 1991 durch die Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 hat eine von vielen nicht für möglich gehaltene Ausbaudynamik bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ausgelöst. Der Anteil am Bruttostromverbrauch stieg zwischen 1991 und 2007 von 3,4 auf 14%. 2008 werden es nach ersten Abschätzungen wohl deutlich über 15% gewesen sein. Durch diese große Dynamik dürfte bereits um 2011 herum das Ziel des alten EEG von 2004 mit 20% Anteil bis 2020 erreicht werden. Dies wurde auch vom Gesetzgeber erkannt, und so ist das Mindestziel für 2020 im neuen EEG 2009 auf 30% angehoben worden.

Die Dynamik in diesem Bereich ist in der Vergangenheit selbst von Optimisten unterschätzt worden, auch von den im Vergleich ambitionierten Ausbaupfaden, wie sie in Studien für das Bundesumweltministerium erarbeitet wurden. Die neueste *Leitstudie 2008* für das Bundesumweltministerium schätzt den Anteil der erneuerbaren Energien bei sinkendem Bruttostromverbrauch für das Jahr 2020 zwischen 30 und 37%. Die Branche der erneuerbaren Energien hält in ihrer *Branchenprognose 2020* dagegen ein noch deutlich stärkeres Wachstum für möglich und erwartet bis 2020 bei nur gering sinkendem Bruttostromverbrauch einen Anteil von rund 47%.

Diese deutlich höhere Ausbaudynamik hat natürlich auch Folgen für die Kosten- aber auch Nutzenseite des EEG. In welchem Maß sich dies auswirkt, ist wesentlich von den angenommenen Preissteigerungen für fossile Energieträger abhängig. Hocheffiziente GuD-Gaskraftwerke bestimmen durch den Grenzkosteneffekt im Wesentlichen den Großhandelsstrompreis. Der Gaspreis wiederum hängt eng mit der Entwicklung des Ölpreises zusammen. Für diesen erwartet die EE-Branche im Jahr 2020 einen Preis von 200 €₂₀₀₈ pro Barrel. Damit liegt folglich auch der Gaspreis deutlich über dem aktuellen Niveau und treibt die Stromerzeugungskosten von Gaskraftwerken hoch. Da diese an der Börse einen großen Einfluss auf den Grenzpreis haben, ergibt sich für 2020 ein Großhandelspreis für Strom von rund 15 Cent/kWh.

Steigende Großhandelspreise auf der einen und durch Degression stetig sinkende EEG-Vergütungssätze auf der anderen Seite, führen mittelfristig dazu, dass sukzessiv EEG-Stromerzeugungsanlagen aus der EEG-Vergütung ausscheiden, weil sie - auch unter Einbeziehung von Aufwendungen für die Leistungsabsicherung – am Markt höherer Erlöse erzielen können. D.h., die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen ist nun durch den Strommarkt gegeben und das EEG hat im Wesentlichen seine Rolle erfüllt, wenn man von der weiterhin nötigen Anschluss- und Abnahmeverpflichtung bei der Neuerrichtung absieht.

Diese Entwicklung führt dazu, dass von der 2020 erwarteten Strommenge aus erneuerbaren Energien von rund 278 TWh nur etwa 60 TWh noch eine Vergütung nach dem EEG beanspruchen werden. Dabei handelt es sich überwiegend um Photovoltaik- und Biomasseanlagen, die im ersten Jahrzehnt dieses Jahrhunderts mit noch hohen Vergütungssätzen in Betrieb gegangen sind. Diese Anlagen werden die mindestens 20-jährige Vergütungsdauer bis zu Ende ausnutzen und damit erst zwischen 2020 und 2030 aus dem Vergütungssystem ausscheiden. Neuanlagen aus dem zweiten Jahrzehnt werden entweder nur für kurze Zeit eine EEG-Vergütung beanspruchen oder von vornherein darauf verzichten, weil der Markt bereits höhere Erlöse ermöglicht.

Aus Kostensicht ist dabei entscheidend, dass mit den folglich zurückgehenden EEG-Vergütungszahlungen auf die Stromverbraucher auch geringere EEG-Mehrkosten zukommen, denn für die Stromvertriebe wird die Differenz zwischen den für sie verbleibenden Vergütungszahlungen und den Kosten für einen alternativen Strombezug über die Strombörse geringer. Diese sogenannten Differenzkosten erreichen in der Ausbauprognose der EE-Branche und dem erwarteten Großhandelspreis ihr Maximum im Jahr 2013 mit 5,6 Mrd. €₂₀₀₈ und sinken bis 2020 auf 2,4 Mrd. €₂₀₀₈. Umgelegt auf den im EEG definierten Letztverbrauch ergeben sich im Maximum Kosten von 1,4 Cent₂₀₀₈/kWh, die bis 2020 auf 0,6 Cent₂₀₀₈/kWh zurückgehen. Für Haushaltsstromkunden bleibt der Anteil der EEG-Umlage am Gesamtpreis bis 2013 bei rund 5% und sinkt anschließend bis auf 2% ab. Der Preis einer Kilowattstunde Strom für Haushalte würde 2020 etwa 32 Cent₂₀₀₈/kWh betragen, etwa ein Drittel mehr als heute. Die Preissteigerung ist dabei nur zu einem geringen Anteil auf die Erneuerbaren Energien zurückzuführen, der größte Teil kommt durch den Preisanstieg der fossilen Stromerzeugung zustande.

Neben den zusätzlichen Kosten durch das EEG entstehen für die Volkswirtschaft auch Entlastungen im Bereich der zu erwartenden Klimaschäden (externe Kosten), die sich im Bereich von 4,5 bis 6,3 Mrd. €₂₀₀₈ p.a. bewegen. Weiter wird die Abhängigkeit von den fossilen Energieimporten Erdgas und Steinkohle deutlich reduziert. Dieser Betrag steigt bis 2020 auf über 22 Mrd. €₂₀₀₈ p.a. an.

Der wachsende Zubau von EE-Stromerzeugungsanlagen ist nicht eine auf Deutschland beschränkte Entwicklung, sondern findet weltweit statt. Die deutsche EE-Branche ist technologisch führend und hat eine hervorragende Position im internationalen Wettbewerb. Die Exportanteile z.B. bei Windkraftanlagen betragen heute schon über 80%, bei der Photovoltaik über 40%.

2 Einführung sowie methodische Grundlagen

2.1 Ausgangssituation

Der 1991 mit dem Stromeinspeisungsgesetz begonnene Ausbau erneuerbarer Energien im Strombereich hat sich vor allem nach der Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 sehr dynamisch entwickelt. Seit dem 1.1.2009 ist die dritte Überarbeitung des EEG in Kraft und wird auch weiterhin einen dynamischen Zuwachs ermöglichen. Für die Kostenseite des EEG sind besonders die vergütungsrelevanten Änderungen von Bedeutung. Diese betreffen die Anpassung der Vergütungssätze nach den §§ 23 - 33, die Veränderungen bei den Degressionen nach § 20 und inhaltliche Klarstellungen zu den Boni in den Anlagen 1 bis 4 zum Gesetz. Darüber hinaus sind für die Bestimmung der Differenzkosten auch die Bestimmungen in den §§ 53 und 54 (Anzeige und Abrechnung von Differenzkosten) zu beachten.

Die vorgenommenen Anpassungen der Vergütungssätze führten in den meisten Fällen zu einer Anhebung (Wasserkraft, Wind Land, Wind Offshore, Biomasse, Deponiegas, Geothermie) und in wenigen Fällen zu einer Absenkung (solare Stromerzeugung, Grubengas). Die Degressionen für Biomasse und Wind an Land wurden gesenkt, die für Wind offshore auf 5% und bei solarer Stromerzeugung auf 9% ab 2011¹ deutlich erhöht. Neu hinzu gekommen ist bei der solaren Strahlungsenergie ein Zubaukorridor², bei dessen Über- oder Unterschreitung die Degressionssätze im Folgejahr um 1 Prozentpunkt erhöht bzw. erniedrigt werden.

Seit dem EEG 2004 wird auch die Stromerzeugung aus Grubengas über das EEG vergütet, obwohl es sich hierbei nicht um eine erneuerbare Energie, sondern um einen fossilen Energieträger handelt. Dies wurde auch im EEG 2009 beibehalten und führt zu etwas höheren Kosten des EEG, obwohl die Strommenge aus erneuerbaren Energien dadurch nicht vergrößert wird. Hinzu kommt die Unterscheidung, ob der Strom letztlich nach dem EEG vergütet wird oder nicht (sogenannte Direktvermarktung). Etwas schwierig wird hierdurch die Begriffsabgrenzung, denn nach EEG § 3 Nr. 3 beinhaltet der Begriff Strom aus erneuerbaren Energien (EE-Strom) sowohl denjenigen Strom, der nach dem EEG vergütet wird als auch denjenigen, der nicht nach EEG vergütet wird, nicht jedoch Strom aus Grubengas. Demgegenüber würde der Begriff EEG-Strom diesen jedoch enthalten.

¹ 2009 und 2010 leistungsabhängig zwischen 8% und 10%.

² Nach § 20 Abs. 2a betrifft die Leistungsunter-/Obergrenze für die installierte Anlagenleistung im Jahr
 2009: 1.000 / 1.500 MW
 2010: 1.100 / 1.700 MW
 2011: 1.200 / 1.900 MW

Abbildung 2-1 verdeutlicht diese Abgrenzung. Das orange umrandete Feld umfasst dabei die gesamte Strommenge aus erneuerbaren Energien (EE-Strom), während die dunkelgelbe Fläche die nach EEG vergütete Strommenge inkl. Grubengas darstellt. Da die Vergütungspflicht des EEG neben der Anschlusspflicht, vorrangigen Abnahme, Übertragung und Verteilung nur ein – wenn auch zentralen - Aspekt für den Betrieb von EEG-Anlagen darstellt, wird in dieser Studie generell von EEG-Strom gesprochen, wobei insbesondere die **Unterscheidung hinsichtlich vergütetem und nicht vergütetem EEG-Strom** herausgestellt wird.³

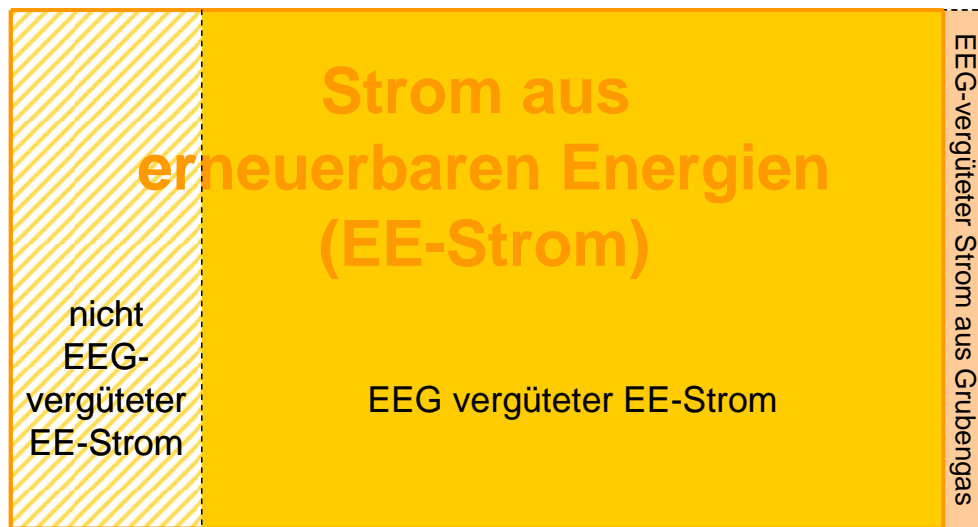


Abbildung 2-1: Strom aus erneuerbaren Energien ggü. EEG-vergütetem Strom

Zu den zukünftigen Erwartungen hinsichtlich des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien im Strombereich wurden in der Vergangenheit von verschiedenen Seiten mögliche Ausbaupfade vorgestellt [BDEW 2008, BMU 2008a, BMU 2008b, BMWi 2007]. Zum 28.01.2009 hat auch die EE-Branche eine eigene Ausbauprognose bis zum Jahr 2020 vorgestellt, das gegenüber dem bisher ambitioniertesten Ausbaupfad in [BMU 2008a] nochmals einen deutlich höheren Aufwuchs erwartet. Die *EE-Branchenprognose 2020* [EE-Branche 2009] bildet die Basis für die im Folgenden daraus ableitbaren EEG-Kosten und Nutzen, wie vermiedene CO₂-Emissionen und vermiedene fossile Energieimporte.

2.2 Modellbeschreibung

Der Ausbau erneuerbarer Energien im Strombereich führt derzeit zu Mehrkosten für die Stromkunden, die sich vor allem aus den Vergütungsregelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) ergeben.

³ Auch wenn die EEG-Vergütung für Neuanlagen von einem bestimmten Zeitpunkt nicht mehr investitionsentscheidend sein wird, bleibt dennoch die Anschluss- und vorrangige Abnahmepflicht weiterhin bedeutsam.

Zur Berechnung der EEG-bedingten Mehrkosten (Differenzkosten) kommt ein Rechenmodell zum Einsatz, wie es bereits in anderen Untersuchungen Verwendung fand [Nitsch et al. 2005, Wenzel 2007, Wenzel 2008]. Das Modell „Kosten des Ausbaus Regenerativer Energiesysteme KODARES“ setzt einen oder mehrere Ausbaupfade im Strombereich voraus. Wesentlich für die Kostenberechnungen ist die erwartete Entwicklung der erzeugten Arbeit (kWh), da das EEG die erzeugte Arbeit vergütet und nicht die installierte Leistung.

KODARES kann einen erwarteten EEG-Ausbau bis zum Jahr 2030 berücksichtigen und gestattet es Varianten und deren finanzielle Auswirkungen berechnen zu können. Dazu sind alle zentralen Parameter, wie z.B. Stromgroßhandelspreis, Inflation, Vergütungssätze, Bruttostromverbrauch etc. variierbar.

