



Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global

FKZ 03MAP146

Arbeitsgemeinschaft

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart
Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung

Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel

Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), Teltow

Entwicklung der EEG-Vergütungen, EEG-Differenzkosten und der EEG-Umlage bis zum Jahr 2030 auf Basis eines aktualisierten EEG-Ausbaupfades

Bearbeiter:

Dr. Bernd Wenzel

Dr. Joachim Nitsch

**Dezember 2010
(Aktualisierung)**

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung	9
2	Einführung und Modellbeschreibung.....	13
2.1	Ausgangssituation.....	13
2.2	Modellbeschreibung	14
2.3	Allgemeine Randbedingungen und Annahmen.....	15
2.4	EEG Vergütungssätze	17
2.4.1	Wasserkraft (§ 23).....	17
2.4.2	Deponie-, Klär- und Grubengas (§§ 24 bis 26)	18
2.4.3	Biomasse (§ 27)	18
2.4.4	Geothermie (§ 28)	23
2.4.5	Windenergie an Land und Offshore (§§ 29 bis 31)	24
2.4.6	Solare Strahlungsenergie (§§ 32 und 33)	24
3	Ausbau erneuerbarer Energien und Strompreisentwicklung	29
3.1	Ausbauszenario	29
3.2	Entwicklung der Brennstoffkosten für fossile Stromerzeugung	31
3.3	Ableitung der Stromgroßhandelspreise aus den Stromgestehungskosten.....	33
4	EEG-Kostenanalyse	37
4.1	Vorbemerkung.....	37
4.2	Entwicklung der nach EEG vergüteten Stromerzeugung	37
4.3	Entwicklung der EEG-Vergütungszahlungen.....	41
4.4	Entwicklung der EEG-Differenzkosten.....	42
4.5	Entwicklung der EEG-Umlage	44
4.5.1	Direktvermarktung in Verbindung mit § 37 EEG (Grünstromprivileg)	49
4.5.2	Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber	50
5	Anhang.....	56

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3.1:	Erwartete Entwicklung der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland bis zum Jahr 2030 nach Sparten	30
Abbildung 3.2:	Historische Ölpreisentwicklung 1970 – 2009 (Jahresmittelwert) und Preispfade der Leitstudien 2008/2009 [BMU 2008a, BMU 2009] im Vergleich mit den Angaben im World Energy Outlook [IEA 2008, IEA 2009].	31
Abbildung 3.3:	Bandbreite der Stromgestehungskosten neuer fossiler Kraftwerke als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung (einschließlich CO ₂ -Preis) für die Brennstoffpreispfade A und B	33
Abbildung 4.1:	Verlauf der EEG-Anfangsvergütungen für Neuanlagen und Stromgroßhandelspreisfad <i>Deutlich</i> im Modell (nominale Werte)	38
Abbildung 4.2:	Verlauf der EEG-Anfangsvergütungen für Biomasse-Neuanlagen und Stromgroßhandelspreisfad <i>Deutlich</i> im Modell (nominale Werte)	38
Abbildung 4.3:	Entwicklung der EEG-Durchschnittsvergütung im Vergleich zu den Strompreispfaden (ohne Ausscheiden von Anlagen aus der EEG-Vergütung, ohne Berücksichtigung vermiedener Netzentgelte)	39
Abbildung 4.4:	Entwicklung der nach EEG vergüteten Strommengen auf Basis des Ausbauszenario.....	41
Abbildung 4.5:	Erwartete Entwicklung der EEG-Vergütungen bis zum Jahr 2030.....	42
Abbildung 4.6:	Erwartete Entwicklung der EEG-Differenzkosten im Strompreisfad <i>Deutlich</i> bis zum Jahr 2030	43
Abbildung 4.7	Erwartete Entwicklung der EEG-Differenzkosten im Strompreisfad <i>Mäßig</i> bis zum Jahr 2030	44
Abbildung 4.8:	Entwicklung der EEG-Umlage bis zum Jahr 2030	47
Abbildung 4.9:	Entwicklung der monatlichen EEG-Umlage für einen Referenzhaushalt (Stromverbrauch 3.500 kWh/a) bis zum Jahr 2030 (Strompreis <i>Deutlich</i>).....	48
Abbildung 4.10:	Vergleich der Entwicklung bei der installierten Leistung zwischen ÜNB-Mittelfristprognose und dem Ausbauszenario	51
Abbildung 4.11:	Vergleich der Entwicklung bei der Stromerzeugung zwischen ÜNB-Mittelfristprognose und Ausbauszenario.....	52

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1.1:	Eckdaten zur EEG-Kostenentwicklung (Strompreisfad <i>Deutlich</i> , jahresscharf)	11
Tabelle 1.2:	Eckdaten zur EEG-Kostenentwicklung (Strompreisfad <i>Mäßig</i> , jahresscharf)	11
Tabelle 2.1:	Strom aus erneuerbaren Energien (EE-Strom) vs. EEG-Strom	14
Tabelle 2.2:	Zusammenwirken der Rechenmodelle ARES und KODARES	15
Tabelle 2.3:	EEG-Vergütungssatz für geplante bzw. in Bau befindliche Wasserkraftanlagen über 5 MW (Neubauten oder Leistungserhöhungen)	18
Tabelle 2.4:	Vergütungssätze in jeweiligen Preisen für die Stromerzeugung aus Biomasse nach § 27 EEG für die angenommenen Referenzanlagen im jeweiligen Jahr der Inbetriebnahme (nominale Preise).	22
Tabelle 2.5:	Struktur der Stromerzeugung bei Biomasse-Neuanlagen (Holz) in ausgewählten Jahren (Anlagenzubau) nach Ausbauszenario.	23
Tabelle 2.6:	Struktur der Stromerzeugung bei Biogas-Neuanlagen in ausgewählten Jahren (Anlagenzubau)	23
Tabelle 3.1:	Stromerzeugung erneuerbarer Energien im Ausbauszenario	29
Tabelle 3.2:	Installierte elektrische Leistung erneuerbarer Energien im Ausbauszenario (zum jeweiligen Jahresende)	30
Tabelle 3.3:	Entwicklung der Grenzübergangpreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle in den Energiepreispfaden A und B	32
Tabelle 3.4:	Angelegte Großhandelspreise für die Ermittlung der EEG-Differenzkosten	35
Tabelle 3.5:	Durchschnittlicher Wert des EEG-Stroms im Stromgroßhandel.....	36
Tabelle 4.1:	Im Modell erforderliche Mindestüberschreitung des Stromgroßhandelspreises, bevor EEG-Anlagen aus der EEG-Vergütung in eine Direktvermarktung (ohne weitere Bonusregelungen) ausscheiden.	40
Tabelle 4.2:	EEG-Umlagekosten pro Jahr für ausgewählte Verbrauchergruppen beim Preisfad <i>Deutlich</i>	49
Tabelle 4.3:	EEG-Umlagekosten pro Jahr für ausgewählte Verbrauchergruppen beim Preisfad <i>Mäßig</i>	49
Tabelle 5.1:	Stromerzeugung der EE 2000 bis 2015 (GWh/a) im Ausbauszenario; Aufschlüsselung in Anlehnung an die EEG-Gliederung	56

Tabelle 5.2:	Installierte EE-Leistungen 2000 bis 2015 (MW) im Ausbauszenario; Aufschlüsselung in Anlehnung an die EEG-Gliederung	58
--------------	---	----

Abkürzungsverzeichnis

ARES	Ausbau regenerativer Energiesysteme (EE-Modell)
AusglMechV	Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus
AusglMechAV	Verordnung zur Ausführung der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus.
BioSt-NachV	Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien
GW	Gigawatt (Mio. kW)
GWh	Gigawattstunden (Mio. kWh)
IEA	Internationale Energieagentur
KODARES	Kosten des Ausbaus regenerativer Energiesysteme (EEG-Kostenmodell)
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung
MW _{el}	Megawatt elektrisch
MWh	Megawattstunde (1.000 kWh)
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
PV	Photovoltaik
StrEG	Stromeinspeisungsgesetz
TWh	Terawattstunden (Mrd. kWh)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

1 Zusammenfassung

Im Rahmen des Projekts „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau EE“ werden Ausbauszenarien für Strom (sowie Wärme und Verkehr) aus erneuerbaren Energien regelmäßig an die aktuelle Entwicklung und neue Erkenntnisse angepasst. Das aktuelle Ende 2010 im Projekt erarbeitete EEG-Ausbauszenario bis 2030, der unerwartet hohe Zubau bei der installierten Photovoltaikleistung in den vergangenen Jahren 2009 und 2010, die in diesem Kontext vorgenommenen zusätzlichen Vergütungsreduktionen bei Solarstrom sowie ein grundlegend veränderter EEG-Wälzungsmechanismus erforderten ein Update der im Juni 2010 veröffentlichten Untersuchung zur EEG-Differenzkostenentwicklung. Diese stehen im Zentrum der politischen Diskussion über die weitere Ausgestaltung einer Transformation der Stromversorgung. Vor diesem Hintergrund wurde in der vorliegenden Untersuchung, analog zu den Vorgängeruntersuchungen [Nitsch et al. 2005; BMU 2008a; BMU 2009, Wenzel/Nitsch 2010], die Auswirkungen der Veränderungen auf die EEG-Vergütungszahlungen, EEG-Differenzkosten und EEG-Umlage im Detail untersucht.

Die im Anschluss in Kurzform dargestellten Ergebnisse beruhen auf folgenden zentralen Annahmen über die weitere EEG-Entwicklung:

- Weiterer Zubau von EEG-Kapazitäten gemäß dem in dieser Untersuchung verwendeten Ausbauszenario (Kap. 3.1).
- Mäßiger bis deutlicher Anstieg der Strompreise im fossilen Stromerzeugungsbereich (Kap. 3.2/3.3).
- Entwicklung der EEG-Vergütungssätze nach geltendem EEG in der Fassung von 2010 (Kap. 2.4).
- Keine umlagererelevanten Direktvermarktungsmengen (geplante Modifizierung des § 37 EEG).
- Kein Abzug vermiedener Netzentgelte. Dadurch liegen die ermittelten EEG-Umlagen ca. 0,1 Cent/kWh höher.

Im *Ausbauszenario* steigt die **EEG-Stromproduktion** von voraussichtlich 103 TWh (2010) auf rund 220 TWh (2020) bzw. knapp 320 TWh im Jahr 2030. Wesentlich getrieben wird der höhere Zubau von den ggü. früher deutlich höheren Zubauerwartungen bei der Photovoltaik, die im Ausbauszenario bis zum Jahr 2020 mit durchschnittlich 3.500 MW p. a. angesetzt werden. Für das Jahr 2010 ist mit ca. 7.000 MW zu rechnen und 2011 werden noch 6.000 MW angesetzt. Für die Zeit danach wird erwartet, dass sich der jährliche Zubau - u. a. wegen zurückgehender Betreiberrenditen aufgrund weiterer deutlicher Vergütungssatzabsenkungen, die über den Anlagenpreissenkungen liegen - wieder reduziert.

In den Kostenberechnungen wird unterstellt, dass EEG-Anlagenbetreiber so lange auf den gesetzlich garantierten **EEG-Vergütungsanspruch** zurückgreifen werden, solange die EEG-Vergütungssätze deutlich über den durchschnittlichen Stromgroßhandelspreisen liegen. Diese Annahme führt zunächst zu einem weiteren Anstieg der EEG-Vergütungszahlungen an die Anlagenbetreiber von rund 12 Mrd. €₂₀₁₀ (2010) auf einen Höchstwert von etwa 21 bis 22 Mrd. €₂₀₁₀ (2020), da die meisten EEG-Vergütungssätze bis dahin über dem Stromgroßhandelspreis liegen werden. Bei einer Umkehrung der Verhältnisse mit deutlich über dem

EEG-Vergütungssatz liegendem Stromgroßhandelspreisen ist aus rationalen Gründen zu erwarten, dass EEG-Anlagenbetreiber ihren Strom zu diesem höheren Preis vermarkten wollen, um höhere Erlöse zu erzielen. Dadurch ist nach dem Jahr 2020 vor allem bei stärker ansteigenden Stromgroßhandelspreisen auch ohne weitere Anreize mit einem verstärkten Ausscheiden von Anlagen aus der EEG-Vergütung zu rechnen. Hierdurch fallen folglich auch die EEG-Vergütungszahlungen nach dem Jahr 2020 deutlich ab, je nach Preispfad auf verbleibende 7 bis 14 Mrd. €₂₀₁₀ im Jahr 2030 (vgl. untenstehende Tabellen).

Aus Sicht der Stromverbraucher sind die so genannten **EEG-Differenzkosten** wichtiger als die EEG-Vergütungszahlungen. Die EEG-Differenzkosten berücksichtigen, dass der gesamte vergütete EEG-Strom durch die ÜNB am Strommarkt veräußert wird und dadurch Einnahmen entstehen, um welche die EEG-Vergütungszahlungen vermindert werden. Die in der Vergangenheit deutlich angestiegenen und – nach einem wirtschaftskrisenbedingten Nachfragerückgang - künftig aufgrund erwarteter Brennstoff- und CO₂-Preisstigerungen wieder anziehenden Stromgroßhandelspreise verringern dann die Differenz zur durchschnittlichen EEG-Vergütung. Somit werden EEG-Differenzkosten bis Mitte nächsten Jahrzehnts ca. 9,5 Mrd. €₂₀₁₀ (2010) bis auf ein Maximum im Strompreispfad *Mäßig* von etwa 12 Mrd. €₂₀₁₀ (2015) ansteigen. Sie sinken anschließend bis zum Jahr 2030 voraussichtlich auf 1,3 Mrd. €₂₀₁₀ (Strompreispfad *Deutlich*) bis 2,6 Mrd. €₂₀₁₀ (Strompreispfad *Mäßig*) ab. Die in diesem Zeitraum kumulierten EEG-Differenzkosten (zwischen 165 im Pfad *Deutlich* bis 195 Mrd. €₂₀₁₀ im Pfad *Mäßig*) werden dabei zu etwa 50 % von der Photovoltaik bestimmt.

Für den Stromverbraucher bedeutet dies, dass die **EEG-Umlage** pro Kilowattstunde verbrauchten Stroms von tatsächlich erreichten 2,3 bis 2,4 Cent/kWh (2010)¹ auf 2,9 bis 3,1 Cent₂₀₁₀/kWh bis Mitte dieses Jahrzehnts ansteigt und danach wieder zurück geht. Die von den ÜNB für 2011 festgelegte EEG-Umlage von rund 3,5 Cent/kWh [ÜNB 2010a] liegt über den hier vorgestellten Ergebnissen. Sie geht zum einen von einer noch höheren Stromerzeugung aus Wind- und Solarstrom aus. Zum anderen ist sie nicht jahresscharf, da eine anteilige Nachholung für die 2010 zu niedrig angesetzte EEG-Umlage enthalten ist. Ohne diese bilanziellen Faktoren müsste die EEG-Umlage im Bereich von 2,7 bis 2,8 Cent/kWh liegen.

Das bedeutet, die monatlichen EEG-bedingten Mehrkosten für einen Referenzhaushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von 3.500 kWh steigen - ohne bilanzielle Effekte - von rund 7 €₂₀₁₀ auf rund 8 - 9 €₂₀₁₀ bis Mitte nächsten Jahrzehnts an. Im Jahr 2020 sind noch zwischen 6,60 und 8,20 €₂₀₁₀, und im Jahr 2030 nur noch 1 bis 2 €₂₀₁₀ zu erwarten.

¹ Die EEG-Umlage für 2010 ist von den ÜNB mit 2,05 Cent/kWh prognostiziert worden [ÜNB 2009]. Durch den unerwartet sehr viel höheren PV-Zubau und niedrige Stromgroßhandelspreise werden es voraussichtlich 2,3 bis 2,4 Cent/kWh sein (genauer Wert erst nach Vorlage der EEG-Jahresabrechnung der ÜNB vorliegend). Die Differenz zur Prognose muss anteilig im Jahr 2011 von den ÜNB nachgeholt werden und erhöht somit die 2011er EEG-Umlage um $\frac{3}{4}$ der entstandenen Differenz.

Tabelle 1.1: Eckdaten zur EEG-Kostenentwicklung (Strompreisfad *Deutlich*, jahresscharf)

	Einheit	2010	2015	2020	2025	2030
Preisbasis	2010					
EEG-Strom (gesamt)	TWh	103	161	220	270	319
EEG-Strom (vergütet)	TWh	80	145	187	204	59
EEG-Vergütung real ²	Mrd. €	12,8	18,9	21,0	20,2	6,6
EEG-Differenzkosten real	Mrd. €	9,5	11,4	8,5	4,9	1,3
Stromgroßhandelspreis	Cent / kWh	4,3	5,5	7,0	8,2	9,4
EEG-Umlage real	Cent / kWh	2,4	2,9	2,2	1,3	0,3
EEG-Umlage Haushalt	Euro/Monat	6,90	8,50	6,50	3,80	1,00

Tabelle 1.2: Eckdaten zur EEG-Kostenentwicklung (Strompreisfad *Mäßig*, jahresscharf)

	Einheit	2010	2015	2020	2025	2030
Preisbasis	2010					
EEG-Strom (gesamt)	TWh	103	161	220	270	319
EEG-Strom (vergütet)	TWh	80	145	199	224	171
EEG-Vergütung real ³	Mrd. €	12,8	18,9	21,6	21,4	13,7
EEG-Differenzkosten real	Mrd. €	9,5	12,0	10,6	7,6	2,7
Stromgroßhandelspreis	Cent / kWh	4,3	5,1	5,9	6,5	7,1
EEG-Umlage real	Cent / kWh	2,4	3,0	2,8	2,1	0,7
EEG-Umlage Haushalt	Euro/Monat	6,90	8,90	8,10	6,00	2,10

² Ohne Abzug vermiedener Netzentgelte.

³ Wie Fußnote 2.

2 Einführung und Modellbeschreibung

2.1 Ausgangssituation

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hat sich - aufgrund seiner Kernelemente: Anschluss-, Abnahme- und Mindestvergütungspflicht - bisher als das weltweit erfolgreichste Instrument zur Markteinführung erneuerbarer Energien im Strombereich erwiesen. Inzwischen wurde es von etwa 50 Ländern weltweit übernommen. Bis zum Jahr 2010 ist der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch dadurch von 6,3 % (2000) auf etwa 17 % gestiegen. In den Jahren 2004 und 2008 wurde das EEG grundlegend überarbeitet und an die jeweils aktuellen Entwicklungen angepasst. Das aktuelle gültige EEG ist seit dem 1.1.2009 in Kraft und wird voraussichtlich zum 1.1.2012 in abermals veränderter Form in Kraft treten. Neben den Neufassungen des EEG im Kontext der Erfahrungsberichte gab es kleinere Novellen, wie zuletzt im Jahr 2010 die Einführung von zusätzlichen Degressionsstufen bei Fotovoltaikanlagen zum 1.7. und 1.10.2010.

Das aktualisierte Ausbauszenario, die im Juli 2010 von der Bundesregierung beschlossenen Reduktionen der Vergütungssätze für solare Strahlungsenergie und der zum 1.1.2010 veränderte Wälzungsmechanismus nach der Ausgleich-Mechanismus-Verordnung (AusglMechV) mit Wegfall der EEG-Strom-Abnahmepflicht für Stromlieferanten, erforderten eine Neuberechnung der zu erwarteten EEG-Kosten im Kontext der anstehenden EEG-Überarbeitung im Verlauf des Jahres 2011.

Die für diese Untersuchung besonders wichtigen Regelungen zu den Vergütungssätzen sind in den §§ 23 – 33 EEG geregelt, die Degressionen im § 20. Darüber hinaus waren die inhaltlichen Definitionen zu den gewährten Boni der Anlagen 1 bis 4 zu beachten. Wesentlich für die Ermittlung der Differenzkosten sind darüber hinaus die Bestimmungen in den §§ 53 und 54 EEG und die ab 1.1.2010 gültige AusglMechV.

Von zentraler Bedeutung ist die Unterscheidung der EEG-Stromerzeugung dahingehend, ob der erzeugte EEG-Strom auch nach dem EEG vergütet wird oder nicht (so genannte Direktvermarktung bzw. kein Anspruch auf Vergütung). Dies erfordert einige Ausführungen zur Begriffsklärung. Tabelle 2.1 zeigt diese Abgrenzung grafisch: Das **orange** umrandete Fläche umfasst die gesamte Strommenge aus erneuerbaren Energien (EE-Strom). Der **schwarz** gestrichelte Bereich begrenzt die vom EEG vergütete Strommenge inklusive des (fossilen) Grubengases. Im Zentrum der Berechnungen steht die **gelbe** Fläche des nach EEG vergüteten Stroms. Der nicht vergütete EEG-Strom besteht derzeit noch ganz überwiegend aus Strom aus alten Wasserkraftanlagen, die keinen Vergütungsanspruch haben und einigen Biomasseanlagen über 20 MW elektrischer Leistung. Künftig können durch die Direktvermarktung von Strom aus EEG-Anlagen (über die §§ 17 und 37 EEG oder einzuführende Marktprämien) auch relevante Strommengen aus Deponie-, Klär- und Grubengas sowie Windkraft hinzukommen.

