

Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020

Vergütungszahlungen und Differenzkosten durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz

Untersuchung im Auftrag des
Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit

Joachim Nitsch - Frithjof Staiß - Bernd Wenzel - Manfred Fishedick

**DLR – Institut für Technische Thermodynamik,
Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, Stuttgart**

**Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-
Forschung Baden-Württemberg, Stuttgart**

Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal



**Wissenschaftszentrum
Nordrhein-Westfalen**
Institut Arbeit
und Technik



Kulturwissenschaftliches
Institut
**Wuppertal Institut für
Klima, Umwelt, Energie**
GmbH

Stuttgart, Wuppertal, Dezember 2005

Inhalt

1	Ergebnisse und Schlussfolgerungen.....	5
2	Stromseitiger Ausbau erneuerbarer Energien bis 2020	9
	2.1 Ausgangssituation und Randbedingungen	9
	2.2 Definition der Ausbauszenarios	10
	2.3 Die wesentlichen Ergebnisse.....	11
	2.4 Entwicklung der einzelnen erneuerbaren Energien bis 2020.....	16
3	Ermittlung des anlegbaren Wertes für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.....	21
	3.1 Wesentliche Bestimmungsgrößen für den anlegbaren Wert	21
	3.1.1 Eingesparte Kosten	22
	3.1.2 Zusätzliche Kosten	23
	3.2 Entwicklung der Kosten für die Strombeschaffung über die Börse (Börsenpreis)	26
	3.3 Entwicklung der Kosten der Stromeigenerzeugung.....	31
	3.4 Varianten für die Entwicklung der anlegbaren Preise	36
	3.5 Differenzkosten des EEG.....	40
4	Analyse der finanziellen Auswirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im Zusammenhang mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz.....	43
	4.1 Einführung.....	43
	4.2 Entwicklung der Vergütungssätze nach Sparten	44
	4.3 Entwicklung des anlegbaren Wertes für EEG-Strom	49
	4.4 Entwicklung der Differenzkosten, EEG-Vergütungszahlungen und EEG-Umlage.....	51
	4.5 Beitrag des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zum Klimaschutz.....	55
	4.6 Sensitivitätsrechnungen.....	56
	4.7 Ergebnisse zum „Oberen Ausbauszenario“ und dem „Unteren Ausbauszenario“	58
	Literaturverzeichnis	61
	Anhang Kapitel 1	65
	Anhang Kapitel 2	69
	Abbildungsverzeichnis	85
	Tabellenverzeichnis	87

1 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hat sich als das bisher erfolgreichste Instrument zur Markteinführung von Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien (EE) erwiesen. Im Jahr 2004 wurden 56 TWh/a bzw. 9,3% der Stromerzeugung in Deutschland aus diesen Quellen gedeckt, davon wurden 38,5 TWh/a¹ über das EEG vergütet. Die Vergütungszahlungen beliefen sich in 2004 auf knapp 3,6 Mrd. €, die resultierenden Differenzkosten gegenüber dem anzulegenden Strompreis lagen je nach den getroffenen Annahmen bei etwa 2,5 Mrd. €. Mit diesen Differenzkosten wurden 2004 Investitionen von schätzungsweise 4,9 Mrd. € induziert, der Gesamtumsatz im Bereich der Strombereitstellung durch die Erneuerbaren Energien belief sich auf 8,7 Mrd. €.

Die durch das EEG angestoßene Ausbaudynamik der EE ist derzeit stabil. Bleiben die Regelungen über einen längeren Zeitraum (2015 bis 2020) erhalten, so wird der Zielwert 2010 von 12,5 % Anteil sicher erreicht und die Zielmarke 2020 von mindestens 20 % mit großer Wahrscheinlichkeit überschritten. Diese Erkenntnis greift z.B. auch der aktuelle Energiereport IV von EWI/Prognos auf, der bis 2020 in seiner „Referenzprognose“ von einem stetigen Wachstum der EE auf rund 120 TWh/a ausgeht. Die vorliegende Analyse auf der Grundlage des Modells ARES (s.u.) ergibt für 2020 einen deutlich höheren **wahrscheinlichen Ausbauwert von 151 TWh/a** mit einer Bandbreite zwischen 139 und 177 TWh/a (EEG-Strom sowie nicht nach EEG vergüteter EE-Strom). Bezogen auf den Bruttostromverbrauch des Energiereports IV decken EE gut 25% im Jahr 2020 ab, die mögliche Bandbreite beläuft sich auf 23 bis fast 30 %. Mit einer insgesamt installierten Leistung von rund **56.000 MW_{el} im Jahr 2020** werden Erneuerbare Energien zu einem gleichberechtigten und unverzichtbarem Partner im Energiemarkt. Das EEG leistet damit einen **wichtigen Beitrag zur Energieversorgungssicherheit Deutschlands**.

Analog steigt die Bedeutung der Erneuerbaren Energien für den Klimaschutz. Mit knapp 90 Mio. t/a im Jahr 2020 liegen die durch das EEG vermiedenen CO₂-Emissionen gegenüber dem derzeitigen Stand um den Faktor 2,7 höher. Weitere 22 Mio. t/a kommen durch die nicht im EEG enthaltenen Strommengen hinzu. Die vermiedenen CO₂-Emissionen erreichen ein Volumen, das für über das Kyoto-Protokoll hinausgehende Ziele zur Reduktion von Treibhausgasen nicht nur in Deutschland, sondern auch in Europa von erheblicher Bedeutung sein wird.

Die Quantifizierung der monetären Effekte erfolgt mit dem Rechenmodell KODARES (**Kosten des Ausbaus Regenerativer Energiesysteme**). Dessen Anbindung an die mit dem Modell ARES (**Ausbau Regenerativer Energiesysteme**, vgl. Kapitel 1) analysierten Ausbauszenarien der EE zeigt schematisch Abbildung 1.

Aufgrund des durch das EEG angestoßenen, deutlichen Ausbaus der Erneuerbaren Energien ist zunächst **bis etwa Mitte der nächsten Dekade** noch mit einem **Anstieg der EEG-Umlage** zu rechnen. Die daraus folgenden **EEG-Kosten eines repräsentativen Haushalt** mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh **steigen** im Szenario „Wahrscheinlicher Ausbau“ **bis 2017 auf maximal 2,82 €₂₀₀₅/Monat und gehen anschließend zurück**. Analog gilt dies für die EEG-Vergütungszahlungen. Sie erhöhen sich noch **auf 8,2 Mrd. €₂₀₀₅ im Jahr 2016** und nehmen danach ebenfalls ab. Und schließlich gilt dies für die **Differenzkosten**, deren **Maximum 4,2 Mrd. €₂₀₀₅ beträgt** und die **zum Ende des Betrachtungszeitraumes auf 3,6 Mrd. €₂₀₀₅ sinken**. Bei einer ehrgeizigen Klimaschutzpolitik und unter Einbeziehung

¹ einschließlich Grubengas

externer Kosten der Stromerzeugung (Variante „Externe Kosten“) saldieren sie sich dann jedoch bereits annähernd zu Null.

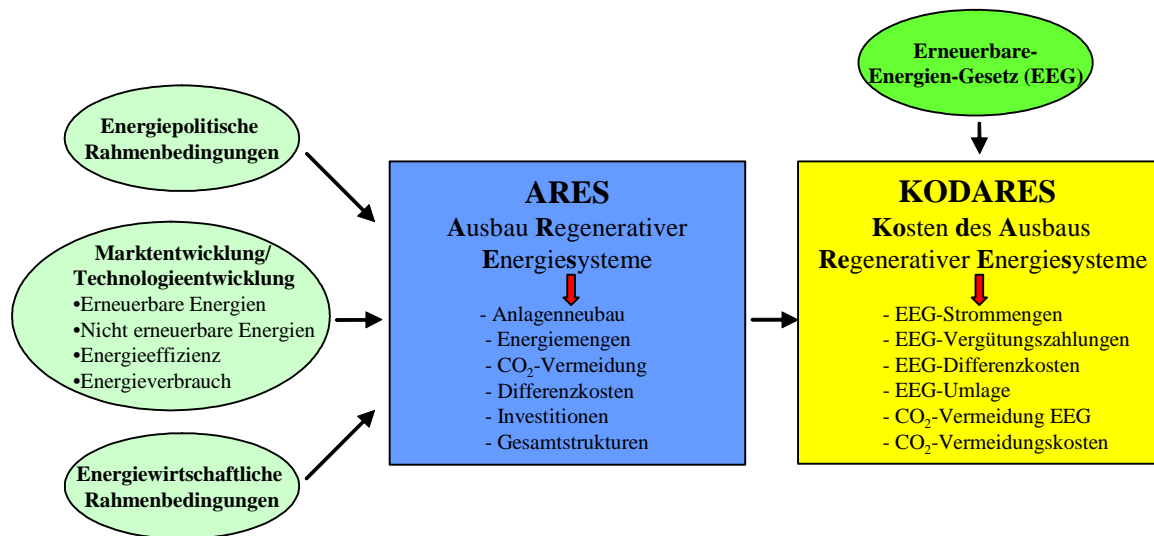


Abbildung 1: Zusammenwirken der beiden Rechenmodelle ARES und KODARES

Entscheidend für den Rückgang gegen Ende des Betrachtungszeitraumes ist in allen Fällen, dass vor allem die Stromerzeugung aus Windenergie zunehmend die Wettbewerbsfähigkeit erreicht und sukzessive aus der EEG-Förderung ausscheiden dürfte. Unter den getroffenen Annahmen zur Entwicklung des anlegbaren Wertes, der sich am Börsenpreis orientiert, ist dies schlüssig.

Die folgenden Ausführungen zeigen aber auch, dass andere Ansätze möglich sind: Würde der **anlegbare Wert für Windstrom** bei einer sog. eigenerzeugungsorientierten Bewertung im Jahr 2020 lediglich mit 3,99 ct₂₀₀₅/kWh gegenüber 4,89 ct₂₀₀₅/kWh in der Hauptvariante „Börsenpreis“ angesetzt, erhielte anstatt 29 % noch etwa 77 % der Stromerzeugung aus Wind Vergütungen nach dem EEG. Dies würde zwar das Schließen der Kostenschere zwischen erneuerbaren und nicht erneuerbaren Energien nicht grundsätzlich in Frage stellen, im Betrachtungszeitraum aber doch zu erheblich höheren EEG-Differenzkosten führen. Deshalb sind detaillierte Untersuchungen zur möglichst **sachgerechten Bewertung** des Stroms aus EE dringend erforderlich, um daraus auch Rückschlüsse für die weitere Ausgestaltung des EEG zu ziehen. Hierbei sollte es über eine isolierte Betrachtung einzelner Sparten hinaus um eine **Optimierung des Gesamtsystems** gehen, die nicht nur das Zusammenwirken aller erneuerbaren und nicht erneuerbaren Energien umfasst, sondern auch die Potenziale seitens der Stromnachfrage einbezieht.

Nach unerwartet deutlichen Preissprüngen in den letzten Monaten lag der EEX-Börsenpreis für Grundlaststrom Mitte dieses Jahres mit fast 4,5 Cent/kWh bereits über den Ansätzen in der Modellrechnung. Auch für die Zukunft stützt dies die Annahme, dass die Berechnungen mit dem **Modell KODARES als konservativ einzustufen sind**, d.h. die künftigen Kosten des EEG eher zu hoch als zu niedrig angesetzt wurden. Sollten sich, was derzeit durchaus wahrscheinlich erscheint, die Strompreise rasch den langfristigen Grenzkosten nähern, verbesserte sich die Bilanz der Vorleistungen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien signifikant und gelänge in den Bereich der als „Externe Kosten“ skizzierten Strompreisvarian- te.

Weiterhin reagiert die Entwicklung der EEG-Differenzkosten und -Vergütungsvolumina sehr sensitiv auf die **Ausbau- dynamik der Stromerzeugung aus Solarstrahlung und der ver-**

schiedenen Bereiche der Biomasseverstromung. Auf sie entfallen im Jahr 2020 beim „Wahrscheinlichen Ausbau“ und einer börsenpreisorientierten Bewertung zusammen 85 % der EEG-Umlage, obwohl ihr Anteil an der Stromerzeugung aus EEG-relevanten Anlagen nur etwa 28 % beträgt. Wegen der erst relativ geringen Erfahrungen bei der Anwendung des novellierten EEG und den erheblichen Innovationspotentialen der einschlägigen Techniken bestehen in diesen Bereichen beträchtliche Prognoseunsicherheiten. Es ist allerdings zu erwarten, dass spätestens im Zusammenhang mit der Erstellung des nächsten, für das Jahr 2007 vorgesehenen EEG-Erfahrungsberichts belastbarere Daten vorliegen.

Mit den **degressiven Vergütungsregelungen im EEG** wird ein starker Anreiz gegeben, die Effizienz zu steigern und die Kosten der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien deutlich und nachhaltig zu reduzieren. Damit werden sie zunehmend an die Wettbewerbsfähigkeit herangeführt. In einzelnen Bereichen wie der Offshore-Windenergienutzung und bei einigen Verfahren der Biomassenutzung kann dies bereits innerhalb des Betrachtungszeitraumes erreicht werden, während die solare und geothermische Stromerzeugung sowie einige, insbesondere innovative Verfahren der Verstromung von Biomasse weiterhin auf eine Förderung angewiesen sein werden. Bei volkswirtschaftlicher Betrachtung können sich dennoch **die Differenzkosten** des gesamten EE-Mixes gegenüber fossilen Quellen bis 2020 **auf nahezu Null reduzieren**, womit die mit der Förderung nach dem EEG bis dahin erbrachten Vorleistungen zunehmend abgebaut werden.