2.3 Randbedingungen

2.3.1 Allgemeine Modellannahmen und Parameter

Wie bei Modellrechnungen erforderlich, sind eine Reihe von Annahmen getroffen worden. Dies betrifft den Fortbestand des EEG bis 2020, das zu erwartende Verhalten der Anlagenbetreiber bei steigenden Großhandelspreisen für Strom und die damit interessant werdende Möglichkeit zu Direktvermarktung des produzierten Stroms. Nicht zuletzt hat die durchschnittlich zu erwartende allgemeine Preissteigerung einen großen Einfluss auf die Diskontierung künftiger EEG-Vergütungssätze auf das heutige Preisniveau. Angenommen wurde daher im Einzelnen:

- Die Regelungen des EEG 2009 bestehen bis zum Jahr 2020 in unveränderter Form fort.
- Die gesamte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien fällt in den Geltungsbereich des EEG. Das bedeutet jedoch nicht, dass der gesamte EE-Strom nach EEG vergütet wird, da bereits heute Teilmengen am Markt höhere Erlöse erzielen können und somit den bestehenden Vergütungsanspruch nicht wahrnehmen (z. B. große Wasserkraft, einige Holzbiomasse-Kraftwerke). Der Anteil dieser nicht mehr über das EEG vergüteten Anlagen wird perspektivisch wegen der Degressionseffekte und steigender Stromgroßhandelspreise deutlich zunehmen.
- EEG-Strom aus Anlagen, für den grundsätzlich ein Anspruch auf Vergütungszahlungen besteht, wird nur dann nach EEG vergütet, wenn der anlegbare Wert für Strom (Börsenpreis) geringer ist als die EEG-Vergütung.

Dabei werden spartenabhängig zusätzlich Aufschläge berücksichtigt, da in der Praxis davon auszugehen ist, dass Anlagenbetreiber nicht bereits bei minimal höheren Großhandelspreisen auf die EEG-Vergütung verzichten werden und den Strom direkt vermarkten werden.

- Die Umrechnung der im Gesetz in jeweiligen Preisen angegebenen (nominalen) Vergütungssätze auf die Preisbasis 2008 (reale Preise) erfolgt unter der Annahme einer durchschnittlichen Inflationsrate von 2 % p. a..
- Zur Ermittlung der spezifischen EEG-Kosten pro kWh (EEG-Umlage) wird angenommen, dass der Anteil des Letztverbrauchs am Bruttostromverbrauch wie in den vergangenen Jahren bei etwa 80% verbleibt.
- Die besondere Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen nach §§ 41/42 EEG (begünstigte privilegierte Letztverbraucher), wird im ganzen Betrachtungszeitraum durchgehend mit einem pauschalen Aufschlag von 20% auf die EEG-Umlage des nicht privilegierten Letztverbrauchs berücksichtigt (2007 waren es bereits 17%).

Spezielle Annahmen betreffen die einzelnen Sparten der EE und methodische Fragen, die nachstehend im jeweiligen Abschnitt erläutert werden.

2.3.2 Spartenspezifische Modellannahmen und Parameter

Neben den allgemeinen Rahmenparametern sind spartenspezifische Besonderheiten zu berücksichtigen, die sich aus dem zu erwartenden Verhalten der Anlagenbetreiber bei steigenden Großhandelspreisen für Strom und die damit interessant werdende Möglichkeit zu Direktvermarktung des produzierten Stroms ergeben.

Zur Berechnung der EEG-Vergütungszahlungen nach Sparten ist im Zeitverlauf neben der Entwicklung des Anlagenzubaus vor allem das sukzessive Ausscheiden von EE-Anlagen aus dem EEG-Vergütungssystem bzw. auch das Ausscheiden von Altanlagen relevant. Die Nicht-Inanspruchnahme der EEG-Vergütungen durch Anlagen reduziert die Vergütungszahlungen, auch wenn der Vergütungsanspruch noch viele Jahre weiter bestehen kann.

Die Altersstruktur wird entsprechend der zu erwartenden Nutzungsdauern der Anlagen berücksichtigt. Diese wird in den Sparten identisch mit dem EEG-Vergütungszeitraum von 20 Jahren⁴ angenommen, nur bei Wasserkraftanlagen wird von einer 40jährigen Nutzungsdauer ausgegangen.

2.3.2.1 Wasserkraft (§ 23)

Im Bereich der Wasserkraftanlagen bis 5 MW war in der Vergangenheit durch das EEG ein stetiger Leistungszubau auf relativ geringem Niveau zwischen 30 und 40 MW pro Jahr zu verzeichnen. Dabei handelte es sich überwiegend um Leistungserhöhungen oder Revitalisierungen. Um die Ausbaudynamik zu beschleunigen, wurden im neuen EEG die Ver-

⁴ Das EEG gewährt die Mindestvergütung über 20 Jahre zuzüglich des Inbetriebnahmejahres, d. h., maximal sind 21 Jahre Vergütungsanspruch möglich, wenn die Anlage zum 1.1. in Betrieb gegangen ist. Im Modell werden generell 20 Jahre Vergütungszeitraum angesetzt.

gütungssätze erhöht, gleichzeitig aber auch die Vergütungslaufzeit von 30 auf 20 Jahre reduziert und damit an die allgemeine EEG-Systematik angeglichen. Bei Modernisierungen bzw. Revitalisierungen von Anlagen, die vor dem 1.1.2009 in Betrieb genommen und nach dem 31.12.2008 modernisiert worden sind, werden für den Leistungsanteil bis 500 kW nun mindestens 11,67 Cent/kWh vergütet. Dabei schlägt sich die Laufzeitverringerung der EEG-Vergütung in einer Erhöhung von etwa 1 Cent/kWh nieder. Hinzu kommt weiter 1 Cent/kWh aufgrund von Kostensteigerungen bei Anlagenkomponenten und um die ökologischen Anforderungen noch umfassender umsetzen zu können. Um die höheren Planungs- und Genehmigungskosten bei Neuanlagen zu berücksichtigen, erhalten diese bis 500 kW zusätzlich einen weiten Cent/kWh, d.h. 12,67 Cent/kWh. Im Modell KODARES wird davon ausgegangen, dass es sich beim Leistungszubau im Bereich bis 500 kW zum ganz überwiegenden Teil um Modernisierungen oder Revitalisierungen handeln wird, da der völlige Neubau von Anlagen – unabhängig von der verbesserten Vergütung - aus genehmigungsrechtlichen Gründen sehr schwierig bleiben wird. Im Unterschied zu den übrigen Sparten unterliegen die Vergütungssätze für Strom aus Wasserkraft im Leistungsbereich bis 5 MW keiner Degression.

Im Leistungsbereich über 5 MW dürften praktisch keine der in Planung oder Bau befindlichen Neuanlagen die Vergütung nach § 23 Abs. 3 und 4 EEG mehr in Anspruch nehmen. Bei den bereits in Bau befindlichen Anlagen handelt es sich überwiegend um Leistungserhöhungen zwischen 24 und 75 MW (vgl. Tabelle 2-1), sodass sich EEG-Vergütungen für die Leistungserhöhung von 4,5 bis 6,4 Cent/kWh ergeben würden. Im Modell wird eine mittlere Vergütung aus vier bekannten und drei fiktiven Aus- bzw. Neubauten ermittelt, die 5,2 Cent/kWh für das Jahr 2009 beträgt und ab 2010 einer jährlichen Degression von 1% unterliegt. Der Stromgroßhandelspreis lag aber 2008 bereits bei 5,5 Cent/kWh (2009 voraussichtlich ca. 7 Cent/kWh), sodass die Betreiber neuer oder ausgebauter großer Wasserkraftanlagen nach der Inbetriebnahme aller Voraussicht nach den Weg der direkten Vermarktung wählen werden.

Tabelle 2-1: Beispielrechnungen für fiktive und geplante bzw. in Bau befindliche Wasserkraftanlagen über 5 MW zum EEG-Vergütungssatz

	Leistungsanteil MW					EEG-Vergütung	el. Leistung
	bis 0,5	0,5 bis 10	10 bis 20	20 bis 50	> 50	Cent/kWh	MW
Fiktiv 1	0,66	5,75	0,00	0,00	0,00	6,41	5,5
Fiktiv 2	0,52	5,87	0,00	0,00	0,00	6,39	7
Fiktiv 3	0,49	5,90	0,00	0,00	0,00	6,38	7,5
Weser	0,36	6,00	0,00	0,00	0,00	6,37	10
Albbruck-Dogern	0,15	2,50	2,42	0,72	0,00	5,79	24
Iffezheim	0,10	1,58	1,53	2,06	0,00	5,26	38
Rheinfelden	0,05	0,80	0,77	1,74	1,17	4,53	75

2.3.2.2 Deponie-, Klär- und Grubengas (§§ 24-26)

Im Bereich von Deponie- und Klärgas werden die verbleibenden Nutzungspotenziale als gering eingeschätzt, da vor allem das Deponiegasaufkommen rückläufig ist und der Klärgasbereich weitgehend ausgeschöpft ist. Im Deponiegasbereich ist daher ein Trend zu kleineren, aber teureren Anlagen zu verzeichnen. Im EEG wurde daher die Vergütung bis 500 kW_{el} um

knapp 2 Cent/kWh auf 9 Cent/kWh erhöht. Im Leistungsbereich bis 5 MW_{el} und bei Klärgasanlagen gab es keine Veränderungen. In der *EE-Branchenprognose 2020* wird nur noch bis 2013 mit einem leichten Leistungszuwachs gerechnet, danach kommt bereits wieder zu sinkenden Leistungen, da im Deponiegasbereich die Ausgasung zurückgeht.

Die Einbeziehung des Grubengases in das Vergütungssystem im EEG 2004 erfolgte aus dem Grund, dass man die bislang einfach in die Atmosphäre entweichenden klimaschädlichen Methangasemissionen reduzieren und energetisch nutzen wollte. Dabei handelt sich aber nicht um eine erneuerbare Energiequelle. Die *EE-Branchenprognose 2020* bezieht das Grubengas nicht mit ein, da es keine erneuerbare Energie darstellt. Somit bleibt Grubengas auch in KODARES außen vor. Hierbei handelt es sich nach [BMU 2007, 2008] um etwa 700 GWh p. a., d.h. bei einer Durchschnittsvergütung von 7 Cent/kWh um rund 50 Mio. €₂₀₀₈, um die die zukünftigen Kosten unterschätzt sein könnten. Dies wird im Kontext der sowieso vorhandenen Bandbreite und Unsicherheiten für vertretbar angesehen.

Für den Zubau bei Deponie- und Klärgasanlagen wird ein Mischsatz von 8 Cent/kWh ab 2009 angesetzt, der einer Degression von 1,5% ab 2010 unterliegt.

2.3.3 Biomasse (§ 27)

Die im Vergleich umfangreichen Vergütungsregelungen für Biomasse befinden sich im neuen § 27 EEG 2009. Hinzu kommen die präzisierenden Bonusregelungen in den Anlagen 1-3 (Technologie-Bonus, Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen [NawaRo-Bonus] und KWK-Bonus). Aufgrund der Differenzierung in feste, gasförmige und flüssige Biomasse ist im Modell neben der Aufteilung nach eingesetzten Brennstoffen auch eine Betrachtung jeweils nach Anlagengrößen und -technologien erforderlich. Neu ist, dass ab 2010 alle Boni generell einer Degression von 1% p. a. unterliegen.

Feste Biomasse

Die Verstromung fester Biomasse (Holz) wird in KODARES durch vier Referenzanlagen abgebildet:

- **Altholz der Kategorien III/IV** entsprechend der Biomasseverordnung wird in EEG-Anlagen zumeist mit einer Leistung um 20 MW_{el} eingesetzt und daher auch im Modell als Referenzanlagengröße gewählt. Neuanlagen, die eine EEG-Vergütung beanspruchen wollen, gehen kaum noch ans Netz: zum einen aufgrund der deutlichen Absenkung der Vergütungssätze (auf 3,78 Cent/kWh_{el}) für Anlagen, die nach dem 30.6.2006 in Betrieb gehen und zum anderen weil diese Anlagen ihre imissionsschutzrechtliche Genehmigung gemäß Biomasseverordnung bereits vor dem 21.6.2004 bekommen haben müssen. Der Zubau von Biomasse-Holzanlagen 2007 hat sich folglich gegenüber 2006 etwa halbiert.

Bei den in Betrieb befindlichen Anlagen wird nach den Ergebnissen des Biomasse-Monitorings (Scholwin et al. 2008, 23f.) davon ausgegangen, dass 60% KWK-

Anlagen darstellen und dabei 20 % der Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung erfolgt, für die der entsprechende Bonus in Höhe von 3 Cent/kWh für den Leistungsanteil bis 500 kW_{el} und 2 Cent/kWh_{el} für den darüber hinausgehenden Leistungsanteil gewährt wird.

- Die Vergütungshöhe für Strom aus **Altholzanlagen der Kategorien I und II (u. a. Industrierestholz) sowie Anlagen mit NawaRo-Anteil (Waldrestholz)** wird über einen Anlagentyp mit einer installierten Leistung von 5 MW_{el} abgebildet. Aufgrund der geringeren Leistung dieser Anlagen ist es möglich, einen größeren Anteil des Stroms in Kraft-Wärme-Kopplung zu produzieren. Nach den Erfahrungen aus dem sog. Biomasse-Monitoring von EEG-Anlagen (Scholwin et al. 2007) hat sich gezeigt, dass rund 80% KWK-Anlagen darstellen, die durchschnittlich 50% KWK-Betriebszeit erreichen. Der anteilig gewährte NawaRo-Bonus bei der Verwendung von Waldrestholz (§ 27 Abs. 4 in Verb. mit Anlage 2 Nr. VI 1) beträgt für den Leistungsanteil bis 500 kW_{el} 6 Cent/kWh_{el} und darüber dann 2,5 Cent/kWh_{el}, sofern es sich nicht um Holz aus Kurzumtriebsplantagen oder der Landschaftspflege handelt. Ab Mitte des nächsten Jahrzehnts wird in den Ausbauszenarien davon ausgegangen, dass kein nennenswerter Zubau von Altholzanlagen mehr stattfindet und Neuanlagen primär Waldrestholz bzw. Schnellumtriebsholz verwerten.
- **Innovative Anlagenkonzepte** wie ORC, Stirlingmotor oder Holzvergasung werden über einen Anlagentyp mit 1,5 MW_{el} abgebildet. Bei diesen Anlagen wird unterstellt, dass sie überwiegend Waldrestholz nutzen und der Anteil der KWK-Anlagen hierbei 100% beträgt. Die KWK-Betriebszeit erreicht durchschnittlich 60%. Für das innovative Anlagenkonzept gibt es zusätzlich den Technologiebonus nach § 27 Abs. 4 in Verb. mit Anlage 1 Nr. II in Höhe von 2 Cent/kWh_{el}.