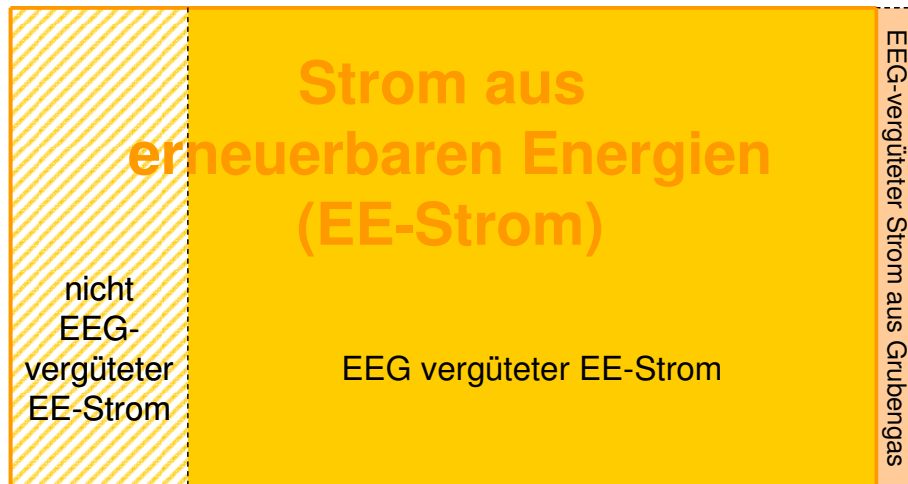


Tabelle 2.1: Strom aus erneuerbaren Energien (EE-Strom) vs. EEG-Strom

Mit dem EEG 2004 wurde für die Stromerzeugung aus Grubengas eine EEG-Vergütung eingeführt, 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 leicht höheren Kosten des EEG. Nach EEG § 3 Nr. 3 beinhaltet der Begriff „Strom aus erneuerbaren Energien“ nach EEG vergüteten und nicht vergüteten Strom (EEG-Strom). Dazu zählt auch Strom aus Grubengas, obwohl dies keine erneuerbare Energie darstellt. In den statistischen Angaben zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien der AG Erneuerbare Energien Statistik (AGEE Stat) wird Strom aus Grubengas folglich nicht berücksichtigt, hingegen aber EE-Strom aus der Mitverbrennung biogener Anteile in Müllverbrennungsanlagen, der wiederum nicht unter das EEG fällt [vgl. BMU 2010, 18].

In dieser Untersuchung steht der EEG-Strom im Mittelpunkt der Betrachtungen, für den ein Vergütungsanspruch besteht, wobei Grubengas (besitzt Vergütungsanspruch) und die biogenen Anteile in Müllverbrennungsanlagen (kein Vergütungsanspruch) nicht berücksichtigt werden. Da der Vergütungsanspruch des EEG neben der Anschlusspflicht, vorrangigen Abnahme, Übertragung und Verteilung nur ein – wenn auch zentraler - Aspekt für den Betrieb von EEG-Anlagen darstellt, wird in dieser Studie generell von EEG-Strom gesprochen, wobei insbesondere die Unterscheidung hinsichtlich vergüteten und nicht vergüteten EEG-Strom herausgestellt wird.

2.2 Modellbeschreibung

Wie in den bisherigen Untersuchungen zu den Kosten des EEG kommt auch in dieser Untersuchung das weiterentwickelte Rechenmodell KODARES (Kosten des Ausbaus Regenerativer Energiesysteme) zum Einsatz. KODARES setzt auf die vom Rechenmodell ARES (Ausbau Regenerativer Energiesysteme) gelieferten Stromerzeugungsmengen der EE-Stromerzeugung auf, die sich aus dem Ausbauszenario ableiten. Die Stromerzeugungsmengen werden spartenspezifisch und jahresscharf übergeben. Die Anbindung der analysierten Ausbauszenarien zum Ausbau erneuerbarer Energien im Strombereich zeigt schematisch Tabelle 2.2.

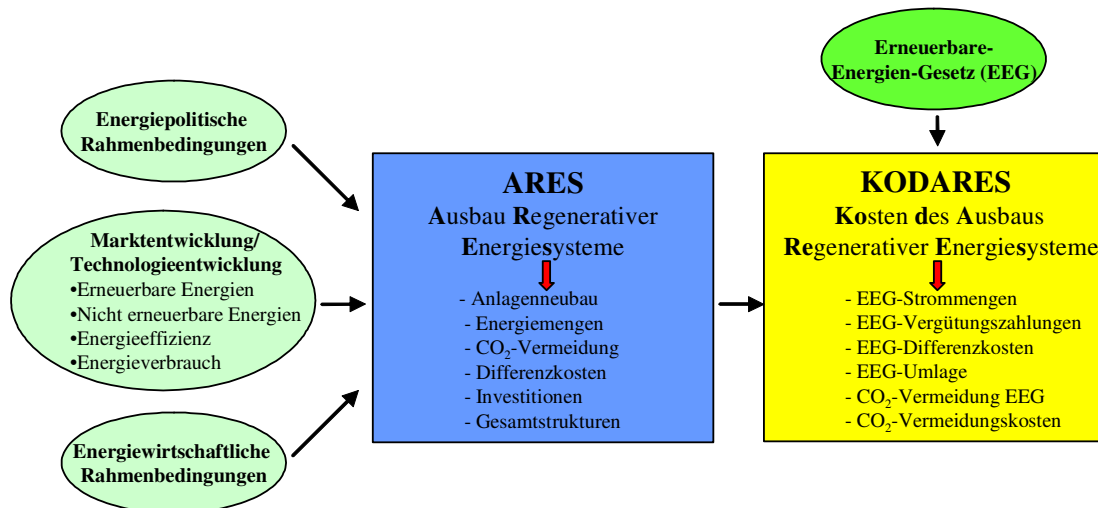


Tabelle 2.2: Zusammenwirken der Rechenmodelle ARES und KODARES

Systemanalytische Differenzkosten und EEG-Differenzkosten

Bei den Ausführungen zu den Kostenverläufen der EE wurde in den Leitstudien ein anders definierter Differenzkostenbegriff als in dieser Untersuchung verwendet:

In den Leitstudien wurden die für gesamtwirtschaftlich orientierte Analysen relevanten *systemanalytischen Differenzkosten* berechnet. Im Blick standen dabei die Kosten des EE-Ausbaus im Strom-, Wärme und Verkehrssektor im Vergleich zu fossil-nuklearen Alternativen. Sie lassen sich durch annuitätische Investitionskosten (Kapitalkosten) zuzüglich Brennstoffkosten bei Biomasse und fossilem Brennstoffbedarf und zuzüglich anderer Betriebskosten (und ggf. Gutschriften) abbilden. Auf dieser Basis können Aussagen über die gesamtwirtschaftlichen positiven oder negativen Gesamtkosten durch EE gemacht werden.

Demgegenüber sind die in dieser Untersuchung ausführlich ermittelten und in der politischen Diskussion häufig im Zentrum stehenden *EEG-Differenzkosten* anders definiert. Hierbei geht es um die Differenz von EEG-Vergütungen und alternativen Strombezugskosten am Stromspotmarkt. Diese auf die Stromkunden über die EEG-Umlage überwälzt. Es handelt sich um eine Verteilungswirkung: Den Einnahmen bei Anlagenbetreibern und ggf. Stromlieferanten stehen Belastungen der Stromkunden gegenüber.

2.3 Allgemeine Randbedingungen und Annahmen

Wie bei Modellrechnungen üblich, sind eine Reihe von Annahmen getroffen worden. Dies betrifft zum einen den Fortbestand des EEG in der derzeit gültigen Fassung bis zum Jahr 2030, das zu erwartende Verhalten der Anlagenbetreiber bei steigenden Großhandelspreisen für Strom und die damit interessant werdende Möglichkeit zur Direktvermarktung des produzierten Stroms. Nicht zuletzt hat die durchschnittlich zu erwartende allgemeine Preissteigerung einen großen Einfluss auf die Diskontierung künftiger Preise und Kosten auf das heutige Niveau. Angenommen wurde daher im Einzelnen:

- Die Regelungen des EEG 2009 mit den Anpassungen im Jahr 2010 bestehen bis zum Jahr 2030 in unveränderter Form fort.

- Vergütungszahlungen für Strom aus Grubengas finden keine Berücksichtigung in den Berechnungen.⁴
- EEG-Strom, für den grundsätzlich ein Anspruch auf Vergütungszahlungen besteht, wird nur dann nach EEG vergütet, wenn der anlegbare Wert für Strom (Stromgroßhandelspreis) geringer ist als die EEG-Vergütung.
Dabei werden spartenabhängig zusätzlich Aufschläge auf den Großhandelspreis 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 nach § 17 EEG direkt vermarkten werden (vgl. Kapitel 4.2). Direktvermarktungen über den § 37 Abs. 1 EEG, der über die EEG-Umlagebefreiung praktisch eine Prämie für die Stromlieferanten darstellt, werden nicht berücksichtigt, da Änderungsabsichten an dieser Regelung im Rahmen der anstehenden Neufassung des EEG im Verlauf des Jahres 2011 bereits bekannt geworden sind, um die Nutzung zu begrenzen. In der Vergangenheit wurde der § 37 nur in sehr geringen Umfang von Stromlieferanten genutzt. Durch die hohe EEG-Umlage 2011 ist die Nutzung deutlich gestiegen, hat aber noch keine relevanten Auswirkungen auf die EEG-Umlage.
- Die Umrechnung der im Gesetz in jeweiligen Preisen angegebenen (nominalen) Vergütungssätze auf die Preisbasis 2010 (reale Preise) erfolgt unter der Annahme einer durchschnittlichen Inflationsrate von 2 % p. a., wobei in Folge der Finanzkrise in den kommenden Jahren auch eine höhere Inflationsrate möglich ist.
- Zur Ermittlung der spezifischen EEG-Kosten pro kWh (EEG-Umlage) wird im Basisfall angenommen, dass der Anteil des Letztverbrauchs am Bruttostromverbrauch wie in den vergangenen Jahren bei etwa 80 % verbleibt. In der Variante mit hohen Anteilen über den § 37 EEG vermarkteten EEG-Strom kann der Anteil des Letztverbrauchs deutlich zurückgehen.
- Die besondere Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen nach §§ 41/42 EEG (begünstigte privilegierte Letztverbraucher), wird im ganzen Betrachtungszeitraum vereinfachend mit einem pauschalen Aufschlag von 20 % auf die Basis-EEG-Umlage ohne Privilegierung berücksichtigt (2010 waren tatsächlich 18 %).
- Berücksichtigung der Vermarktungskosten des EEG-Stroms nach der AusglMechV in Höhe von 200 Mio. €₂₀₁₀ p. a. gleich bleibend.
- Keine Berücksichtigung von vermiedenen Netzentgelten in den errechneten EEG-Gesamtvergütungen.⁵

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

⁴ Vergleiche auch Kapitel 2.4.2.

⁵ Hierdurch werden die in dieser Untersuchung ermittelten Werte für die EEG-Umlage geringfügig überschätzt. In der Vergangenheit reduzierte sich die EEG-Umlage durch den Abzug der vermiedenen Netzentgelte nur um weniger als 0,1 Cent/kWh.

2.4 EEG Vergütungssätze

Die im Folgenden in den Tabellen und Text dargestellten Vergütungssätze und Boni geben generell den im Jahr 2009 gültigen Vergütungssatz an, der aktuell durch die jeweils gültigen Degressionssätze bereits leicht niedriger liegt. Bei der solaren Strahlungsenergie werden die zum Dezember 2010 gültigen Vergütungssätze verwendet. Alle Vergütungssatzangaben sind Nettowerte ohne Umsatzsteuer.

2.4.1 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 EEG 2009 die Vergütungssätze erhöht, gleichzeitig aber auch die Vergütungslaufzeit von 30 auf 20 Jahre reduziert (Ausnahme große Wasserkraftanlagen über 5 MW mit 15 Jahren) 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 kam ein Cent/kWh aufgrund von Kostensteigerungen bei Anlagenkomponenten und um die ökologischen Anforderungen noch umfassender umsetzen zu können. Um die höheren Planungs- und Genehmigungskosten bei Neubauten zu berücksichtigen, erhalten diese bis 500 kW zusätzlich einen weiten Cent je kWh, d. h. 12,67 Cent/kWh. Im Modell KODARES wird davon ausgegangen, dass der künftige Leistungszubau bei den Wasserkraftanlagen unter 5 MW überwiegend den Leistungsbereich bis 500 kW betrifft und es sich primär um Modernisierungen oder Revitalisierungen handelt, da der Neubau von Anlagen – unabhängig von der verbesserten Vergütung - aus genehmigungsrechtlichen Gründen weiterhin sehr schwierig ist. Im Unterschied zu den übrigen Sparten unterliegen die Vergütungssätze für Strom aus Wasserkraft im Leistungsbereich bis 5 MW keiner Degression.

Bei den Anlagen über 5 MW handelt es sich um (fiktive) Neubauten oder um bekannte Leistungserhöhungen bestehender Anlagen im Bereich zwischen 5,5 und 75 MW (vgl. Tabelle 2.3). Aufgrund der besonderen Leistungsberechnung in Verbindung mit dem § 18 EEG ergeben sich daraus EEG-Vergütungssätze zwischen 5,3 und 6,5 Cent/kWh. Im Modell wird eine daraus gemittelte Vergütung für, die namentlich bekannten und drei fiktive Aus- und Neubauten von rund 5,8 Cent/kWh ab dem Jahr 2009 angesetzt, die für Inbetriebnahmen ab 2010 einer jährlichen Degression von 1 % unterliegt. Der Stromgroßhandelspreis liegt 2011 voraussichtlich bei etwa 5 Cent/kWh, sodass Betreiber dieser Wasserkraftanlagen gegebenenfalls nach deren Inbetriebnahme je nach vertraglichen Möglichkeiten und Höhe der Stromgroßhandelspreise den Weg der direkten Vermarktung wählen werden, sofern dort höhere Erlöse erzielt werden können.

Tabelle 2.3: EEG-Vergütungssatz für geplante bzw. in Bau befindliche Wasserkraftanlagen über 5 MW (Neubauten oder Leistungserhöhungen)

	installierte Leistung	rel. Leistung	bis 0,5	0,5 bis 10	10 bis 20	20 bis 50	> 50	EEG - Vergütung
Fiktiv	5,5	2,6	0,5	2,1				6,51
Fiktiv	7	3,4	0,5	2,9				6,46
Fiktiv	7,5	3,6	0,5	3,1				6,45
Weser (Bremen)	10	4,8	0,5	4,3	0			6,42
Iffezheim	38	18,2	0,5	9,5	8,2			6,11
Rheinfelden	75	36	0,5	9,5	10	16		5,31
Gesamt			3	31,4	18,2	16	0	
Vergütung			7,29	6,32	5,80	4,34	3,50	5,76

2.4.2 Deponie-, Klär- und Grubengas (§§ 24 bis 26)

Im Bereich der Deponie- und Klärgase 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 2009 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. Im Ausbauszenario wird ab dem Jahr 2011 insgesamt mit einem leichten Leistungsrückgang gerechnet, da vor allem im Deponiegasbereich die Ausgasung zurückgeht. Für den weiter zu erwartenden Zubau bei Deponie- und Klärgasanlagen (Ersatzanlagen) wird ein Michsatz von 8 Cent/kWh ab 2009 angesetzt, der ab 2010 einer Degression von 1,5 % unterliegt.

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 es sich selbstverständlich nicht um eine erneuerbare Energiequelle. Das Ausbauszenario bezieht das Grubengas folglich nicht mit ein. Mengemäßig handelt es sich um rund 1.100 GWh mit abnehmender Tendenz: d. h. bei einer durchschnittlichen Vergütung von 7 Cent/kWh handelt es sich um maximal 80 Mio. €₂₀₁₀, welche die künftige EEG-Kostenentwicklung durch die Nichtberücksichtigung unterschätzt würde. Dies wird im Kontext der vorhandenen großen Bandbreite bei den Annahmen und den großen Unsicherheiten beim Zubau der EE als nachrangig eingeschätzt.

2.4.3 Biomasse (§ 27)

Die im EEG-Vergleich umfangreichsten und komplexesten Vergütungsregelungen weist die Biomasse auf. Diese wurden mit dem EEG 2009 noch weiter ausdifferenziert und konkretisiert. Aufgrund der Differenzierung in feste, gasförmige und flüssige Biomasse ist für die Berechnungen mit dem Modell neben einer Aufteilung nach eingesetzten Brennstoffen auch eine Betrachtung jeweils nach Anlagengrößenklassen und -Technologien erforderlich. Die Vergütungssätze und Boni unterliegen dabei generell einer Degression von 1 % p. a. Eine Übersicht zu den Vergütungssätzen der im Modell verwendeten Referenzanlagen zeigt Tabelle 2.4 im Anschluss an die folgenden Beschreibungen.

Feste Biomasse

Die Verstromung fester Biomasse (d. h. Holz) mit EEG-Vergütungsanspruch geschieht in 249 Anlagen (Stand Ende 2009) mit einer Leistung bis 20 MW_{el} [Thrän et al. 2010, 4]. Zusammengerechnet weisen diese Anlagen eine Leistung von rund 1.200 MW auf. Die durchschnittliche Leistung aller Anlagen lag Ende 2009 bei rund 5 MW. Der Zubautrend bei Neuanlagen geht zu Anlagen mit kleinen und mittleren Leistungen bis 5 MW_{el} unter Berücksichtigung innovativer Technologien, einer möglichst hohen Wärmeauskopplung und Nutzung von 100 % Wald(rest)holz oder Landschaftspflegeholz für die Gewährung des NaWaRo-Bonus. Insgesamt entfallen aber nur 20 % der installierten Leistung auf den Bereich bis 5 MW_{el}. Den überwiegenden Teil stellen die Anlagen größer als 5 MW_{el}. Im Modell wird diese Realität durch vier Referenzanlagen abgebildet:

- EEG-Anlagen mit einer Leistung bis zu **20 MW_{el}** setzen bevorzugt **Altholz der Kategorien III/IV** entsprechend der Biomasseverordnung ein und bilden im Modell diese Referenzanlagengröße ab. Neuanlagen, die eine EEG-Vergütung beanspruchen wollten, gingen nach 2006 kaum noch ans Netz, da es für nach dem 30.6.2006 in Betrieb gegangene Anlagen nur noch 3,78 Cent/kWh_{el} Vergütung gab. Außerdem mussten diese Anlagen ihre immissionsschutzrechtliche Genehmigung bereits vor dem 21.6.2004 bekommen haben. Diese Anlagen arbeiten überwiegend stromgeführt, da gar keine Wärmeauskoppelung vorgesehen wurde oder für die großen anfallenden Wärmemengen nicht ausreichende Wärmesenken am Standort der Anlage zur Verfügung stehen. Für die kombinierte Strom-Wärme-Erzeugung wird von [Thrän et al 2009, 11] geschätzt, dass über alle Holzheizkraftwerke ein Anteil zwischen 50 bis 70 % der Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung erfolgt (im Durchschnitt 56 %). Dafür wäre der entsprechende KWK-Bonus in Höhe von 3 Cent/kWh für den Leistungsanteil bis 500 kW_{el}, und 2 Cent/kWh_{el} für den darüber hinausgehenden Leistungsanteil zu gewähren. Bereits heute nimmt ein Teil der Holzkraftwerke zumindest zeitweise keine EEG-Vergütung in Anspruch und vermarktet den Strom direkt.
- Anlagen der mittleren Leistungsklasse bis **5 MW_{el}** verwenden in der Regel ein **Mischsortiment** aus Altholzsortimenten der Kategorien I und II sowie naturbelassene Hölzer (Waldrestholz, Landschaftspflegeholz). Diese Anlagengrößenklasse wird zu meist wärmegeführt gefahren und produziert einen größeren Anteil des Stroms in Kraft-Wärme-Kopplung. Nach den Erfahrungen aus dem sog. Biomasse-Monitoring von EEG-Anlagen (Scholwin et al. 2007) hat sich gezeigt, dass rund 80 bis 90 % KWK-Anlagen darstellen, die durchschnittlich 50 % KWK-Betriebszeit erreichen. Der anteilig gewährte NawaRo-Bonus (35 % der Strommenge) 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 Ende dieses Jahrzehnts wird in den Ausbauszenarien davon ausgegangen, dass wegen Potenzialbeschränkungen kein Zubau von Altholzanlagen mehr stattfindet und Neuanlagen primär Waldrestholz bzw. Schnellumtriebsholz verwerten.
- Im kleinen Leistungsbereich der Holzheizkraftwerke werden zum Teil innovative Anlagenkonzepte wie ORC, Stirlingmotor oder Holzvergasung eingesetzt. Im Modell

wird hierfür ein Anlagentyp mit 1,5 MW_{el} zur Abbildung dieser kleineren Leistungsklassen verwendet. Dabei wird unterstellt, dass nur naturbelassenes Holz genutzt wird und der Anteil der KWK-Anlagen aus wirtschaftlichen Gründen 100 % beträgt. Die KWK-Betriebszeit erreicht durchschnittlich 60 %. Für das innovative Anlagenkonzept (im Modell 30 % der Anlagen) 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

Biogasanlagen sind der große Wachstumsbereich innerhalb der Biomasseverstromung. Seit dem Jahr 2000 hat sich die Stromerzeugung von 0,5 TWh auf rund 10,8 TWh erhöht [BMU 2010]. Bis Ende 2009 waren ca. 4.900 bis 5.000 Biogasanlagen in Betrieb gegangen [Witt et al. 2010, 23]. Die große Bandbreite bei der Leistung von Biogasanlagen und Vielzahl der möglichen Boni ist für die Modellrechnung eine große Herausforderung. Zur Abbildung der Biogasvergütungen wurde daher ein Mischsatz aus drei Referenzanlagenklassen mit 70 MW_{el}, 350 MW_{el} und 1.000 MW_{el} gebildet, der künftige Anteile beim Zubau auf Basis der Vergütungssätze im EEG 2009 im Verhältnis 10/90/10 % erwartet werden.