Nach dem Spitzenwert eines Zubaus an EE-Leistung von 3.930 MW_{el}/a im Jahr 2003 stabilisiert sich der Wert um 2.300 MW_{el}/a bis etwa 2015 und überschreitet gegen 2020 die 4.000 MW_{el}/a-Marke. Das durch diesen Ausbau induzierte **Investitionsvolumen beträgt** kumuliert im Zeitraum 2005 – 2010 rund 25 Mrd. €₂₀₀₅ und im Zeitraum 2011 – 2020 rund 50 Mrd. €₂₀₀₅, **insgesamt also 75 Mrd. €₂₀₀₅ bis 2020.** Ein erfolgreicher Ausbau des heimischen Marktes für EE **verbessert** auch die **Wettbewerbschancen im globalen Energietechnologiemarkt**, wie am Beispiel der Windenergie zu beobachten ist. Das EEG trägt damit unmittelbar dazu bei, die für einen erfolgreichen Export innovativer Energietechnologien notwendige Technologieführerschaft zu gewinnen bzw. zu sichern. Somit kann mittelfristig mit einem deutlichen Exporterfolg bei EE-Technologien gerechnet werden. **Die Gesamtumsätze der einschlägigen deutschen Unternehmen dürften also noch deutlich über den obigen Zahlen für den Inlandsmarkt liegen.** Auch auf die Wirkung des EEG zur Schaffung zukunftssicherer Arbeitsplätze in Wachstumsmärkten und auf die positiven strukturellen Wirkungen im Bereich der Land- und Forstwirtschaft muss hingewiesen werden.

Als politisches Instrument hat das EEG inzwischen eine hohe Attraktivität erreicht, was auch von der EU-Kommission kürzlich bestätigt wurde [EU-Kommission 2005]. EEG-ähnliche Fördermodelle werden bereits in knapp 30 Ländern (darunter 16 EU-Ländern und einige US-Bundesstaaten) eingesetzt. In weiteren Ländern wird über eine Einführung diskutiert. Indirekt induzieren die Erfolge im Stromsektor auch Überlegungen einer wirksameren Förderung der EE im Wärmemarkt. Bei weiterhin stabilen Rahmenbedingungen wird die Wachstumsdynamik auch nach 2020 anhalten. Die EE werden dann in der Lage sein, eine zentrale Rolle in der zukünftigen Energieversorgung einzunehmen.

2 Stromseitiger Ausbau erneuerbarer Energien bis 2020

2.1 Ausgangssituation und Randbedingungen

Obwohl sich schon seit Mitte der 70iger Jahre die Notwendigkeit einer verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien (EE) abzeichnete, dauerte es ca. 20 Jahre bis sich diese Erkenntnis sichtbar in einer Erhöhung ihres Beitrags an der Energieversorgung abzeichnete. Bis etwa Anfang 1990 standen Forschung, Entwicklung und Demonstration der bis zu den Ölpreiskrisen 1973 und 1978 vernachlässigten EE-Technologien im Vordergrund. Der prozentuale Beitrag der EE an der Energieversorgung sank sogar wegen des zwischenzeitlich weiter wachsenden Energieverbrauchs (Beispiel Stromversorgung in Abbildung 2). Erst Ende der 80iger Jahre konnten, beginnend mit ersten Markteinführungsprogrammen des BMBF (z.B. 300 MW-Windprogramm) und dem Inkrafttreten des Stromeinspeisungsgesetzes, wirksame Schritte in Richtung einer substantiellen Markteinführung mit ausreichend entwickelten Technologien unternommen werden. Mit der Einführung und stetigen Weiterentwicklung des EEG hat sich dieser Prozess insbesondere im Strombereich verstetigt und an Wirksamkeit gewonnen. Seit 1996 ist der Anteil der EE am Bruttostromverbrauch um 5 %-Punkte gewachsen und belief sich Ende 2004 auf 9,3%. Dass für 2010 angestrebte „Verdopplungsziel“ (bezogen auf 2000) von 12,5% Anteil für EE-Strom dürfte mit großer Sicherheit erreicht, wenn nicht sogar überschritten werden. Damit ist die Wirksamkeit des EEG eindrucksvoll bestätigt worden. Ähnliche Wachstumstendenzen verzeichnen derzeit auch Kraftstoffe aus Biomasse, während der Beitrag der EE in der Wärmeversorgung deutlich hinter den gesetzten Erwartungen zurückbleibt.

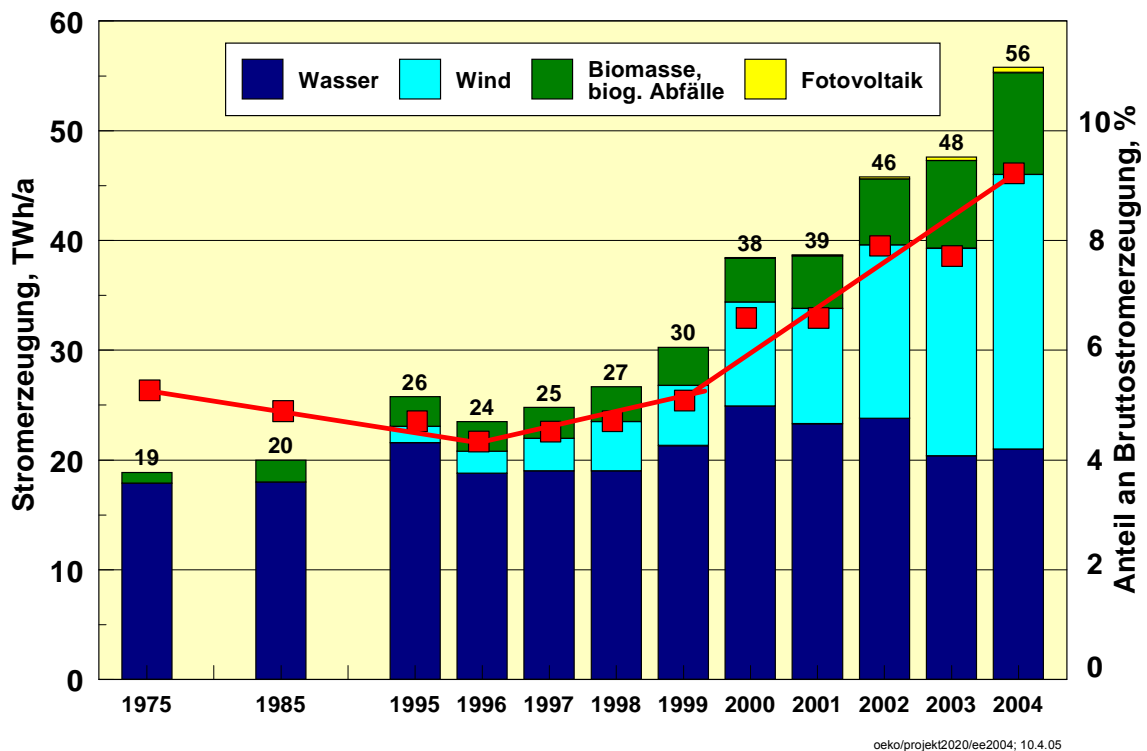


Abbildung 2: Beitrag erneuerbarer Energien an der Stromversorgung Deutschlands seit 1975 und Anteil an der jeweiligen Bruttostromerzeugung.

Das EEG hat sich aus heutiger Sicht als das bisher erfolgreichste Förderinstrument zur Markteinführung von EE-Technologien erwiesen. Es leitet seine Wirksamkeit insbesondere aus der durch gesicherte und kalkulierbare Vergütungen stimulierten unternehmerischen Tätigkeit und der damit verknüpften erzielbaren Kostenreduktion der betroffenen Technologien ab. Nach Überzeugung der Bundesregierung sowie der einschlägigen Verbände und Wirtschaftsunternehmen sollte es solange Bestand haben, bis die betreffenden Technologien sich eigenständig im zukünftigen Strommarkt bzw. in einem damit verknüpften Emissionshandelssystem behaupten können, unter der Voraussetzung, dass dann dort gleichberechtigte Zugangsbedingungen für alle Marktteilnehmer und Energiearten bestehen. Die bis zu diesem Zeitpunkt aufzuwendenden zusätzlichen Mittel zur Unterstützung der Markteinführung sind nicht unbedeutend.

Insbesondere die durch das EEG verursachten Mehrkosten (Differenzkosten) und die daraus abgeleiteten Belastungen bzw. der resultierende Nutzen für die Volkswirtschaft sind in der öffentlichen Diskussion Gegenstand kontroverser Debatten. Für die weitere sachgerechte Diskussion zur Zukunft des EEG und des Ausbaus der EE ist es deshalb von großer Bedeutung, möglichst zuverlässige Aussagen über die zukünftig noch zu erwartenden Differenzkosten des EEG, ihren zeitlichen Verlauf und ihrer Abhängigkeit von wesentlichen Parametern (insbesondere den anlegbaren Preisen) zu besitzen. Die vorliegende Untersuchung hat diese Aufgabe aufgegriffen und sowohl den Ausbau der EE als auch, darauf aufbauend, der resultierenden finanziellen Auswirkungen bis zum Jahr 2020 ermittelt.

2.2 Definition der Ausbauszenarios

Das als Basis gewählte Ausbauszenario - bezeichnet als „**wahrscheinlicher Ausbau (WA)**“- geht von der Annahme aus, dass die Rahmenbedingungen des EEG in der jetzigen Form erhalten bleiben, bis der überwiegende Teil der EE-Technologien unter den dann herrschenden marktwirtschaftlichen Bedingungen (vgl. Kapitel 3) weitgehend konkurrenzfähig sind. Die jetzigen Wachstumstendenzen der Einzeltechnologien können also aus energiepolitischer und unternehmerischer Sicht über einen längeren Zeitraum erhalten bleiben. Beschränkungen bzw. Reduktionen des Marktvolumens ergeben sich höchstens aus strukturellen Erwägungen (z.B. Vorgaben bei der Land-Windenergie hinsichtlich zulässiger Höhe und zulässigem Repowering; bei Biomasse hinsichtlich Flächenverfügbarkeit bzw. „Reservierung“ von Potenzialen für den Kraftstoffsektor), Zeitdauer von Genehmigungsverfahren (z.B. Offshore-Windenergie) oder grundsätzlichen Überlegungen zur Notwendigkeit stark wachsender Märkte im Inland (z. B. Photovoltaik). Die Entwicklung der einzelnen EE-Technologien wird in Abschnitt 1.4 erläutert.

Zusätzlich wurde eine Bandbreite des zukünftigen EE-Zubaus ermittelt, worin grundsätzliche Unsicherheiten zum Ausdruck kommen, die insbesondere durch die derzeit teilweise sehr hohe Wachstumsdynamik der Einzelmärkte bedingt ist. Ein bloßes Fortschreiben einer Vergangenheitsentwicklung ist daher in der Regel nicht sinnvoll. „Wahrscheinliche“ Marktvolumina und ihre plausiblen Bandbreiten müssen daher technologiespezifisch unter Einbeziehung obiger Überlegungen ermittelt werden. Das resultierende Alternativszenario „**Obere Variante (OV)**“ kennzeichnet optimale energiepolitische Rahmenbedingungen (klarer politischer Konsens zum Ausbau von EE, gutes Investitionsklima, breite europäische Initiativen zum EE-Ausbau, wirksame Klimapolitik u.a). Beim zweiten Alternativszenario „**Untere Variante (UV)**“ wird dagegen von sich eher verschlechternden Rahmenbedingungen ausgegangen (z.B. Verunsicherungen durch Umstieg auf andere Förderinstrumente, andere energiepolitische Schwerpunktsetzungen, wenig europäische Initiativen, Stagnation bei der Weiterentwicklung klimapolitischer Initiativen und Instrumente).

2.3 Die wesentlichen Ergebnisse

Von derzeit (2004) 55,8 TWh/a wächst die EE-Stromerzeugung auf 85 TWh/a in 2010 und auf 151 TWh/a in 2020 (Bandbreite 139 – 177 TWh/a). In diesen Mengen sind auch die „nicht EEG-relevanten“ Beiträge der „alten“ Wasserkraft, der Stromerzeugung aus biogenem Müll (zukünftig ggf. auch der Biomasse-Mitverbrennung) und aus dem europäischen Stromverbund (nach 2015) enthalten, (Abbildung 3). Dieser Betrag beläuft sich in 2020 auf ca. 25 TWh/a.

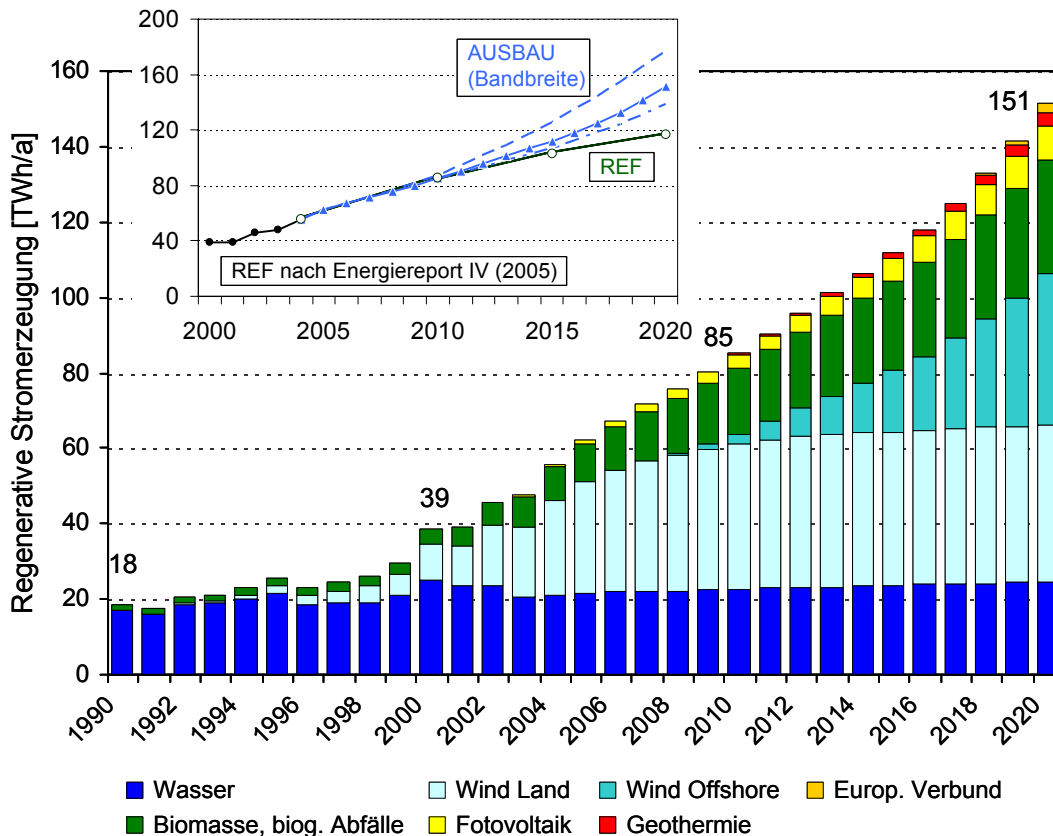


Abbildung 3: Entwicklung der EE-Stromerzeugung seit 1990 und bis 2020 nach einzelnen Technologien im Ausbauszenario „Wahrscheinliche Entwicklung (WA)“, Bandbreite der Entwicklung und Vergleich mit der Referenzentwicklung REF nach [EWI/ Prognos 2005]

Gegenüber 2004 wächst die EE-Stromerzeugung bis 2010 auf das 1,5-fache und bis 2020 auf das 2,7-fache. Insbesondere durch die Wind Offshore-Entwicklung wächst die Dominanz der Windstromerzeugung weiter. In 2010 stammen 48% des EE-Stroms aus Wind (2004: 45%) und in 2020 sind es 54% (27% allein aus Offshore Wind.)