Gasförmige Biomasse

Die Neufassung des EEG 2009 hat besonders im Bereich der gasförmigen Biomasse Änderungen mit sich gebracht, die bei den Referenzanlagen zu berücksichtigen sind. Daneben haben die Monitoringberichte zur Wirkung des EEG auf die Stromerzeugung aus Biomasse [Scholwin et al. 2007 und 2008] einen großen Erkenntnisgewinn zu den in Betrieb befindlichen Anlagenkonfigurationen gebracht.

Die wichtigsten Veränderungen im EEG 2009 ggü. dem EEG 2004 betreffen die Grundvergütungen für kleine Anlagenklassen und die Boni.

- So wurde die Grundvergütung für Anlagenleistungen bis 150 kW_{el} für Alt- und Neuanlagen auf 11,67 Cent/kWh erhöht. Bei Neuanlagen, die immissionsschutzrechtlich genehmigt werden müssen, erhöht sich die Grundvergütung bis zu einem Leistungsanteil von 500 kW_{el} um einen weiteren Cent/kWh, d.h. dann 12,67 Cent/kWh (bis 150 kW_{el}) bzw. 10,18 Cent/kWh (bis 500 kW_{el}). Wenn Altanlagen entsprechend nachgerüstet

werden und sie dann die Grenzwerte für Formaldehyd einhalten, erhalten diese auch ein Cent mehr auf die Grundvergütung.

- Bis 500 kW_{el} beträgt der NawaRo-Bonus nun 7 Cent/kWh_{el} statt 6 Cent/kWh_{el}. Zusätzlich erhöht sich der NawaRo-Bonus bis 500 kW_{el} um 2 Cent/kWh_{el}, wenn über 50% Pflanzen oder Pflanzenreste aus der Landschaftspflege verwendet werden.
- Alt- und Neuanlagen, die mehr als 30 Masseprozent Gülle einsetzen, erhalten bis 150 kW_{el} einen Bonus von 4 Cent/kWh_{el} und bis 500 kW_{el} noch 1 Cent/kWh_{el}.
- Der KWK-Bonus beträgt für Neuanlagen allgemein und für Altanlagen bis 500 kW_{el} nun 3 Cent/kWh_{el}, bei Altanlagen für den Leistungsanteil über 500 kW_{el} nur für den Strom, der zusätzlich nach Anlage 3 EEG in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt worden ist. Die Trocknung von Gärresten zur Düngemittelherstellung ist explizit in der Positivliste erwähnt worden, sodass jede Biogasanlage zumindest eine mögliche Anwendung zur Wärmenutzung aufweist.

Zur Abbildung des Biogasbereichs wurde ein Mischsatz aus drei Referenzanlagenklassen mit 70, 350 und 1.000 MW_{el} gebildet. Der Anteil der großen Anlagen beim Zubau wird aufgrund der verstärkten Förderung von Anlagen < 500 kW_{el} ab 2009 nur einen kleinen Anteil ausmachen, der Schwerpunkt wird bei den beiden kleineren Referenzanlagen bis 500 kW_{el} liegen.

Diese Anlagen setzen zu nahezu 100 % nachwachsende Rohstoffe ein (Ausnahme die 1.000 kW_{el}-Anlage, die nur zu 75% NawaRo einsetzt und darüber hinaus Abfälle) und werden zum überwiegenden Anteil (>80%) bereits in KWK betrieben. Die Wärmeauskopplung wird – außer bei den 70 kW_{el}-Anlagen (dort nur 20%) - mit rund 50% angesetzt. [Scholwin et al. 2008] Bei Alt- und Neuanlagen ab etwa 350 kW_{el} wird angenommen, dass diese die abgesenkten Formaldehyd-Grenzwerte einhalten (d.h. Altanlagen nachgerüstet werden) und sie somit die um 1 Cent/kWh_{el} höhere Grundvergütung bis 500 kW_{el} erhalten. Weiter wird unterstellt, dass von den 70 kW_{el}-Anlagen 100%, den 350 kW_{el}-Anlagen geschätzte 50% und von der 1.000 kW_{el}-Referenzanlage nur 10% einen Gülleanteil von mindestens 30 Masseprozent erreichen. Dafür kommen sie zusätzlich (nach §27 Abs. 4 in Verb. mit Anlage 2 Nr. V 2) anteilig in Genuss des „Güllebonus“ in Höhe von 4 Cent/kWh_{el} für den Leistungsanteil bis 150 kW_{el} und 1 Ct/kWh_{el} für den Leistungsanteil bis einschließlich 500 kW_{el}. Der NawaRo-Bonus liegt bis 500 kW_{el} bei 7 Cent/kWh_{el}, darüber bei 6 Cent/kWh_{el}. Der zusätzliche Bonus für die Nutzung von Landschaftspflegeresten wird nicht berücksichtigt.

Flüssige Biomasse

Die Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse hat mit dem EEG 2004 einen rasanten Aufschwung erlebt. Neben Neuanlagen wurden auch große bestehende Diesel-BHKW auf den Einsatz von Pflanzenöl umgerüstet. Zum Einsatz kam hier aus preislichen Gründen vor allem importiertes Palmöl. Die Produktion von Palmöl aus nicht nachhaltigem Anbau hat durch die

damit verbundene Rodung zusätzlicher Urwaldflächen eine negative CO₂-Bilanz. Die dadurch ausgelöste politische Diskussion hat auch ihren Niederschlag im EEG 2009 gefunden: Der Einsatz von Palm- oder Sojaöl führt bei Neuanlagen über 150 kW_{el} nur noch dann zur Gewährung des NawaRo-Bonus, wenn „nachweislich bestimmte Anforderungen an eine nachhaltige Bewirtschaftung land- und forstwirtschaftlicher Flächen und zum Schutz natürlicher Lebensräume“ eingehalten werden. Eine Nachhaltigkeitsverordnung, die dieses regelt, ist in Arbeit.

Im Modell beträgt die Größe der Referenzanlage für flüssige Biomasse 150 kW_{el}. Dies entspricht in etwa der durchschnittlichen Größe aller 2007 in Deutschland in Betrieb befindlichen Pflanzenöl-Anlagen. Diese Anlagen laufen zu 100% im KWK-Betrieb und erreichen dabei einen hohen Wärmenutzungsgrad von 80%. Der KWK-Bonus beträgt 3 Cent/kWh_{el}.

Tabelle 2-2: Vergütungssätze in jeweiligen Preisen für die Stromerzeugung aus Biomasse nach § 27 EEG für die angenommenen Referenzsysteme im jeweiligen Jahr der Inbetriebnahme (nominale Preise).

	Grundvergütung für Leistungsanteil				Durchschnitt	Bonuszahlungen (anteilig)				Gesamt
	150 kW	500 kW	5 MW			NAWARO-Bonus	Gülle-Bonus	Technologie Bonus	KWK-Bonus	
Cent / kWh _{el}										
Feste Biomasse										
Altholz Kategorien I/II (z.B. Industriestholz) (5 MW_{el})										
2009	11,67	9,18	8,25	8,42				0,84	9,26	
2020	10,46	8,23	7,39	7,54				0,73	8,27	
Waldrestholz (5 MW_{el})										
2009	11,67	9,18	8,25	8,42	1,43			0,84	10,68	
2020	10,46	8,23	7,39	7,54	1,31			0,73	9,58	
Innovative Technologien (1,5 MW_{el})										
2009	11,67	9,18	8,25	8,81	2,20		2,00	1,26	14,27	
2020	10,46	8,23	7,39	7,89	1,98		1,78	1,15	12,80	
Gasförmige Biomasse										
Biogas (70 kW_{el})										
2009	11,67			11,67	7,00	4,00		0,42	23,09	
2020	10,46			10,46	6,27	3,56		0,42	20,71	
Biogas (350 kW_{el})										
2009	12,67	10,18		11,25	7,00	1,60	0,02	1,20	21,07	
2020	11,36	9,13		10,13	6,27	1,44	0,02	1,09	18,90	
Biogas (1 MW_{el})										
2009	12,67	10,18	8,25	9,52	4,13	0,10	0,10	1,35	15,19	
2020	11,36	9,13	7,39	8,54	3,68	0,09	0,10	1,24	13,65	
Flüssige Biomasse (150 kW_{el})										
2009	11,67			11,67	6,00			0,96	18,63	
2020	10,46			10,46	5,37			0,85	16,68	

Zu beachten ist, dass sich entsprechend der Ausbauszenarien – verstärkter Einsatz nachwachsender Rohstoffe und innovativer Technologien sowie Trend zu kleineren KWK-Anlagen – die Struktur der Stromerzeugung aus Biomasse-Neuanlagen verändert (vgl. Tabelle 2-3 und Tabelle 2-4).

Tabelle 2-3: Struktur der Stromerzeugung bei Holzbiomasse-Neuanlagen in ausgewählten Jahren (Anlagenzubau)

	Altholz Kategorien I/II	Waldrestholz	Innovative Technologien	Stromerzeugung aus Zubau (TWh)
2009	15,4%	80,1%	4,3%	0,5
2020	1,3%	21,7%	76,9%	0,1

Tabelle 2-4: Struktur der Stromerzeugung bei Biogas-Neuanlagen in ausgewählten Jahren (Anlagenzubau)

	Biogas 70 kW _{el}	Biogas 350 kW _{el}	Biogas 1.000 kW _{el}	Stromerzeugung aus Zubau (TWh)
2009	20%	75%	5%	1,4
2020	15%	85%	0%	0,5

Dies führt dazu, dass zwar die durchschnittlichen Vergütungssätze für die einzelnen Anwendungsbereiche entsprechend der im EEG vorgesehenen Degression abnehmen. Bei Biogasanlagen von 21,1 Cent₂₀₀₇/kWh_{el} (2009) auf 19,2 Cent/kWh_{el} (2020). Bei der festen Biomasse steigen sie insgesamt jedoch von durchschnittlich 10,61 Cent₂₀₀₇/kWh_{el} auf 12,04 Cent₂₀₂₀/kWh_{el} in 2020. Diesen Effekt verdeutlicht Abbildung 2-2.

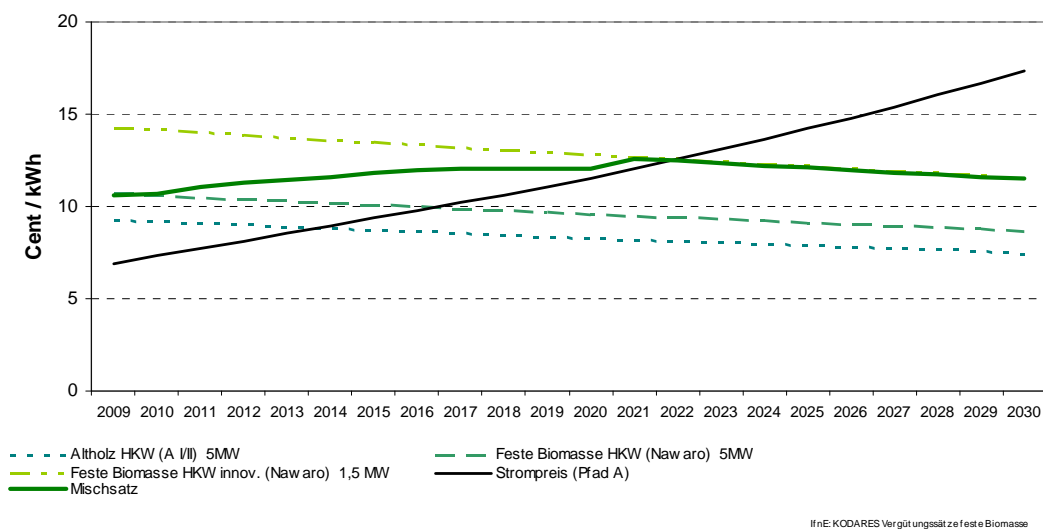


Abbildung 2-2: Entwicklung der Vergütungssätze für Neuanlagen mit fester Biomasse (in jeweiligen Preisen)

2.3.4 Geothermie (§ 28)

Das EEG 2004 hat zu ersten Inbetriebnahmen von geothermischen Anlagen zur Stromerzeugung geführt. Neben dem recht kleinen und seit 2004 in Betrieb befindlichen Kraftwerk

Neustadt/Glewe kamen 2008 die geothermischen Kraftwerke Landau/Pfalz und Unterhaching bei München hinzu. Da die Vergütungssätze im EEG 2004 für weitere Projekte aufgrund großer Kostensteigerungen speziell bei Bohrungen als zu gering angesehen wurden, ist es im neuen EEG zu einer deutlichen Anhebung der Vergütungssätze gekommen. Die Grundvergütung für Anlagen bis 10 MW_{el} beträgt ab 2009 nun 16,0 Cent/kWh_{el}, darüber 10,5 Cent/kWh_{el}. Anlagen, die vor dem 31.12.2015 in Betrieb gehen, erhalten einen „Schnellstarterbonus“ von zusätzlich 4,0 Cent/kWh_{el}. Anlagen bis 10 MW_{el}, die petrothermale Techniken (z. B. Hot-Dry-Rock-Verfahren) einsetzen, erhalten einen Technologiebonus in Höhe von 4,0 Cent/kWh_{el}. Neu ist auch ein Wärmenutzungsbonus in Höhe von 3,0 Cent/kWh_{el}. Die Degression beträgt ab 2010 1% p. a.

In KODARES wird davon ausgegangen, dass auf längere Sicht zunächst keine Anlagen mit elektrischen Leistungen über 10 MW ans Netz gehen werden. Somit wird eine Grundvergütung von 16,0 Cent/kWh_{el} (bzw. 20,0 Cent/kWh_{el} für Inbetriebnahmen bis 31.12.2015) angesetzt. Zusätzlich wird ein anteiliger Wärmenutzungsbonus auf 50% der Strommenge angesetzt, da von einem überwiegenden KWK-Betrieb auszugehen ist. Der Technologiebonus für petrothermale Anlagen wird vor 2020 vermutlich kaum in nennenswerten Umfang in Anspruch genommen werden, da sich die HDR-Technologie noch im Forschungsstadium befindet und es sich bei allen für die Zukunft geplanten Projekten noch um hydrothermale Anlagen handelt.