Diese Anlagen setzten zu fast 90 % nachwachsende Rohstoffe (NawaRo) ein und weisen zum überwiegenden Anteil (ca. 70 %) eine Wärmeverwendung auf. Der Güllebonus wird ebenfalls von rund 70 % der Anlagen in Anspruch genommen, der Technologiebonus dagegen nur von rund 15 %. Der Wärmenutzungsgrad liegt geschätzt bei rund 50 % über alle Anlagen. [Witt et al. 2010, 37] Eine Ausnahme bilden die kleinen Anlagen im Bereich bis 70 kW_{el}, dort sind es nur 20 % [Scholwin et al. 2008]. 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.

Bei Alt- und Neuanlagen ab etwa 350 kW_{el} wird angenommen, dass diese die abgesenkten Formaldehyd-Grenzwerte einhalten (d. h.. Altanlagen entsprechend nachgerüstet wurden/werden) und sie somit die um 1 Cent/kWh_{el} höhere Grundvergütung bis 500 kW_{el} erhalten. Weiter wurde unterstellt, dass von den 70 kW_{el}-Anlagen 100 %, von den 350 kW_{el}-Anlagen 70% und von der 1.000 kW_{el}-Referenzanlage nur 30% einen Gülleanteil von mindestens 30 Masseprozent erreichen und des Bonus erhalten. Dafür gibt es zusätzlich (nach § 27 Abs. 4 in Verb. mit Anlage 2 Nr. V.2) anteilig einen „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}.

Flüssige Biomasse

Die Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse hat mit dem EEG 2004 einen starken Aufschwung erlebt. Bis zum Jahr 2007 stieg der Bestand von 160 Anlagen auf rund 2.700. Neben Neuanlagen wurden auch größere Diesel-BHKW auf den Einsatz von Pflanzenöl umgerüstet. Zum Einsatz kam aus wirtschaftlichen Gründen vor allem importiertes Palmöl. Jedoch kam es hier durch die seit Mitte 2007 stark gestiegenen Preise für Pflanzenöle zu einer erheblichen Verlangsamung des Zubaus von Pflanzenöl-BHKW und für einen Teil der Anlagen war ein wirtschaftlicher Betrieb auch gar nicht mehr möglich. Die Stromproduktion aus flüssiger Biomasse ist seit 2008 rückläufig, der betriebene Anlagenbestand sank auf 1.400 Anlagen. [Witt et al. 2010, 55] Den NawaRo-Bonus erhalten rund 90% der Anlagen, den KWK-Bonus rund 80%.

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. Seit August 2009 regelt dies die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV). Betreiber von Pflanzenöl-Anlagen müssen sich danach spätestens am 30. Juni 2010 bei der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung registrieren und ab dem 1. Juli 2010 nachweisen, dass die eingesetzte Biomasse nicht zur Zerstörung ökologisch wertvoller Flächen beiträgt und sich der Treibhausgas-Ausstoß deutlich vermindert.

Im Modell wurde zur Abbildung der EEG-Vergütungen für Strom aus flüssiger Biomasse eine Referenzanlage von 200 kW_{el} gewählt. Dies entspricht etwa der durchschnittlichen Größe aller 2008 in Deutschland in Betrieb befindlichen Pflanzenöl-Anlagen [vgl. Thrän et al. 2009, 42]. Diese Anlagen laufen zu 100% wärmegeführt und erreichen dabei einen hohen Wärmeeinsatzgrad von 70% der Stromerzeugung. Der KWK-Bonus für diesen Teil der Stromproduktion beträgt 3 Cent/kWh_{el}. Der NawaRo-Bonus wird auf 100% der Stromproduktion gewährt und beträgt 6 Cent/kWh.

Tabelle 2.4 Vergütungssätze in jeweiligen Preisen für die Stromerzeugung aus Biomasse nach § 27 EEG für die angenommenen Referenzanlagen im jeweiligen Jahr der Inbetriebnahme (nominale Preise).

	Grundvergütung für Leistungsanteil			Durchschnitt	Bonuszahlungen (anteilig über Anlagenmix)				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. Industrierestholz) (5 MW_{el})									
2009	11,67	9,18	8,25	8,42				2,70	11,12
2020	10,46	8,23	7,39	7,54				2,42	9,96
2030	9,47	7,44	6,69	6,83				2,20	9,05
Waldrestholz (5 MW_{el})									
2009	11,67	9,18	8,25	8,42	1,43			2,85	12,69
2020	10,46	8,23	7,39	7,54	1,31			2,52	11,37
2030	9,47	7,44	6,69	6,83	1,21			2,32	10,36
Innovative Technologien (1,5 MW_{el})									
2009	11,67	9,18	8,25	8,81	2,20		0,60	3,00	14,61
2020	10,46	8,23	7,39	7,89	1,98		0,50	2,67	13,04
2030	9,47	7,44	6,69	7,14	1,78		0,50	2,42	11,84
Gasförmige Biomasse									
Biogas (70 kW_{el})									
2009	11,67			11,67	6,30	4,00	0,40	1,26	23,63
2020	10,46			10,46	5,64	3,56	0,40	1,15	21,21
2030	9,47			9,47	5,12	3,25	0,40	1,05	19,29
Biogas (350 kW_{el})									
2009	12,67	10,18		11,25	6,30	1,60	0,20	1,26	20,61
2020	11,36	9,13		10,13	5,64	1,44	0,20	1,15	18,51
2030	10,28	8,26		9,13	5,12	1,34	0,20	1,05	16,84
Biogas (1 MW_{el})									
2009	12,67	10,18	8,25	9,52	4,95	0,29	0,10	1,26	16,12
2020	11,36	9,13	7,39	8,54	4,42	0,28	0,10	1,15	14,49
2030	10,28	8,26	6,69	7,73	4,02	0,28	0,10	1,05	13,18
Flüssige Biomasse (200 kW_{el})									
2009	11,67	9,18		11,05	5,40			1,68	18,13
2020	10,46	8,23		9,90	4,85			1,48	16,23
2030	9,47	7,44		8,96	4,38			1,38	14,72

Zu beachten ist ferner, 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 2.5 und Tabelle 2.6).

Tabelle 2.5: Struktur der Stromerzeugung bei Biomasse-Neuanlagen (Holz) in ausgewählten Jahren (Anlagenzubau) nach Ausbauszenario.

	Altholz Kategorien I/II	Naturbelassen	Naturbelassen + Innovativ	Stromerzeugung aus Zubau (TWh)
2009	28%	72%	0%	1,10
2020	0%	63%	37%	0,77
2030	0%	7%	93%	0,40

Tabelle 2.6: 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	10%	85%	5%	1,80
2020	10%	90%	0%	1,20
2030	10%	90%	0%	0,70

Dies führt dazu, dass die **durchschnittlichen** Vergütungssätze für die einzelnen Anwendungsbereiche entsprechend der im EEG vorgesehenen Degression abnehmen. Bei neuen Biogasanlagen von 20,5 Cent/kWh_{el} (2009) auf 18,6 Cent/kWh_{el} (2020) und schließlich 17,1 Cent/kWh_{el} (2030). Bei fester Biomasse bleiben sie durch die unterstellte Tendenz zu innovativeren Anlagen im Durchschnitt nominal etwa auf gleicher Höhe im Bereich von 11,3 Cent/kWh_{el}. Bei flüssiger Biomasse fällt im Modell die Vergütung ausgehend von 18,1 Cent/kWh im Jahr 2009 kontinuierlich bis auf 14,7 Cent/kWh im Jahr 2030.

2.4.4 Geothermie (§ 28)

Erst mit dem EEG 2004 kam es zu ausreichenden Anreizen für die geothermische Stromversorgung. In der Folge führte dies zu ersten Inbetriebnahmen von geothermischen Anlagen zur Stromerzeugung. Neben dem Kraftwerk Neustadt/Glewe (2004) kamen die geothermischen Kraftwerke Landau/Pfalz (2007), Unterhaching (2009) und Bruchsal (2009) hinzu.

Mit dem EEG 2009 wurden die Vergütungssätze deutlich angehoben. Die Grundvergütung für Anlagen bis 10 MW_{el} liegt seit 2009 bei 16,0 Cent/kWh, über 10 MW_{el} sind es 10,5 Cent/kWh. Anlagen, die vor dem 31.12.2015 in Betrieb gehen, erhalten einen „Schnellstarterbonus“ von zusätzlich 4,0 Cent/kWh. 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. Neu ist auch ein Wärmenutzungsbonus in Höhe von 3,0 Cent/kWh. Die Degression beträgt 1% p. a ab dem Jahr 2010.

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 21,5 Cent/kWh abzgl. Degression für Erstinbetriebnahmen bis zum 31.12.2015

angesetzt. Enthalten ist ein anteiliger Wärmenutzungsbonus auf 50% der Strommenge (1,5 Cent/kWh), da die Anlagen wärmegeführt arbeiten und im Winter ihre elektrische Leistung zu Gunsten der Wärmeabgabe reduzieren. 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. Auch für die Zeit danach werden nur wenige Anlagen dieses Typs erwartet. Im Modell findet der Technologiebonus daher keine Anwendung.

2.4.5 Windenergie an Land und Offshore (§§ 29 bis 31)

Die Grundvergütung für Windenergieanlagen **onshore** beträgt für Inbetriebnahmen ab dem Jahr 2009 9,2 Cent/kWh und unterliegt einer Degression von 1% ab dem Jahr 2010. Im Modell wird unterstellt, dass der Zeitraum der erhöhten Anfangsvergütung über 16 Jahre läuft und nur in den verbleibenden 4 Jahren die Endvergütung von 5,02 Cent/kWh gezahlt wird. Durch diese durchschnittliche Betrachtung bezogen auf den gesamten Bestand ist eine Differenzierung nach Standortqualitäten entbehrlich.

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 von 0,5 Cent/kWh wird für alle Neuanlagen bis zum Jahr 31.12.2013 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 Anlageninbetriebnahmen bis zum 31.12.2015 der sog. Schnellstarterbonus eingerechnet, sodass die Anfangsvergütung zunächst 15 statt später 13 Cent/kWh beträgt. Die Degression der Vergütungssätze um 5% p. a. beginnt auch erst im Jahr 2015. Die erhöhte Anfangsvergütung wird über einen Zeitraum von mindestens 12 Jahren gewährt. Praktisch sind es aber zwischen 13 und 14 Jahre, da sich die Zahlungsdauer der garantierten Anfangsvergütung mit jeder Seemeile Abstand von der 12-Meilen-Zone und Wassertiefen größer als 20 Meter um einen definierten Zeitbetrag erhöht. Im Durchschnitt werden die geplanten und im Bau befindlichen Windparks die Anfangsvergütung dadurch um 1 bis 2 Jahre länger erhalten. Erst danach fallen sie in die viel niedrigere Endvergütung in Höhe von 3,5 Cent/kWh bis zum Ende der mindestens 20-jährigen Vergütungspflicht. Im Modell werden im Sinne eines konservativen Ansatzes 14 Jahre Anfangsvergütung unterstellt.

2.4.6 Solare Strahlungsenergie (§§ 32 und 33)

Der Leistungszubau bei solarer Strahlungsenergie, d. h. Fotovoltaikanlagen, 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. aufgrund der Vergangenheit unterstellt hatte. Das EEG 2009 trug dieser dynamischen Entwicklung bereits Rechnung und erhöhte die Degression auf 9%. Zusätzlich wurde ein Zubau-Korridor eingeführt, bei dessen Unter- oder Über-

schreitung die Degression um jeweils einen Prozentpunkt gesenkt oder erhöht wird. Diese Regelung griff aufgrund des über 1.500 MW liegenden Zubaus im Jahr 2009, sodass die Degression im Jahr 2010 um einen Prozentpunkt erhöht wurde.

Infolge der internationalen Marktentwicklungen im Jahr 2009 (Überkapazitäten, Wegfall des spanischen PV-Marktes, Preiskampf) kam es zu einem drastischen Preisverfall für in Deutschland angebotene PV-Anlagen um bis zu 40%. Dies ermöglichte in der Folge sehr hohe Renditen bei den potenziellen Investoren, sodass der Zubau nach Angaben der Bundesnetzagentur im Jahr 2009 mit rund 3.800 MW regelrecht „explodierte“ (Vorjahr 1.900 MW). Die Bundesregierung hatte in ihrem Koalitionsvertrag 2009 bereits festgelegt, dass die PV-Vergütungssätze deshalb kurzfristig angepasst werden sollen. Daher wurde zum 1.7.2010 eine zusätzliche Absenkung der Vergütungssätze um 13% für gebäudemontierte Anlagen sowie 12% für Freiflächen- und 8% für Konversionsflächenanlagen vorgenommen. Zum 1.10.2010 erfolgte für alle Anlagen eine weitere Absenkung um weitere 3%.

Der Zubaukorridor für die Erhöhung/Absenkung der Vergütung wurde ebenfalls neu definiert: Bei Überschreitung des Zubaus von 3.500 MW im Jahr 2010 wird die Degression für das Jahr 2011 in vier 1.000-MW-Schritten um je 1 Prozentpunkt erhöht. Für das Jahr 2012 und danach sind es bei gleicher Regelung jeweils 3 Prozentpunkte je Überschreitungsschritt. Bei Unterschreitung von 2.500 MW Zubau wird nach dem gleichen Muster in drei 500er Schritten die Degression jeweils um 1 Prozentpunkt für das Jahr 2011 vermindert. Die Untergrenze liegt bei 1.500 MW, ab der keine weitere Verringerung mehr erfolgt. Diese gleiche Regelung für das Jahr 2012 und danach erfolgt in Schritten zu 3%-Punkten je 500 kW.

In diesem Zusammenhang wurde auch das im EEG 2009 neu eingeführte Element einer Vergütung der Eigennutzung von Solarstrom erweitert. Der Vergütungssatz für einen Eigenverbrauch bis zu 30% der produzierten Strommenge liegt um 16,38 Cent/kWh unter dem Einspeisevergütungssatz der jeweiligen Größenklasse und gilt nunmehr auch für Anlagen bis 500 kW. Der finanzielle Anreiz für den Eigenverbrauch bis 30% beträgt durchschnittlich 3,6 Cent/kWh (Differenz von Eigenverbrauchsvergütungssatz zum durchschnittlichen Strombezugspreis von 20 Cent/kWh). Für den Eigenverbrauch über 30% vermindert sich der Vergütungssatz nur um 12 Cent/kWh, sodass hierfür ein Anreiz von 8 Cent/kWh besteht. Damit sollen Speichermöglichkeiten wie z. B. Batteriespeicher gefördert werden, die eine Entlastung des Netzes in Spitzenzeiten ermöglichen. Im Modell wird durchschnittlich von 20% Eigenverbrauch bezogen auf die Stromerzeugung der Anlagen eines Jahrgangs ausgegangen. Der Vergütungssatz für den Eigenverbrauch liegt voraussichtlich schon 2014 bei null, so dass anschließend vom Modell keine Eigenverbrauchsvergütungen mehr anfallen.

Potenzial des Eigenverbrauchs von Solarstrom in Einfamilienhaushalten

Vom Jahresstromverbrauch eines EFH-Haushaltes (ca. 4.000 kWh p. a.) können **ca. 35-40% des Strombedarfs** durch selbst erzeugten Solarstrom bereitgestellt werden. Dies aber nur dann, wenn ein großer Teil des zeitlich steuerbaren Strombedarfs (wie Waschen, Spülen, Trocknen, Kochen) in die Tageszeiten verlegt wird, wo die eigene PV-Anlage Strom produziert. Eine darüber hinaus gehende Selbstversorgung ist ohne Stromspeicherung praktisch kaum realisierbar, da weiterhin ein großer Teil des Strombedarfs auch nachts oder im Winterhalbjahr besteht (Kühlen, Beleuchtung, Kochen, Heizungspumpen, PC/TV/Hi-Fi, Standby), wenn keine oder nur sehr geringe Strommengen durch die PV-Anlage bereitgestellt werden.

Der **Anteil an der gesamten Solarstromproduktion** der PV-Anlage, der tatsächlich selbst verbraucht werden kann, richtet sich neben dem zeitlichen Profil des Strombedarfs vor allem nach der Größe der Solarstromanlage. Liegt die Jahresproduktion etwa auf Höhe des jährlichen Stromverbrauchs (d. h.. hier im Bsp. 4.000 kWh), kann der Eigenverbrauchsanteil die oben genannten Werte von 35-40% erreichen. Ist die Anlage aber größer (als 4,5 kW) und produziert entsprechend mehr Strom als im Jahr benötigt wird, dann wird der erzielbare Eigenverbrauchsanteil entsprechend kleiner. Bei sehr kleinen Anlagen (1 bis 3 kW) kann der Eigenverbrauchsanteil umgekehrt aber auch höher liegen. Erhöhen lässt sich der Eigenverbrauch z. B. auch über den Einsatz von (teuren) Batteriespeichern.

Da in der Praxis die zeitliche Anpassung des Stromverbrauchs an das Solarstromangebot zumeist nicht optimal sein dürfte und viele Anlagen darüber hinaus rechnerisch auch deutlich mehr Strom erzeugen, als für den Eigenbedarf benötigt würde, sind bezogen auf den gesamten deutschen Anlagenbestand eines Jahrgangs Eigenverbrauchsanteile im Bereich von 15 bis 20% realistisch. Perspektivisch gesehen wird es durch die Eigenverbrauchsförderung wirtschaftlich aber interessanter eine PV-Anlage von ihrer Größe her so auszuliegen, dass ein möglichst hoher Eigenverbrauchanteil erreicht wird. D. h., die Anlage sollte rechnerisch allerhöchstens den Strombedarf eines Jahres decken können, besser aber nur den Tagesstrombedarf im Sommerhalbjahr.

Bei der 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. Zur Vergütungsberechnung wird die gesamte Stromerzeugung aus PV-Anlagen im Verhältnis 60 / 30 / 10 % auf Anlagen bis 30 kW / bis 1000 kW / Freifläche aufgeteilt. Die EEG-Vergütung beginnt mit 43,01 Cent/kWh (2009) für Anlagen bis 30 kW und 40,91 Cent/kWh für Anlagen bis 100 kW. Für Freiflächenanlagen beginnt die Vergütung bei 31,94 Cent/kWh (2009). Die Vergütungen werden entsprechend der gesetzlichen Vorgaben in den Folgejahren abgesenkt.

Bei den Degressionen ist die zusätzliche Absenkung um insgesamt 16% (bzw. 11 und 15%) im Jahr 2010 berücksichtigt, wobei sich der niedrigere Vergütungssatz nur auf gut 40% des Zubaus nach dem 1.7. auswirkt (d. h. ca. 3.000 MW von insgesamt ca. 7.000 MW Zubau im Jahr 2010). Für Freiflächenanlagen wird die zusätzliche Degression praktisch erst ab dem Jahr 2011 relevant, da Anlagen, die bis zum 25.3.2010 bereits einen Bebauungsplan aufwiesen, bis zum Ende des Jahres 2010 Zeit haben, die Anlage zum alten, ab 1.1.2010

gültigen Vergütungssatz in Betrieb zu nehmen. Im Jahr 2011 wird die Gesamtdegression 13% betragen, da die oberste Grenze des Zubaukorridors von 6.500 MW im Zeitraum vom 1. Juni bis zum 30. September 2010 überschritten wurde. Der Bundesnetzagentur wurden nach § 16 Absatz 2 Satz 2 EEG Anlagen mit einer Leistung von mehr als 3.600 Megawatt gemeldet. Die Summe dieses Leistungswertes war mit dem Faktor 3 zu multiplizieren, was zu einem für die Ermittlung der Degressionssatzes zu berücksichtigenden Wertes von 10.800 Megawatt führt.