Vergleicht man mit dem Ausbau der EE in der Referenzentwicklung des Energiereport IV (als REF bezeichnet; [EWI/Prognos, 2005]), so besteht hinsichtlich der Gesamtmenge (jedoch nicht hinsichtlich der einzelnen Anteile) bis 2010 nahezu Übereinstimmung (Abbildung 3, oben links). Danach flacht der Zuwachs in REF ab, der Beitrag der EE steigt bis 2020 auf 116 TWh/a (nach Abzug von Grubengas und des Anteils nichtbiogenen Mülls) und liegt in 2020 um 25 % unter dem Wert des Szenarios WA.

Die zu obigem Ausbau jährlich zu installierende Leistung an EE-Technologien können Abbildung 4 entnommen werden. Die Darstellung berücksichtigt auch den (teilweisen) Er-

satzbedarf der bereits bestehenden Anlagen und Repowering – Maßnahmen (Windenergie) bzw. Leistungserhöhung durch Modernisierungen (z.B. Wasserkraft). Wegen des deutlichen Rückgangs der jährlich zu installierenden Leistung an Windanlagen an Land wird der in 2003 erzielte Spitzenwert von knapp insgesamt 4.000 MW_{el}/a erst wieder gegen 2020 erreicht und überschritten. Dazwischen stabilisiert sich der EE-Ausbau bei Werten zwischen 2.100 und 2.500 MW_{el}/a. Neben der Windenergie sind Biomasse und Photovoltaik daran wesentlich beteiligt. Die kumulierte Leistung aller EE-Anlagen steigt von ca. 26 GW_{el} (Jahresende 2005) auf 35,8 GW_{el} in 2010 und auf 56,5 GW_{el} in 2020. Die mittlere Auslastung aller EE-Anlagen erhöht sich leicht von derzeit 2.300 h/a auf 2.700 h/a in 2020.

Über die entsprechenden Investitionen in EE-Anlagen gibt Abbildung 5 Auskunft. Die Investitionsvolumina der Jahre 2002 – 2004 mit teilweise 5 Mrd. €/a werden auf absehbare Zeit nicht mehr erreicht, sie bleiben aber durchweg auf hohem Niveau um 4,5 Mrd. €/a und steigen auf knapp 7 Mrd. €/a gegen Ende des Betrachtungszeitraums. Der Rückgang der Investitionen im Windbereich wird derzeit und in den nächsten Jahre durch das gegenwärtig starke Wachstum der Photovoltaik und das Ansteigen der Investitionen in Biomasse und Erdwärme weitgehend kompensiert. Von 2001 bis Ende 2005 wurden insgesamt 24,5 Mrd. € in Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien investiert.

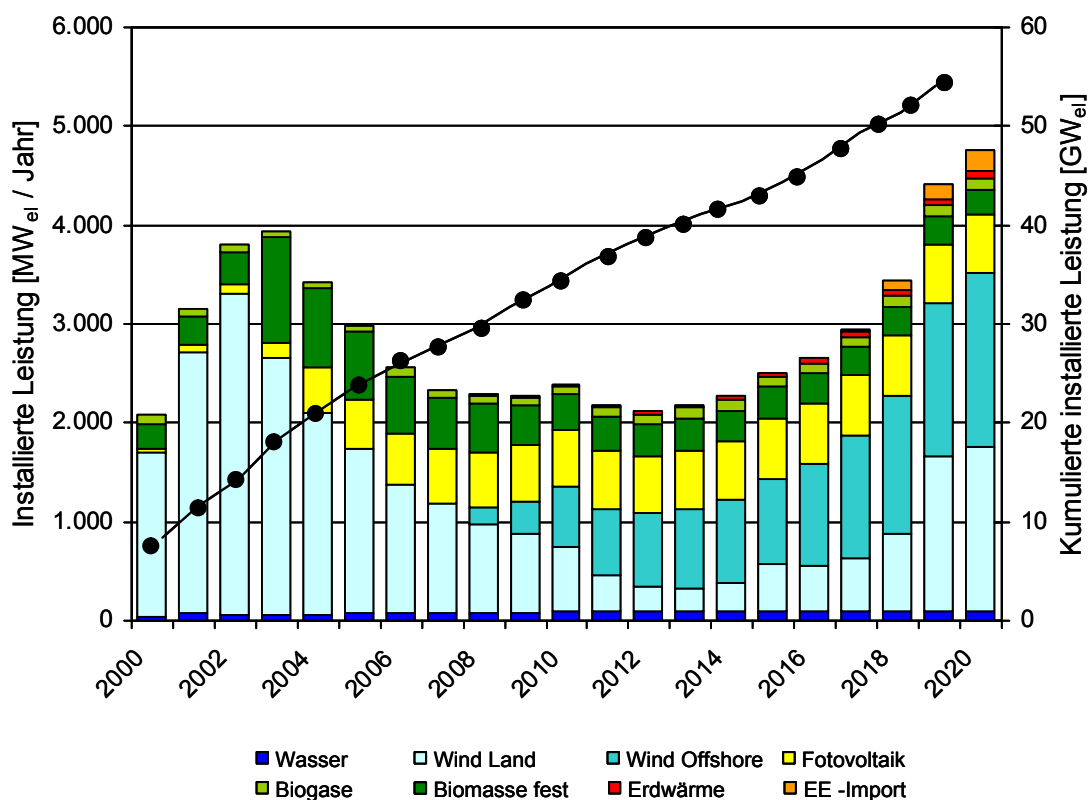


Abbildung 4: Jährlich zu installierende Leistung nach einzelnen EE-Technologien in MW_{el}/a bis 2020 zur Erreichung des Ausbauszenario WA und resultierende kumulierte Leistung in GW_{el}

Das durch den obigen weiteren Ausbau induzierte Investitionsvolumen beläuft sich im folgenden 5-Jahreszeitraum 2006 – 2010 auf dieselbe Summe und im Zeitraum 2011 – 2020 rund 50 Mrd. €, insgesamt werden also in den 15 Jahren bis 2020 rund 75 Mrd. € investiert. Verringert sich der Ausbau von EE durch ungünstigere Rahmenbedingungen (Untere Variante) oder kommt nicht über die Referenzentwicklung hinaus, so schrumpfen die Märkte und die Investitionsvolumina entsprechend. Im ersteren Fall sinkt das jährliche Investitionsvolumen auf rund 4 Mrd. €/a und das kumulierte Volumen im Zeitraum 2006 - 2020 auf

60 Mrd. €; im Referenzfall sogar auf 2 Mrd. €/a und kumuliert auf 38 Mrd. €. Von diesem Rückgang stark betroffen wären in diesem Fall insbesondere die Märkte für Photovoltaik und Biomasse, aber auch die Windenergie hätte sich auf Umsatzvolumina im Inlandsmarkt von nur noch 1,5 Mrd. €/a einzurichten (Die entsprechend zu Abbildung 5 dargestellten Investitionsverläufe dieser Szenariovarianten befinden sich im **Anhang A1.1**).

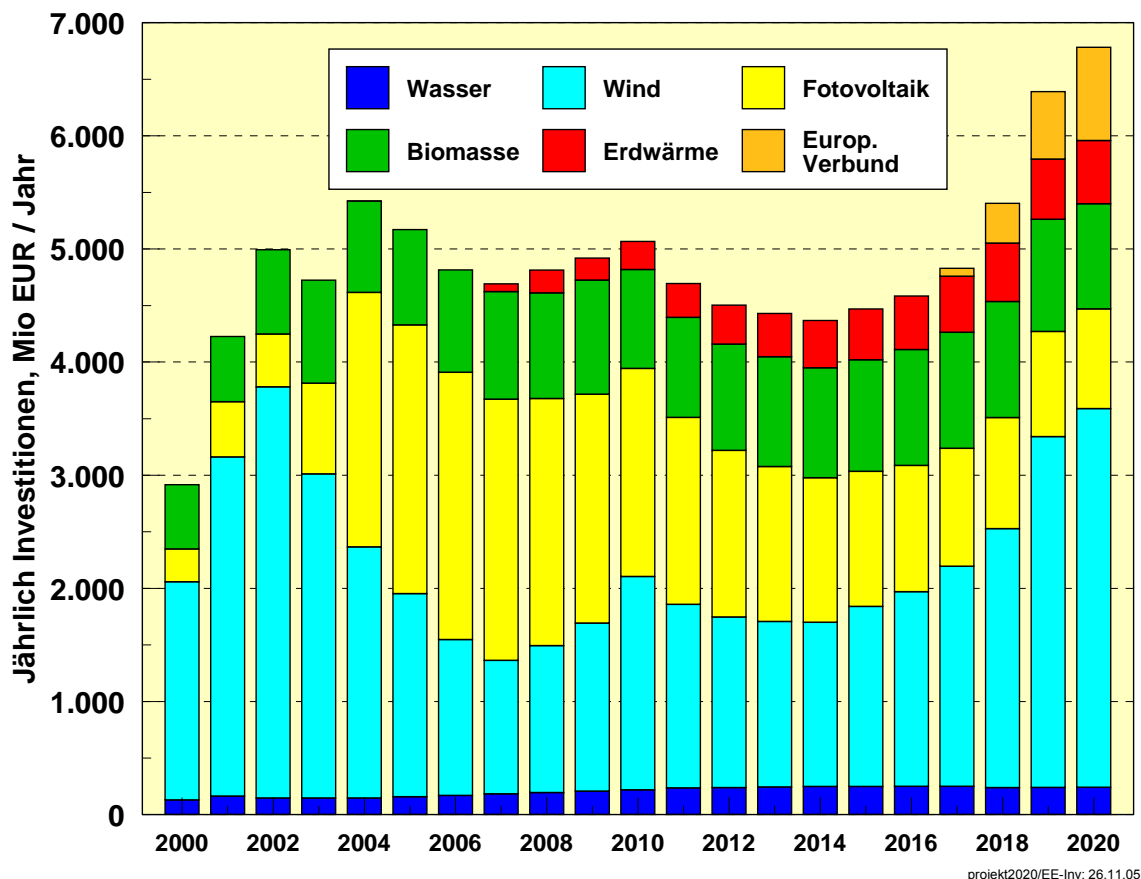


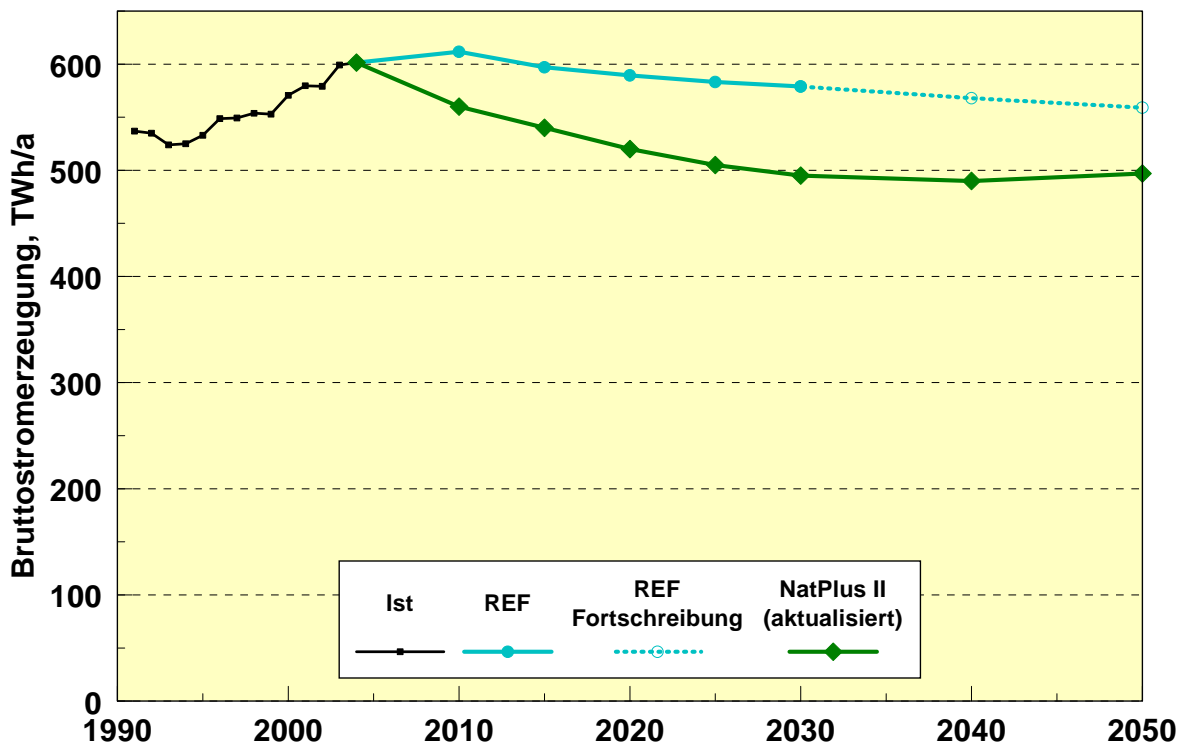
Abbildung 5: Jährliche Investitionen in stromerzeugende EE-Anlagen im Rahmen des Ausbauszenarios WA bis 2020. (Biomasseanlagen vollständig bei Stromerzeugung, ohne Nahwärmenetze)

Der Stellenwert des EE-Ausbaus im Kontext der gesamten Stromerzeugung kann unter verschiedenen Rahmenbedingungen beschrieben werden. Im Folgenden werden zwei Varianten dargestellt:

1. Einbindung des Ausbauszenarios „WA“ der erneuerbaren Energien in die Gesamtentwicklung der Energieversorgung gemäß der im Energiereport IV [EWI/Prognos 2004] beschriebenen Entwicklung, die u. a. als derzeit allgemein akzeptierte mittelfristige Fortschreibung der Stromversorgung (insbesondere der Stromnachfrage) dient. Die Mehrerzeugung an EE im Szenario WA gegenüber der EE-Erzeugung in REF wird durch entsprechende Reduktion von Kohle- und Ergasstrom berücksichtigt. Diese Vorgehensweise hat den Vorteil, dass hinsichtlich der Höhe des zukünftigen Stromverbrauchs ein einheitlicher Bezugswert benutzt wird. Diese Szenariovariante erreicht aber nicht die sonstigen Klimaschutzziele der Bundesregierung und ist hinsichtlich der Ausgewogenheit der Teilstrategien Effizienz, KWK-Ausbau und EE-Ausbau inkonsistent.
2. Der EE-Ausbau WA wird als Teil eines konsistenten Gesamtszenarios dargestellt. Dazu wird das in [BMU 2004] ermittelte Gesamtszenario NatPlus II benutzt, welches auf der Basis aktualisierter bedarfsbestimmender Größen und unter Berücksichtigung der tat-

sächlichen Energieverbrauchsentwicklung bis 2004 an neuere Entwicklungen angepasst wurde (NatPlus II aktualisiert). Der in diesem Szenario angenommene Stromverbrauch bedarf deutlich verstärkter Effizienzbemühungen bei der Stromnutzung, es wird hier daher im Unterschied zu REF als „Effizienzscenario (EFF)“ bezeichnet. Das Gesamtszenario EFF ist in sich schlüssig und erfüllt die Klimaschutzziele der Bundesregierung.