2.3.5 Windenergie (§§ 29-31)

Für *Windenergieanlagen an Land* wird unterstellt, dass der Zeitraum der erhöhten Anfangsvergütung über 16 Jahre gezahlt wird und nur in den verbleibenden 4 Jahren die Endvergütung gezahlt wird. Durch diese durchschnittliche Betrachtung bezogen auf den gesamten Bestand ist eine Differenzierung nach Standortqualitäten entbehrlich. Die mittleren Volllastbenutzungsstunden für Neuanlagen wachsen gemäß *EE-Branchenprognose 2020* von rund 1.785 Stunden im Jahr 2007 auf 1.940 Stunden in 2010 und weiter bis 2020 auf rund 2.500 Stunden.

Der Repowering-Bonus wird beginnend mit dem Jahr 2010 für 10% der neu installierten Leistung unterstellt. Der Anteil wächst jährlich um 10%-Punkte, sodass ab 2019 allen Neuanlagen der Repowering-Bonus in Höhe von 0,5 Cent/kWh gewährt wird.

Der Systembonus wird im Zeitraum 2009 bis 2013 für alle Neuanlagen unterstellt, da davon auszugehen ist, dass alle neuen Anlagen technisch entsprechend ausgerüstet sein werden, u. a. weil dies auch in den Anschlussbedingungen der Netzbetreiber zunehmend gefordert wird.

Bei *Windenergieanlagen offshore* wird bei allen Anlagen bis 31.12.2015 der sog. Schnellstarterbonus eingerechnet, sodass die Anfangsvergütung zunächst 15 Cent/kWh beträgt. Die Anfangsvergütung wird über einen Zeitraum von 13 Jahren gewährt. Die Volllaststundenzahl

nach ARES beträgt für die ersten Anlagen 2010 zunächst 2.000 Stunden und steigt schnell bis 2014 auf 3.700 Stunden, wobei sie anschließend auf dieser Höhe verbleiben.

2.3.6 Solare Strahlungsenergie (§§ 32, 33)

Der Leistungszubau bei solarer Strahlungsenergie, d.h. praktisch ausschließlich Fotovoltaik, hat sich seit den im EEG 2004 deutlich angehobenen Vergütungen rasant entwickelt. In Folge der auch global steil angewachsenen Modulproduktion fielen die tatsächlichen Kostendegressionen in den Unternehmen bei der Herstellung von Fotovoltaik-Modulen deutlich größer aus, als es das EEG 2004 mit 5 bzw. 6,5% p. a. unterstellt hatte. Das neue EEG trägt dieser dynamischen Entwicklung Rechnung. Die Degression wurde deutlich erhöht. Für Dachanlagen bis 100 kW beträgt die Degression 2009/2010 jeweils 8%, ab 2011 dann 9%. Bei Freiflächen- und Dachanlagen über 100 kW beträgt die Degression 2009/2010 jeweils 10%, ab 2011 dann 9%. Zusätzlich wurde ein Zubau-Korridor⁵ eingeführt, bei dessen Unter- oder Überschreitung die Degression um jeweils einen Prozentpunkt gesenkt oder erhöht wird.

Ein neues Element ist, dass auch die Eigennutzung von Solarstrom aus Anlagen bis 30 kW vergütet wird. Die Vergütung beträgt 25,01 Cent/kWh ab 2009. Diese Anlagengrößenklasse ist ganz überwiegend auf selbst genutzten Wohnhäusern installiert. Eine Eigennutzung ist daher für die Betreiber in der Regel möglich. Obwohl auch der Vergütungssatz der Degression unterliegt, führt die Vergütungskonstruktion zu dem Effekt, dass - bei dem zu erwartenden Anstieg der Haushaltsstrompreise von heute rund 21 Cent/kWh auf etwa 29 Cent/kWh in 2014 - der Gewinn durch Eigennutzung von Solarstrom **bei Neuanlagen** von etwa 6 Cent/kWh in 2009 auf rund 17 Cent/kWh bis 2014 ansteigt. Der Grund dafür ist, dass der Rückgang des Vergütungssatzes ohne Eigennutzung absolut stärker ausfällt, als die Summe aus Vergütungssatz für Eigennutzung und eingespartem Haushaltsstrompreis (vgl. Tabelle 2-5). Ab dem Jahr 2014 ist voraussichtlich auch die sogenannte Netzparität erreicht, d.h., ab dann würde sich der Eigenverbrauch von Solarstrom generell auch ohne EEG-Förderung lohnen, wenn die Anlage entsprechend ausgelegt ist und ein hoher Eigenverbrauchsanteil im Jahresdurchschnitt erreicht werden kann.

Tabelle 2-5: Vergütungen für Neuanlagen bei Solarstrom-Eigenverbrauch

	EEG-Vergütung bis 30 kW ohne Eigenverbrauch	EEG-Vergütung bis 30 kW mit Eigenverbrauch	Haushalts- Strompreis bei Fremdbezug	Hausstrompreis plus EEG- Vergütung bei Eigenverbrauch	Vorteil ggü. EEG- Vergütung ohne Eigenverbrauch
	Euro/kWh				
2009	0,43	0,25	0,24	0,49	0,06
2010	0,40	0,23	0,25	0,48	0,09
2011	0,36	0,21	0,26	0,47	0,11
2012	0,33	0,19	0,27	0,46	0,13
2013	0,30	0,17	0,28	0,45	0,15
2014	0,27	0,16	0,29	0,44	0,17

⁵ Vgl. Fußnote 2.

Für die Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie wird in den Ausbauszenarien die – auch vergütungsrelevante - Unterscheidung zwischen gebäudemontierten Anlagen (im Sinne von § 33 EEG) und sonstigen Anlagen, d.h. insbesondere Freiflächenanlagen (nach § 32 EEG) vorgenommen. Für die Höhe der Vergütung im ersten Anwendungsbereich werden dachmontierte Anlagen mit einer Leistung von maximal 30 kW angenommen, da diese rund 95% aller Dachanlagen stellen. Die EEG-Vergütung beträgt 43,01 Cent/kWh (2009) und sinkt entsprechend der gesetzlichen Vorgaben für Neuanlagen jährlich um 9 % (Ausnahme 2010: 8%).

Im Modell wird bei den Anlagen bis 30 kW ein Eigenverbrauch - bezogen auf die jährliche Solarstrommenge dieser Anlagen – von anfänglichen 5 % berücksichtigt. Dieser Wert steigt bis 2012 auf 10%. Danach wird erwartet, dass diese Regelung in dieser Form keine Fortsetzung findet. Nach 2014 ist für **Neuanlagen** voraussichtlich sowieso der Punkt erreicht, ab dem sich die Eigennutzung ggü. Fremdbezug generell lohnt, sodass diese einen möglichst hohen Anteil des erzeugten Stroms selbst nutzen wollen. Der nicht mehr nach EEG vergütete Anteil (Eigennutzung bei Neuanlagen) wird im Modell mit 15% ab 2015 angesetzt, die bis 2020 auf 20% ansteigen. Da Altanlagen mit Inbetriebnahme vor 2009 keine Vergütung der Eigennutzung erhalten und auch die Netzparität zum Strombezug aufgrund der hohen EEG-Vergütungen keine Rolle spielt, werden diese Anlagen weiterhin voll einspeisen.

Potenziale zum Eigenverbrauch von Solarstrom in Haushalten

Vom Gesamtverbrauch eines Haushaltes können unter optimalen Umständen ca. 35-40% über Solarstrom bereitgestellt werden, wenn ein großer Teil des steuerbaren Strombedarfs (vor allem Waschen, Spülen, Trocknen, Kochen) in den Tag verlegt werden kann. Ein höherer Anteil ist ohne Stromspeicherung praktisch kaum realisierbar, da ein Grundbedarf (Kühlen, Beleuchtung, Kochen, Heizungspumpen, PC/TV/Hi-Fi, Stand-by) auch in den Zeiten besteht wenn keine oder nur wenig Eigenproduktion erfolgt.

Der Anteil des Stroms, der von der Solarstromproduktion selbst verbraucht werden kann, richtet sich neben dem Verbrauch vor allem nach der Größe der Solarstromanlage. Liegt deren Jahresertrag etwa in Höhe des jährlichen Stromverbrauchs, kann der Eigenverbrauchsanteil bis zu den oben genannten Werten von 35-40% reichen. Ist die Anlage aber größer und produziert entsprechend mehr Strom, wird der Anteil entsprechend kleiner.

Da in der Praxis die Stromverbrauchssteuerung nicht optimal sein dürfte und viele Anlagen bislang deutlich mehr Strom erzeugen, als der gesamte Eigenbedarf ist, sind bezogen auf den Anlagenbestand eines Jahrgangs Eigenverbrauchsanteile von 10 bis 20% realistischer. Perspektivisch wird es ab Erreichen der Netzparität aber interessant, eine Anlage so auszuliegen, dass ein möglichst hoher Eigenverbrauchsanteil erreicht wird.

Für Freiflächenanlagen wird die Grundvergütung in Höhe von 31,94 Cent/kWh (2009) angesetzt. Für die Folgejahre beträgt die Degression 9% jährlich (Ausnahme 2010: 10%).

In der *EE-Branchenprognose 2020* bewegt sich der Zubau 2011 oberhalb des EEG-Korridor⁶, wodurch die Degression im Modell ab 2012 um einen Prozentpunkt auf 10% erhöht wird.

⁶ Vgl. hierzu auch Fußnote 2.

3 Erwarteter EE-Ausbau und zentrale Rahmenparameter bis 2020

3.1 Branchenprognose 2020

In der Prognose steigt die Stromerzeugung aus EE von rund 88 TWh im Jahr 2007 auf 116 TWh (2010) und dann weiter auf 278 TWh im Jahr 2020. Mit 47% Anteil würde Strom aus EE damit schon fast die Hälfte am Bruttostromverbrauch stellen. Verglichen mit dem „Leitszenario 2008“ [BMU 2008a, 19] liegt die Stromerzeugung 2020 mit rund 100 TWh deutlich höher. Bei einem leicht niedrigeren Bruttostromverbrauch (586 TWh statt 595 TWh) wird im BMU-Leitszenario für 2020 ein Anteil der erneuerbaren Energien von rund 30% erwartet.

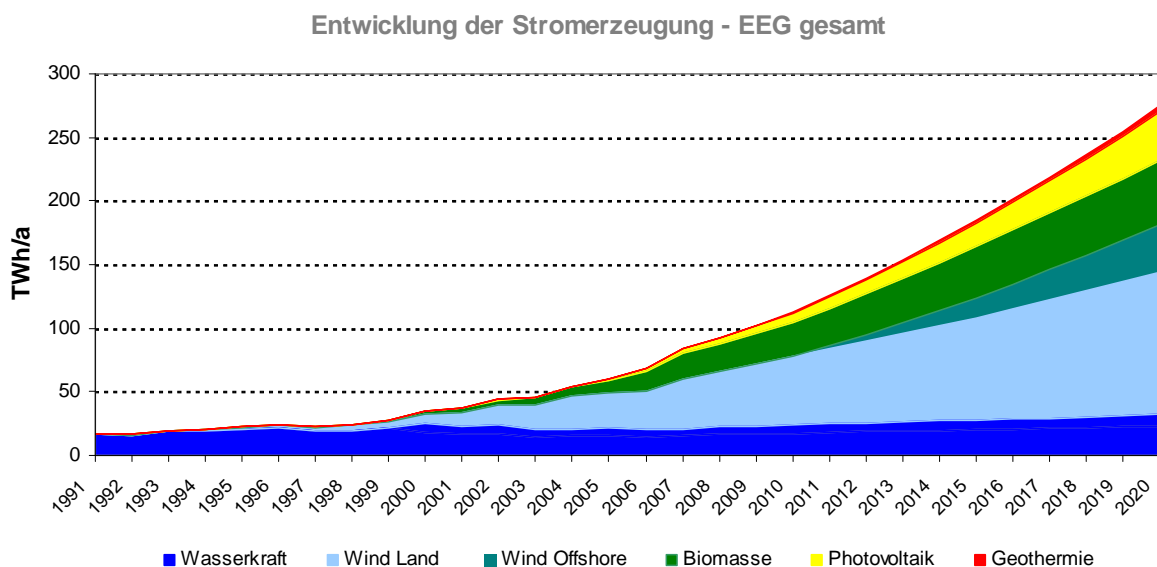


Abbildung 3-1: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien der EE-Branchenprognose 2020

Höhere Beiträge erwartet die *EE-Branchenprognose 2020* (Details dazu siehe Tabelle 6-1 im Anhang) vor allem von der Windkraft an Land und Solarenergie, die zusammen einen rund 80 TWh höheren Ertrag erbringen sollen. Die installierte Leistung der Windkraft onshore soll sich bis 2020 auf rund 45.000 MW nahezu verdoppeln. Der Einstieg in Wind offshore beginnt 2009 und soll bis 2020 auf rund 10.000 MW anwachsen.

Bei Solarstrom aus Fotovoltaikanlagen wird ein rasantes Marktwachstum erwartet. Bis 2020 soll sich die installierte Leistung ggü. 2007 mehr als verzehnfachen. Das jährliche Wachstum der installierten Leistung steigt von 1.500 MW/a bis auf 5.000 MW/a. Im Jahr 2011 würde der Zubau mit 2.000 MW über der Korridorergrenze von 1.900 MW nach § 20 Abs. 2 Nr. 8 liegen,

sodass sich die Degression im Modell für die Folgejahre ab 2012 um 1 Prozentpunkt auf 10% erhöht.

Auch bei der Wasserkraft werden noch relevante Steigerungen erwartet. Die installierte Leistung soll bis 2020 um rund 1.800 MW anwachsen, vor allem im Leistungsbereich über 5 MW. Die installierte Leistung würde damit auf rund 6.500 MW steigen.