Der angenommene durchschnittliche Eigenverbrauch aller Neuanlagen bis 500 kW wurde im Modell - bezogen auf die jährliche Solarstromproduktion dieser Neuanlagen - mit 10 % im Jahr 2010 angesetzt. Dieser Wert steigt bis 2015 auf 20%. Dann liegt der Vergütungssatz für die Eigennutzung bereits nahe null, sodass danach diese Regelung nicht mehr relevant ist. Altanlagen mit Inbetriebnahme vor 2009 erhalten keine Vergütung für die Eigennutzung.

3 Ausbau erneuerbarer Energien und Strompreisentwicklung

3.1 Ausbauszenario

Erneut hat sich im aktuellen Ausbauszenario gegenüber den Szenarien der früheren Leitstudien der Zubau von EEG-Stromerzeugungsanlagen deutlich verstärkt. Dies vor allem im Bereich der Photovoltaik, die im Jahr 2009 aufgrund sehr stark gefallener Anlagenpreise einen neuen Zubau Rekord aufgestellt hat (rund 3,8 GW). Dieser wird voraussichtlich im Jahr 2010 mit etwa 7 GW nochmals deutlich übertroffen. Diese vor kurzem noch für viele unvorstellbare und vielleicht auch unerwünschte Entwicklung führt zu einer höheren EEG-Stromerzeugung aus PV, als in älteren Ausbauszenarien erwartet (vgl. dabei BMU 2009 mit Tabelle 3.1). Vor allem schlägt sich dies in sehr viel höheren EEG-Differenzkosten nieder, wie später noch gezeigt wird.

Tabelle 3.1: Stromerzeugung erneuerbarer Energien im Ausbauszenario

in TWh/a	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Wasserkraft	20,4	19,1	20,4	21,4	22,2	22,8	23,5
Windenergie	40,6	38,6	43,4	72,0	108,0	145,0	182,0
- Onshore	40,6	38,45	43,0	63,8	75,5	81,3	87,0
- Offshore	-	0,15	0,4	8,2	32,5	63,7	95,0
Fotovoltaik	4,4	6,6	12,0	30,1	43,5	49,9	56,3
Biomasse	27,8	30,5	31,3	41,1	49,5	52,8	56,1
- Biogas, Klärgas, Deponiegas; Pflanzenöle	11,8	13,4	13,8	18,5	22,3	23,7	25,0
- feste Biomasse	11,1	12,1	12,4	17,1	21,3	23,2	25,2
- biogener Abfall	4,9	5,0	5,1	5,4	5,9	5,9	5,9
Erdwärme	0,02	0,02	0,03	0,37	1,7	4,1	6,6
EU-Stromverbund	-	-	-	-	1,8	18,6	35,4
- solarthermische KW	-	-	-	-	-	6,1	15,0
- Wind, andere EE	-	-	-	-	1,8	12,5	20,4
EE-Strom gesamt	93,2	94,8	107,1	164,8	226,7	293,3	359,9
EE-Strom nur Inland	93,2	94,8	107,1	164,8	224,9	274,7	324,5

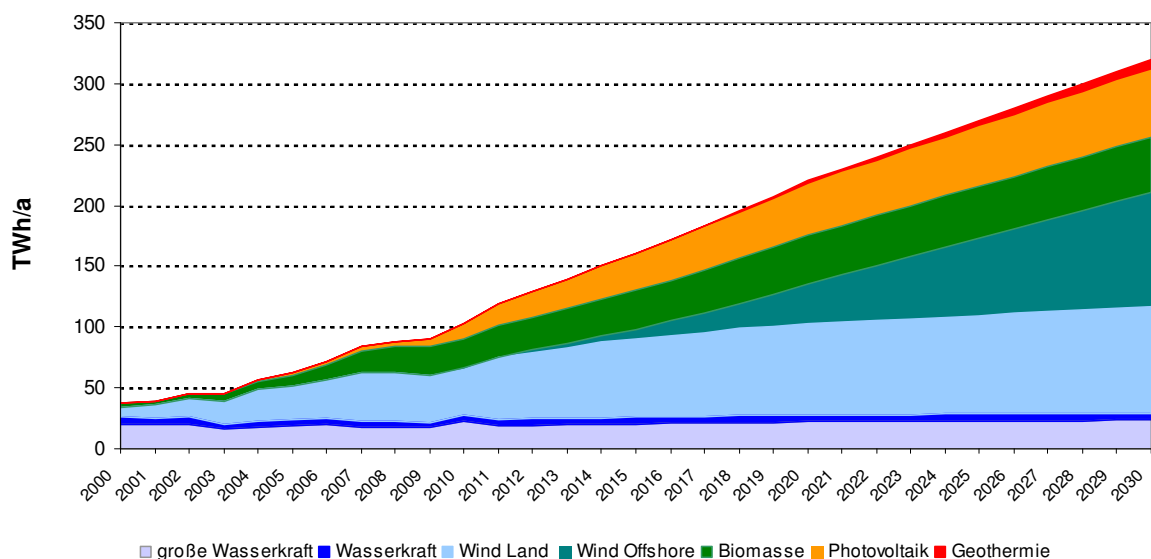


Abbildung 3.1: Erwartete Entwicklung der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland bis zum Jahr 2030 nach Sparten

Die steigenden Stromerzeugungen aus erneuerbaren Energien ergeben sich neben einer wachsenden installierten Leistung (wie in Tabelle 3.2 dargestellt) auch aus steigenden durchschnittlichen Ausnutzungsdauern bei den Anlagen, vor allem Wind und Photovoltaik.

Tabelle 3.2: Installierte elektrische Leistung erneuerbarer Energien im Ausbauszenario (zum jeweiligen Jahresende)

in GW	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Wasserkraft	4,38	4,39	4,40	4,52	4,67	4,80	4,94
Windenergie	23,89	25,77	27,74	36,65	45,75	54,30	62,84
- Onshore	23,89	25,70	27,53	33,65	35,75	36,80	37,84
- Offshore		0,07	0,21	3,00	10,00	17,50	25,00
Fotovoltaik	5,98	9,78	16,8	36,93	50,25	56,25	62,25
Biomasse	5,41	5,89	6,26	7,72	8,92	9,40	9,88
- Biogas, Klärgas u. a.	2,04	2,35	2,55	3,20	3,63	3,80	3,97
- feste Biomasse	1,94	2,09	1,24	2,96	3,59	3,91	4,20
- biogener Abfall	1,44	1,45	1,47	1,57	1,70	1,70	1,70
Geothermie	0,003	0,007	0,01	0,08	0,30	0,65	1,01
EU-Stromverbund	-	-	-	-	0,58	3,58	6,58
EE-Strom gesamt	39,67	45,84	55,19	85,89	109,89	128,98	147,50

3.2 Entwicklung der Brennstoffkosten für fossile Stromerzeugung

Die bereits in der Leitstudie 2008 [BMU 2008a] und Basisszenario 2009 [BMU 2009] verwendeten Preisszenarien für die Entwicklung der fossilen Energiepreise und von CO₂-Zertifikaten sind nach wie vor aktuell und somit weiterhin die Basis zur Ermittlung der künftigen Stromerzeugungskosten fossiler Kraftwerke und die daraus folgende Ableitung der zu erwartenden Stromgroßhandelspreise.

Die in den früheren Leitstudien zur Ermittlung der Stromgestehungskosten herangezogenen Preispfade A (Deutlich) und B (Mäßig) sind am Beispiel des Jahresmittelwertes des Rohölpreises (Leitfunktion) in Abbildung 3.2 dargestellt. Die Leitstudien hielten zwar den Preispfad A für die verlässlichste Annahme der zukünftigen Ölpreisentwicklung, der Pfad B wird jedoch ebenfalls verwendet, um die Auswirkungen einer niedrigen fossilen Ölpreisentwicklung zu berücksichtigen. Die Annahmen der Internationalen Energie Agentur im World Energy Outlook 2010 [IEA 2010] zur künftigen Ölpreisentwicklung stützen vor allem die Preisannahmen des Preispfades A in den früheren Leitstudien.

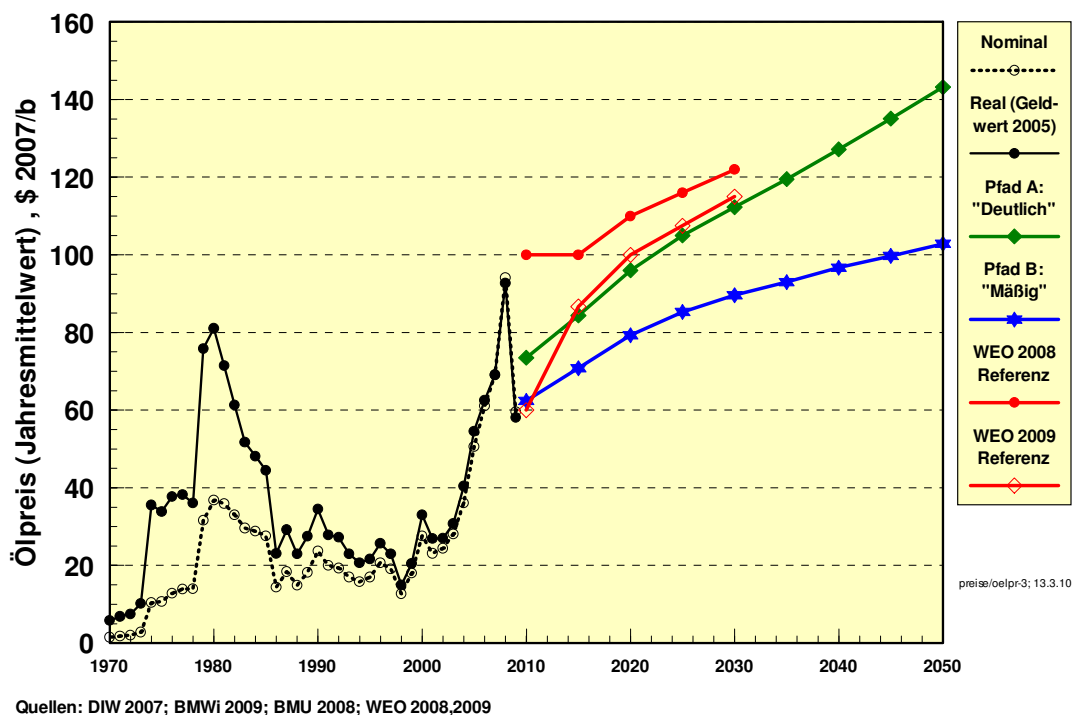


Abbildung 3.2: Historische Ölpreisentwicklung 1970 – 2009 (Jahresmittelwert) und Preispfade der Leitstudien 2008/2009 [BMU 2008a, BMU 2009] im Vergleich mit den Angaben im World Energy Outlook [IEA 2008, IEA 2009].

Der Ölpreis zeigte in der Vergangenheit neben einigen starken Preissprüngen im Mittel eine stetig steigende Tendenz. Während im Jahrzehnt von 1990 bis 2000 ein Preis von 20 \$/bbl. als niedrig bezeichnet wurde, gilt jetzt schon ein Preis von 60 \$/bbl. bereits als außerordentlich günstig. Die Annahmen der Internationalen Energieagentur (IEA) in ihren aktuellen Szenarien des World Energy Outlooks 2010 mit 113 bis 135 \$/bbl im Jahr 2035 stützen vor allem die Annahmen des Energiepreispfades A. Ende 2010 lag der Ölpreis bereits wieder

deutlich über 90 \$/bbl. Auch die Erdgas- und Steinkohlepreise hatten sich wieder deutlich nach oben bewegt.

Das inländische Preisniveau für die Energieträger Erdöl, Steinkohle und Erdgas wird durch die Grenzübergangspreise bestimmt, wobei sowohl die Entwicklung des zukünftigen Wechselkurses \$ / € eine Rolle spielt, wie auch die Abhängigkeit des Erdgas- und Kohlepreises von der Entwicklung des Rohölpreises. Die resultierenden Werte für die Leitszenarien [BMU 2008a] sind in der Tabelle 3.3 zusammengestellt.

Tabelle 3.3: Entwicklung der Grenzübergangspreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle in den Energiepreispfaden A und B

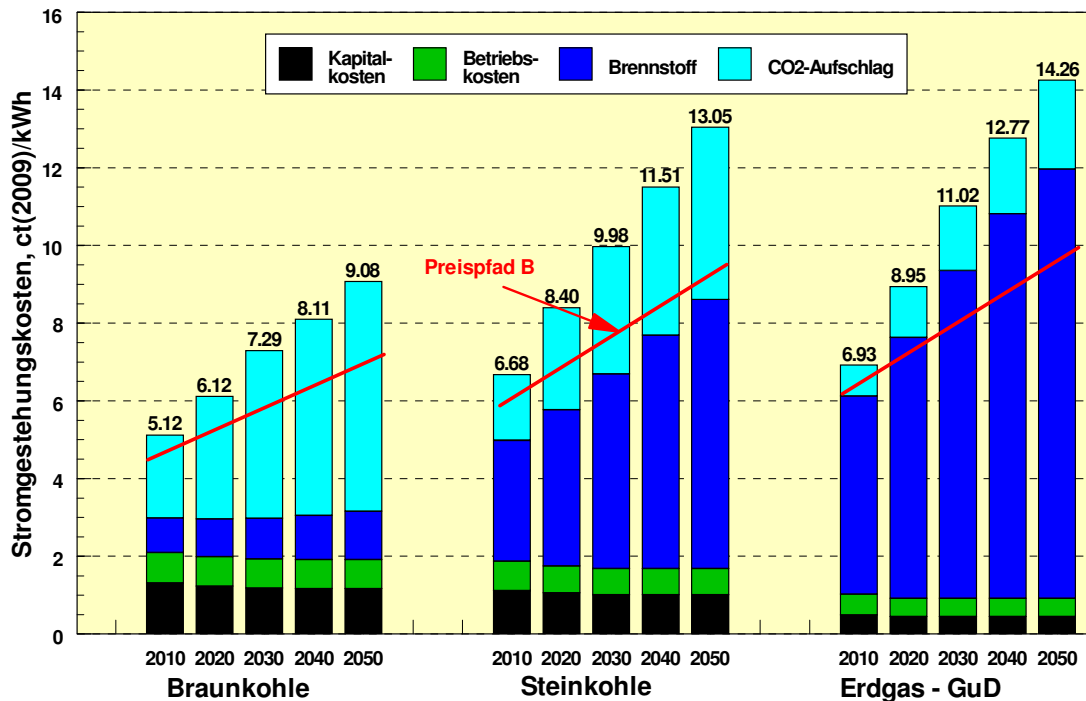
Real, € ₂₀₀₅ /GJ	2005	2007	2008	2010	2015	2020	2025	2030
Leitszenarien, Pfad A „Deutlich“								
Rohöl	7,5	8,9	11,0	9,2	11,0	12,7	14,2	15,7
Erdgas	4,5	5,3	7,0	7,0	8,8	10,3	11,8	13,3
Steinkohle	2,2	2,2	3,6	3,7	4,4	5,1	5,7	6,3
Leitszenarien, Pfad B „Mäßig“								
Rohöl	7,5	8,9	11,0	7,8	9,2	10,3	11,5	12,5
Erdgas	4,5	5,3	7,0	6,0	7,3	8,1	9,1	9,9
Steinkohle	2,2	2,2	3,6	3,3	3,7	4,0	4,3	4,9

Weiterhin sind Annahmen zur Entwicklung der Preise von CO₂-Zertifikaten von Bedeutung. Die jeweiligen CO₂-Preise für die Leitszenarien lauten für den Preispfad A (Preispfad B in Klammern) für 2020: 39 (30) und für 2030: 50 (35). Beim Preispfad A nähern sich die CO₂-Preise kontinuierlich denjenigen Werten, die in verschiedenen Untersuchungen als „externe“ (d. h.. bisher nicht oder sehr unzulänglich in betriebswirtschaftliche Kostenrechnungen eingehenden) Kosten der fossilen Energieversorgung ermittelt wurden. Der weitaus größte Anteil dieser externen Kosten resultiert aus den zukünftigen Schadenskosten eines ungebremsten Klimawandels (~ 70 € / t nach [Krewitt 2006]; 85 € / t nach [Stern 2007]).

Werden die CO₂-Preise auf den Brennstoffpreis aufgeschlagen, so zeigt sich, dass die Preisanstiege bei Erdgas überwiegend durch den Brennstoff selbst verursacht sind, während sie bei Steinkohle zum überwiegenden Teil und bei Braunkohle fast ausschließlich durch den Preis für CO₂-Zertifikate bestimmt werden. Daraus wird klar, dass ein unter Klimaschutzgesichtspunkten fairer Wettbewerb fossiler und erneuerbarer Energietechnologien wesentlich von der Wirksamkeit des zukünftigen Handels mit CO₂-Zertifikaten abhängt.

Einen Überblick über die Bandbreite der auf der oben genannten Grundlage errechneten Stromgestehungskosten für **neue Kraftwerke** zeigt Abbildung 3.3. Ausgehend von 5 – 7 Cent/kWh (2010) sind für den Preispfad A deutliche und für den Preispfad B merkliche Anstiege bis zum Jahr 2030 und darüber hinaus zu verzeichnen. Erdgas- und Steinkohlestrom aus neuen Kraftwerken kostet im Preispfad A im Jahr 2030 zwischen 10 und 11 Cent/kWh, Strom aus Braunkohle 7,3 Cent/kWh. Im Preispfad B liegen die entsprechenden Werte für Erdgas- und Steinkohlekraftwerke etwa bei 8 Cent/kWh, für Braunkohlekraftwerke bei 6 Cent/kWh.

- Preispfad A: "Deutlich", (Zins 6%/a, Abschr. 25 a, 7000 h/a) -



BASIS10; KW-KOSA, 9.6.10

Abbildung 3.3: Bandbreite der Stromgestehungskosten neuer fossiler Kraftwerke als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung (einschließlich CO₂-Preis) für die Brennstoffpreispfade A und B

Die steigenden fossilen Brennstoff- und CO₂-Preise übertreffen die Kostensenkungen durch Wirkungsgraderhöhungen und leicht sinkende Investitionskosten deutlich. Die Stromgestehungskosten gemäß der Preispfade A und B der Leitszenarien steigen mit der Zeit daher beträchtlich. Für Steinkohle beträgt der Unterschied im Jahr 2030 ca. 3 Cent/kWh, bei Gaskraftwerken sogar ca. 4 Cent/kWh. Diese Unterschiede wirken sich natürlich gravierend auf die Beurteilung der Preiswürdigkeit des Ausbaus erneuerbarer Energien im Stromsektor aus.

Aus den erwarteten Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke lässt sich eine mögliche Bandbreite anlegbarer Stromerzeugungspreise ableiten (vgl. Tabelle 3.4). Die anlegbaren Strompreise gemäß der Pfade A und B sind die aus der Sicht der Autoren relevanten Werte, wenn zukünftig eine weltweit wirksame Klimaschutzstrategie betrieben wird und sich zudem Knappheitstendenzen fossiler Energieträger in den Preisen niederschlagen.

3.3 Ableitung der Stromgroßhandelspreise aus den Stromgestehungskosten

Zur Berechnung der EEG-Differenzkosten sind nicht die Stromgestehungskosten des fossil befeuerten Kraftwerksparks aus Alt- und Neuanlagen relevant, sondern die Stromgroßhandelspreise. Die Strombörse in Leipzig hat dabei eine Leitfunktion für die Preisfindung übernommen. Dort orientieren sich die kurzfristigen Strompreise (Day ahead) an den Grenzkosten (variable Einsatzkosten, d. h.. Brennstoff und ggf. CO₂-Kosten) der Merit-Order

(kostenbedingte Einsatzreihenfolge der Kraftwerke) und zeigen im Tagesverlauf einen stündlich deutlich schwankenden Strompreis mit Tiefstwerten in den Frühstunden und Höchstwerten am Mittag und in frühen Abendstunden. Zu Schwachlastzeiten sind derzeit Kernkraft- und Braunkohlekraftwerke, während es in den Spitzenlastzeiten Gaskraftwerke sind. Entscheidend für einen wirtschaftlichen Betrieb dieser Kraftwerke ist, dass auf Dauer gesehen der erzielbare durchschnittliche Großhandelspreis nicht nur die Grenzkosten deckt, sondern die langfristigen Vollkosten des Kraftwerkes, wie sie über die Future-Preise (in der Regel für die nächsten 2-3 Frontjahre) wieder gespiegelt werden.