Abbildung 6 zeigt den Verlauf der Bruttostromerzeugung beider Gesamtszenarien bis 2050 im Vergleich. Im aktualisierten Szenario EFF ist die erforderliche Stromerzeugung in 2010 um 8,5% geringer als im Referenzfall (612 TWh/a; ohne Strom aus Pumpspeichern), in 2020 sind es 11,7% weniger als in REF (589 TWh/a).



Projekt 2020/Bruttost, 9.6.05

Abbildung 6: Verlauf der Bruttostromerzeugung seit 1990 und in den Szenarien REF (Referenz einschließlich Fortschreibung bis 2050) und aktualisiertes NatPlus II (EFF).

Abbildung 7 und Abbildung 8 zeigen die Einbindung des **Ausbauszenarios WA** in diese beiden Gesamtszenarien REF und EFF. Der Beitrag der EE zur Stromversorgung steigt demnach auf Basis des **Bruttostromverbrauchs** (berücksichtigt den Außenhandelsaldo) bei REF (Abbildung 7) auf 14,4 % in 2010 und 25,5 % in 2020. Im EFF (hier entspricht die Bruttostromerzeugung im Wesentlichen dem Bruttostromverbrauch) trägt dieselbe Energiemenge wegen des geringeren Gesamtverbrauchs im Jahr 2010 bereits mit 15,2 % und im Jahr 2020 mit 29 % zur Bruttostromerzeugung bei. Deutlich erkennbar ist beim modifizierten REF der praktisch konstant bleibende Beitrag der Stromerzeugung aus Braunkohle und der deutliche Zuwachs der Verstromung von Erdgas.

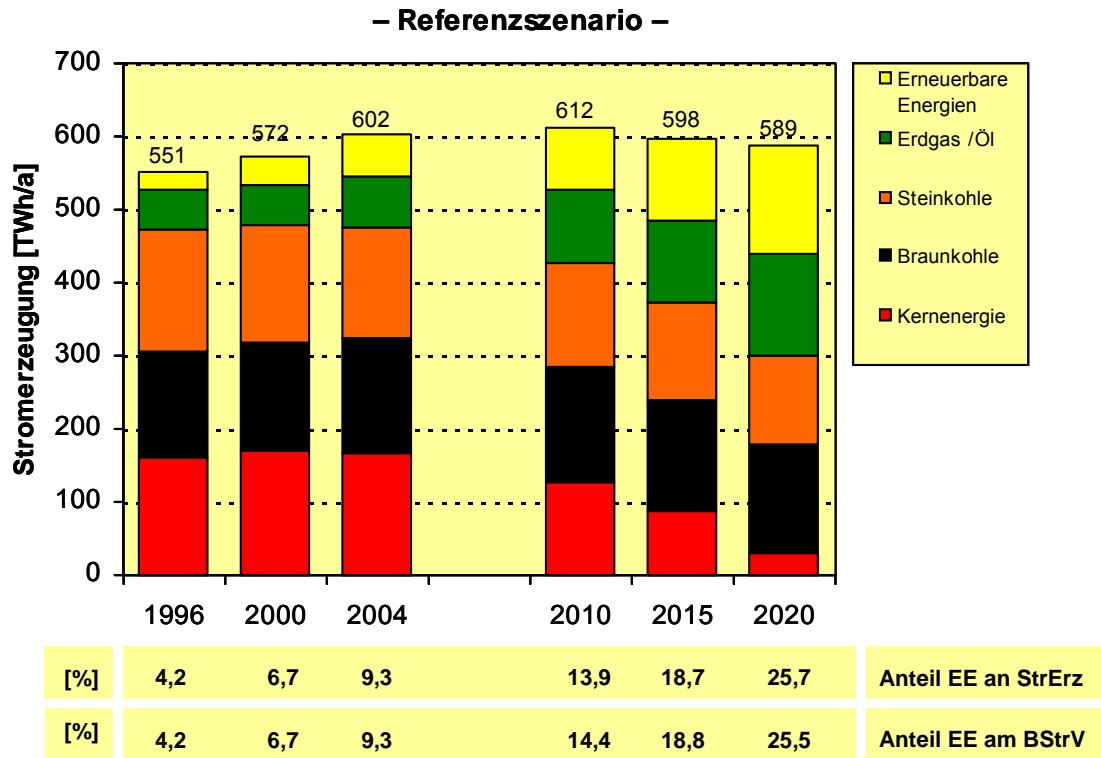


Abbildung 7: Struktur der Stromversorgung bis 2020 im REF [EWI/Prognos 2005] mit modifiziertem EE-Ausbau entsprechend Szenario WA nach Energieträgern.

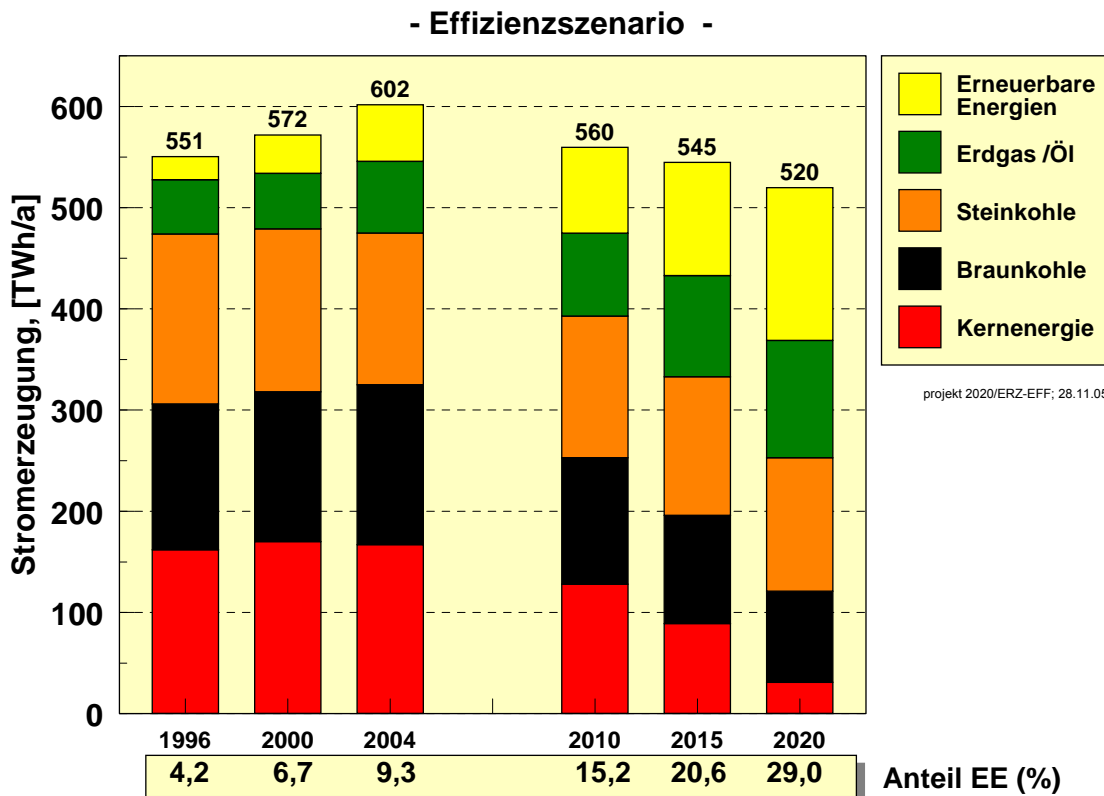


Abbildung 8: Struktur der Stromerzeugung bis 2020 im Effizienzscenario (aktualisiertes Szenario NatPlus II) mit EE-Ausbau entsprechend Szenario WA nach Energieträgern.

Demzufolge sinken die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung bis 2020 nur langsam von derzeit 300 Mio. t/a auf 275 Mio. t/a (2010: 297 Mio. t/a). Der wachsende EE-Anteil und die zusätzliche Verschiebung zum Erdgas erlauben so eine geringe Überkompensation des bis 2020 erfolgten Rückgangs der Stromerzeugung aus Kernenergie. Im Fall des Effizienzscenarios sinken dagegen die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung bereits bis 2010 auf 253 Mio. t/a und auf 210 Mio. t/a in 2020. Hierfür sind die zusätzliche Verringerung der Stromnachfrage und der gegenüber REF verstärkte Ausbau der KWK verantwortlich.

Eine detaillierte Darstellung der Stromerzeugungsstruktur mit Unterscheidung in Kondensationskraftwerke, KWK-Anlagen und EE-Anlagen für EFF (vgl. auch Darstellungen in BMU 2004) zeigt Abbildung 9.

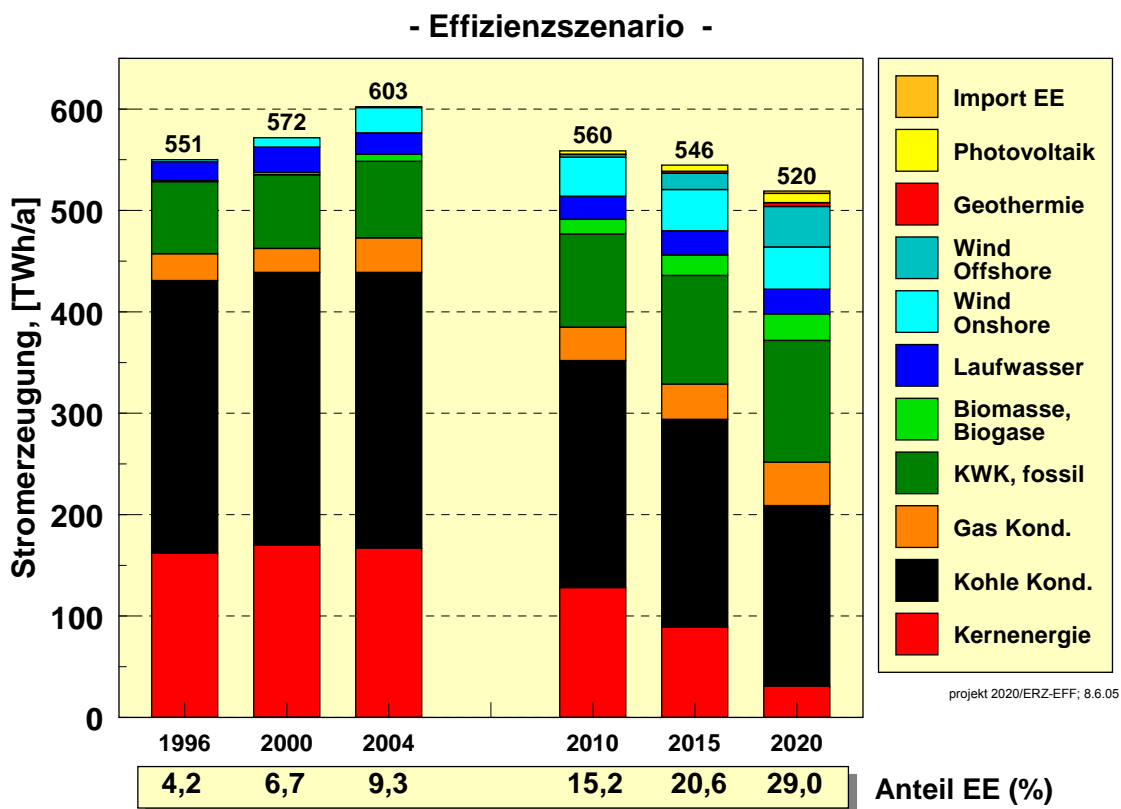


Abbildung 9: Wie Abbildung 8 mit Aufteilung auf unterschiedliche Kraftwerksarten

2.4 Entwicklung der einzelnen erneuerbaren Energien bis 2020

Die **Wasserkraft** wird nahe bis zu ihren in BMU 2004 erläuterten Potenzialgrenzen (Berücksichtigung der dort erläuterten Naturschutzkriterien) ausgebaut. Ausgehend vom Wert 2004 (21 TWh/a) steigt die Stromerzeugung (im Normaljahr) auf 22,8 TWh/a in 2010 und auf 24,5 TWh/a in 2020. Damit ist das ermittelte Zusatzpotential in 2020 zu 85% ausgeschöpft. Die angenommene Bandbreite des Zubaus liegt in 2020 zwischen 23,3 und 25,1 TWh/a. Die Entwicklung in REF ist mit obigem Ausbau praktisch identisch.

Dieser Ausbau erfordert (einschließlich Ersatzbedarf; Wiederaktivierung; Modernisierung) einen mittleren jährlichen Leistungsinstallation zwischen 85 und 90 MW/a, wobei sich die diskreten Zubauwerte an der Größe und dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der jeweiligen Kraftwerke orientieren. Der langjährige mittlere Zuwachs (seit 1990) lag bei etwa 40 MW/a.