Tabelle 3-1: EE-Stromerzeugung der EE-Branchenprognose 2020 [EE-Branche 2009]

TWh	2007	2010	2015	2020
Wasserkraft	20,7	23,1	27,2	31,9
Windkraft				
- onshore	39,7	53,6	80,6	112,1
- offshore		0,9	15,0	37,0
Solarenergie	3,0	6,9	17,7	39,5
Geothermie	0,0004	0,2	1,9	3,8
Biomasse ⁷	24,8	30,8	44,6	54,3
Gesamt	88,2	115,6	187,0	278,4
Bruttostromverbrauch	617,5	620	608	595
Anteil am Br.Str.V.	14,2%	18,7%	30,8%	46,8%

3.2 Strom-Großhandelspreise

Die Großhandelspreise für Strom sind nicht nur von zentraler Bedeutung für die Strompreise für Letztverbraucher (hier zuzüglich Netzentgelte, Steuern und Abgaben) sondern auch für die EEG-Differenzkostenberechnung der Stromlieferanten. Diese kaufen den größten Teil ihrer Stromlieferverpflichtungen überwiegend ein bis zwei Jahre vor dem tatsächlichen Lieferjahr. Die Leitfunktion für die Preisfeststellung im Stromgroßhandel hat in den letzten Jahren die Leipziger Strombörse European Energy Exchange (EEX) übernommen. Dort wird ein großer und weiter wachsender Teil des deutschen Strombedarfs gehandelt. Zu unterscheiden sind vor allem die Produkte **Spotmarkt** (kurzfristige Lieferung am nächsten Tag) und **Terminmarkt** (mittel- bis längerfristig benötigte Strommengen, sog. Futures). Bei Futures handelt es sich um eine rein finanzielle Preisabsicherung, das heißt eine Art Wette auf den zukünftigen Strompreis, wie er sich dann später am Spotmarkt tatsächlich einstellt. Eine physische Stromlieferung ist damit noch nicht verbunden. Die Preise für Stromfutures geben damit die Erwartung der Marktteilnehmer wieder, welchen Spotpreis sie in Zukunft erwarten. Die Strom-

⁷ Inklusive des nicht EEG-vergütungsrelevanten biogenen Anteil des Abfalls. Die Strommenge aus biogenem Abfall wird im *EE-Branchenszenario* konstant mit 4,3 TWh angegeben.

börse bietet mit Base und Peak zwei Produkte an. Base bezeichnet eine gleichbleibende Liefermenge rund um die Uhr und Peak eine Liefermenge im Zeitfenster 8 bis 20 Uhr.

Der im Jahr 2005 einsetzende Trend deutlich steigender Großhandelspreise für Strom wird sich auch in der Zukunft mit großer Wahrscheinlichkeit fortsetzen. Dies lässt sich aus einer Reihe von Gründen ableiten:

- Wegen Atomausstieg und hohem Alter einiger Kohlekraftwerke werden derzeit Gas- und Kohlekraftwerke mit entsprechendem Kapitaldienst geplant bzw. bereits gebaut.
- Steigende Weltmarktpreise bei den wichtigen Brennstoffen Erdgas und Steinkohle.
- Steigende CO₂-Zertifikatspreise durch gezielte Verknappung seitens der EU (sog. Cap) in den künftigen Allokationsplänen bis 2020.
- Aus wirtschaftlichen Erwägungen Abbau noch von bestehenden Kraftwerksüberkapazitäten.

3.2.1 Entwicklung der Brennstoffpreise für Kraftwerke

Die Abschätzung der künftigen Entwicklung der Stromgroßhandelspreise ist derzeit über den EEX-Terminmarkt prinzipiell bis 2015 möglich. Jedoch ist für die Jahre nach 2011 an der EEX noch kein mengenmäßig relevanter Stromhandel zu verzeichnen, sodass diese Preise nur einen groben Anhaltspunkt bieten können.

Die langfristig zu erwartende Großhandelspreisentwicklung ist aufgrund der Merit-order im Kraftwerkseinsatz mittel- bis langfristig besser über die voraussichtliche Entwicklung der Stromerzeugungskosten von Kohle- bzw. Gaskraftwerken abzuschätzen. Hierfür werden in dieser Untersuchung zwei Brennstoffpreispfade verglichen.

- *Preisfad BMU*: Dieser Preisfad wurde aus der Leitstudie [BMU 2008a, 51] übernommen und geht von einem realen Ölpreis im Jahr 2020 von rund 100 \$₂₀₀₈ / bbl aus. Die damit korrespondierenden Preise für Steinkohle und Erdgas betragen 172 €₂₀₀₈/t bzw. 11,4 €₂₀₀₈/GJ.
- *EE-Branchenpreisfad*: Die EE-Branche erwartet bis 2020 einen starken Anstieg des Ölpreises auf 200 \$₂₀₀₈ / bbl. In der Folge kommt es auch zu einem starken Anstieg des Gaspreises und auch für Steinkohle. Diese betragen 2020 dann rund 350 €₂₀₀₈/t Steinkohle bzw. rund 20 €₂₀₀₈/GJ Erdgas.

In Abbildung 3-2 sind die für die Kraftwerke aus den drei Preispfaden resultierenden Brennstoffpreisentwicklungen dargestellt. Diese bilden nun die Basis für die Ermittlung der Stromerzeugungskosten für neue fossile Kraftwerke.

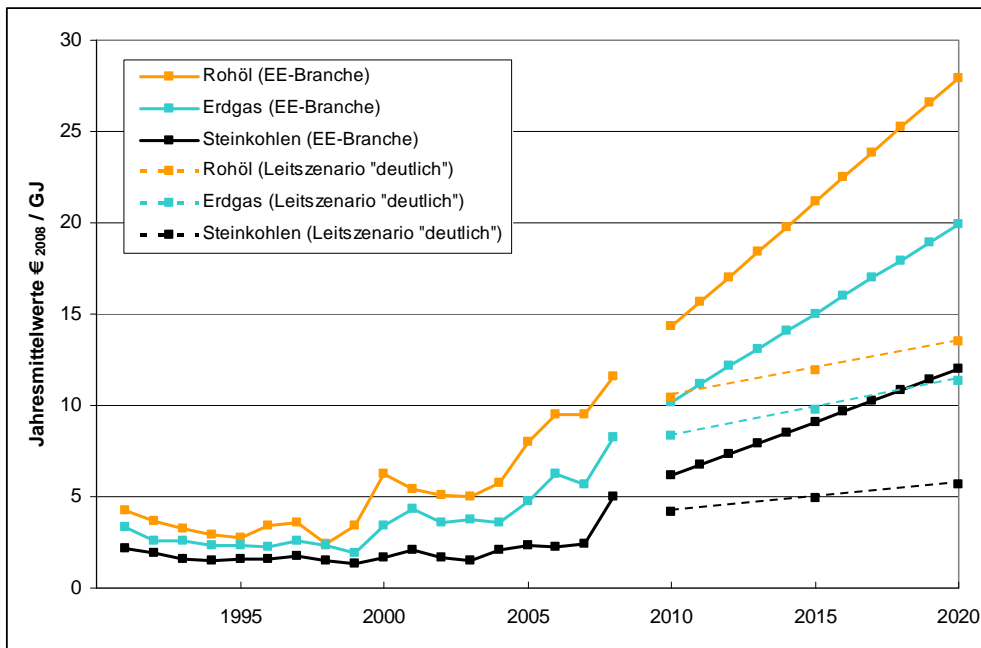


Abbildung 3-2: Entwicklung der Brennstoffpreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle

3.2.2 Entwicklung des Strom-Großhandelspreises

In BMU 2008a wurde gezeigt, dass auch neue GuD-Gaskraftwerke⁸ mit elektrischen Wirkungsgraden von nahe 60% und Berücksichtigung von CO₂-Preisen weiterhin die höchsten Erzeugungskosten aufweisen. Der Abstand zu Steinkohlekraftwerken hängt dabei von den tatsächlichen Verhältnissen von Steinkohle- zu Gaspreis und dem Anlagenwirkungsgrad ab. Bei Berücksichtigung der CO₂-Aufschläge (diese steigen im Zeitraum bis 2020 von 24 auf 39 €/t CO₂) und den Annahmen zu den Brennstoffpreispfaden liegen GuD-Gaskraftwerke noch an der Spitze [BMU 2008a, 110]. Für den *EE-Branchenpreis* wurde nur der Brennstoffpreis nach oben gesetzt, alle weiteren Anlagenparameter blieben unverändert. Damit sind auch hier GuD-Gaskraftwerke weiterhin die teuersten fossilen Stromproduzenten. Sie erreichen bis 2020 spezifischen Stromerzeugungskosten von fast 15 Cent₂₀₀₈/kWh, während sie im niedriger verlaufenden *BMU-Preis* rund 9 Cent/kWh erreichen.

Tabelle 3-2: Spezifische Stromerzeugungskosten für GuD-Gaskraftwerke⁹

		2010	2015	2020
EE-Branchenpreis	Ct/kWh	8,40	11,67	14,88
BMU-Preis „deutlich“	Ct/kWh	6,93	7,95	8,95

⁸ GuD: Gas- und Dampf. Zunächst erfolgt die Verbrennung in einer Gasturbine, mit den heißen Abgasen wird anschließend ein Wasserdampfprozess betrieben.

⁹ 800 MW_{el}, realer Zinssatz 6%/a, Abschreibungsdauer 25 Jahre, Auslastung 5.000 h/a.

In der Vergangenheit wurden Gaskraftwerke wegen ihres geringen Wirkungsgrades und hoher Brennstoffkosten überwiegend nur zur Abdeckung des Spitzenlastbedarfs eingesetzt. Sie standen in der Einsatzreihenfolge der Kraftwerke (Merit-order) damit ganz am Ende und stellten so auch an der Strombörse in der Regel das teuerste und zu Spitzenlastzeiten Preis setzende Grenzkraftwerk dar. In der letzten Zeit gingen auch erste Gas- und Dampfkraftwerke¹⁰ in Betrieb, die mit bis zu 60% elektrischem Wirkungsgrad deutlich über den Wirkungsgraden bisheriger Spitzenlastgaskraftwerke liegen, die max. 40% erreichen. Diese neuen Kraftwerkstypen stehen auch leistungsmäßig in direkter Konkurrenz zu Steinkohlekraftwerken, die derzeit vor allem im Mittellastbereich betrieben werden. Aus betriebswirtschaftlichen Gründen sind GuD-Gaskraftwerke für eine höhere Volllaststundenzahl als Spitzenlast-Gaskraftwerke ausgelegt und benötigen für den wirtschaftlichen Betrieb einen durchschnittlichen Stromgroßhandelspreis, der ihre Vollkosten wieder gibt. Perspektivisch stellen damit die Vollkosten neuer und auch im Mittellastbereich betriebener GuD-Gaskraftwerke eine Untergrenze für den durchschnittlichen Großhandelspreis dar, da diese Kraftwerke sonst nicht dauerhaft rentabel betrieben werden können (vgl. auch Voß 2008, 74).

Die *EE-Branchenprognose 2020* erwartet absolut einen leichten Rückgang der Stromerzeugung aus Gaskraftwerken von rund 9 TWh bis 2020 (12% Minderung ggü. 2007). Jedoch wird der Anteil des Erdgases an der Stromproduktion jedoch etwa konstant bleiben. Da die installierte Leistung bei GuD-Gaskraftwerken derzeit deutlich anwächst¹¹, wird dies dazu führen, dass sie die klassischen Gaskraftwerke mit geringen Wirkungsgraden aus der Merit-order überwiegend verdrängen. Darüber hinaus werden sie auch Steinkohlekraftwerke verdrängen, sofern das Verhältnis von Brennstoff- und CO₂-Preis für sie keinen bedeutsamen Nachteil mit sich bringt, denn bei GuD-Kraftwerken stellen die Brennstoffkosten die alles überragende Einflussgröße dar¹², während bei Steinkohlekraftwerken auch die CO₂-Zertifikatspreise eine wesentliche Bedeutung für die Erzeugungskosten haben.

Für die Berechnung der EEG-Differenzkosten wird aufgrund des zuvor Dargestellten angenommen, dass die Stromerzeugungskosten neuer GuD-Gaskraftwerke u.a aufgrund ihrer Konkurrenzstellung zu Steinkohlekraftwerken und Mittellastfähigkeit eine Untergrenze für den durchschnittlichen Stromgroßhandelspreis darstellen. Zur Anwendung kommen die Stromerzeugungskosten nach Tabelle 3-2. Die Mittellastfähigkeit von GuD-Kraftwerken könnte auch dazu führen, dass sich die Preisdifferenz zwischen Base und Peak (schwankt um den Faktor 1,2) etwas verringert.

¹⁰ In Bau befinden sich derzeit Gaskraftwerke mit einer Gesamtleistung von 3.300 MW. Darüber hinaus sind weitere 2.550 MW bereits behördlich genehmigt und damit baureif [BNetzA 2008, 121].

¹¹ Bis 2 020 p lanen die Kraftwerk sbetreiber nur run d 550 M W K apazität b ei G askraftwerken stillzulegen [BNetzA 2008, 123].

¹² Die Erzeugungskosten liegen bei 5.000 Volllaststunden etwa 0,2-0,3 Cent/kWh höher, als bei 7.000 Volllaststunden.

Die daraus abgeleitete Entwicklung des durchschnittlichen Großhandelspreises für Strom zeigt Abbildung 3-3.

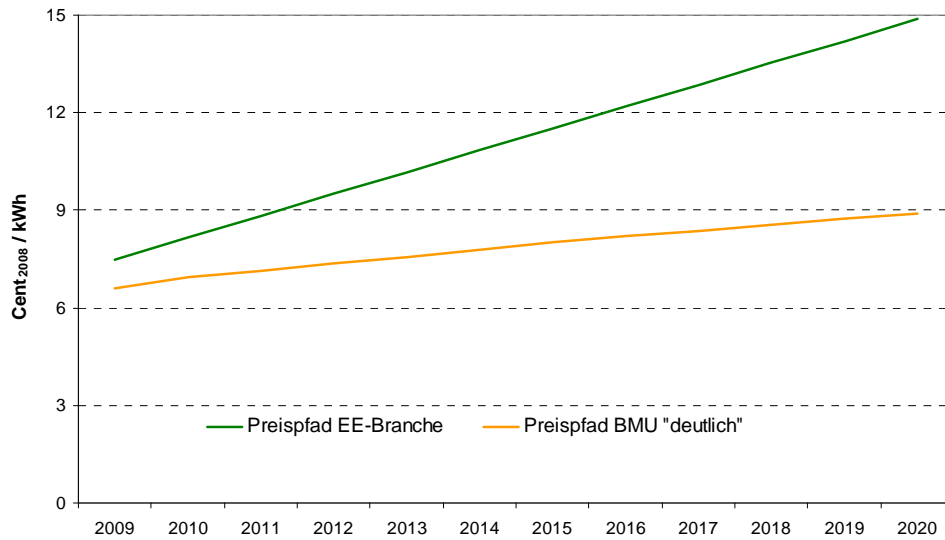


Abbildung 3-3: Entwicklung der Großhandelsstrompreise

4 Analysen

4.1 Direkte gesamtwirtschaftliche Kosten

4.1.1 Vorbemerkung

Nach Definition des EEG fällt der gesamte Strom aus erneuerbaren Energien unter das EEG, unabhängig davon, ob ein Vergütungsanspruch / -interesse besteht. Wie bereits weiter oben erwähnt, ist bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zwischen Anlagen, welche den Vergütungsanspruch des EEG wahrnehmen und Anlagen, die ihren Strom direkt vermarkten, zu unterscheiden. Hinzu kommt der Strom aus Anlagen, für die kein Vergütungsanspruch besteht (vor allem große Wasserkraftanlagen, Biomassekraftwerke über 20 MW_{e1}). Wenn Anlagen ihren Strom direkt (und zu höheren Preisen) vermarkten werden, besteht der EEG-Vergütungsanspruch prinzipiell weiter und es handelt sich definitionsgemäß auch weiterhin um EEG-Strom, auch die Anschluss- und Abnahmepflichten nach §§ 5, 8 EEG 2009 bleiben bestehen.