Mit dem zunehmenden Angebot bei erneuerbaren Energien und deren Grenzkosten von null (vor allem durch Windkraft und Photovoltaik) verschiebt sich die Merit-Order so, dass die teuersten Kraftwerke (in der Regel Gas und Steinkohle) zu Peakzeiten auf eine immer geringere Nachfrage treffen. Vor allem im Peak der Mittagszeit deckt die Photovoltaik in wachsenden Umfang diesen lukrativen Markt ab (Ende 2010 rund 17 GW installierte Leistung). Hinzu kommt zu allen Tageszeiten das fluktuierende Stromangebot Windkraft (28 GW installierte Leistung). Im Mittel sinkt dadurch der durchschnittliche Marktpreis bereits heute deutlich (Merit-Order-Effekt) [vgl. Breitschopf et al. 2010]. Da sich diese Entwicklung künftig noch deutlich verstärkt, führt eine Preisfindung über die Grenzkosten zu geringeren Großhandelspreisen, als sie für einen wirtschaftlichen Betrieb von **neuen** Steinkohle- oder Gaskraftwerken erforderlich ist. Damit ist mittel- bis langfristig eine Anpassung des Marktmodells unausweichlich. Dies wird umso bedeutsamer, je mehr Reservekapazitäten für die Abdeckung von wind- und sonnenschwachen Zeiten benötigt werden. Hierfür sind primär Erdgas- und ggf. Steinkohlekraftwerke geeignet, die statt bisher übliche 6.000 bis 7.000 Vollbenutzungsstunden (Abbildung 3.3) signifikant geringere Volllaststunden erzielen werden. Werden die Betriebskosten wie bisher auf die (sinkenden) Vollbenutzungsstunden umgelegt, steigen diese deutlich an.

Für den in dieser Untersuchung betrachteten Zeitraum bis zum Jahr 2030 wird implizit unterstellt, dass die in Abbildung 3.3 gezeigten durchschnittlichen Stromgestehungsvollkosten der fossilen Stromerzeugung auch am Strommarkt (mit ggf. geänderten Preisfindungsmechanismen) realisiert werden können. Diese Kosten würden so eine Untergrenze für den anlegbaren Strompreis darstellen.

Für die Ermittlung der EEG-Differenzkosten werden nach Tabelle 3.4 zwei Strompreispfade **ohne Verteilkosten (d. h. frei Kraftwerk)** berücksichtigt. Es handelt sich um den Strompreispfad *Mäßig* (basiert auf Energiepreispfad B) und den Strompreispfad *Deutlich* (basiert wegen der wirtschaftskrisenbedingt derzeit niedrigen Großhandelspreise⁶ auf einem Übergang des Energiepreispfades B nach A).

Der Strompreispfad *Mäßig* gibt die von den Autoren erwartete Untergrenze beim Anstieg der Strompreise wieder, während der Strompreispfad *Deutlich* als der wahrscheinlichste Fall angesehen wird.

⁶ Die niedrigere Stromnachfrage (im Jahr 2009 waren es 5% weniger als 2008) und Industrieproduktion führt zu einem größeren Angebot an CO₂-Zertifikaten. Deren Preis liegen dadurch deutlich niedriger als vor der Wirtschaftskrise, wodurch die Strompreise frei Kraftwerk auch niedriger liegen. Im Zuge der zu erwartenden Nachfragerholung sind kurzfristig entsprechend Preissteigerungen zu erwarten, wie die Stromfutures für 2011 bereits zeigen. Im Durchschnitt werden für 2011 etwa 5 Cent/kWh erwartet, Tendenz steigend.

Tabelle 3.4: Angelegte Großhandelspreise für die Ermittlung der EEG-Differenzkosten

	Strompreisfad „Mäßig“	Strompreisfad „Deutlich“
Cent ₂₀₁₀ / kWh		
2010	4,3	4,3
2011	5,0	4,6
2012	5,1	4,8
2013	5,2	5,1
2014	5,3	5,3
2015	5,4	5,5
2016	5,5	5,7
2017	5,6	5,9
2018	5,7	6,3
2019	5,8	6,7
2020	5,9	7,0
2021	6,0	7,3
2022	6,1	7,5
2023	6,2	7,7
2024	6,4	8,0
2025	6,5	8,2
2026	6,6	8,5
2027	6,8	8,7
2028	6,9	8,9
2029	7,0	9,2
2030	7,1	9,4

Die tägliche Vermarktung des EEG-Stroms durch die Übertragungsnetzbetreiber gemäß der AusglMechV an Spotmarkt seit dem 1.1.2010 hat neue Verhältnisse für die EEG-Differenzkostenermittlung geschaffen. Die vor- und untertägige Vermarktung der EEG-Strommengen ermöglicht für das Jahr 2010 im Nachgang erstmals transparente Ergebnisse über den erzielbaren Marktwert des EEG-Stroms am Spotmarkt. Musste dieser in der Vergangenheit anhand durchschnittlicher Preise geschätzt werden, liegen Anfang 2011 die Vermarktungsdaten für ein ganzes Jahr vor. Daraus werden sich neue Erkenntnisse über die derzeitige Wertigkeit der jeweiligen EEG-Stromsparten ergeben, wobei der Spotmarktpreis durch den Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien stark beeinflusst ist (im Extremfall sind sogar negative Strompreise in bestimmten Stunden möglich). Die Rückwirkung dieser Entwicklungen am Spotmarkt auf die Stromterminmärkte und deren Preiserwartungen ist allerdings schwierig vorherzusagen, weil hierbei die Risikobereitschaft der Stromlieferanten (frühzeitige Absicherung der Strombezugspreise versus der Erwartung von unter dem Terminmarkt liegenden Spotmarktpreisen) relevant ist.

Für 2010 wurde von den ÜNB zur Ermittlung der EEG-Umlage die Wertigkeit abgeschätzt. Dabei wurde Windstrom mit 83% und Photovoltaik mit 120% des durchschnittlichen Börsenpreises taxiert. Die anderen Sparten Wasser, Biomasse und Geothermie mit 100% [ÜNB 2009].

Diesem Ansatz wird in dieser Untersuchung bei der Ermittlung der EEG-Differenzkosten gefolgt, sodass der durchschnittliche, mengengewichtete anlegbare Wert des EEG-Stromes immer leicht (5 bis 7 %) unter denen in Tabelle 3.4 liegt (vgl. Tabelle 3.5).

Tabelle 3.5: Durchschnittlicher Wert des EEG-Stroms im Stromgroßhandel

	Strompreisfad „Mäßig“	Strompreisfad „Deutlich“
Cent ₂₀₁₀ / kWh		
2010	4,2	4,2
2011	4,3	4,4
2012	4,6	4,7
2013	4,7	4,9
2014	4,8	5,1
2015	4,9	5,3
2016	5,1	5,5
2017	5,2	5,7
2018	5,4	6,1
2019	5,5	6,4
2020	5,7	6,8
2021	5,8	7,0
2022	5,9	7,2
2023	6,0	7,5
2024	6,1	7,7
2025	6,2	7,9
2026	6,4	8,1
2027	6,5	8,3
2028	6,6	8,6
2029	6,7	8,8
2030	6,8	9,0

4 EEG-Kostenanalyse

4.1 Vorbemerkung

Nach Definition des § 1 EEG fällt der gesamte aus erneuerbaren Energien erzeugte Strom unter das EEG, unabhängig davon, ob ein Vergütungsanspruch / -interesse seitens des Anlagenbetreibers besteht oder nicht. Wie bereits in Kap. 2.1 erwähnt, ist bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zwischen zwei Formen zu unterscheiden: einerseits zwischen Anlagen, welche ihren Vergütungsanspruch aus dem EEG wahrnehmen und andererseits Anlagen, die keinen Vergütungsanspruch haben oder diesen nicht wahrnehmen, weil sie ihren Strom zeitweise oder generell direkt vermarkten. Letzteres galt bislang vor allem für große ältere Wasserkraftanlagen sowie einige Holzkraftwerke. Aufgrund des primär PV-Strom bedingten starken Anstieg der EEG-Umlage kann die Direktvermarktung auf Basis des § 17 EEG in Verbindung mit § 37 EEG bereits 2011 signifikant zunehmen (vgl. Kapitel 4.5.1).

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 gesamten EEG-Strommenge beitragen. Aus rationalen Gründen kann man davon ausgehen, dass Anlagenbetreiber nur dann auf die EEG-Vergütungen verzichten werden, wenn sie über eine Direktvermarktung vorübergehend oder dauerhaft höhere Erlöse erzielen können.

4.2 Entwicklung der nach EEG vergüteten Stromerzeugung

In Kapitel 3.1 wurde bereits die nach dem Ausbauszenario denkbare Entwicklung der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien dargestellt. Für die Kostenbetrachtungen des EEG ist aber nicht die Gesamtmenge des Stroms aus erneuerbaren Energien relevant, sondern letztlich nur die nach dem EEG vergütete Strommenge. Diese Strommenge ist schon immer kleiner als die gesamte EEG-Strommenge gewesen, da rund 80% des Wasserkraftstroms aus Altanlagen nicht über das EEG vergütet wird.

Auf mittlere bis lange Sicht gesehen, werden zunehmend EEG-Anlagen aus der EEG-Vergütung ausscheiden, weil es für sie mit den erwarteten steigenden Großhandelsstrompreisen immer attraktiver wird, den Strom z. B. über Ökostromlieferanten direkt zu vermarkten. Hierbei sind keine zusätzlichen Anreize für die Vermarktung unterstellt, so wie sie jetzt in Verbindung mit dem § 37 EEG (vgl. Kap. 4.5.1) oder künftig anderen Anreizmodellen vorliegen. Abbildung 4.1 und Abbildung 4.2 zeigen im Vergleich die erwartete Preisentwicklung für konventionell erzeugten Strom im Stromgroßhandel (vgl. Kap. 3.3) und die EEG-Vergütungssätze, die dazu führen wird, dass bis Ende dieses Jahrzehnts als Erstes Windkraftanlagen (an Land) und PV-Freiflächenanlagen Preisgleichheit mit der fossilen Stromerzeugung erreichen werden. Danach folgen weitere Sparten, sodass bis 2030 Neuanlagen nahezu aller EE-Sparten günstiger den Strom erzeugen können, als es konventionelle Kraftwerke auf Basis fossiler Energieträger tun können.

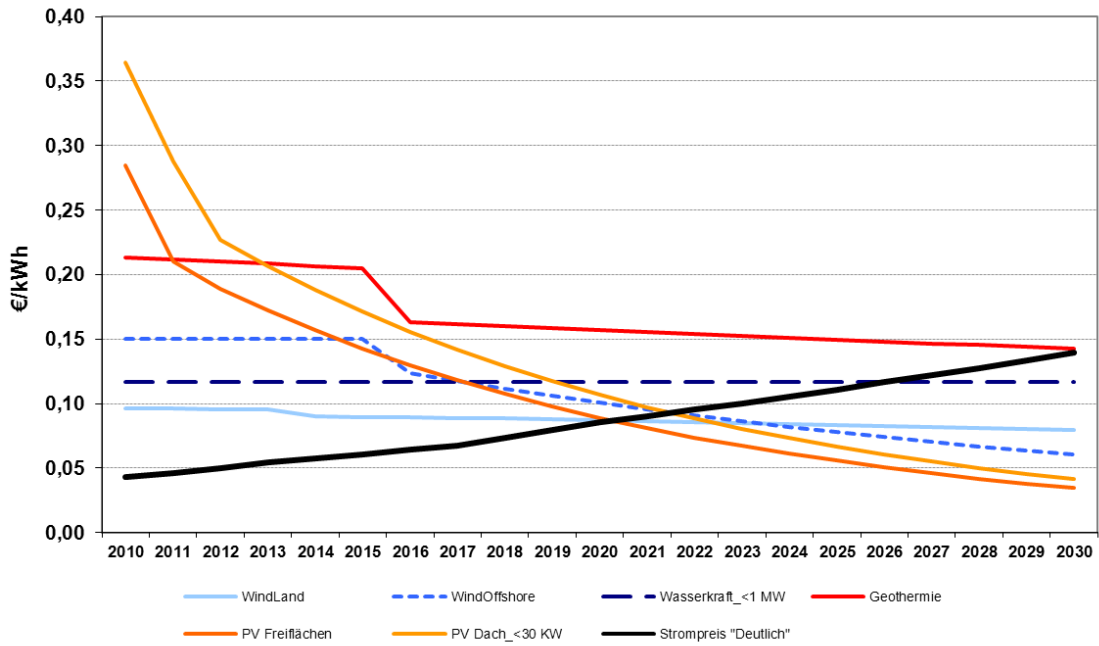


Abbildung 4.1: Verlauf der EEG-Anfangsvergütungen für Neuanlagen und Stromgroßhandelspreisfad *Deutlich* im Modell (nominale Werte)

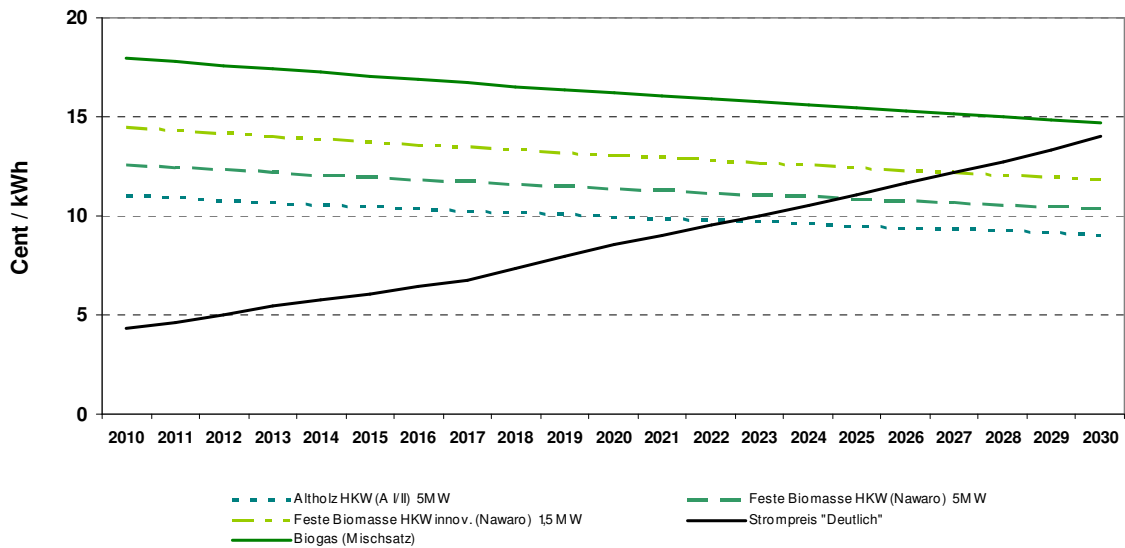


Abbildung 4.2: Verlauf der EEG-Anfangsvergütungen für Biomasse-Neuanlagen und Stromgroßhandelspreisfad *Deutlich* im Modell (nominale Werte)

Gegenüber dem erwarteten Trend eines Anstieges bei der fossilen Stromerzeugung und Stromgroßhandelspreis kommt es, über alle EEG-Anlagen betrachtet, bei der EEG-Durchschnittsvergütung (ohne Abzug vermiedener Netznutzungsentgelte) zu einem kontinuierlichen Rückgang, da der Vergütungssatz für EEG-Neuanlagen einer hohen

Kostendegression unterliegt. Mitte der 2020er Jahre würde es zur Preisgleichheit zwischen dem Stromgroßhandelspreisfad *Deutlich* und der EEG-Durchschnittsvergütung kommen können, im Preisfad *Mäßig* ab Ende der 2020er Jahre (vgl. Abbildung 4.3), sofern künftige EEG-Änderungen nicht zu höheren Vergütungssätzen führen.

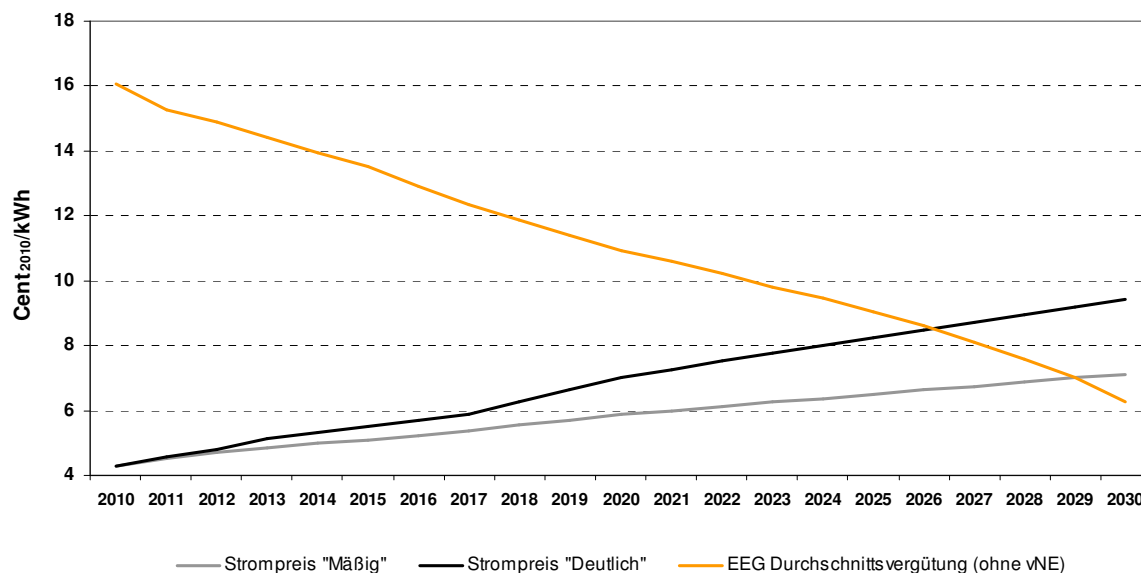


Abbildung 4.3: Entwicklung der EEG-Durchschnittsvergütung im Vergleich zu den Strompreispfaden (ohne Ausscheiden von Anlagen aus der EEG-Vergütung, ohne Berücksichtigung vermiedener Netzentgelte)

Aufgrund der beschriebenen Entwicklung in Richtung Preisgleichheit einzelner EEG-Sparten ggü. der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern ist mit einem sukzessiven Ausscheiden von EEG-Anlagen aus dem EEG-Vergütungssystem zu rechnen. Weil EEG-Anlagen bei einer direkten Vermarktung ihres Stroms dann aber vertragliche Zusagen hinsichtlich ihrer Leistungsverfügbarkeit werden machen müssen, werden vor allem stark fluktuierende Fotovoltaik-⁷ und Windkraftanlagen nicht bereits bei geringfügig höheren Großhandelspreisen ausscheiden, sondern erst dann, wenn auch die zusätzlich anfallenden Kosten für eine Leistungsabsicherung und Vermarktung sicher gedeckt oder durch andere Unterstützungshilfen (z. B. Prämien) abgedeckt werden können.

Diese Aufwendungen der EEG-Sparten für eine erfolgreiche Direktvermarktung wurden im Modell durch entsprechende Aufschläge auf den Stromgroßhandelspreis 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

⁷ Eingespeister Stromanteil bei Inanspruchnahme der Eigenverbrauchsregelung.

schätzungsweise 1,5 bis 2 Cent/kWh in Folge der notwendigen Leistungsabsicherung kommen wird. Lediglich für kleine Fotovoltaik-Anlagen (vielfach Anlagen auf Ein- oder Zweifamilienhäusern) 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 aufwändig und nicht wirtschaftlich sinnvoll ist. Denkbar sind Vermarkter, welche die Kleinmengen sammeln und dann im Pool vermarkten. Dies dürfte aber erst bei deutlich höheren Durchschnittspreisen interessant werden.

Tabelle 4.1: Im Modell erforderliche Mindestüberschreitung des Stromgroßhandelspreises, bevor EEG-Anlagen aus der EEG-Vergütung in eine Direktvermarktung (ohne weitere Bonusregelungen) 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 > 30 < 1000 kW	2,0
Fotovoltaik > 30kW	1,5
Biomasse	0,5
Geothermie	0,5

Auf Basis dieser Grenzziehung steigen im Strompreisfad *Deutlich* bereits ab Mitte des Jahrzehnts in stetig wachsendem Umfang EEG-Strommengen (primär Windkraft) aus der EEG-Vergütung aus. Ab etwa 2018 beschleunigt sich diese Entwicklung und wird nach dem Jahr 2025 sehr dynamisch. Um das Jahr 2026 herum wäre nur noch weniger als die Hälfte des hier zu Lande produzierten EEG-Stroms über das EEG zu vergüten, im Jahr 2030 nur noch 17% (vgl. Abbildung 4.4)

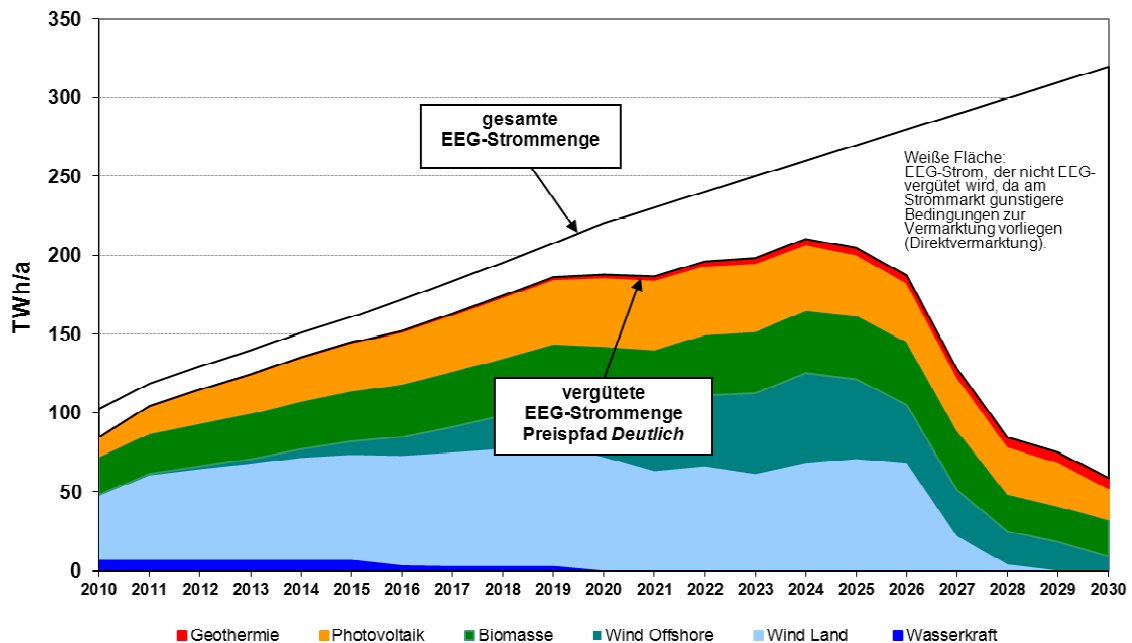


Abbildung 4.4: Entwicklung der nach EEG vergüteten Strommengen auf Basis des Ausbauszenario

4.3 Entwicklung der EEG-Vergütungszahlungen

Nach dem derzeit gültigen EEG können EEG-Stromerzeugungsanlagen für den Zeitraum von mindestens einem Monat aus der EEG-Vergütung ausscheiden und so über die direkte Stromvermarktung höhere Erlöse als über das EEG zu erzielen. Damit reduzieren sich die zu zahlenden EEG-Vergütungen.