Für die **Windenergie** werden die Angaben nach [Rehfeldt 2005] verwendet. Danach kann für die Wind an Land-Entwicklung unter Berücksichtigung restriktiverer Abstandempfehlungen in einigen Bundesländern und mit Einschränkungen bei der Erhöhung der Nabenhöhe beim Repowering von einem Anstieg der Leistung bis 2010 auf 23.000 und bis 2020 auf 23.600 MW ausgegangen werden (**WA** und **UV**). Die mögliche Bandbreite wird bestimmt durch die zulässige Nabenhöhe beim Repowering. Bei Steigerung der Nabenhöhe auf das technisch/ökonomische Optimum kann in 2020 ein Wert von 26.600 MW (Obere Variante) erreicht werden.

Für Offshore-Wind wird von einer eher verzögernden Entwicklung ausgegangen – beginnend in 2007 und mit einer installierten Leistung in 2010 von 1.100 MW - die sich dann aber verstetigt und in 2015 einen Wert von 5.000 MW und in 2020 von 12.000 MW erreicht. Als Bandbreite wird in 2020 ein Wert von rund 3.000 MW angenommen, was die noch vorhandene Unsicherheit in der Einschätzung der Ausbaudynamik Offshore ausdrückt. Die installierte Offshore-Leistung 2020 in der oberen Variante erreicht somit 15.000 MW.

Insgesamt kann die installierte Windleistung in 2020 zwischen 35.600 MW und 41.600 MW liegen. Mit mittleren Volllaststunden für Land-Windanlagen von 1.700 h/a (2020: 1.750 h/a) und für Offshore-Anlagen von 3.500 h/a (2020: 3.600 h/a) beträgt die potentielle Stromerzeugung aus Windkraft im Jahr 2020 rund 85 TWh/a.

Abbildung 10 zeigt die Einordnung des Windenergieausbaus entsprechend Szenario WA in die in letzter Zeit diskutierten Ausbauszenarien einschließlich REF nach [EWI/Prognos 2005]. Er liegt für 2020 deutlich unter den von [DENA 2005] diskutierten Werten, aber um 3.400 MW höher als in den Szenarien NatPlus angenommenen Werten in [BMU 2004]. Der Ausbauwert des aktuellen REF ist für 2020 (und 2030) praktisch identisch mit den Werten der NatPlus-Szenarien des Jahres 2004.

Die **Photovoltaik** hatte in den letzten Jahren ein rasantes Wachstum zu verzeichnen. Ende 2004 betrug die installierte Leistung 860 MW_p, davon wurden allein in 2004 etwa 450 MW_p errichtet. Eine Fortsetzung dieser Wachstumsentwicklung (Durchschnitt des Marktwachstums im Jahrzehnt 1994 - 2004 rund 46 %/a; im letzten Jahr Verdopplung) über einen längeren Zeitraum ist in Deutschland nicht vorstellbar. Für die Etablierung einer konkurrenzfähigen deutschen Produktion, die auf globalen Märkten wettbewerbsfähig ist, sind diese hohen Wachstumsraten auf Dauer auch nicht erforderlich. Allerdings müssen globalen Wachstumsraten zwischen 25 – 30 %/a über mindestens ein weiteres Jahrzehnt aufrechterhalten werden, damit die Lernkurven in einem zeitlich vernünftigen Rahmen durchlaufen werden können. (Im Programm ARES ist derzeit ein Lernfaktor von 0,80 bis 2020 angenommen; was bei Wachstumsraten um 25%/a etwa einer jährlich erreichbaren Kostendegression von 10%/a entspricht [DLR 2005]). Für den deutschen Markt wird deshalb von einem stabilen aber nicht mehr deutlich weiter wachsenden PV-Markt ausgegangen.

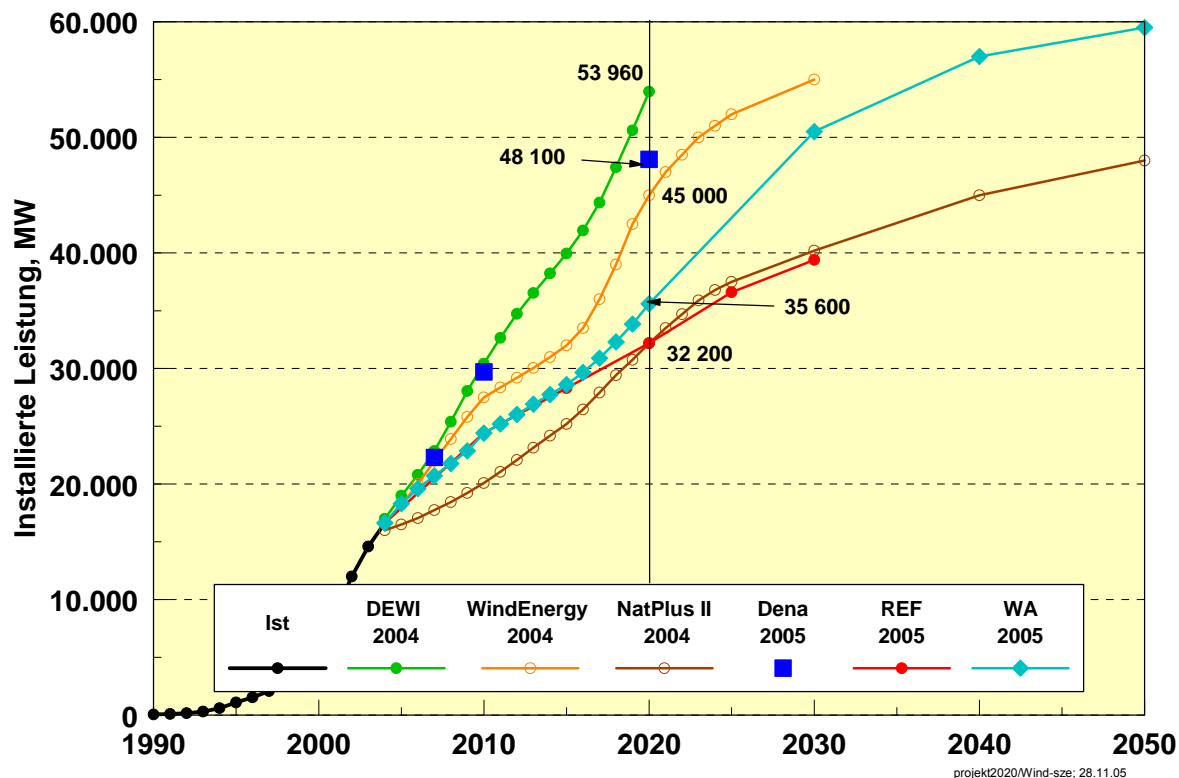


Abbildung 10: Ausbauszenarien für Windkraft nach verschiedenen aktuellen Untersuchungen

Im Ausbauszenario WA wächst das jährliche Marktvolumen noch auf 600 MW_p/a, also um insgesamt 50%. Im Jahr 2010 sind dann 4.100 MW_p installiert, die bis 2020 auf 10.000 MW_p wachsen. Die Bandbreite wird durch eine Begrenzung des zukünftigen Marktvolumens auf 500 MW_p/a einerseits und ein Anwachsen auf 900 MW_p/a andererseits markiert. Damit sind bis 2020 installierte Leistungen zwischen 8.700 MW_p (**Untere Variante**) und 13.400 MW_p (**Oberer Variante**) erreichbar, die mit Photovoltaik erzielbare Stromproduktion liegt in 2020 zwischen 8,1 und 12,4 TWh/a. In der REF wurde im Wesentlichen der Jahresumsatz der Jahre 2000/2001 fortgeschrieben (der aktuell hohe Umsatz des Jahres 2004 konnte nicht berücksichtigt werden). Damit wächst die Stromerzeugung aus PV bis zum Jahr 2020 lediglich auf rund 2 TWh/a, die kumulierte Leistung beträgt in 2010 1.145 MW_p und in 2020 ca. 1.850 MW_p.

Bei der Nutzung von **Biomasse** wurde, neben den bereits in [BMU 2004] erarbeiteten Wachstumsvorstellungen u. a. auch eine Einschätzung des IE Leipzig [Thrän 2005] vom April 2005 hinzugezogen. Dabei wird davon ausgegangen, dass die derzeit günstigen Rahmenbedingungen für eine energetische Nutzung von Biomasse (insbesondere die derzeitige Ausgestaltung des EEG) auf absehbare Zeit erhalten bleiben. Hiernach wird insgesamt die Entwicklung im Biogasbereich als sehr dynamisch angenommen, insbesondere durch Mitnutzung von nachwachsenden Rohstoffen (NAWARO), diejenige im Bereich fester Biomasse bleibt, bei ebenfalls weiterem Wachstum, etwas dahinter zurück. Gleichzeitig werden nach 2010 Möglichkeiten einer verstärkten Mitverbrennung von Biomasse in Kohlekraftwerken und eine stärkere thermische Nutzung biogenen Abfalls gesehen. Die Hauptgründe dafür sind das Ende der Übergangsfrist „Technischen Anleitung Siedlungsabfall“ und nach 2010 ein wirksamer CO₂-Zertifikatehandel. Tendenziell wird diesen Überlegungen gefolgt, gleichzeitig werden jedoch die in [BMU 2004] ermittelten Begrenzungen der im Zeitraum bis 2020 verfügbaren Anbauflächen aufgegriffen. Wird hierzu EFF zugrunde gelegt, das den größten Teil der (begrenzten) Anbaufläche (in 2020 insgesamt 1,1 Mio. ha) für die Produktion von Kraft-

stoffen reserviert, so bleiben in 2020 noch rund 100.000 ha für Energiepflanzen zur stationären Nutzung übrig (die allerdings bis 2050 auf 650.000 ha anwachsen können). Bei der Nutzung fester Biomasse wird in stark steigendem Maße Waldrestholz eingesetzt, da industrielles Restholz bereits heute weitgehend genutzt wird.

Entsprechend dieser Überlegungen erhält man für die Stromerzeugung aus **fester Biomasse** einen Wert von 8,7 TWh/a in 2010 und von 13,7 TWh/a in 2020. Zusätzlich steigt die Stromproduktion aus biogenen Abfällen und nach 2010 aus der Mitverbrennung auf 2,8 TWh/a in 2010 und 4 TWh/a in 2020. Die Bandbreite in 2020 beträgt 11,4 bis 13,9 TWh/a, die der Abfallnutzung 2,8 bis 5,0 TWh/a. Die Werte im Szenario **WA** für **gasförmige (und flüssige) Biomasse** einschließlich Klär- und Deponiegas lauten 5,9 TWh/a in 2010 und 12,5 TWh/a in 2020. Dies erfordert zusätzlich zur Verwertung landwirtschaftlicher Reststoffe eine Nutzung von rund 250 000 ha Anbaufläche. Die Bandbreite ergibt sich hier aus der zur Verfügung stehenden Anbaufläche. Bei Einhaltung der Naturschutzrestriktionen erhält man in 2020 eine Stromproduktion von 9,5 TWh/a, bei weiterer Lockerung ergibt sich ein Wert von 13,3 TWh/a.

Der gesamte Beitrag der Biomasse (einschließlich der Nutzung des biogenen Abfalls) wächst im Ausbauszenario WA somit von derzeit 9,4 TWh/a auf 17,4 TWh/a in 2010 und auf 30,1 TWh/a in 2020. Im REF verläuft die Nutzung der Biomasse bis 2010 in ähnlicher Größenordnung. Sie beträgt zu diesem Zeitpunkt 16 TWh/a (nach Bereinigung um den Beitrag nicht-biogenen Mülls) und in 2020 rund 21 TWh/a.

Der Ausbau der Stromerzeugung aus **Geothermie** wird vorsichtig eingeschätzt. Es wird von einer erfolgreichen Demonstration der derzeit geplanten Anlagen und einem Einstieg in den kommerziellen Betrieb ausgegangen. Dabei stehen Anlagen zur Nutzung hydrothormaler Geothermie auf absehbarer Zeit im Vordergrund. Erst allmählich (nach 2010) kommen auch HDR-Anlagen hinzu. Die Szenarienwerte liegen für 2010 bei 0,3 TWh/a und in 2020 bei 3,5 TWh/a. Bis 2020 sind 530 MW_{el} Geothermie-Leistung installiert. Die Bandbreite ist wegen der großen Unsicherheiten hinsichtlich des Anlagenzubaus relativ groß und liegt im Jahr 2010 zwischen 300 MW_{el} (2 TWh/a) und 910 MW_{el} (5,8 TWh/a).

Auch für den **Import von EE-Strom** aus einem europäischen Stromverbund (z.B. aus solarthermischen Kraftwerken oder Windparks) werden bis 2020 Aussagen gemacht, da unterstellt wird, dass die angestrebte Entwicklung im EE-Strombereich mittelfristig nicht ohne eine derartige europäische Vernetzung auskommt. Einmal wird der liberalisierte Strommarkt dafür sorgen, dass sehr günstige Angebote an EE-Strom (aus Gebieten hoher Einstrahlung oder sehr günstigen Windangebots) bei ausreichenden Transportkapazitäten auch in Deutschland angeboten werden. Zum andern erleichtert ein großer europäischer Stromverbund den Ausgleich großer Angebote fluktuierenden EE-Stroms. Für die Erreichung des Zielwerts 2020 von 20% Anteil an der Bruttostromerzeugung ist dieser Beitrag nicht erforderlich. Der Beitrag des Imports wird – beginnend etwa in 2017 - in 2020 mit 2,3 TWh/a angenommen, entsprechend 535 MW_{el}. Als Bandbreite wird einerseits von einem vernachlässigbaren Wert und andererseits von einem etwa doppelt so hohen Wert (4,1 TWh/a mit 920 MW_{el}) ausgegangen.

Abschließend kann in Abbildung 11 die Struktur aller Szenariovarianten der Stromerzeugung aus EE für die Jahre 2010 und 2020 verglichen werden. Bis 2010 gibt es nur geringfügige Unterschiede in der Einschätzung des EE-Ausbaus. Danach bleibt, wie bereits aus Abbildung 2 sichtbar, die Referenzentwicklung des Energiereports IV nach 2010 hinter den hier vorgestellten Ausbausvarianten zurück. Gegenüber der bisherigen Referenzentwicklung nach [Enquete 2002] aus dem Jahr 2002 liegen die Beiträge der EE in der aktuellen Referenzentwicklung REF allerdings zu beiden Zeitpunkten bei nahezu den doppelten Werten.