Die Unterscheidung in vergüteten und nicht vergüteten EEG-Strom ist für die im Folgenden dargestellte Kostenrechnung relevant, da direkt vermarktende Anlagen keine EEG-Vergütungen mehr erhalten, jedoch zur EEG-Strommenge beitragen. Aus rationalen Gründen kann man davon ausgehen, dass Anlagenbetreiber nur dann auf die EEG-Vergütungen verzichten werden, wenn sie bei der Direktvermarktung vorübergehend oder dauerhaft einen höheren Erlös erzielen können.

4.1.2 Entwicklung der nach EEG vergüteten Strommenge

In Kapitel 3.1 wurde die erwartete Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bereits dargestellt. Für die Kostenbetrachtungen ist aber nicht die Gesamtmenge des Stroms aus erneuerbaren Energien relevant, sondern letztlich nur die nach dem EEG vergütete Strommenge. Diese Strommenge ist heute bereits kleiner als die gesamte EE-Strommenge, da rund 80% des Wasserkraftstroms aus Altanlagen nicht über das EEG vergütetet werden (kein Vergütungsanspruch). Hinzu kommt noch ein kleiner Teil bei Biomasse-Kraftwerken über 20 MW.

Perspektivisch gesehen werden zunehmend EEG-Anlagen aus der EEG-Vergütung ausscheiden, weil es für sie attraktiver wird, den Strom zu höheren Preisen direkt zu vermarkten. Abbildung 4-1 zeigt die Entwicklung der EEG-Vergütungssätze und des *EE-Branchenpreisfad*, bei dem die unterstellte Großhandelspreisentwicklung dazu führen wird, dass Anfang des nächsten Jahrzehnts als erstes Land-Windkraftanlagen die allgemeine Wirtschaftlichkeit erreichen werden. Es folgen dann in den darauf folgenden Jahren weitere

Sparten, sodass bis 2020 die **Neuanlagen** nahezu aller EE-Sparten günstiger Strom erzeugen können, als es konventionelle Kraftwerke auf Basis fossiler Energieträger tun können. **Altanlagen** im Bereich Fotovoltaik und Biomasse aus den Anfangsjahren des EEG werden überwiegend bis in die 20er Jahre dieses Jahrhunderts auf EEG-Vergütungen angewiesen sein.

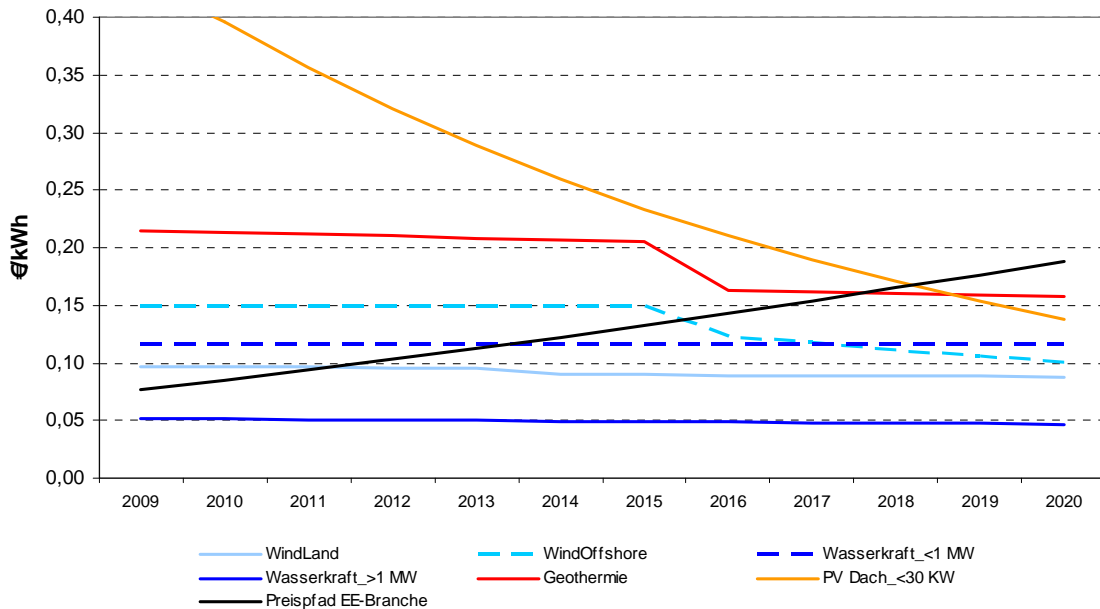


Abbildung 4-1: Entwicklung der EEG-Anfangsvergütungen für Neuanlagen und des Strompreispfades EE-Branche in jeweiligen Preisen

Aufgrund der beschriebenen Entwicklung in Richtung partieller Wirtschaftlichkeit einzelner EE-Sparten ggü. der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern, ist mit einem sukzessiven Ausscheiden von EE-Anlagen aus dem EEG-Vergütungssystem zu rechnen. Weil EE-Anlagen bei einer direkten Vermarktung ihres Stroms dann aber vertragliche Zusagen hinsichtlich ihrer Leistungsverfügbarkeit machen müssen, werden vor allem stark fluktuierende Fotovoltaik- und Windkraftanlagen nicht schon bei geringfügig höheren Großhandelspreisen ausscheiden, sondern erst dann, wenn auch die zusätzlich anfallenden Kosten für eine Leistungsabsicherung und Vermarktung sicher gedeckt werden können.

Diese Aufwendungen der EE-Sparten für eine erfolgreiche Direktvermarktung wurden im Modell durch entsprechende Aufschläge zum Großhandelspreis berücksichtigt (vgl. Tabelle 4-1) und variieren nach überschlägiger Abschätzung im Bereich von 0,5 bis 3 Cent/kWh, wenn man von den großen Wasserkraftanlagen, die überwiegend von etablierten Stromversorgern betrieben werden, absieht.

EE-Anlagen mit vorhersehbar konstanter Leistung weisen nur sehr geringe Vermarktungskosten im Bereich von 0,5 Cent/kWh auf, während es bei Windkraft- oder großen Fotovoltaik-Anlagen mit fluktuierender Einspeisung zu größeren Aufwendungen im Bereich von

1,5 Cent/kWh in Folge der notwendigen Leistungsabsicherung kommen wird. Lediglich für kleine Fotovoltaik-Anlagen (EFH-Anlagen) wurde der Wert mit 3 Cent/kWh deutlich höher angesetzt, da aufgrund der geringen vermarktungsfähigen Strommengen eine direkte Vermarktung für viele Anlagenbetreiber im Einzelfall zu aufwendig und nicht wirtschaftlich sinnvoll ist. Denkbar sind aber Vermarkter, die viele kleine Strommengen sammeln und dann im Pool vermarkten. Dies dürfte aber erst bei deutlich höheren Durchschnittspreisen interessant werden.

Tabelle 4-1: Mindestüberschreitung des Stromgroßhandelspreises, bevor EE-Anlagen aus dem EEG-Vergütungssystem ausscheiden.

Sparte	Cent/kWh
Wind Land:	1,5
Wind offshore	1,0
Wasserkraft < 1 MW	0,5
Wasserkraft > 1 MW	0,0
Fotovoltaik < 30kW	3,0
Fotovoltaik > 30kW	1,5
Biomasse:	0,5
Geothermie	0,5

Aus Basis dieser Randbedingungen fallen im Strompreisfad *EE-Branche* bereits ab 2009 erste relevante Strommengen (Wasserkraft und Windkraft) aus der EEG-Vergütung heraus. Nach 2011 kommt es dann zu einer wachsenden Schwere zwischen den EEG vergüteten und nicht mehr EEG-vergüteten Strommengen. Im Jahr 2020 wird nur noch ein Fünftel des hierzulande produzierten EEG-Stroms noch über das EEG vergütet werden. Praktisch wäre ab 2015 kein Wasserkraftstrom und ab 2018 kein Strom aus Windkraftanlagen mehr im EEG-Vergütungssystem. Es verbleiben Teilmengen der Biomasse und vor allem Solar- und Geothermiestrom.

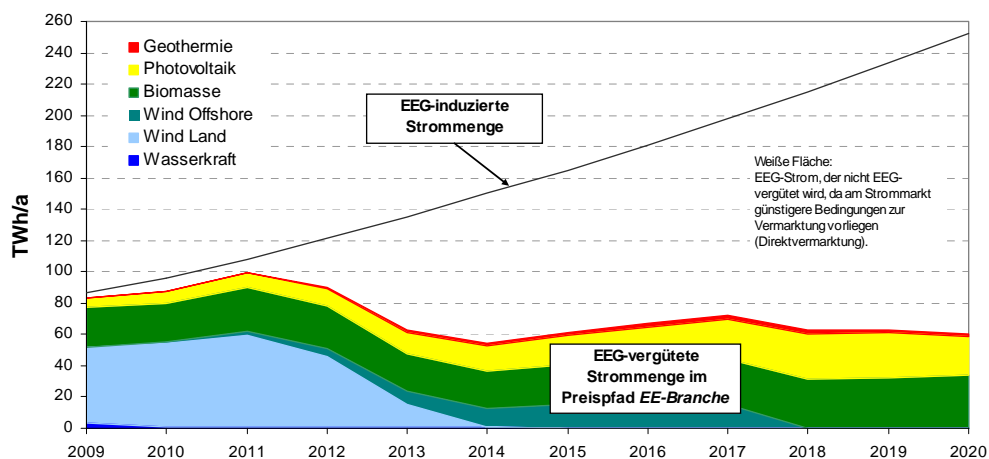


Abbildung 4-2: Entwicklung der EEG-vergüteten Strommenge für den Strompreisfad *EE-Branche*

4.1.3 Entwicklung der EEG-Differenzkosten

Aus den Grundlagen der vorangegangenen Abschnitte lassen sich die EEG-Vergütungszahlungen ableiten¹³, in dem der spartenspezifisch zum Inbetriebnahmejahr gültige EEG-Vergütungssatz mit der jeweiligen Strommenge multipliziert und alle Teilschichten aufaddiert werden. Es werden für die Vergütungszahlungen nur die Anlagen berücksichtigt, deren Vergütungsanspruch eingelöst wird. Die aufgrund von Alter oder Eigenvermarktung aus dem EEG ausgeschiedenen Anlagen werden nicht mehr berücksichtigt. Es zeigt sich in Analogie zu Abbildung 4-2, dass die Vergütungszahlungen beginnend ab 2011 zurückgehen, obwohl die Strommenge aus EE-Anlagen weiter wächst. Die Vergütungszahlungen erreichen im *EE-Branchenpreisfad* 2011 mit rund 14 Mrd. €₂₀₀₈ ihren Höhepunkt und verbleiben danach relativ gleichbleibend auf einem Niveau von 11 bis 13 Mrd. €₂₀₀₈. Im Jahr 2020 liegen die Vergütungszahlungen noch bei 11,4 Mrd. €₂₀₀₈ (vgl. Abbildung 4-3).

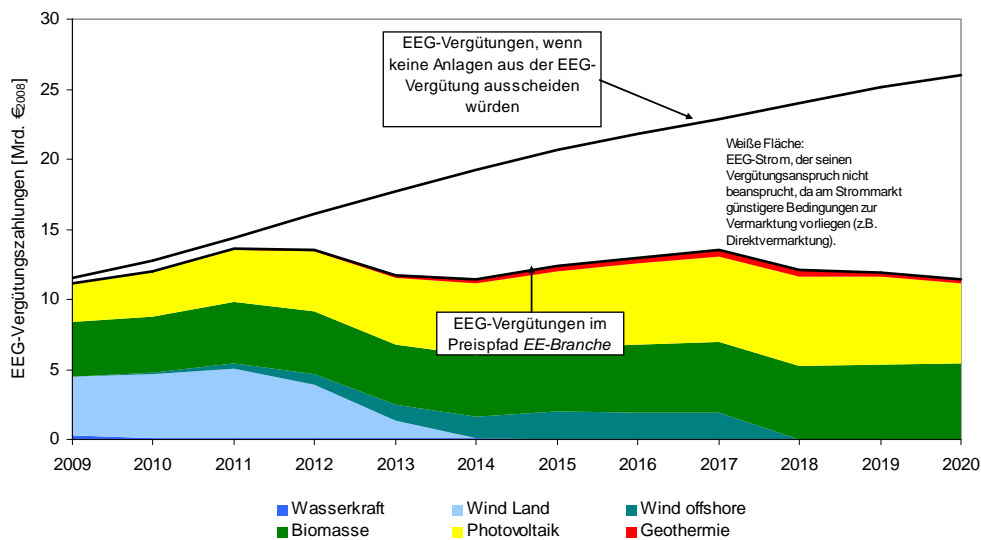


Abbildung 4-3: Entwicklung der EEG-Vergütungszahlungen für die EE-Branchenprognose 2020 (BMU-Strompreisfad)

Bei Betrachtung der durch das EEG für die Stromverbraucher entstehenden Mehrkosten sind aber nicht die Vergütungszahlungen relevant, sondern die Differenz zwischen Vergütungszahlungen und Marktwert für EEG-Strom. Der perspektivisch deutlich ansteigende Stromgroßhandelspreis führt in zweierlei Hinsicht zu einer EEG-Kostenentlastung: Zum einen scheiden Anlagen dadurch früher aus dem EEG-Vergütungssystem aus, zum anderen wird die Kostendifferenz für die im Vergütungssystem verbleibenden Anlagen geringer.