Abbildung 4.5 zeigt, dass dieser Effekt etwa ab dem Jahr 2018 einsetzt und im Weiteren dazu führt, dass statt im Jahr 2020 zu erwartender Vergütungsansprüche von rund 21,6 Mrd. €₂₀₁₀ diese mit 21 Mrd. €₂₀₁₀ leicht niedriger liegen. Im Jahr 2030 beträgt diese Differenz jedoch bereits über 12 Mrd. €₂₀₁₀, da statt rund 18,5 Mrd. €₂₀₁₀ nur noch rund 6,6 Mrd. €₂₀₁₀ EEG-Vergütungen gezahlt würden. Diese Differenz wird sich in der Zeit nach 2030 weiter vergrößern, bis de facto keine EEG-Anlagen mehr auf die EEG-Vergütung angewiesen sein werden. Im Falle des deutlich niedriger verlaufenden Preispfades *Mäßig* setzt der Ausscheidungsprozess später an und beginnt erst ab 2024. Damit ist die Differenz zum Vergütungsanspruch im Jahr 2030 deutlich geringer und beträgt dann nur rund 5 Mrd. €₂₀₁₀.

Der in Abbildung 4.5 gezeigte Rückgang bei den EEG-Vergütungszahlungen an die EEG-Anlagenbetreiber wirkt sich direkt für die Stromabnehmer Kosten mindernd aus, denn die EEG-Differenzkosten werden hierdurch im gleichen Maße verringert.

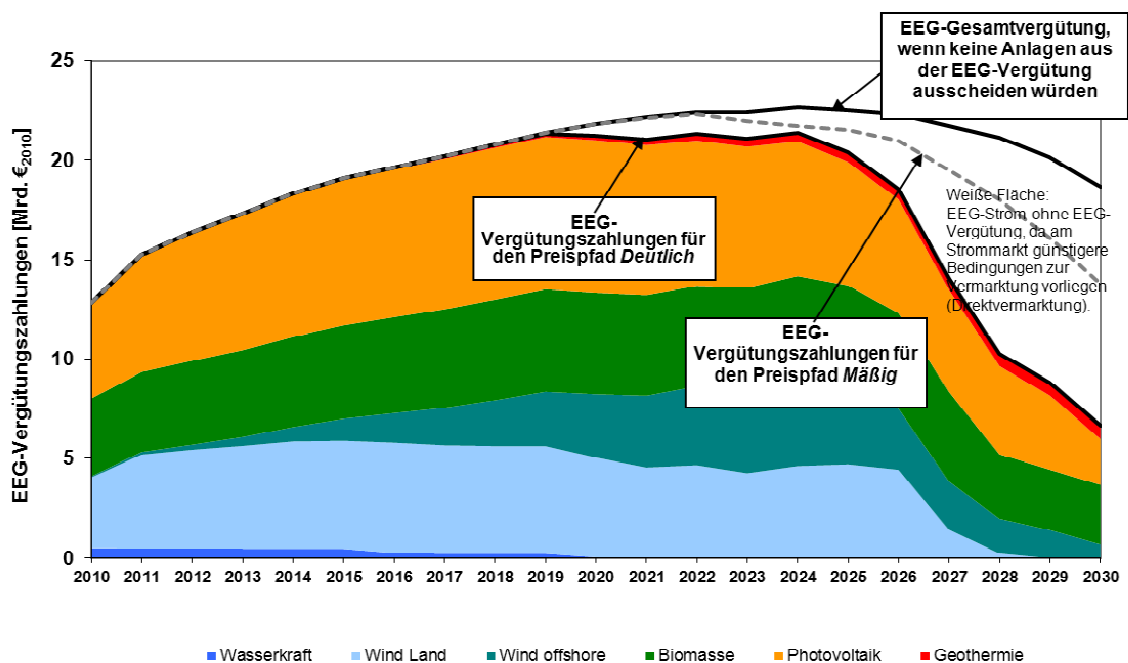


Abbildung 4.5: Erwartete Entwicklung der EEG-Vergütungen bis zum Jahr 2030

4.4 Entwicklung der EEG-Differenzkosten

Bei Betrachtung der durch das EEG für die Stromverbraucher entstehenden Mehrkosten, ist nicht primär die Höhe der EEG-Vergütungszahlungen relevant, sondern die Differenz zwischen Vergütungszahlungen und Marktwert des EEG-Stroms für die gleiche Menge. Dieser Marktwert wird branchenüblich über den in Kapitel 3.3 dargestellten Stromgroßhandelspreis für Strom bestimmt. Seit dem 1. Januar 2010 erfolgt eine tägliche Vermarktung der EEG-Strommengen durch die Übertragungsnetzbetreiber am Spotmarkt der Leipziger Strombörse EEX. Zu den dabei tatsächlich erzielten Vermarktungspreisen (EPEX Spot) liegen noch keine abschließenden Angaben vor, jedoch wird sich der durchschnittliche Vermarktungswert 2010 um ca. 4,2 Cent/kWh bewegen. Dieser Wert liegt leicht unter dem Tagesdurchschnittspreis von rund 4,5 Cent/kWh, da ein zeitweise hohes EEG-Stromangebot durch fluktuierende Einspeisungen bei Wind und Solar die Preise drückt (Merit-Order-Effekt, vgl. Kapitel 3.3). Für die Stromkunden wirkt dieser Effekt [siehe u. a. Sensfuss/Ragwitz 2007] bezeichnete Verteilungswirkung vom Prinzip her vorteilhaft aus, denn die im Strommix noch deutlich überwiegende Menge konventionell erzeugten Stroms wird damit auch preiswerter, da die Produzenten entsprechend weniger Erlösen. Dies gilt allerdings zunächst nur für den am Day-ahead-Markt eingekauften Strom, nicht für OTC- oder Future-Kontrakte. Hinsichtlich der EEG-Differenzkosten wirkt sich dieser Effekt allerdings Kosten erhöhend aus, denn es muss ein niedrigerer Preis für konventionellen Strom angesetzt werden. Die EEG-Differenzkosten liegen zwischen 2010 und 2030 dadurch durchschnittlich um etwa 2% höher.

Abbildung 4.6 zeigt die Entwicklung der EEG-Differenzkosten für den als wahrscheinlich angesehenen Strompreisfad *Deutlich*. Dort erreichen die EEG-Differenzkosten ihr Maximum im Jahr 2015 mit rund 11,4 Mrd. €₂₀₁₀. Anschließend kommt es bis zum Jahr 2030 zu einem

kontinuierlichen und deutlichen Rückgang der EEG-Differenzkosten auf knapp über 1 Mrd. €₂₀₁₀ bis zum Jahr 2030. Der überwiegende Anteil der EEG-Differenzkosten von rund 50% entfällt in diesem Zeitraum auf die Photovoltaik, obwohl die Vergütungssätze einer starken Degression unterliegen. Seit 2004 bis heute hat der Zubauboom – bei noch hohen Vergütungssätzen - Zahlungsverpflichtungen für 20 bis 21 Jahre mit sich gebracht, die bis Mitte der 2020er Jahre die EEG-Differenzkosten prägen. Ein sehr hoher PV-Zubau auch nach 2020 führt dagegen kaum noch zu Mehrkosten, da die Vergütungssätze dann im Bereich von 10 Cent/kWh oder weniger liegen werden.

Diese gezeigte Entwicklung gilt unter der Maßgabe, dass die durchschnittlichen Stromgroßhandelspreise - getrieben durch Brennstoffpreissteigerungen und CO₂-Zertifikatspreise - in den nächsten 20 Jahren real ansteigen und im Durchschnitt auch die Vollkosten der konventionellen Erzeugung abdecken (vgl. Kapitel 3.3). Unterstellt wurde hierbei für das Jahr 2030 ein Stromgroßhandelspreis von knapp 10 Cent₂₀₁₀, d. h.. rund 3 Cent₂₀₁₀ über dem Preisniveau des Jahres 2009 bzw. etwa 5 Cent₂₀₁₀ über dem durchschnittlich erwarteten Preisniveau der Jahre 2011/12. Im Preispfad *Mäßig* erreicht der Stromgroßhandelspreis im Jahr 2030 einen Wert von rund 7 Cent₂₀₁₀/kWh, d. h.. nur etwa 2 Cent₂₀₁₀/kWh über dem Preisniveau für 2011/12.

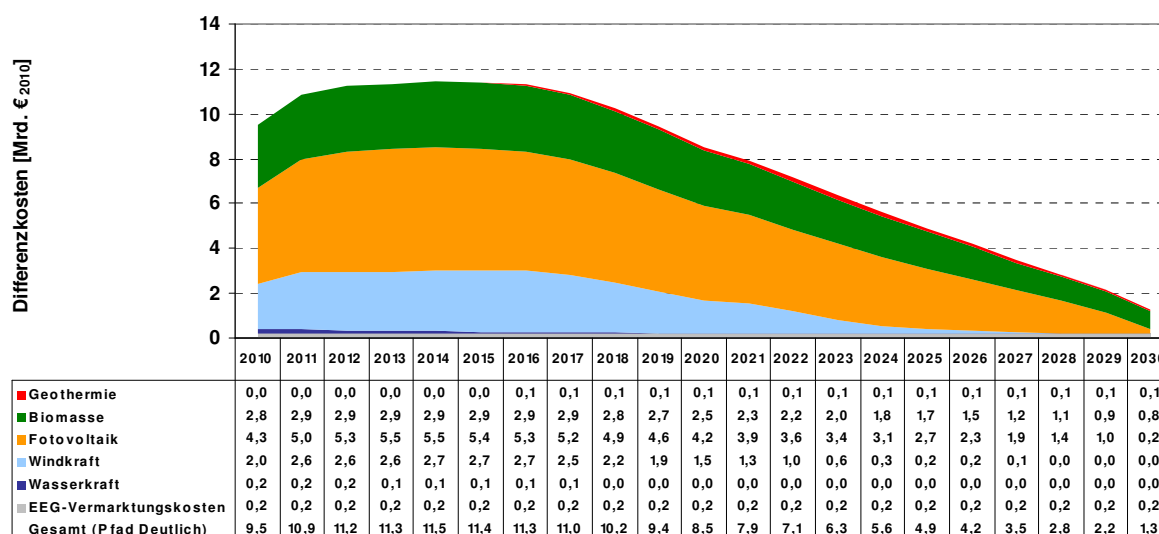


Abbildung 4.6: Erwartete Entwicklung der EEG-Differenzkosten im Strompreispfad *Deutlich* bis zum Jahr 2030

Auch wenn der Strompreisanstieg bis zum Jahr 2030 aufgrund niedrigerer Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise deutlich geringer ausfallen würde (Preispfad *Mäßig*), bliebe der Trendverlauf bei den EEG-Differenzkosten grundsätzlich gleich. Das Tempo des Rückgangs der EEG-Differenzkosten würde aber geringer ausfallen. Abbildung 4.7 zeigt die flacher auslaufende Kurve mit absolut etwas höheren EEG-Differenzkosten von rund 12 Mrd. €₂₀₁₀ im Maximum 2015. Die kumulierten EEG-Differenzkosten würden im Zeitraum 2010 bis 2030 mit 192 Mrd. €₂₀₁₀ statt 162 Mrd. €₂₀₁₀ (Preispfad *Deutlich*) rund 30 Mrd. €₂₀₁₀ höher ausfallen.

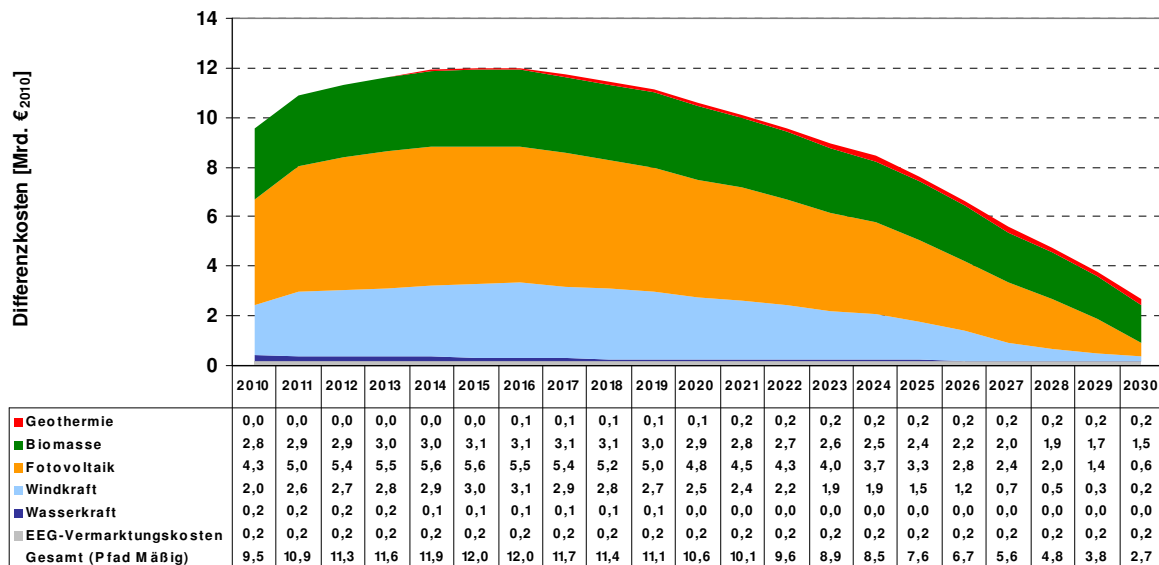


Abbildung 4.7 Erwartete Entwicklung der EEG-Differenzkosten im Strompreisfad *Mäßig* bis zum Jahr 2030

4.5 Entwicklung der EEG-Umlage

Die EEG-Differenzkosten werden auf alle nicht begünstigten Stromkunden (siehe weiter unten) umgelegt. Diese so genannte EEG-Umlage berechnet sich, in dem die gesamten EEG-Differenzkosten durch den umlagepflichtigen Letztverbrauch geteilt werden. Die EEG-Umlage wird seit dem 1.1.2010 von den EEG-Strom vermarktenden Übertragungsnetzbetreibern im Voraus festgelegt⁸ und ist von den Stromvertriebsunternehmen für jede verkaufte umlagepflichtige Letztverbrauchs-Kilowattstunde zu zahlen. Dadurch erhöhen sich die Strombeschaffungskosten der Stromvertriebe. In der Regel werden diese versuchen, diese höheren Beschaffungskosten an die Kunden weiterzugeben, sodass vereinfacht unterstellt werden kann, dass sich der Preis für eine Kilowattstunde Strom entsprechend um den EEG-Umlagebetrag erhöht.

In den vergangenen Jahren lag die umlagepflichtige Letztverbraucherstrommenge bei durchschnittlich 80% des Bruttostromverbrauchs in Deutschland und wird im Modell auch mit diesem Wert fortgeschrieben. Der aus dem Ausbauszenario unterstellte Rückgang beim Bruttostromverbrauch führt somit auch zu einer kleiner werdenden Letztverbraucherstrommenge, sodass - gleiche Höhe bei den EEG-Differenzkosten unterstellt - die EEG-Umlage dadurch höher ausfallen muss.

Die EEG-Umlage ist fast vollständig von den nicht privilegierten Letztverbrauchern (Stromkunden) zu tragen, die nicht unter die Regelungen des § 41 und 42 EEG 2009 fallen (siehe auch Kasten unten). Den nicht privilegierten Stromkunden entstehen durch die Privilegierung bestimmter Stromabnehmer höhere EEG-Umlagekosten, da deren Begünstigung (durch eine

⁸ Bis zum 15.10. des Vorjahres für das Folgejahr.

mengenmäßig sehr stark verminderte EEG-Stromabnahme) stattdessen von allen anderen Stromabnehmern zu tragen ist. Die EEG-Umlage erhöhte sich für die nicht privilegierten Stromabnehmer durch die Begünstigung der als stromintensiv eingeschätzten Unternehmen im Jahr 2010 um rund 18%. Perspektivisch wird es durch weiter steigende EEG-Differenzkosten und einer Zunahme der Begünstigten zu einer weiteren Zunahme dieses Aufschlages kommen, sodass im Modell die Umlageerhöhung für alle nicht unter die Privilegierung fallenden Stromabnehmer generell mit 20% angesetzt wird.

Privilegierung stromintensiver Unternehmen (Besondere Ausgleichsregelung)

Durch eine Änderung des EEG 2000 wurde 2003 mit der so genannten „Besonderen Ausgleichsregelung“ nach damaligen § 11a eine spezielle Begünstigung von besonders energieintensiven Unternehmen des produzierenden Gewerbes eingeführt, die im (internationalen) Wettbewerb durch hohe Stromkosten besonders benachteiligt wären. Später kamen noch Schienenbahnen hinzu.

Privilegiert wurden zunächst nur Unternehmen, die einen Stromverbrauch über 100 GWh (100 Mio. kWh) an einer Abnahmestelle hatten und deren Stromkosten über 20% der Bruttowertschöpfung lagen. Die EEG-Umlage für diese Unternehmen wurde auf 0,05 Cent/kWh begrenzt. Mit dem EEG 2004 wurde diese Regelung im neuen § 16 auf weitere Unternehmen ausgedehnt, in dem die Schwellwerte auf 10 GWh und 20% am Bruttostromverbrauch gesenkt wurden. Zusätzlich wurden Schienenbahnen als berechtigt aufgenommen. Unternehmen mit weniger als 100 GWh Stromverbrauch oder einem Anteil von weniger als 15% Anteil an der Bruttowertschöpfung haben weiterhin einen 10%-igen Selbstbehalt der EEG-Umlage zu tragen. Zielgröße für die reduzierte EEG-Umlage waren weiterhin 0,05 Cent/kWh.

Jedoch konnte diese nur eingehalten werden, solange die dadurch entstehenden zusätzlichen Belastungen für die nicht begünstigten Stromabnehmer 10% nicht überstiegen (10%-Deckel). Nachdem durch die Ausweitung der antragsberechtigten Unternehmen im EEG 2004 es bereits 2005 zu einer Überschreitung der Zielgröße von 0,05 Cent/kWh kam (erreicht wurden rund 0,1 Cent/kWh), wurde im Jahr 2006 der 10%-Deckel rückwirkend zum 1.1.2006 gestrichen. Dadurch erhöhte sich die EEG-Umlage für die nicht begünstigten Stromabnehmer im Jahr 2009 statt um 10% nunmehr um 18%.

Im EEG 2009 wurde diese Regelung unverändert in die §§ 41/42 übernommen.

Die EEG-Umlage lag 2009 bei rund 1,3 Cent/kWh und war für das Jahr 2010 durch die ÜNB auf 2,05 Cent/kWh prognostiziert worden. Durch einen deutlich höheren PV-Zubau und einen niedrigeren Spotmarktpreis für die Vermarktung hätte die EEG-Umlage 2010 ca. 2,3 bis 2,4 Cent/kWh betragen müssen. Sie wird auch im Preisfad *Deutlich* weiter ansteigen. Ihr rechnerisches Maximum wird in den nächsten etwa 5 - 7 Jahren in der Gegend von 3 Cent₂₀₁₀/kWh verharren (vgl. Abbildung 4.8), wenn der PV-Zubau - wie im Ausbauszenario angenommen - wieder zurückgeht. Sollte der PV-Ausbau aber deutlich stärker ausfallen, als im Ausbauszenario unterstellt, würde sich die EEG-Umlage darüber hinaus erhöhen. Das

Gleiche gilt auch für den Fall, wenn die Stromgroßhandelspreise geringer ansteigen, als angenommen.⁹

Aktuelle Entwicklungen bei der EEG-Umlage

Die Gründe für die Fast-Verdoppelung der EEG-Umlage von 2009 auf 2010 liegen in dem 2009 unerwartet hohen PV-Zubau, der durch die Wirtschaftskrise stark gefallenen Stromgroßhandelspreise und der Umstellung des EEG-Wälzungsmechanismus auf tägliche Vermarktung am Spotmarkt.