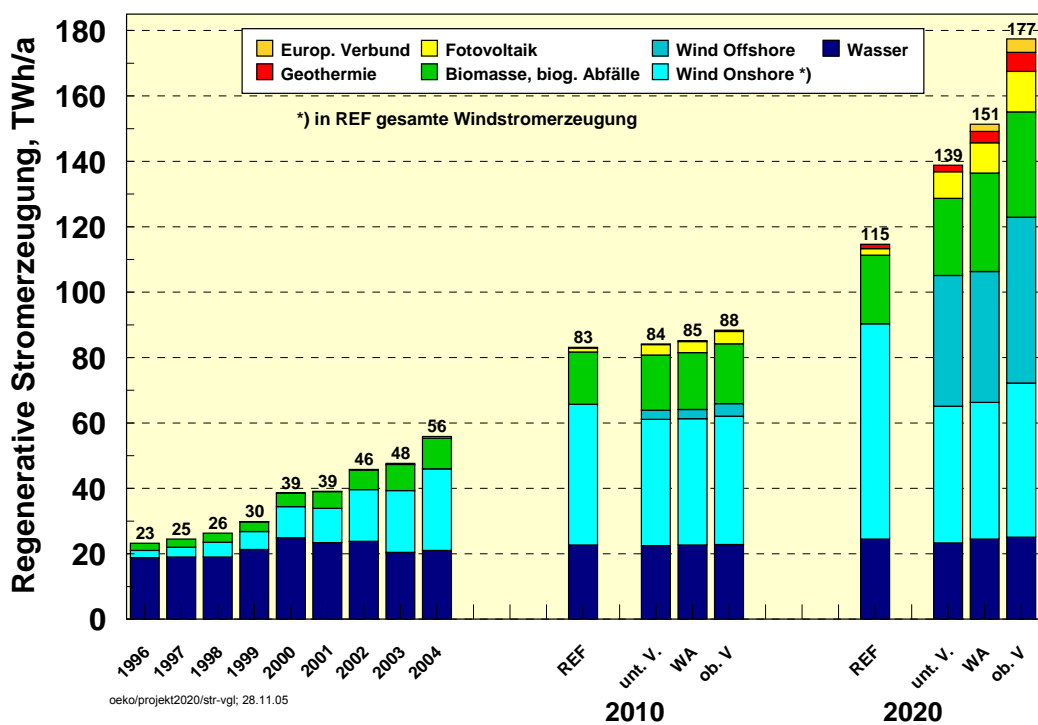


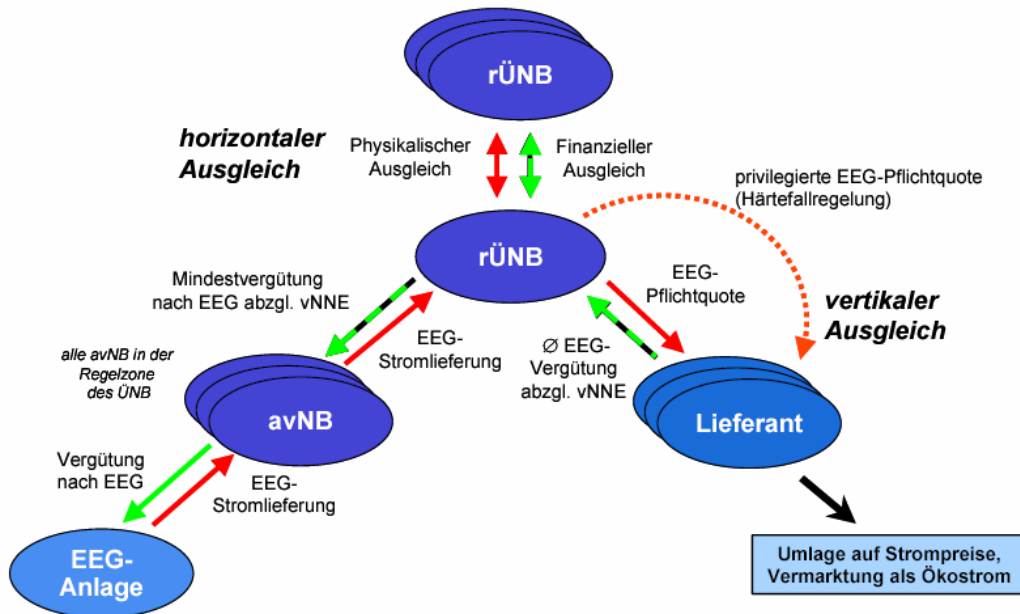
Abbildung 11: Struktur der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien seit 1996, in 2010 und 2020 für die hier beschriebenen Ausbauvarianten
 (REF = EWi/Prognos 2005; WA = Wahrscheinlicher Ausbau, unt. V. = untere Variante, ob. V. = obere Variante in dieser Studie).

Die Einzelwerte der Ausbauvarianten für die erzeugte Strommenge und die am Jahresende jeweils installierte Leistung können den Tabellen im **Anhang A1.2** entnommen

3 Ermittlung des anlegbaren Wertes für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

3.1 Wesentliche Bestimmungsgrößen für den anlegbaren Wert

Bei der Bestimmung der anlegbaren Werte ist von dem im Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) vorgegebenen Geflecht zwischen den relevanten Akteuren² auszugehen (vgl. Abbildung 12).



Abkürzungen: avNB = aufnahme- und vergütungspflichtiger Netzbetreiber;
rÜNB = regelverantwortlicher Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 12: Wirkungsgeflecht der wesentlichen Akteure sowie physische und monetäre Ausgleichsmechanismen im Rahmen des EEG.

Für die Höhe der EEG-Umlage ist entscheidend, woher der Lieferant, der den Strom für die Verbraucher bereitstellt und mit diesem die entstehenden Differenzkosten abrechnet, den Strom beziehen würde, wenn er keine EEG-Pflichtquote abnehmen müsste. Grundsätzlich bestehen die Möglichkeiten:

- Strombezug über die Börse
- Strombezug von eigenen, angegliederten oder externen Erzeugungsanlagen

Für die folgende Herleitung der verschiedenen Möglichkeiten wird vereinfacht von den Modellen „Strombezug an der Börse“ und „Eigenerzeugung“ ausgegangen (vgl. Abschnitt 2.2. und 2.3). Während sich im erst genannten Fall der zukünftige Preis an den Märkten ausbildet, steht im letzteren Fall die Alternative des Zubaus eines Kraftwerkes an.

Die Übertragungsnetzbetreiber liefern die EEG-Strommengen derzeit (unabhängig und abweichend von der realen Einspeisung) in Form von Bändern an die Energielieferanten, die die Letztverbraucher bedienen. Bandlieferungen stellen die am Markt günstigsten zu beziehenden Stromprodukte dar, so dass es dieser Logik folgend nahe liegt, sich bei der Bewertung der Differenzkosten an den Börsenpreisen (Großhandelspreis) für „base load“ - Strombezug zu orientieren. Im Fall der alternativen Eigenerzeugung wäre hingegen entsprechend der Einspeisecharakteristik eher eine Orientierung an der Stromerzeugung in Mittellastkraftwerken sachgerecht.

Je nach Vergleichsfall sind für die Bestimmung der durch das EEG verursachten Differenzkosten dabei verschiedene Kostenkategorien, die sich negativ oder positiv bemerkbar machen, zu berücksichtigen.

3.1.1 Eingesparte Kosten

Bei den eingesparten Kosten sind im Einzelnen zu berücksichtigen:

1. **Eingesparte Kosten aufgrund des Wegfalls einer sonst anderweitig notwendigen Strombeschaffung der Stromlieferanten** (z.B. eigene Kraftwerke, Strombörse als Spotmarktbezug oder Termingeschäft). Dabei können insbesondere Windkraftwerke und Solaranlagen nur mit einem Teil der installierten Kapazität thermische Kraftwerksleistung adäquat ersetzen, somit können primär Arbeits- und im entsprechend geringeren Umfang Leistungskosten in Ansatz gebracht werden können. Während beim Strombezug über die Börse Leistungskosten anteilig einbezogen sind, ist bei der Stromeigenerzeugung vor diesem Hintergrund zwischen kurz- und langfristigen Grenzkosten zu unterscheiden.

Kurzfristige Grenzkosten (Ersatz der Stromerzeugung aus bestehenden Kraftwerken):

- eingesparte variable Kosten der Stromerzeugung (im Wesentlichen entspricht dies den Brennstoffkosten)
- sonstige eingesparte erzeugungsabhängige Kosten (z.B. Aufwand für Instandhaltung)

Langfristige Grenzkosten (Ersatz der Stromerzeugung aus neuen Kraftwerken):

- zusätzlich zu kurzfristigen Grenzkosten die (anteilig) eingesparte Kapitalkosten (dabei ist der Kapazitätseffekt der eingespeisten Stromerzeugung von Bedeutung, der berücksichtigt, in wie weit neben der Bereitstellung elektrischer Energie auch ein sicherer Beitrag zur Vorhaltung elektrischer Leistung geleistet wird).
2. **Eingesparte Kosten aufgrund vermiedener Netzbenutzungsentgelte.** Die dezentrale³ Einspeisung von Strom verringert die Netznutzung in der/den vorgelagerten Spannungsebene/n, indem der Bezug von dort verringert wird und ggf. Lastspitzen abgesenkt werden. Dadurch trägt sie zur Reduzierung von Netznutzungskosten bei, die einem dezentralen Einspeiser prinzipiell in Form der vermiedenen Netznutzungsentgelten (vNNE) von Seiten des Netzbetreibers aus zu erstatten sind

Im Rahmen der Novellierung des EEG wurden im neuen § 14 Ausgleichsregelung (§ 11 im alten EEG) neue Aspekte und Mechanismen eingeführt. Dazu gehört auch die Anrechnung dieser vNNE, die nun bei der Umwälzung zu berücksichtigen sind.

Zum besseren Verständnis dieses Kostenfaktors und der Probleme seiner genauen Bestimmung sind im **Anhang A1** die generellen Zusammenhänge im Hinblick auf das EEG,

³ Als dezentral werden prinzipiell alle Einspeisungen unterhalb des Höchstspannungsnetzes betrachtet (vgl. VV II plus).

in dem die Abrechnung der vermiedenen Netznutzungsentgelte nun einbezogen ist, detailliert dargestellt. Die Ergebnisse zeigen, dass die vNNE bei kleinen PV-Anlagen kaum ins Gewicht fallen, während sie insbesondere bei der Biomasse-KWK eine signifikante Größe erreichen können.

3. **Eingesparte externe Kosten** – diese Kostenkategorie wird hier nicht betrachtet. Detaillierte Analysen zu den externen Kosten und der diesbezüglich geführten kritischen Debatte finden sich in [ExternE 2002] und [Enquete 2002]. Bei der Kalkulation der durch das EEG verursachten Differenzkosten (Kap.3) wird in einer oberen Strompreisvariante ein Wert von 1 Cent/kWh für die Darstellung externer Kosten verwendet.

3.1.2 Zusätzliche Kosten

Bei den zusätzlichen Kosten sind zu berücksichtigen:

1. **Zusätzliche Kosten aufgrund eines steigenden Bedarfs an Regelleistung und Regelernergie** zum Ausgleich des Prognosefehlers für die fluktuierend einspeisenden EE. Die mit dem Ausbau der Windenergie verbundenen Kosten werden seitens der Energiewirtschaft heute auf bis zu 2,4 Cent/kWh abgeschätzt [Tauber 2002], wobei mit 1,5 Cent/kWh der größte Anteil auf die Fixkosten der zur Leistungsabsicherung notwendigen konventionellen Kraftwerke entfällt. Dieser Kostenanteil wird bei der Bestimmung der anlegbaren Preise bereits dadurch berücksichtigt, dass ein nur unvollständiger Kapazitätseffekt in Ansatz gebracht wird. Weitere 0,7 Cent/kWh stammen aus erhöhten Regelernergieaufwendungen um die Differenz zwischen tatsächlichem und prognostiziertem Verbrauchs- und Einspeiseverhalten auszugleichen und 0,2 Cent/kWh seien auf den erforderlichen Netzausbau zurückzuführen.

Für die Zukunft wird von einem weiteren Anstieg der Kosten ausgegangen. Beispielrechnungen für das E.ON-Netzgebiet (Anschlussleistung der Windenergie von 16.000 MW im Jahr 2016, im Vergleich zum Stand von 2001 mit rund 3.500 MW) führen zu der Aussage, dass dann zur Aufrechterhaltung des heute allgemein üblichen Zuverlässigkeitsniveaus allein für die Abdeckung des notwendigen Minuten-/Stundenreservebedarfs Zusatzkosten von 850 Mio. €/a entstehen könnten [Haubrich 2002]. Umgerechnet entspräche dies - unter der Annahme einer mittleren Auslastung der Windkraftwerke von 2.500 bis 3.000 h/a spezifische Kosten von rund 2 Cent/kWh für die Stromerzeugung aus Windenergie, also etwa dem Dreifachen der für den Status Quo der durch die Windenergie verursachten Regelernergiebereitstellung ausgewiesenen Größenordnung.

In Bezug auf die Regelernergie lässt sich aus den vorliegenden Untersuchungen ableiten, dass der Bedarf vorrangig vom Prognosefehler (nach den heute gültigen Bilanzkreisregelungen ist eine Abschätzung des Windenergiebeitrags einen Tag im voraus notwendig) bestimmt wird. Mit verbesserten Prognosemethoden sollte der Aufwand zukünftig weiter begrenzt werden können. Darüber hinaus stehen andere Maßnahmen zur Verfügung (z. B. Flexibilisierung der Fahrplanmeldungen, Einführung eines deutschlandweiten Regelergiemarktes), die den zukünftigen Bedarf begrenzen helfen. Der Bedarf an zusätzlicher Regelernergie zur Kompensation des Prognosefehlers ist bisher noch nicht umfassend untersucht worden, auch wenn davon auszugehen ist, dass dieser mit zunehmender Einspeisung anwachsen wird. Zudem fand das mögliche Verbesserungspotenzial noch nicht ausreichende Berücksichtigung. Die bisher kursierenden Kosten für die Regelernergiebereitstellung und -nutzung sind daher mit großen Unsicherheiten behaftet. Die Ergebnisse der Regelernergieausschreibungen können nicht

als verlässliche Grundlage verwendet werden, da der Markt bisher nicht effizient arbeitet und die damit erzielten Preise zurzeit tendenziell zu hoch sind.