Abbildung 4-4 zeigt die Entwicklung der EEG-Differenzkosten für die zwei Strompreisfäden. Im Strompreisfad *EE-Branche* liegt das Maximum der Differenzkosten mit 5,6 Mrd. €₂₀₀₈ bereits im Jahr 2013, während es im Preisfad *BMU* erst drei Jahre später erreicht wird, und

¹³ Ohne Berücksichtigung vermiedener Netzentgelte.

mit rund 7,7 Mrd. €₂₀₀₈ auch deutlich höher ausfällt. Bei beiden Preispfaden kommt es zu einem Rückgang der Differenzkosten, der jedoch beim *EE-Branchenpreisfad* deutlich höher ausfällt, sodass 2020 dort nur noch Mehrkosten in Höhe von 2,4 Mrd. €₂₀₀₈ anfallen, während es beim *BMU-Preisfad* immer noch rund 6,6 Mrd. €₂₀₀₈ sind.

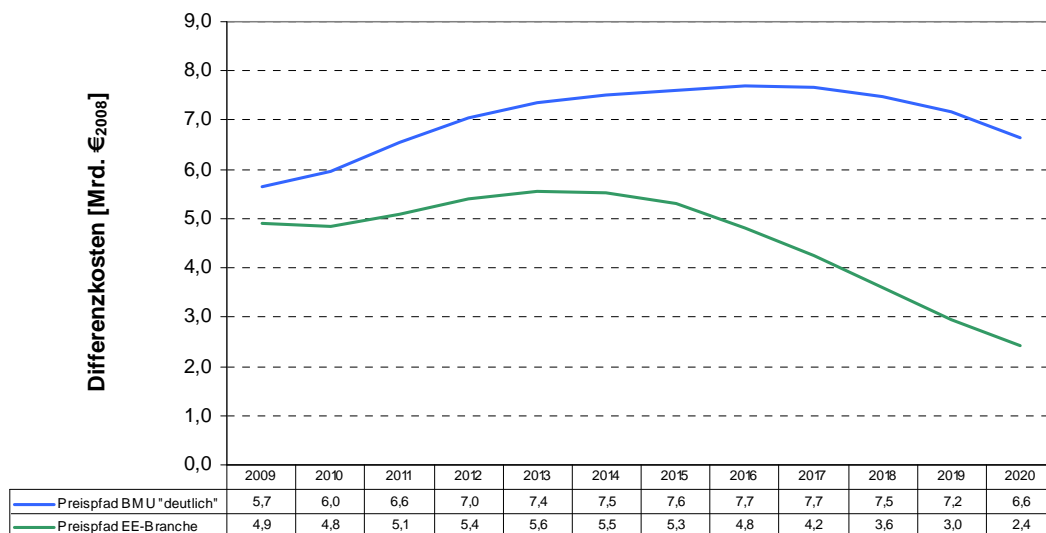


Abbildung 4-4: Entwicklung der EEG-Differenzkosten

4.1.4 EEG-Umlage

Die den Stromvertrieben durch die Pflichtabnahme des EEG-Stroms entstehenden Differenzkosten werden von diesen in der Regel an die Endkunden in Form einer EEG-Umlage weitergegeben, wodurch sich der Arbeitspreis einer kWh Strom etwas erhöht. Die durchschnittliche EEG-Umlage errechnet sich aus der Division der gesamten Differenzkosten durch die gesamte an Letztverbraucher gelieferte Strommenge¹⁴. In den vergangenen Jahren betrug diese Letztverbrauchermenge durchschnittlich 80% des Bruttostromverbrauchs und wird im Modell mit diesem Wert fortgeschrieben, d.h. sie geht mit abnehmendem Bruttostromverbrauch auch zurück.

Die EEG-Umlage ist besonders für so genannte nicht privilegierte Letztverbraucher (Stromkunden) von großem Interesse. Nicht privilegiert sind die Mehrheit aller Stromkunden, die nicht unter die Regelungen des § 41 und 42 EEG 2009 (ehemals §16 EEG 2004) fallen. Den nicht privilegierten Stromkunden entstehen aber durch die Privilegierung ausgewählter

¹⁴ Strommenge an Letztverbraucher enthält keinen Eigenverbrauch der Stromwirtschaft, keine Netzverluste und keine Eigenstromerzeugung von Unternehmen.

Unternehmen wiederum erhöhte EEG-Umlagekosten, da deren mengenmäßig verminderte EEG-Stromabnahme stattdessen von ihnen zu tragen ist. Die EEG-Umlage erhöht sich für die nicht privilegierten Stromabnehmer durch die Begünstigung 2008 bereits um 18%. Jedoch wird es perspektivisch durch die Strompreissteigerungen zu einer Zunahme kommen, sodass im Modell die Umlageerhöhung generell mit 20% angesetzt wird.

Die EEG-Umlage lag 2007 bei rund 1 Cent/kWh und wird im Preisfad *EE-Branche* ihr Maximum bei rund 1,4 Cent₂₀₀₈/kWh etwa 2013/2014 Jahren erreichen. Gegenüber heute ist dies eine Zunahme um „nur“ noch etwa 40%. Nach dem Maximum kommt es anlog zum Rückgang der gesamten Differenzkosten auch zu einer deutlichen Abnahme der EEG-Umlage, sodass diese 2020 mit 0,6 Cent/kWh real deutlich niedriger liegen wird als heute. Im *BMU-Preisfad* würde das Maximum bei rund 1,9 Cent/kWh etwas später in den Jahren 2016/2017 liegen, bevor auch hier der Rückgang einsetzt.

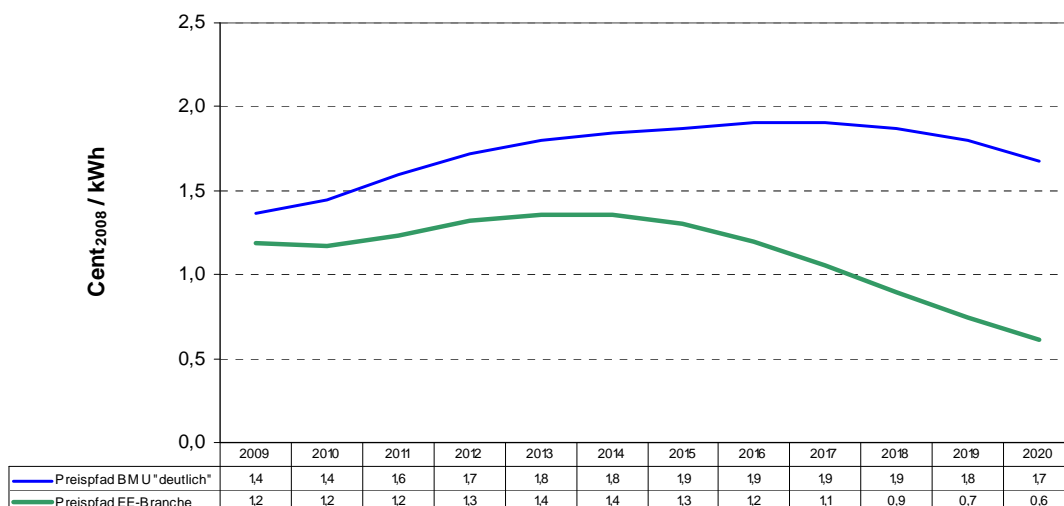


Abbildung 4-5: Entwicklung der EEG-Umlage bis 2020

Der Strompreis für Haushalte inkl. der Umsatzsteuer würde sich durch das deutliche Ansteigen des Stromgroßhandelspreises und den temporär geringen Anstieg der EEG-Umlage – bei unterstellten gleichbleibenden Kosten für Konzessionsabgaben, Stromsteuer und KWK-Umlage – bis 2020 um rund 10 Cent/kWh auf rund 32 Cent/kWh erhöhen (vgl. Abbildung 4-6). Der Anteil der EEG-Umlage am Haushaltsstrompreis würde bis Mitte des nächsten Jahrzehnts bei rund 5% liegen und anschließend bis 2020 auf 2% zurückgehen.

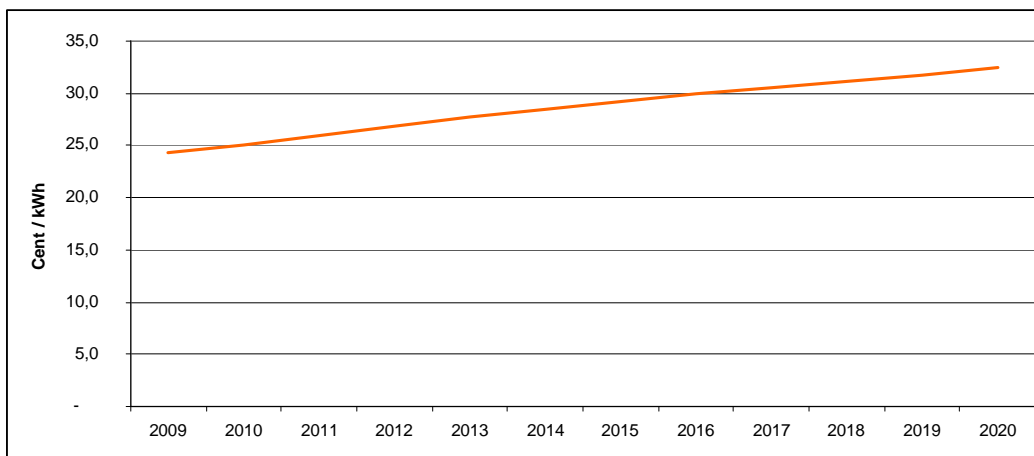


Abbildung 4-6: Entwicklung des Strompreises für Haushalte

4.2 Beiträge zur gesamtwirtschaftlichen Entlastung

4.2.1 Vermiedene CO₂-Emissionen

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ersetzt Stromerzeugung aus Kraftwerken, die mit fossilen Energieträgern wie Braunkohle, Steinkohle und Erdgas befeuert werden. In welchem Umfang die einzelnen Sparten der erneuerbaren Energien die verschiedenen fossilen Energieträger ersetzen, wurde von [Klobasa & Ragwitz 2005] untersucht und ist u. a. Grundlage für die Berechnung der vermiedenen CO₂-Emissionen in [BMU 2008b].

Die wachsende Stromerzeugung aus EE in Zukunft trägt auch zu sinkenden CO₂-Emissionen bei. So steigt auf Basis der *EE-Branchenprognose 2020* der CO₂-Vermeidungsbeitrag der EEG-Stromerzeugung¹⁵ von heute 79 Mio. t/a [BMU 2008c, 23] auf rund 202 Mio. t/a bis 2020 an. Hierbei wurde ein Rückgang der spezifischen CO₂-Emissionen im konventionellen Kraftwerkspark durch neue Kraftwerke mit höherem Wirkungsgrad und struktureller Verschiebungen hin zu mehr Erdgas und Steinkohle berücksichtigt.

¹⁵ EEG-Stromerzeugung: Strommenge aus Anlagen, die definitionsgemäß unter das EEG fallen, unabhängig davon, ob ein Vergütungsanspruch besteht.

Tabelle 4-2: Eckdaten EE-Strom der EE-Branchenprognose 2020 (EE-Branchenpreisfad)

	Einheit	2007	2010	2015	2020
EE-Stromerzeugung gesamt	TWh	88	116	187	278
EEG-Stromerzeugung mit Vergütungsanspruch ¹⁶	TWh	67	96	165	252
CO ₂ -Vermeidung EE-Strom gesamt	Mio. t	79	97	146	202
CO ₂ -Vermeidung EEG-Strom mit Vergütungsanspruch	Mio. t	57	79	130	187
CO ₂ -Vermeidungskosten für EEG-Strom mit Vergütungsanspruch	€ ₂₀₀₈ /t CO ₂	91	58	42	13
Vermiedene externe Kosten ¹⁷	Mrd. €	5,3	4,5	5,6	6,3

Eine steigende CO₂-Emissionsvermeidung in Verbindung mit mittelfristig zurückgehenden EEG-Differenzkosten führt entsprechend auch zu einem Rückgang der zusätzlichen spezifischen CO₂-Vermeidungskosten der durch das EEG induzierten Stromerzeugung. Liegen diese heute für die *EE-Branchenprognose 2020* im Strompreisfad *EE-Branche* durchschnittlich noch bei rund 91 €/t CO₂, so sinken sie bis 2020 auf rund 13 €/t CO₂ (vgl. Abbildung 4-7).

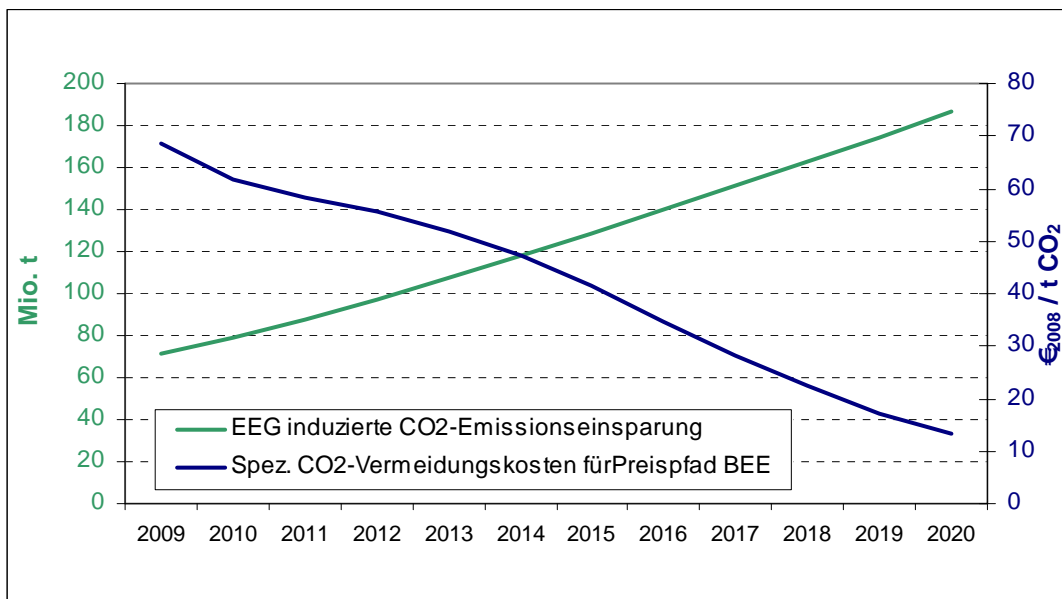


Abbildung 4-7: CO₂-Emissionsvermeidung durch EEG-Strom mit Vergütungsanspruch und dessen spezifische Vermeidungskosten (EE-Branchenpreisfad)

¹⁶ Ohne biogenen Anteil des Abfalls, alte Wasserkraft

¹⁷ Nicht über den CO₂-Preis internalisierte externe Kosten, d.h. die Differenz zwischen 70 €/t nach [Krewitt & Schломann 2005] und dem unterstellten CO₂-Zertifikatspreis im jeweiligen Jahr (Anstieg des CO₂-Preises von 24 €/t (2010) auf 39 €/t (2020)).