Die Vermarktungskosten werden nun direkt dem EEG zugerechnet, waren bisher zum Teil aber bereits schon in den Netzentgelten der Übertragungsnetzbetreiber enthalten und werden nun in die EEG-Umlage verschoben. Die Umlage-Schätzung für 2010 durch die ÜNB ist nach bisherigem Kenntnisstand zu niedrig angesetzt, da der PV-Zubau im Jahr 2009 (3.800 MW) und auch 2010 (geschätzte 7.000 MW) sehr deutlich über den bisherigen Schätzungen gelegen hat bzw. liegen wird (ÜNB: 2.000 MW für 2010).

Somit wäre tatsächlich für 2010 ein EEG-Umlagewert im Bereich von 2,3 bis 2,4 Cent/kWh zu erwarten gewesen. Die Differenz zu der von den ÜNB festgesetzten EEG-Umlage von 2,05 Cent/kWh in Höhe von 0,3 Cent/kWh muss im Jahr 2011 bzw. 2012 nachgeholt werden, sodass sich die EEG-Umlage im Jahr 2011 von rechnerisch zu erwartenden 2,7 auf rund 3,0 Cent/kWh erhöhen wird. Tatsächlich wurde die EEG-Umlage von den ÜNB für 2011 aber auf 3,53 Cent/kWh festgelegt. Dieser hohe Wert wird vor allem durch einen ggü. dem Ausbau-szenario nochmals erhöhten Zubau in den Jahren 2010/11 von je 9.500 MW determiniert. Hinzu kommt eine hohe Erwartung für die Windstromerzeugung. Hierdurch soll aus Sicht der ÜNB sichergestellt werden, dass es nicht wieder wie im Jahr 2010 zu einer deutlichen Unterschätzung der EEG-Umlage kommt, deren Mindereinnahmen dann von ÜNB vorfinanziert werden müssen.

Für Endverbraucher, die auf die EEG-Umlage die Umsatzsteuer¹⁰ entrichten müssen, bedeutet dies 2011 eine Brutto-EEG-Umlage von 4,2 Cent/kWh. Sollte die 2011er EEG-Umlage als zu hoch angesetzt erweisen, wäre im Jahr 2012 ein Abzug von der jahresscharfen EEG-Umlage vorzunehmen, sodass diese wieder deutlich niedriger ausfallen würde.

Nach dem erwarteten Maximum der EEG-Differenzkosten zum Zeitpunkt 2015 / 2016, kommt es analog auch bei der EEG-Umlage zum Rückgang. Für das Jahr 2020 wird diese – trotz einer 2,5-fachen EEG-Strommenge – mit etwa 2,2 Cent₂₀₁₀/kWh wieder auf Höhe vom Jahr 2010 liegen. Im Jahr 2030 wäre die EEG-Umlage mit 0,3 Cent/kWh dann sehr gering und kaum noch relevant. Die Spartenanteile an der EEG-Umlage sind analog zu den EEG-Differenzkosten, wie sie aus Abbildung 4.6 und Abbildung 4.7 hervorgehen.

⁹ Im Vergleich mit den früheren Untersuchungen zur Entwicklung der EEG-Umlage [BMU 2008b, BMU 2009] liegen hierin auch die beiden wesentlichen Gründe für die weit höheren EEG-Umlagewerte in dieser Untersuchung.

¹⁰ Die Stromanbieter kalkulieren ihren Strompreis zunächst immer netto ohne Umsatzsteuer. Darin gehen alle Preisbestandteile, wie Großhandelspreis, Netzentgelte, EEG- und KWKG-Umlage, Stromsteuer sowie Konzessionsabgaben ein. Endkunden (Nicht-Unternehmer) müssen schließlich auf den Gesamtpreis die Umsatzsteuer entrichten. Ein Anstieg eines Preisbestandteils führt damit immer auch zu einer höheren Umsatzsteuer. Die Zurechnung der Umsatzsteuer auf die einzelnen Preisbestandteile wird gerne in der politischen Auseinandersetzung vorgenommen, ist aber wenig sinnvoll, da sie mit der eigentlichen Kostenentwicklung auf der Herstellungsseite nichts zu tun hat.

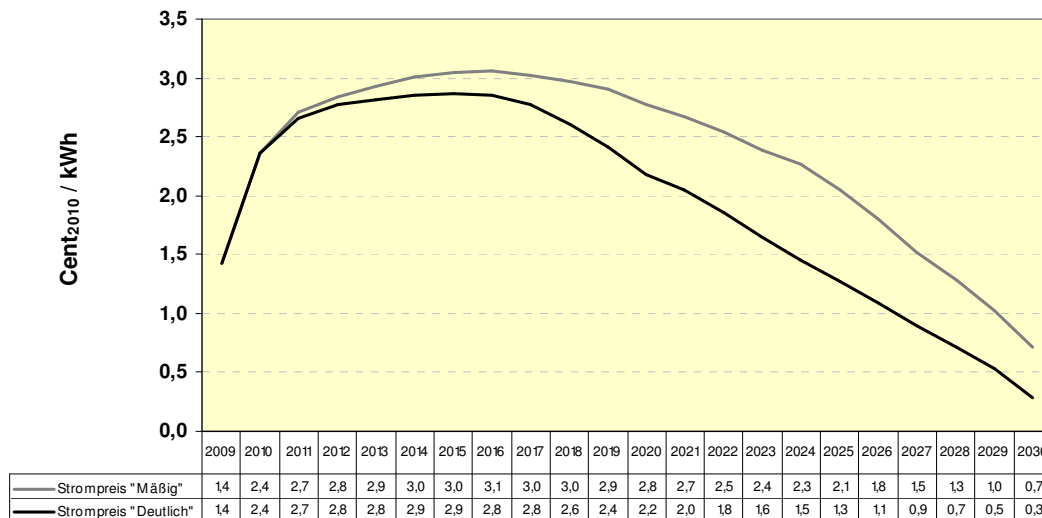


Abbildung 4.8: Entwicklung der EEG-Umlage bis zum Jahr 2030

Unter der Voraussetzung, dass die zur Berechnung gemachten Annahmen (Ausbauszenario, Modifizierung § 37 EEG, keine Vergütungssatzerhöhungen) eintreffen, wird die EEG-Umlage in den nächsten 5 bis 6 Jahre nochmals leicht ansteigen, wobei ersichtlich ist, dass der größte Teil des Anstiegs bereits in der Vergangenheit erfolgt ist und eine Plateauphase erreicht ist. Die durch das EEG erfolgreich eingeleitete Einführung und Verbreitung erneuerbarer Energien im Strombereich erreicht damit auch für die Stromabnehmer in den nächsten Jahren den Kostenzenit. Der Anteil der Photovoltaik an der EEG-Umlage ist dominierend und für die Kostenentwicklung von zentraler Bedeutung. Ihr Anteil beläuft sich derzeit auf rund die Hälfte und wird diesen die nächsten Jahre voraussichtlich auch weiter behalten (vgl. Abbildung 4.9).

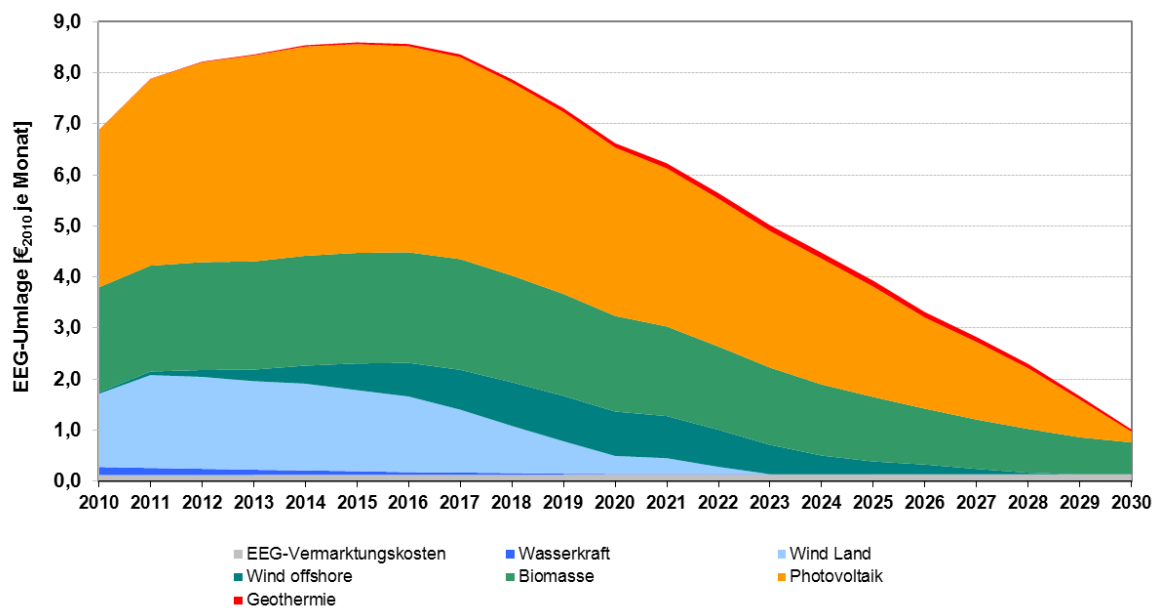


Abbildung 4.9: Entwicklung der monatlichen EEG-Umlage für einen Referenzhaushalt (**Stromverbrauch 3.500 kWh/a**) bis zum Jahr 2030 (**Strompreis *Deutlich***)

Die individuellen EEG-Mehrbelastungen für die Stromabnehmer sind naturgemäß direkt vom jeweiligen Stromverbrauch abhängig und variieren daher. Je höher der Stromverbrauch, umso größer auch die Mehrkosten durch das EEG (Ausnahme sind die stromintensiven Unternehmen nach §§ 41, 42). Zur Verdeutlichung sind in Tabelle 4.2 (Preisfad *Deutlich*) und Tabelle 4.3 (Preisfad *Mäßig*) exemplarisch die jährlichen EEG-Umlagekosten für einige ausgewählte Verbrauchsbeispiele berechnet.

Für die privilegierten Unternehmen ohne 10%igen Selbstbehalt hat die im Kasten weiter unten erläuterte Ausnahmeregelung zur Folge, dass der gedeckelte EEG-Umlagewert von 0,05 Cent/kWh eine erhebliche Verminderung der EEG-Zusatzkosten ggü. den nicht privilegierten Unternehmen bedeutet. So hat ein Unternehmen mit mehr als 15% Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung bei einem Stromverbrauch von 20 Mio. kWh (GWh) im Jahr 2015 statt 580.000 € nur 68.000 € EEG-Umlage zu tragen (dabei als Selbstbeteiligung die volle EEG-Umlage für 10% der privilegierten Strommenge). Ein Unternehmen mit besonders hohem Stromverbrauch (z. B. Grundstoffproduktionen in der Chemie oder Metallherzeugung) mit beispielsweise 1.500 Mio. kWh/a muss statt rund 35 Mio. € nur noch 750.000 € EEG-Umlage zahlen (ohne 10%ige Selbstbeteiligung, da Stromabnahmemenge größer als 100 GWh).

Der Anteil des EEG am Endpreis einer kWh Strom beträgt im Jahr 2010 bei Haushalten und Kleingewerbe rund 9%, bei Industrieabnehmern mit niedrigeren Strompreisen beträgt der Anteil dagegen zwischen 15 und 20%, da hier die Umsatzsteuer nicht Bestandteil des Endpreises ist. Bei privilegierten Unternehmen liegt der Anteil unter 1%.

Tabelle 4.2: EEG-Umlagekosten pro Jahr für ausgewählte Verbrauchergruppen für den Preispfad *Deutlich*

Verbrauchertyp	Stromverbrauch p.a. [kWh]	EEG-Umlage [€ _{2010/a}]			
		2010	2015	2020	2030
Haushalt (sparsam)	2.000	46 €	58 €	44 €	6 €
Referenzhaushalt	3.500	81 €	102 €	77 €	11 €
Haushalt (groß)	6.000	138 €	174 €	132 €	18 €
Gewerbekunde klein	20.000	460 €	580 €	440 €	60 €
Gewerbekunde groß	150.000	3.450 €	4.350 €	3.300 €	450 €
Industrie (nicht privilegiert)	3.000.000	69.000 €	87.000 €	66.000 €	9.000 €
Industrie (nicht privilegiert)	20.000.000	460.000 €	580.000 €	440.000 €	60.000 €
Industrie (privilegiert)	20.000.000	56.000 €	68.000 €	54.000 €	16.000 €
Industrie (privilegiert)	1.500.000.000	750.000 €	750.000 €	750.000 €	750.000 €

Tabelle 4.3: EEG-Umlagekosten pro Jahr für ausgewählte Verbrauchergruppen für den Preispfad *Mäßig*

Verbrauchertyp	Stromverbrauch p.a. [kWh]	EEG-Umlage [€ _{2010/a}]			
		2010	2015	2020	2030
Haushalt (sparsam)	2.000	46 €	62 €	56 €	14 €
Referenzhaushalt	3.500	81 €	109 €	98 €	25 €
Haushalt (groß)	6.000	138 €	186 €	168 €	42 €
Gewerbekunde klein	20.000	460 €	620 €	560 €	140 €
Gewerbekunde groß	150.000	3.450 €	4.650 €	4.200 €	1.050 €
Industrie (nicht privilegiert)	3.000.000	69.000 €	93.000 €	84.000 €	21.000 €
Industrie (nicht privilegiert)	20.000.000	460.000 €	620.000 €	560.000 €	140.000 €
Industrie (privilegiert)	20.000.000	56.000 €	72.000 €	66.000 €	24.000 €
Industrie (privilegiert)	1.500.000.000	750.000 €	750.000 €	750.000 €	750.000 €

4.5.1 Direktvermarktung in Verbindung mit § 37 EEG (Grünstromprivileg)

Das EEG erlaubt Anlagenbetreibern nach § 17 grundsätzlich die direkte Vermarktung des Stroms aus EEG-Anlagen, wenn dies dem zuständigen Netzbetreiber mindestens einen Monat vorher angekündigt wurde. Dabei entfällt die Vergütung dann für mindestens einen Monat. Der § 37 Abs. 1 richtet sich nun speziell an Stromlieferanten, die den Strom von diesen direkt vermarktenden Anlagen kaufen. Liegt nun der Anteil von Strom aus EEG-Anlagen an der gesamten vom Stromlieferanten gelieferten Strommenge über 50%, dann wird dieser von der Zahlung der EEG-Umlage befreit. Da die anderen 50% des gelieferten Stroms aus konventioneller Erzeugung stammen dürfen (der auch EEG-Umlage befreit ist),

kann der Stromlieferant maximal die zweifachen EEG-Umlage ansetzen und als Prämie zur Beschaffung von 50% seines Stromportfolios aus EEG-Anlagen verwenden.¹¹

Die Intention des Gesetzgebers mit dem Grünstromprivileg war u. a. die Unterstützung von Stromhändlern, die ein innovatives Stromprodukt anbieten wollten, das sich vom üblichen ‚Graustrom‘ abhebt. Dabei war von EEG-Umlagen ausgegangen worden, die weit unter der bereits erreichten EEG-Umlage lagen. So gab es bisher auch nur eine kleine Schar von Stromlieferanten, die dieses Privileg in Anspruch nahmen. Die jüngste Entwicklung der EEG-Umlage hat nun auch das Interesse am Grünstromprivileg rasant steigen lassen, sodass aufgrund der hohen infrage kommenden Strommengen damit die Gefahr einer Aushöhlung des Umlagesystems besteht und große Mengen ‚Graustrom‘ von der EEG-Umlage befreit würden. Damit sinkt die sog. umlagererelevante Letztverbrauchsmenge und die EEG-Umlage würde sich in einem selbst verstärkenden Prozess deutlich um mehrere Zehntel Cent/kWh erhöhen können. In der EEG-Umlagevorausberechnung für 2011 haben die ÜNB rund 13 TWh Direktvermarktung angesetzt. Diese Strommenge führt aber noch zu keinen nennenswerten Auswirkungen auf die EEG-Umlage (Erhöhung ca. 0,05 Cent/kWh).

Diese Gefahr der Aushöhlung ist bereits erkannt worden und wird aller Voraussicht nach im Rahmen der 2011 stattfindenden Neufassung des EEG beseitigt werden. Als Möglichkeiten kommen neben der vollständigen Abschaffung des Privilegs auch höhere Anforderungen an den erforderlichen EEG-Strommix oder deutlich geringere Anteile beim ‚Graustrom‘ infrage. Wegen der hohen Änderungswahrscheinlichkeit beim § 37 wird daher in dieser Untersuchung der Einfluss hoher Direktvermarktungsmengen über das Grünstromprivileg und deren Auswirkungen auf die EEG-Umlage nicht weiter untersucht.

4.5.2 Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber

Die ÜNB setzen den EEG-Wälzungsmechanismus auf Basis der AusglMechV um. Hierzu müssen sie die EEG-Umlage für das jeweils nächste Jahr im Voraus schätzen, aber auch gemäß § 3 Abs. 4 AusglMechAV für die jeweils nächsten 5 Jahre eine Mittelfristprognose über die von ihnen erwartete EEG-Entwicklung vorzulegen.

Im November 2010 wurde von den ÜNB die Mittelfristprognose für den Zeitraum bis 2015 veröffentlicht [ÜNB 2010b]. Die Zubauprognosen hierfür wurden wissenschaftlich vom IE Leipzig und Prognos erarbeitet. Dort wurden für jedes Jahr drei Szenarien erarbeitet (unteres, Trend, oberes), welche die denkbare Spannbreite der Entwicklung darstellen [Reichmuth et al. 2010]. Die ÜNB haben aus diesen Daten die aus ihrer Sicht wahrscheinlichsten Werte in ihrer Mittelfristprognose verwendet. Hierdurch kommt es zu einem Mix von

¹¹ Die von den ÜNB für 2011 festgesetzte EEG-Umlage liegt bei rund 3,5 Cent/kWh. Berücksichtigt man einen Sicherheitszuschlag von 5% bei der Strommenge aus EEG-Anlagen, d.h. 55% Anteil, dann kann für 45% des Stromportfolios durch den Wegfall der EEG-Umlage ein Bonus generiert werden. Dieser beträgt dann: $2 * 3,5 \text{ Cent/kWh} * 0,45 / 0,5 = 6,3 \text{ Cent / kWh}$. Zuzüglich des durchschnittlichen Stromgroßhandelspreises von ca. 5 Cent / kWh kann ein Stromlieferant dann für eine kWh Strom an einen EEG-Anlagenbetreiber bis zu 11,3 Cent / kWh zahlen. Darunter fallen bereits alle Anlagen mit Klär-, Deponie- und Grubengas, ein sehr großer Teil der Wasserkraftanlagen und auch ein sehr großer Teil der Windkraftanlagen. Bei diesen muss nun von dem Betrag noch der erforderliche Aufwand zur Leistungsabsicherung abgezogen werden, der mit 1,5 bis 2 Cent / kWh angesetzt werden kann, d.h. 9,3 bis 9,8 Cent / kWh Zahlung an Windkraftanlagenbetreiber sind möglich, was deutlich über den Vergütungen der meisten Windkraftanlagen mit Inbetriebnahme vor 2009 liegt.

Trendszenario und oberen Szenario in den einzelnen EEG-Sparten. Abbildung 4.10 zeigt im Vergleich von ÜNB-Mittelfristprognose und dem verwendeten Ausbauszenario die erwartete Entwicklung beim Zubau der installierten Leistungen in den ausbaubedeutsamen EEG-Sparten. Wesentliche Unterschiede bei der installierten Leistung zeigen sich vor allem bei Wind offshore und Photovoltaik. Beides sind vergleichsweise teure Sparten. So unterstellen die ÜNB für 2010 und 2011 jeweils 9.500 MW Zubau für Photovoltaik, während es im Ausbauszenario 7.000 bzw. 6.000 MW sind.