Im Sinne einer „worst case“- Betrachtung wird für die nachfolgenden Berechnungen von zusätzlichen Kosten für die Regelenergiebereitstellung von 0,7 Cent/kWh ausgegangen. Im Basisfall wird unterstellt, dass sich vermiedene Netznutzungsentgelte und zusätzliche Regelenergieaufwendungen im Wesentlichen kompensieren. Die auf die Windenergie zurückzuführenden Kosten für die Regelenergie würden aber selbst bei Zugrundelegen der o. g. hohen **Schätzung** von 0,7 Cent/kWh mit im Mittel rund 0,015 Cent/kWh (Jahr 2002) deutlich unterhalb von 10% der derzeitigen gesamten EEG-Umlage liegen. Zudem sind die heute auf die Netzbeneutzungsentgelte umgelegten Kosten für die Regelenergiebereitstellung für die Abdeckung von Unsicherheiten in der Lastprognose noch deutlich höher [BET 2002]. Sie liegen beispielsweise im RWE-Netzgebiet bei insgesamt 0,5 Cent/kWh. Eine ausführlichere Auseinandersetzung mit dem Thema Regelenergie findet man im **Anhang A2**.

2. **Zusätzliche Kosten aufgrund der mit zunehmenden Lastschwankungen** (mit zum Teil hohen Lastgradienten und vermehrten An- und Abfahrvorgängen) **verbundenen erhöhten Beanspruchung der Kraftwerke** und einer dadurch möglicherweise bedingten früheren Veralterung. Dies gilt in erster Linie für schon bestehende Kraftwerke, während Neuanlagen bereits bei der Planung besser auf veränderte Anforderungen in Bezug auf die Leistungsdynamik ausgelegt werden können.

Spätestens zum Ende dieses Jahrzehnts werden in größerem Umfang Kraftwerksersatz- und -neubauten notwendig werden. Dies erhöht zwar die Notwendigkeit, dann auch eine zusätzliche Leistungsreserve für den Stromerzeugungsbeitrag der Windenergie bereitzustellen, schafft aber andererseits die Möglichkeit, ganz gezielt solche Kraftwerkskapazitäten aufzubauen (z. B. Gas-GUD-Kraftwerke), die mit den steigenden Anforderungen kompatibel sind (hohe Laständerungsgeschwindigkeiten, kurze An- und Abfahrzeiten). Dadurch lassen sich von vornherein mögliche Mehrkosten begrenzen. Eine genaue Quantifizierung ist nur im Vergleich systematischer Kraftwerkseinsatzplanungsanalysen mit und ohne Einspeisung erneuerbarer Energien möglich und ist u.a. abhängig von sonstigen Entscheidungsvariablen über den Zubau des einen oder anderen Kraftwerkstyps. Die hierdurch entstehenden Kosten dürften aber vergleichsweise gering sein, so dass sie in der nachfolgenden Betrachtung nicht berücksichtigt werden.

3. **Zusätzliche Kosten aufgrund eines energiewirtschaftlich nicht optimalen Teillastbetriebs** (Verringerung des Nutzungsgrades) der bestehenden Anlagen. Durch die zusätzliche Einspeisung von EEG-Strom wird Einfluss genommen auf die Kraftwerkseinsatzweise der EVU. Dies macht eine Änderung des Kraftwerkseinsatz- und Lastmanagements („re-dispatching“) der Kraftwerke, mit dem versucht wird für die Betriebsweise des Anlagenparks ein gesamtwirtschaftliches Optimum zu erreichen, notwendig. Für die Quantifizierung dieses Effekts und möglicher Anpassungen der Kraftwerke bei den anstehenden Kraftwerksersatzinvestitionen gilt Vergleichbares wie bei dem zuletzt genannten Punkt der höheren Wechselbeanspruchung der Kraftwerke.
4. **Zusätzliche Kosten aufgrund der zum Abtransport der EEG-Strommenge notwendigen Netz-Verstärkungs- und -Ausbaumaßnahmen**. Schon heute seien nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber Netzengpässe zu verzeichnen (z. B. Ausschöpfung des Hochspannungsnetzes (110 kV) in Schleswig Holstein), die mit einem weiteren Ausbau der Windenergie sowohl an Land (betrifft vor allem das Höchstspannungsnetz (> 110 kV) in Schleswig Holstein) wie Offshore deutlich zunehmen werden und nur durch einen entsprechenden Netzausbau beseitigt werden könnten. Berechnungen hierzu sind

in [DENA 2005] für das Höchstspannungsübertragungsnetz auf der Basis eines sehr engagiertes Windenergieausbauszenario in Norddeutschland durchgeführt worden. Sie können hier als Obergrenze angesetzt werden, zumal bei anderen EEG-Einspeisungen aufgrund der breiteren geografischen Verteilung geringere Kosten anfallen dürften. Die ermittelten Resultate für den Anstieg der Netznutzungsentgelte durch den EEG-bedingten Netzausbau belaufen sich für 2007 auf 0,005 Cent/kWh, für 2010 auf 0,015 Cent/kWh und für 2015 auf 0,025 Cent/kWh.

3.2 Entwicklung der Kosten für die Strombeschaffung über die Börse (Börsenpreis)

In diesem Modellansatz wird eine am Börsenpreis orientierte Grenze für den anlegbaren Wert definiert. Sie orientiert sich an der derzeitigen Vorgehensweise. Die Übertragungsnetzbetreiber liefern den EEG-Strom in Form von Bandlieferungen an die Stromlieferanten (d.h. an diejenigen Energieversorgungsunternehmen, die Letztverbraucher beliefern) und legen nicht die reale Einspeisung zugrunde. Der zeitlich unterschiedliche Anfall der EEG-Einspeisung wird somit ausgeblendet. Danach kommt für die Stromlieferanten als Vergleichswert (für die Bewertung der Differenzkosten) der an der Börse gehandelte Großhandelspreis für „base load“ zum Tragen. Die Versorgungsalternative Bandbezug über die Börse stellt das am Markt gehandelte günstigste Stromprodukt dar.

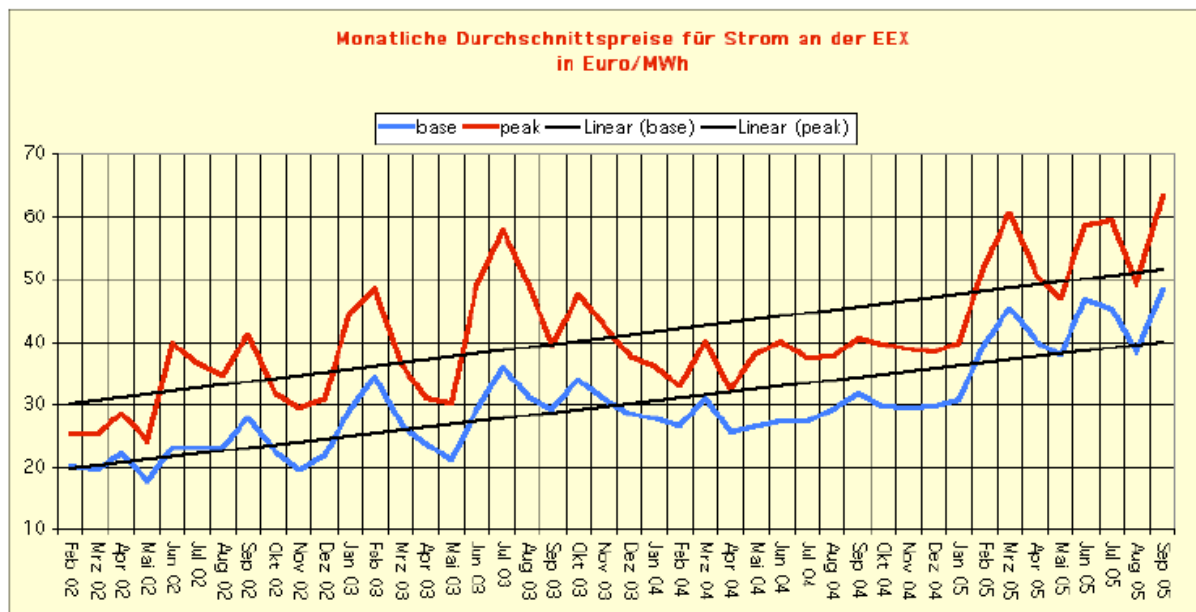
Die von den Übertragungsnetzbetreibern derzeit praktizierte Rückwälzung des EEG-Stromes als Band ist zwar praktikabel, verursacht aber zusätzliche „Veredelungs“-Kosten (Vergleichmäßigung der fluktuierenden Einspeisung). Auf der anderen Seite bildet sie nicht den wirklichen energiewirtschaftlichen Wert der EEG-Einspeisung ab, in dem gegenüber dem Grundlastband höherwertigere HT-Einspeisungen unberücksichtigt bleiben. Sachgerecht wäre daher eher die Vorgabe eines spezifischeren Lastprofil (inkl. der vereinfachten Vorgabe von HT-/NT-Teilen) für die Rückwälzung sowie ggf. eine zeitnähere Umwälzung. Für die Bestimmung des marktorientierten Wertes der EEG-Einspeisung wird nachfolgend an der heutigen Vorgehensweise festgehalten.

Im Durchschnitt des Jahres 2004 wurde Grundlast an der Leipziger Strombörse EEX mit 28,52 Euro/MWh (Durchschnittswert Spotpreis für 2004 nach EEX) gehandelt und lag damit um rund 1 Euro/MWh unterhalb des Niveaus im Vorjahr. Im Vergleich dazu stieg der Durchschnittspreis von 2002 auf 2003 um 7 Euro/MWh, was auf die generell ausgeprägte Volatilität des Strompreises hindeutet.

Maßgebliche Einflussfaktoren für die unterschiedliche Entwicklung der Börsenpreise sind vor allem das Wetter aber auch das jahreszeitliche Angebot der Stromerzeugung aus EE (d.h. insbesondere der Wasserkraft und der Windenergie). So zeichnete sich das Jahr 2003 durch einen sehr trockenen Sommer und überdurchschnittlich hohen Temperaturen (mit entsprechend hoher Nachfrage im Bereich Klimatisierung) aus, während das Jahr 2004 temperatureitig nur geringfügig oberhalb des langjährigen Mittelwertes lag. Einige Kernkraftwerke mussten im Jahr 2003 aufgrund aufgeheizter Flüsse und niedriger Pegelstände zeitweilig ihre Leistung reduzieren. Im Jahresverlauf 2003 schwankten die durchschnittlichen Börsenpreise für Grundlast zwischen 15 €/MWh und 160 €/MWh. Im Vergleich dazu lag die Bandbreite im Jahr 2004 nur zwischen 18,22 und 46,61 €/MWh. Darüber hinaus war ein starker Anstieg des mittleren Preises für Spitzenlast (peak-Produkte) zu verzeichnen, dessen Abstand zu den Grundlastpreisen sich von 8 €/MWh auf 13 €/MWh erhöhte. Eine anteilige Berücksichtigung von Spitzenlast-Produkten bei der Bestimmung des anlegbaren Wertes hätte damit signifikante Folgen.

Im Jahr 2005 ist der Preis an der Börse signifikant angestiegen (vgl. Abbildung 13). Neben der allgemeinen Entwicklung steigender Rohstoffkosten (insbesondere gilt dies für Öl und Gas, in begrenzter Form aber auch für Kohle) ist hierfür die Einbeziehung der CO₂-Zertifikatskosten in die Strompreise als Grund zu nennen. Trotz der durch die Bundesregierung verabschiedeten größtenteils kostenfreien Verteilung der Emissionsrechte (so genanntes Grandfathering im Nationalen Allokationsplan) werden die Zertifikatspreise nach den Regeln des Marktes als Opportunitätskosten vollständig auf die Preise übergewälzt. Dabei wird die Tonne CO₂ aktuell (Stand 08.11.2005) mit 21,95 €/t CO₂ gehandelt, der kor-

respondierende Strombörsenpreis (base load) liegt bei 58,19 €/MWh. Im Mittel des Jahres 2005 (Periode Januar bis Mitte November 2005) kann von einem Börsenpreis von rund 43 €/MWh ausgegangen werden.



Die Durchschnittspreise für Strom am Spotmarkt der EEX werden in Form des **Physical Electricity Index** - abgekürzt "Phelix" - ermittelt. Der **Phelix Base** ist der stundengewichtete Durchschnittspreis pro Tag für die Stunde 1-24. Der **Phelix Peak** ist der stundengewichtete Durchschnittspreis für die Stunde 9-20. Beide werden für alle Kalendertage des Jahres ermittelt. Sowohl aus dem Phelix Peak als auch aus dem Phelix Base wird jeweils ein Monatsdurchschnittspreis berechnet. Hierzu wird der einfache Durchschnitt (arithmetisches Mittel) aus allen Phelix Base bzw. Phelix Peak gebildet, indem alle betreffenden Tage aufsummiert werden und durch die Anzahl der Tage dividiert wird. Beim Phelix Peak werden nur die Tage Montag bis Freitag für die Indexberechnung herangezogen, auch dann, wenn der entsprechende Tag ein Feiertag ist.

Abbildung 13: Verlauf der Börsenpreise an der Leipziger Strombörse EEX für Grund- und Spitzenlast für die Zeit von Feb. 2002 bis September 2005

Aufgrund der komplexen Einflussfaktoren ist es naturgemäß schwierig, gesicherte Prognosen für die zukünftige Entwicklung der Marktpreise abzugeben. Eine Orientierungsmarke gibt der Markt selber, in dem bereits heute Kontrakte für die Zukunft gehandelt werden (sog. Futures). Eine Anfang 2004 durchgeführte Analyse von IZES zeigte, dass die Durchschnittspreise mit der Laufzeit der gehandelten Futures (damals maximal bis Januar 2009) zwar ansteigen, dieser auch als Risikoprämie bezeichnete Anstieg im Verhältnis zu anderen Märkten aber vergleichsweise gering ist [IZES 2004]. Laut IZES deuten die geringen Risikoaufschläge auf eine zu erwartende Preisstabilität hin, da die Börsenteilnehmer offensichtlich nur bereit sind eine geringe Prämie dafür zu zahlen, in Zukunft zu einem bereits heute festgelegten Preis Strom kaufen zu können.