Die durch EEG-Strom vermiedenen externen Kosten bewegen sich in der *EE-Branchenprognose 2020* - trotz deutlich ansteigender EEG-Strommenge – in einem Bereich von etwa 4,5 bis 6,5 Mrd. €₂₀₀₈. Das liegt daran, dass der unterstellte Anstieg des CO₂-Zertifikatspreises bis 2020 auf 39 €/t den Anteil der noch nicht internalisierten externen Kosten für Klimaschäden von 46 €/t CO₂ (2010) auf 31 €/t CO₂ (2020) absinken lässt. Als Basiswert für die externen Schadenskosten des Klimawandels werden nach [Krewitt & Schlomann 2006, 1] 70 €/t CO₂ angesetzt. Im Jahr 2007 lag der Zertifikatspreis nahe null, sodass für das Jahr von keiner nennenswerten Internalisierung auszugehen ist.

4.2.2 Vermiedene Brennstoffimporte zur Stromerzeugung

Auf der gleichen Grundlage lassen sich auch die durch EE-Strom substituierten Energiemengen für Steinkohle und Erdgas berechnen. Auch hier werden die Wirkungsgradsteigerungen im fossilen Kraftwerkspark von [BMU 2008a] übernommen. Die fossilen Energieträger Steinkohle bzw. Erdgas werden zum ganz überwiegenden Teil importiert, wobei insbesondere bei Erdgas von einer steigenden Importabhängigkeit auszugehen ist. Der Importanteil bei Erdgas liegt derzeit bei rund 85% und bei Steinkohle über 60%. Die deutschen Erdgasvorräte werden in den nächsten 10 bis 15 Jahren zu Neige gehen, sodass ein wachsender Erdgasimportanteil unterstellt werden muss. Aufgrund der garantierten Abnahmemenge deutscher Steinkohle bis 2018 kann die durch EE-Strom substituierte Steinkohle nur aus dem Import stammen, sodass hierfür 100% Import angesetzt werden. Braunkohle stammt auch in Zukunft zu 100% aus inländischer Gewinnung, spielt damit bei dieser Betrachtung keine Rolle.

Die monetäre Bewertung der fossilen Energiemengen erfolgt auf Basis von zwei Preispfaden für Primärenergie, wie sie zum einen [BMU 2008a] beim Brennstoffpreispfad A und zum anderen die EE-Branche mit ihrer Ölpreisprognose von 200 \$₂₀₀₈/bbl für das Jahr 2020 zugrunde legt. Wie bei der Berechnung der CO₂-Emissionen wird vereinfacht unterstellt, dass die prozentualen Anteile der fossilen Stromerzeugung, die durch EE-Strom nach [Klobasa et al. 2006] ersetzt werden über die Zeit konstant bleiben, da in dieser Untersuchung Aussagen zu Verschiebungen bei diesen Anteilen nicht möglich sind und von der tatsächlichen Entwicklung des im Einsatz befindlichen Kraftwerksparks abhängig sind.

Tabelle 4-3 zeigt, dass sich unter den genannten Annahmen die brutto vermiedenen Kosten¹⁸ für den Import der Brennstoffe beim *EE-Branchenpreispfad* von 1,3 Mrd. Euro in 2007 auf 22,6 Mrd. €₂₀₀₈ bis 2020 steigern. Kumuliert für den Zeitraum 2009 bis 2020 ergeben sich rund 140 Mrd. €₂₀₀₈.

¹⁸ Zukünftige Biomasseimporte sind nicht berücksichtigt. Für 2007 liegen in der Literatur aber Nettoangaben vor. Der Nettowert beträgt 1,0 Mrd. € [vgl. Wenzel 2008b].

Tabelle 4-3: Einsparung fossiler Energieträger durch EEG-Strom der EE-Branchenprognose 2020 (brutto)

	Einheit	2007	2010	2015	2020
EEG-Stromerzeugung	TWh	84	111	183	274
Kraftwerkspark elektrische Nutzungsgrade					
Steinkohle	%	39	40	40,5	41
Erdgas	%	45	46,5	49	51,5
Substituierte Primärenergie (Import)					
Steinkohle	PJ	380	519	901	1.370
Erdgas	PJ	73	109	200	319
Importquoten¹⁹					
Steinkohle	%	100	100	100	100
Erdgas	%	85	88	94	98
Brennstoffpreise EE-Branche					
Steinkohle	€ ₂₀₀₈ /GJ	2,33	6,14	9,06	11,98
Erdgas	€ ₂₀₀₈ /GJ	5,55	10,19	15,04	19,89
Vermiedene Importkosten gesamt					
Brennstoffpreisfad EE-Branche	Mrd. € ₂₀₀₈	1,3	4,2	11,0	22,6
Brennstoffpreisfad BMU	Mrd. € ₂₀₀₈	1,3	2,8	5,9	10,6

Die vermiedenen Brennstoffimporte sind ein wesentlicher Teil der durch EE-Strom vermiedenen Strombezugskosten aus fossilen Kraftwerken (vgl. Abbildung 4-8) und somit bei den Differenzkosten bereits berücksichtigt. Das Hauptaugenmerk liegt neben der Reduzierung der Importkosten für fossile Energieträger - mit einem geringen Anteil inländischer Wertschöpfung - in der Reduzierung der nationalen Abhängigkeit von fossilen Energieimporten.

Erneuerbare Energien stehen überwiegend nicht unter der Kontrolle von zum Teil unsicheren Lieferbedingungen und machen Deutschland damit weniger erpressbar. Auch wenn sich dies nicht so einfach in monetären Größen bewerten lässt, bedeutet unter den künftigen Bedingungen eine geringere Importabhängigkeit bei fossilen Energieträgern eine größere Energiesicherheit.

¹⁹ Importquote für Steinkohle 100%, da feste Abnahmeverträge für den Anteil dt. Steinkohle bis 2018 bestehen. Einsparungen können daher nur bei importierter Steinkohle erfolgen. Bei Erdgas deutlicher Rückgang der deutschen Förderung.

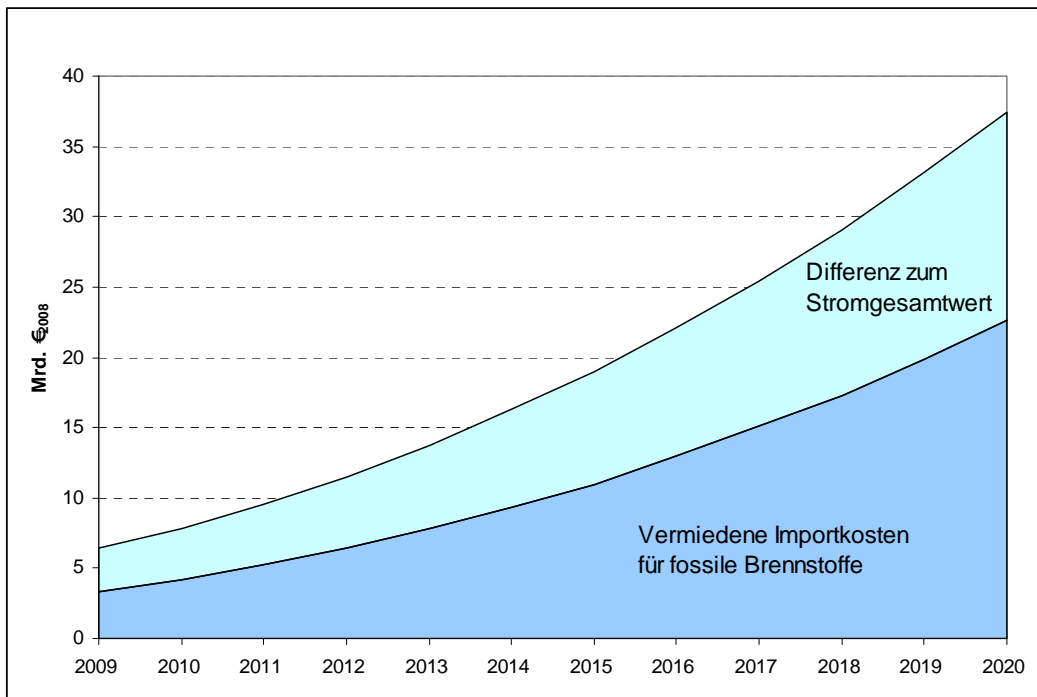


Abbildung 4-8: Anteil der Brennstoffkosten am Gesamtwert des durch EEG-Strom substituierten Stroms aus fossiler Erzeugung

5 Literatur

BDEW 2008 Bundesverband der Elektrizitäts- und Wasserwirtschaft: EEG-Mittelfristprognose bis 2014 vom 22.4.2008.

BMU 2008a Nitsch, J.: Leitstudie 2008: Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart 2008

BMU 2008b Wenzel, B., Nitsch, J.: Ausbau erneuerbarer Energien im Strombereich - EEG-Vergütungen, Differenzkosten und -Umlage sowie ausgewählte Nutzeneffekte bis zum Jahr 2030. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Teltow, Stuttgart 2008.

BMU 2008c Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin. Juni 2008.

BMWi 2007 Schlesinger, M., Lindenberger, D. et al.: Energieszenarien für den Energiegipfel 2007. Prognos AG, EWI Köln im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und

BWE 2002 Bundesverband Windenergie: Kostenstruktur von Windkraftanlagen.
<http://www.wind-energie.de/de/technik/projekte%5Cplanung/kosten/?type=91>

EE-Branche 2009 Bundesverband Erneuerbare Energien e.V., Agentur für erneuerbare Energien: Strom-Ausbauprognose 2020 der Erneuerbare-Energien-Branche. Berlin 2009.

Erdmann 2008 Erdmann, G.: Indirekte Kosten der EEG-Förderung. Kurzstudie im Auftrag der Wirtschaftsvereinigung Metalle. Berlin 2008.

Klobasa & Ragwitz Klobasa, M., Ragwitz, M.: Gutachten zur CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien. Karlsruhe 2005.

Krewitt & Schlomann 2006 Krewitt, W., Schlomann, B.: Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart 2006.

Nitsch et al. 2005 Nitsch, J., Staiß, F., Wenzel, B., Fishedick, M.: Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020 – Vergütungszahlungen und Differenzkosten durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart, Wuppertal 2005.

StBA Statistisches Bundesamt: Klassifikation der Wirtschaftszweige mit Erläuterungen Ausgabe 2003. Wiesbaden April 2003.

Wenzel 2007 Wenzel, B.: Ökonomische Wirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Teltow 2007.

6 Anhang

Tabelle 6-1: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2020 [EE-Branche 2009]

Erzeugung	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Biomasse	24,8	28,7	28,7	30,8	33,7	36,5	39,3	41,9	44,6	46,9	48,9	50,9	52,7	54,3
Geothermie	0,0	0,0	0,1	0,2	0,5	0,8	1,2	1,5	1,9	2,3	2,7	3,1	3,5	3,8
Photovoltaik	3,0	4,3	5,6	6,9	8,7	10,6	12,7	15,2	17,7	20,7	24,4	28,6	33,4	39,5
Wasserkraft	20,7	21,8	22,7	23,1	24,4	25,1	25,8	26,5	27,2	28,0	28,7	29,4	30,1	31,9
Windenergie an Land	39,7	40,2	48,9	53,6	58,6	63,7	69,1	74,6	80,6	86,9	93,4	99,7	106,5	112,1
Windenergie auf See	-	-	0,1	0,9	2,6	5,3	8,6	12,0	15,0	19,1	23,1	27,4	31,6	37,0
Summe Erneuerbare	88,0	95,0	105,9	115,6	128,4	142,0	156,6	171,7	187,0	203,8	221,2	239,0	257,9	278,4
Bruttostromverbrauch	617,5	620,5	620,2	619,5	617,3	614,5	612,6	609,8	607,8	605,0	602,9	599,9	596,8	594,5
Anteil EE am Bruttostromverbrauch	14,2%	15,3%	17,1%	18,7%	20,8%	23,1%	25,6%	28,2%	30,8%	33,7%	36,7%	39,8%	43,2%	46,8%

Tabelle 6-2: Installierte Leistung erneuerbare Energien bis 2020 [EE-Branche 2009]

Installierte Kraftwerksleistung (netto)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Biomasse	4.092	4.298	4.643	4.988	5.433	5.878	6.323	6.758	7.193	7.628	8.063	8.498	8.933	9.338
Geothermie	3	10	22	33	50	74	104	146	189	246	325	425	525	625
Photovoltaik	3.811	5.300	6.800	8.300	10.300	12.300	14.500	17.000	19.500	22.500	26.000	30.000	34.500	39.500
Wasserkraft	4.720	4.755	4.825	4.925	5.075	5.225	5.375	5.525	5.675	5.825	5.975	6.125	6.275	6.500
Windenergie an Land	22.247	23.847	25.847	27.647	29.447	31.247	33.047	34.847	36.647	38.447	40.247	42.047	43.847	45.000
Windenergie auf See	-	-	100	450	1.050	1.750	2.450	3.250	4.050	5.150	6.250	7.400	8.550	10.000
Summe Erneuerbare	34.873	38.210	42.237	46.343	51.355	56.474	61.799	67.526	73.254	79.796	86.860	94.495	102.630	110.963