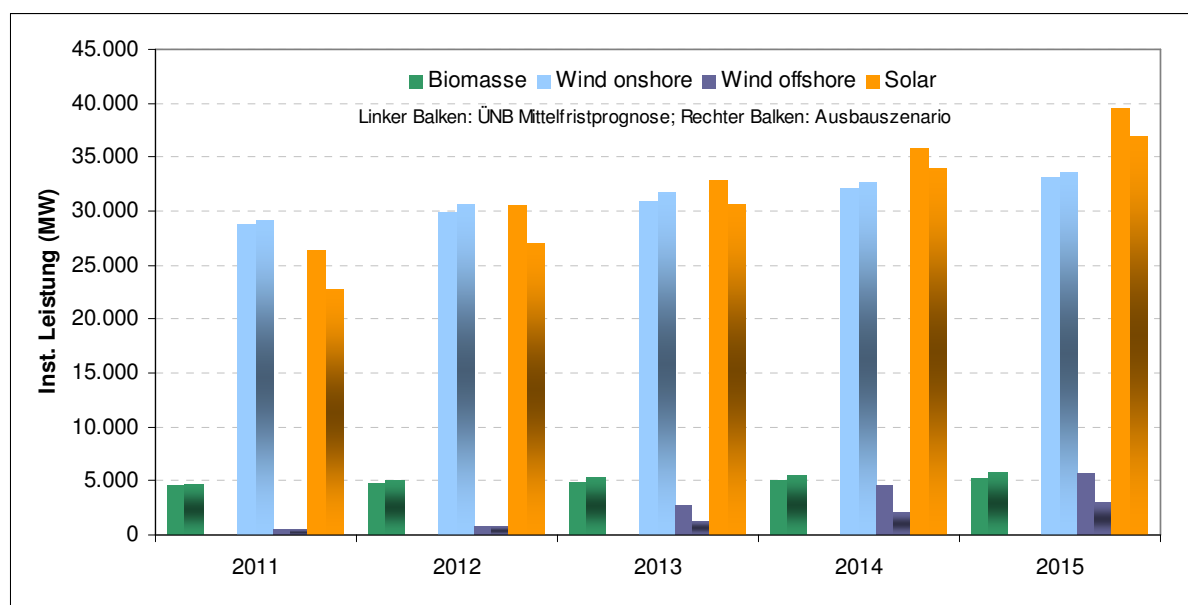


Abbildung 4.10: Vergleich der Entwicklung bei der installierten Leistung zwischen ÜNB-Mittelfristprognose und dem Ausbauszenario

Der Vergleich bei der erwarteten Stromerzeugung zeigt Abbildung 4.11. Während die Unterschiede bei der Stromerzeugung in der Biomasse eher gering sind, wird von Ausbauszenario bei Wind onshore eine deutlich höhere Erzeugung erwartet, während die Mittelfristprognose vor allem bei Photovoltaik und Wind offshore eine deutlich höhere Stromerzeugung erwartet.

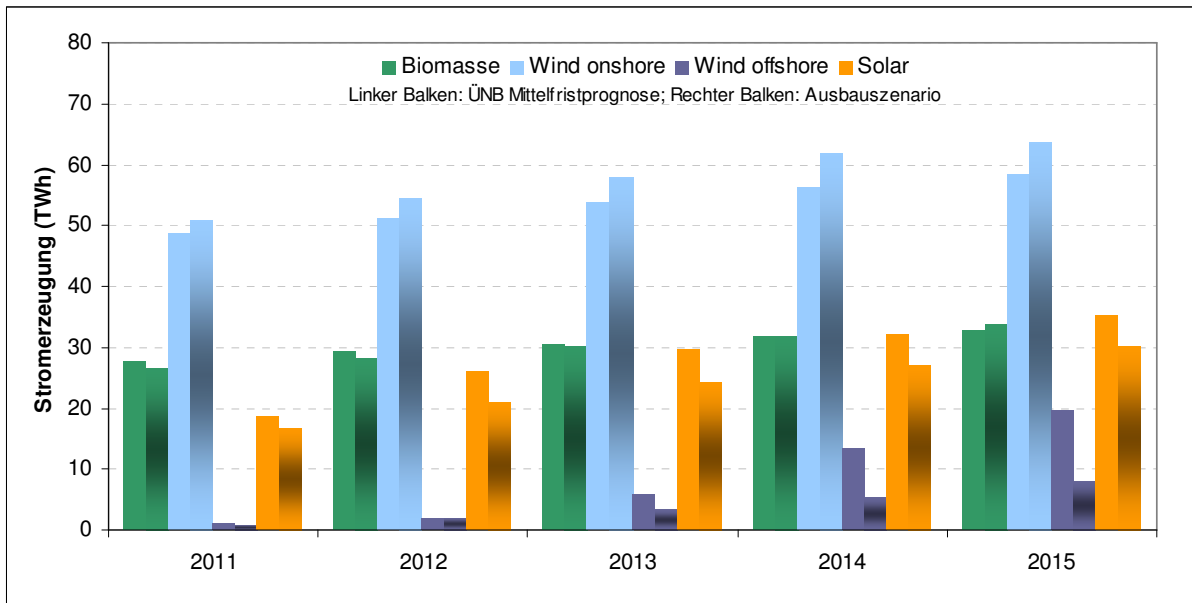


Abbildung 4.11: Vergleich der Entwicklung bei der Stromerzeugung zwischen ÜNB-Mittelfristprognose und Ausbauszenario

Es sind vor allem die höheren Stromerzeugungserwartungen bzw. EEG-Vergütungszahlungen bei solarer Strahlungsenergie und wachsende Direktvermarktungsmengen nach § 37, die schließlich bei Zugrundelegung der ÜNB-Mittelfristprognose auch zu einer höheren EEG-Umlage führen werden, wozu jedoch in [ÜNB 2010b] keine Angaben gemacht werden.

Literatur

- BMU 2008a Bundesumweltministerium [Hrsg.]: Joachim Nitsch: „Leitstudie 2008 - Weiterentwicklung der Ausbaustrategie Erneuerbare Energien.“ Untersuchung im Auftrag des BMU; in Zusammenarbeit mit DLR Stuttgart, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, Stuttgart, Oktober 2008.
- BMU 2008b Bundesumweltministerium [Hrsg.]: Bernd Wenzel; Joachim Nitsch: 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 2009 Bundesumweltministerium [Hrsg.]: Joachim Nitsch, Bernd Wenzel: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart, Teltow 2009.
- BMU 2010 Bundesumweltministerium: Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Stand 15.12.2010.
- BMWi 2005 Bundeswirtschaftsministerium [Hrsg.] „Energierreport IV – Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030“. Untersuchung von Prognos, EWI im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit. Köln, Basel, April 2005.
- Breitschopf et al. 2010 Barbara Breitschopf; Marian Klobasa, Frank Sensfuß, Jan Steinbach, Mario Ragwitz; Ulrike Lehr; Juri Horst, Uwe Leprich; Jochen Diekmann, Frauke Braun, Manfred Horn: Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt. Bestandsaufnahme und Bewertung vorliegender Ansätze zur Quantifizierung der Kosten-Nutzen-Wirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich - Arbeitspaket 1. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Karlsruhe, Osnabrück, Saarbrücken, Berlin 2010.
- CDU/FDP 2010 Koalition einigt sich auf Reform der Solarförderung. Gemeinsame Pressemitteilung der Bundestagfraktionen vom 23. April 2010.
- IEA 2010 International Energy Agency: World Energy Outlook 2010. Paris 2010.
- Krewitt/Schlomann 2006 Wolfram Krewitt; Barbara Schlomann: Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur

	Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. 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	Joachim Nitsch, Frithjof Staiß, Bernd Wenzel, Manfred Fishedick: 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.
Nitsch et al. 2010	Joachim Nitsch, Thomas Pregger, Yvonne Scholz, Tobias Naegler, Michael Sterner, Norman Gerhardt, Amany von Oehsen, Carsten Pape, Yves-Marie Saint-Drenan, Bernd Wenzel. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - „“. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart, Kassel, Teltow 2010.
Reichmuth et al 2010	Matthias Reichmuth, Gerd Schröder, Robert Pohl, Anne Scheuermann, Alexander Schiffler, Andreas Weber: Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken für die Kalenderjahre 2011 bis 2015. Im Auftrag von 50Hertz Transmission GmbH, EnBW Transportnetze AG, Amprion GmbH und TenneT TSO GmbH. Leipzig 2010.
Sensfuß/Ragwitz 2007	Frank Sensfuß; Mario Ragwitz: Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel - Analyse für das Jahr 2006. Karlsruhe 2007.
Stern 2007	Stern Review „The Economics of Climate Change.“ 2007
ÜNB 2009	Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber: Prognose der EEG-Umlage 2010 nach AusgIMechV. Prognosekonzept und Berechnung der ÜNB. Stand 15.10.2009.
ÜNB 2010a	Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber: Prognose der EEG-Umlage 2011 nach AusgIMechV. Prognosekonzept und Berechnung der ÜNB. Stand 15.10.2010
ÜNB 2010b	Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber: EEG-Mittelfristprognose: Entwicklungen 2011 bis 2015.
Wenzel/Nitsch 2010	Bernd Wenzel; Joachim Nitsch: Entwicklung der EEG-Vergütungen, EEG-Differenzkosten und der EEG-Umlage bis

zum Jahr 2030 auf Basis des Leitszenario 2010. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Teltow, Stuttgart. Juni 2010.

Witt et al. 2010

Janet Witt; Christiane Hennig; Nadja Rensberg; Andre Schwenker; Mattes Scheftelowitz; Alexander Krautz; Kay Schaubach; Daniela Thrän; Frank Scholvin; Tanja Kutne; Annika Hilse; Armin Vetter; Torsten Graf; Gerd Reinhold: Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse - Zwischenbericht. Leipzig, Jena 2010.

5 Anhang

Tabelle 5.1: Stromerzeugung der EE 2000 bis 2015 (GWh/a) im Ausbauszenario; Aufschlüsselung in Anlehnung an die EEG-Gliederung

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (GWh/a) bis 2030. (tatsächliche Jahresmengen)							Szenario: Ausbauszenario									
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010*)	2011	2012	2013	2014	2015
2000 - 2009 nach AGEb, Stand August 2010																
Wasserkraft	24867	23242	23664	17722	19910	19577	20040	21248	20448	19146	20359	20563	20755	20965	21185	21351
1 - > 1 MW	22091	20536	20919	15648	17542	17220	17627	18699	17915	16794	17823	17968	18099	18247	18403	18524
2 - < 1 MW	2776	2706	2745	2074	2368	2357	2413	2549	2533	2353	2535	2595	2656	2719	2782	2827
Wind	7550	10509	15786	18859	25509	27229	30710	39713	40574	38580	43454	51762	56379	61099	67187	71999
3 - Onshore	7550	10509	15786	18859	25509	27229	30710	39713	40544	38460	43071	50827	54544	57855	61889	63807
4 - Offshore	0	0	0	0	0	0	0	0	30	120	383	935	1835	3244	5297	8192
Fotovoltaik	64	76	162	313	556	1282	2220	3075	4420	6578	11977	16885	20925	24242	27261	30072
5 - Dächer, Fassaden	63	72	149	286	491	1124	1978	2705	3859	5768	10547	15489	19324	22509	25447	28220
6 - Freiflächen	1	4	13	27	65	158	242	370	561	810	1430	1396	1600	1734	1814	1851
Biomasse, gesamt	4735	5208	6035	8045	10121	14017	18511	23556	27563	30443	31297	33296	35282	37247	39174	41058
- davon Biogas + Bio flüssig	1966	2217	2605	3097	3291	3979	6305	9882	11609	13424	13792	14855	15841	16798	17686	18534
7 - - Deponie-, Klärgas	1519	1486	1539	1569	1678	1959	2033	1989	1956	1966	1966	1954	1923	1899	1879	1847
8 - - Biogase	440	722	1056	1370	1356	1691	3332	6493	8210	10007	10376	11451	12468	13449	14357	15237
9 - - flüssige Brennstoffe	6	8	10	158	257	329	940	1400	1443	1450	1450	1450	1450	1450	1450	1450
- davon Bio Feststoffe	925	1132	1482	2787	4714	6991	8531	9545	11014	12100	12438	13305	14237	15177	16147	17115
10 - - Altholz (KW+HKW)	925	1132	1452	2699	4478	6441	7511	8109	8767	9075	9136	9136	9136	9136	9136	9136
11 - - naturbelass. (KW+HKW)	0	0	30	88	236	550	1020	1436	2247	3025	3291	4099	4903	5652	6375	7070
12 - - naturbelass. KWK innov.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	71	198	390	637	909
13 - davon biogener Abfall	1844	1859	1949	2161	2117	3047	3675	4130	4940	4920	5067	5135	5204	5272	5341	5410
14 Geothermie	0	0	0	0	0,2	0,2	0,4	0,4	18	19	35	63	105	166	251	366
15 Import	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gesamt	37216	39035	45648	44939	56096	62105	71482	87593	93023	94766	107121	122568	133446	143721	155059	164846
Gesamt ohne Import																
Bruttostrom BASIS 2010 A	573	583	583	601	609	614	630	631	632	590	600	597	595	592	590	587
Anteil an Bruttoerzeug., %	6,5	6,7	7,8	7,5	9,2	10,1	11,3	13,9	14,7	16,1	17,9	20,5	22,4	24,3	26,3	28,1

Fortsetzung der Tabelle 5.1: Stromerzeugung der EE 2016 bis 2050 (GWh/a) im Ausbauszenario

2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
21530	21717	21892	22058	22160	22294	22428	22562	22697	22831	22965	23099	23233	23367	23501
18660	18806	18942	19074	19161	19289	19417	19545	19673	19801	19929	20057	20185	20313	20441
2870	2911	2950	2984	2999	3005	3011	3017	3024	3030	3036	3042	3048	3054	3060
78379	85205	92251	99827	108045	115445	122844	130243	137643	145042	152441	159840	167240	174639	182038
66541	69156	71395	73513	75528	76679	77830	78981	80132	81283	82434	83585	84736	85887	87038
11838	16048	20856	26314	32517	38765	45014	51262	57510	63759	70007	76255	82503	88752	95000
32786	35466	38163	40842	43531	44809	46088	47366	48645	49923	51201	52480	53758	55036	56315
30819	33338	35873	38392	40919	42177	43435	44693	45951	47209	48467	49725	50983	52241	53499
1967	2128	2290	2451	2612	2632	2653	2673	2693	2714	2734	2755	2775	2795	2816
42868	44723	46434	48051	49457	50123	50790	51456	52123	52790	53456	54123	54790	55456	56123
19338	20217	21017	21769	22307	22578	22849	23121	23392	23664	23935	24207	24478	24750	25021
1778	1713	1654	1589	1525	1525	1526	1526	1527	1528	1528	1529	1529	1530	1531
16110	17054	17913	18730	19332	19598	19864	20129	20395	20661	20927	21192	21458	21724	21990
1450	1450	1450	1450	1450	1455	1460	1465	1470	1476	1481	1486	1491	1496	1501
18042	18921	19733	20500	21270	21665	22060	22455	22851	23246	23641	24036	24431	24826	25222
9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136
7711	8292	8812	9265	9749	9776	9803	9830	9857	9884	9910	9937	9964	9991	10018
1195	1493	1785	2100	2386	2754	3122	3490	3859	4227	4595	4963	5331	5699	6068
5488	5586	5684	5782	5880	5880	5880	5880	5880	5880	5880	5880	5880	5880	5880
520	722	976	1281	1654	2144	2633	3123	3613	4103	4593	5083	5573	6063	6553
0	0	133	707	1808	5167	8526	11886	15245	18604	21963	25322	28682	32041	35400
176083	187834	199851	212767	226655	239982	253310	266637	279965	293292	306620	319947	333275	346602	359930
176083	187834	199717	212060	224847	234815	244783	254752	264720	274688	284657	294625	304593	314562	324530
583	579	576	572	568	565	562	559	556	553	552	552	551	551	550
30,2	32,4	34,7	37,2	39,9	42,5	45,1	47,7	50,4	53,0	55,5	58,0	60,5	62,9	65,4

Tabelle 5.2: Installierte EE-Leistungen 2000 bis 2015 (MW) im Ausbauszenario; Aufschlüsselung in Anlehnung an die EEG-Gliederung

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2020 ; installierte Leistungen (MW) (Leistungen am Jahresende)												Ausbauszenario				
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
2000 - 2009 nach AGEB, Stand August 2010																
Wasserkraft	4238	4242	4264	4285	4307	4329	4348	4362	4375	4387	4401	4415	4434	4458	4486	4516
1 - > 1 MW	3688	3690	3709	3726	3740	3755	3766	3773	3779	3784	3791	3797	3809	3825	3847	3870
2 - < 1 MW	550	552	555	560	567	574	582	589	596	603	611	618	625	632	640	646
Wind	6095	8754	12001	14609	16629	18428	20622	22247	23895	25771	27738	29607	31358	32974	34803	36647
3 - Onshore	6095	8754	12001	14609	16629	18428	20622	22247	23883	25699	27526	29175	30566	31672	32763	33647
4 - Offshore	0	0	0	0	0	0	0	0	12	72	212	432	792	1302	2040	3000
Photovoltaik	76	186	296	439	1074	1980	2812	3977	5979	9785	16784	22784	26983	30582	33881	36929
5 - Dächer, Fassaden	74	177	272	395	956	1742	2446	3420	5142	8610	15274	20961	24959	28441	31678	34713
6 - Freiflächen	1,5	9,3	23,7	43,9	118,1	238	366	557	837	1174	1511	1823	2024	2141	2202	2216
Biomasse, gesamt	1164	1241	1363	1973	2488	3120	3848	4745	5414	5867	6258	6587	6893	7182	7471	7723
- davon Biogas + Bio flüssig	393	426	491	574	598	704	1106	1734	2037	2355	2549	2697	2845	2972	3099	3199
7 -- Deponie-, Klärgas	276	272	279	283	297	335	345	339	334	336	336	331	328	325	323	314
8 -- Biogase	116	153	211	262	255	311	594	1145	1445	1760		2107	2259	2388	2517	2626
9 -- flüssige Brennstoffe *)	1,1	1,4	1,8	28,2	45,9	59	168	250	258	259	259	259	259	259	259	259
- davon Bio Feststoffe	185	231	287	552	873	1206	1492	1679	1937	2086	2240	2401	2539	2681	2824	2956
10 -- Altholz (KW+HKW)	185	231	281	535	830	1111	1313	1427	1542	1565	1643	1641	1619	1600	1583	1564
11 -- naturbelass. (KW+HKW)	0	0	6	17	44	95	178	253	395	522	592	736	869	990	1105	1210
12 -- naturbelass. KWK innov.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	6	24	52	91	136	182
13 - davon biogener Abfall	585	585	585	847	1016	1210	1250	1332	1440	1426	1469	1488	1508	1528	1548	1568
14 Geothermie	0	0	0	0	0,2	0,2	0,2	3	3	7	10	17	27	40	57	79
15 Import	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gesamt	11573	14424	17924	21306	24497	27858	31630	35334	39666	45816	55191	63410	69695	75235	80698	85895
Gesamt ohne Import																

Fortsetzung der Tabelle 5.2: Installierte EE-Leistungen 2016 bis 2050 (MW) im Ausbauszenario

					Fortsetzung 1									
2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
4546	4582	4614	4646	4669	4696	4723	4749	4776	4803	4829	4856	4882	4909	4936
3894	3924	3951	3979	3999	4025	4051	4077	4103	4129	4155	4181	4207	4232	4258
652	658	663	668	671	672	672	673	673	674	675	675	676	676	677
38471	40155	41910	43751	45750	47459	49168	50878	52587	54296	56006	57715	59424	61133	62843
34371	34815	35188	35479	35750	35959	36168	36378	36587	36796	37006	37215	37424	37633	37843
4100	5340	6722	8272	10000	11500	13000	14500	16000	17500	19000	20500	22000	23500	25000
39757	42504	45148	47722	50253	51453	52653	53852	55052	56252	57451	58651	59851	61051	62250
37372	39954	42439	44859	47238	48428	49618	50808	51998	53188	54378	55568	56758	57948	59138
2385	2550	2709	2863	3015	3025	3035	3044	3054	3064	3074	3083	3093	3103	3113
8023	8294	8556	8785	8921	9016	9112	9208	9304	9400	9496	9592	9688	9784	9880
3325	3430	3532	3613	3626	3660	3695	3729	3764	3799	3833	3868	3902	3937	3972
305	297	289	278	274	274	275	275	275	276	276	277	277	277	278
2761	2875	2984	3076	3093	3126	3159	3193	3226	3259	3293	3326	3359	3393	3426
259	259	259	259	259	260	261	262	263	264	264	265	266	267	268
3108	3245	3377	3496	3590	3652	3713	3774	3836	3897	3958	4020	4081	4142	4204
1448	1554	1549	1545	1531	1530	1529	1529	1528	1527	1526	1525	1524	1523	1523
1222	1411	1495	1567	1634	1638	1641	1645	1648	1652	1655	1659	1663	1666	1670
437	280	333	384	425	484	543	601	660	718	777	835	894	953	1011
1591	1619	1648	1676	1704	1704	1704	1704	1704	1704	1704	1704	1704	1704	1704
107	142	185	236	298	369	440	511	582	653	724	795	866	937	1008
0	0	100	300	580	1180	1780	2380	2980	3580	4180	4780	5380	5980	6580
90905	95678	100514	105441	110471	114174	117876	121579	125281	128984	132686	136389	140091	143794	147496
90905	95678	100414	105141	109891	112994	116096	119199	122301	125404	128506	131609	134711	137814	140916