Lagen die Future-Preise Anfang 2005 für die kommenden Jahre noch in einem Bereich von 34 bis zu maximal 41 €/MWh, sind aktuell der gesamten Marktentwicklung folgend höhere Preise zu erzielen (vgl. Tabelle 1 für zufällig ausgewählte Handelstage). Die aktuellen Future-Preise für base load Strom im November 2005 liegen für das Jahr 2010 als Lieferperiode zwischen 42 und 45 Euro/MWh. Dennoch verbleiben die Risikoaufschläge (im Sinne der jährlichen Preissteigerungen) auch jetzt noch vergleichsweise gering bzw. ist sogar in den Future-Preisen eine leichte Preiskonsolidierung abzulesen.

Tabelle 1: EEX Grundlast Jahresfutures von vier ausgewählten Handelstagen.

EEX Phelix-Base-Year-Future						
Tradingday Handelstag	Contract	Delivery Period	Volume MWh	Traded Contracts resp. MW	Settlement Price	Anstieg in % gg. Vorjahr
18.11.2005	F1BY	Jan-2006	446.760	51	46,85	
18.11.2005	F1BY	Jan-2007	770.880	88	43,91	-6,28%
18.11.2005	F1BY	Jan-2008	105.408	12	42,50	-3,21%
18.11.2005	F1BY	Jan-2009	8.760	1	42,92	0,99%
18.11.2005	F1BY	Jan-2010	8.760	1	43,43	1,19%
18.11.2005	F1BY	Jan-2011	0	0	43,82	0,90%
22.08.2005	F1BY	Jan-2006	192.720	22	43,64	
22.08.2005	F1BY	Jan-2007	8.760	1	41,81	-4,19%
22.08.2005	F1BY	Jan-2008	0	0	41,87	0,14%
22.08.2005	F1BY	Jan-2009	0	0	42,27	0,96%
22.08.2005	F1BY	Jan-2010	0	0	42,77	1,18%
22.08.2005	F1BY	Jan-2011	0	0	43,27	1,17%
23.05.2005	F1BY	Jan-2006	1.576.800	180	38,95	
23.05.2005	F1BY	Jan-2007	367.920	42	37,96	-2,54%
23.05.2005	F1BY	Jan-2008	0	0	38,24	0,74%
23.05.2005	F1BY	Jan-2009	43.800	5	39,47	3,22%
23.05.2005	F1BY	Jan-2010	0	0	40,60	2,86%
23.05.2005	F1BY	Jan-2011	0	0	41,72	2,76%
25.02.2005	F1BY	Jan-2006	1.226.400	140	34,55	
25.02.2005	F1BY	Jan-2007	219.000	25	34,78	0,67%
25.02.2005	F1BY	Jan-2008	0	0	36,14	3,91%
25.02.2005	F1BY	Jan-2009	0	0	36,98	2,32%
25.02.2005	F1BY	Jan-2010	0	0	38,00	2,76%
25.02.2005	F1BY	Jan-2011	0	0	38,90	2,37%

Mittelfristig ist davon auszugehen, dass sich die Marktpreise im Zuge des anstehenden Kraftwerkseratz- und –erneuerungsbedarfs wieder verstärkt an die Vollkosten der Stromerzeugung annähern werden. REF geht aufgrund der Wiederanpassung an das Vollkostenniveau deshalb von einer Verdopplung der Großhandelspreise (Erzeugerpreise⁴) für Strom bis zum Jahr 2010 gegenüber dem Niveau des Jahres 2000 aus. Überträgt man dies auf die Marktpreise, die über den Zeitraum (Mitte 2000 bis Ende 2001) für Grundlaststrom bei 22,15 €/MWh lagen, ermittelt sich daraus für das Jahr 2010 ein Preisniveau von 44,3 €₂₀₀₅/MWh. Für den Zeitraum danach ist laut REF nur noch von einem geringen Anstieg in Folge steigender Brennstoffpreise und moderat ansteigender CO₂-Zertifikatspreise zu rechnen. Für das Jahr 2010 korrespondiert dieses Preisniveau in etwa mit den langfristigen Grenzkosten neuer Steinkohlekraftwerke im Grundlastbereich (< 6.500 h/a) inklusive eines Aufschlages von 10 €/t CO₂ im Rahmen des Emissionshandels und deckt sich auch weitgehend mit den heute für diesen Zeitraum erzielten Future-Preisen.

Unter dieser Voraussetzung stellt Tabelle 2 eine mögliche Bandbreite für die zukünftige Entwicklung des Marktpreises (base) dar. Alle Preisangaben beziehen sich auf das Basisjahr 2005, sind also real ausgewiesen. Während sich der **untere Preispfad** stark an den Überlegungen von REF orientiert, geht der obere Preispfad von signifikant höheren Energieträgerpreissteigerungen aus und unterstellt zudem eine engagierte Klimaschutzpoli-

⁴ Die Strompreise der Verbraucher sind bestimmt durch den Erzeugerpreis einerseits sowie Netznutzungsentgelte sowie Steuer und sonstige Abgaben (z.B. im Rahmen des EEG oder KWKG).

tik, deren Folgekosten (d.h. hier die resultierenden Zertifikatspreise⁵) vollständig auf die Märkte übertragen werden. Im **unteren Preispfad** wird zunächst davon ausgegangen, dass das Preisniveau nach dem starken Anstieg in den letzten Jahren für die nächsten 2 oder 3 Jahre (in Folge einer Marktberuhigung) in etwa erst einmal konstant bleiben wird und erst gegen Ende des Jahrzehntes wieder leicht auf den zuvor genannten Grenzwert (Verdoppelung des Preisniveaus gegenüber dem Jahr 2000) zunehmen wird. Der im weiteren Zeitverlauf gewählte Preisanstieg ist moderat und folgt im Wesentlichen dem zu erwartenden Anstieg der Brennstoffpreise und unterstellt zudem im Verhältnis zum heutigen Niveau vergleichsweise niedrige Zertifikatspreise. Hintergrund für letztgenannte Annahme ist, dass der jetzige Börsenpreis für CO₂ auf einem noch wenig ausgeprägten Handel basiert, an dem sich bisher nur wenige Akteure beteiligen. Insofern ist für die untere Variante unterstellt worden, dass sich das Handelsvolumen in den nächsten Jahren deutlich erhöhen wird und über die sukzessive Einbeziehung der flexiblen Mechanismen JI (Joint Implementation) und CDM (Clean Development Mechanism) von nur moderaten Zertifikatspreisen ausgegangen werden kann, die – dem Opportunitätsprinzip folgend - sich aber vollständig auf die Marktpreise niederschlagen werden. In Anlehnung an EWI/Prognos⁶ werden Zertifikatspreise unterstellt, die innerhalb der ersten Zuteilungsperiode (Zeitraum 2008 bis 2012) zunächst bei etwa 10 €/t CO₂ liegen und dann über 12,5 €₂₀₀₅/t CO₂ im Jahr 2020 auf schließlich 15 €₂₀₀₅/t CO₂ im Jahr 2030 ansteigen werden.

Tabelle 2: Zukünftige Entwicklung des Marktpreises für Grundlaststrom (Preisbasis 2005)

	Unterer Preispfad		Oberer Preispfad	
	Marktpreis [€ ₂₀₀₅ /MWh]	Mittl. jährl. Anstieg [%]	Marktpreis [€ ₂₀₀₅ /MWh]	Mittl. jährl. Anstieg [%]
2003/2004	29,00		29,00	
2005	43,00	6,36	43,00	6,36
2010	44,30	1,07	49,1	3,17
2015	47,00	1,20	56,9	3,0
2020	48,90	0,80	63,4	2,17
2025	50,17	0,50	68,0	1,42
2030	51,44	0,50	72,7	1,34
	in Anlehnung an EWI/Prognos 2005		Weiterer CO ₂ -Aufschlag und höhere Brennstoffpreise	

⁵ Damit ist nicht intendiert, dass eine engagierte Klimaschutzpolitik volkswirtschaftlich zu hohen Kosten führen wird, sondern lediglich dass sich dem Mechanismus des Emissionshandels folgend höhere Zertifikatspreise (in Folge engagierterer zu erfüllender Klimaschutzziele) auf die Strompreise niederschlagen werden. Volkswirtschaftlich stehen dem vielfältige positive Faktoren gegenüber (z.B. Innovations- und Beschäftigungsimpulse, Rückgang der externen Kosten), die in einer Gesamtkostenbetrachtung zu berücksichtigen sind.

⁶ EWI/Prognos nehmen an, dass sich der CO₂-Emissionshandel signifikant auf den Elektrizitätssektor auswirken wird und sich somit die relative Wettbewerbsfähigkeit von Stein- und Braunkohle in Bezug zu Erdgas verschlechtert. Eine eher moderate Klimapolitik führt aber in den nächsten Jahrzehnten zu zunächst noch niedrigen Zertifikatspreisen.

Tabelle 3: Angesetzte CO₂-Zertifikatspreise

	CO ₂ -Zertifikatspreis, € ₂₀₀₅ / t CO ₂		Mittlere spezifische Emission in kg CO ₂ /kWh *)
	Untere Variante EWI/Prognos	Obere Variante	
2010	10,0	15	0,55
2015		22,5	0,543
2020	12,5	30	0,536
2025		35	0,559
2030	15,0	40	0,582

*) eigene Berechnung nach Referenzszenario aus [Enquete 2002].

REF geht in seiner Abschätzung der Entwicklung der Zertifikatspreise von einer eher moderaten Klimapolitik aus, die sich auch in einer nur begrenzten Verschärfung der maximalen Emissionsmengen in der nächsten Zuteilungsperiode nach 2012 äußern wird. Geht man dagegen von einer deutlich engagierten Klimaschutzpolitik aus, wie es angesichts der Empfehlungen des IPCC und anderer nach einer Halbierung des weltweiten CO₂-Ausstoßes bis zur Mitte dieses Jahrhunderts und zur Erfüllung der von Europäischen Union und Bundesregierung angestrebten Einhaltung des 2°C-Ziels (maximale Erhöhung der Weltmitteltemperatur um 2°C) angezeigt erscheint, ist auch ein signifikant höherer Einfluss des Emissionshandels auf den Strompreis denkbar. Tabelle 2 stellt in einem oberen Preispfad daher die Wirkung gegenüber den Schätzungen von REF für die Jahre 2010, 2020 und 2030 um 5 bzw. 17,5 bzw. 25 €₂₀₀₅/t CO₂ höherer Zertifikatspreise dar. Darüber hinaus unterstellt der obere Preispfad eine höhere Brennstoffpreisentwicklung und geht davon aus, dass sich beide Preis erhöhenden Faktoren auf den Märkten auch umsetzen lassen.

Im Unterschied zum Bezug von z.B. Wind- oder PV-Strom stellt die Börse ein zuverlässiges Leistungsband zur Verfügung. In der heutigen Praxis der Bandlieferung der Übertragungsnetzbetreiber an die EVU, die Strom an Letztverbraucher liefern, bringen die ÜNB damit eine Veredelungsleistung dar, die für diese zu höheren Kosten führt. Detaillierte Analysen über diese Kosten liegen derzeit nicht vor. Sie bestimmen sich maßgeblich aus der angepassten Auslastung bestehender Kraftwerke über die eine Vergleichmäßigung der eingespeisten Strommenge auf dem resultierenden Mittelwert erzielt wird (nicht auf den jeweiligen Höchstwert in der Zeitperiode, wodurch eine geringere Leistungsvorhaltung notwendig ist). Bei der hier beschriebenen marktorientierten Bewertungsmethode können die Veredelungskosten prinzipiell über Abschlagsfaktoren berücksichtigt werden. Andererseits profitieren die ÜNB bei der Abrechnung davon, dass der wirkliche energiewirtschaftliche Wert des EEG-Stroms, der auch HT-Anteile enthält, nicht weitergewälzt wird. Vor diesem Hintergrund wird hier auf die Festlegung eines Abschlagsfaktors verzichtet. Vorschläge zur Veränderungen des heutigen Prinzips der Profilwälzung liegen seit längerer Zeit vor (Abbildung 14). Dies gilt z.B. für den Vorschlag den EEG-Strom nach einem vorher definierten Lastprofil mit einem vereinfacht vorgegebenen HT-/NT-Verhältnis weiter zu wälzen [Krzikalla u.a. 2001].

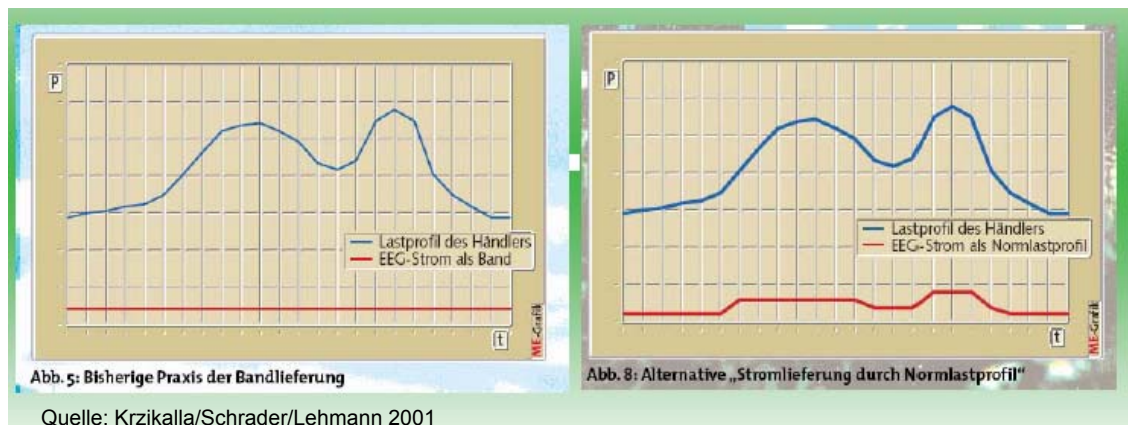


Abbildung 14: Vorschlag für vereinfachtes Lastprofil mit vorgegebenem HT-/NT- Verhältnis (rechts) im Gegensatz zur bisherigen Praxis der Bandlieferung (links)

3.3 Entwicklung der Kosten der Stromeigenerzeugung

In diesem Abschnitt wird ein Modell zur Ermittlung des „Werts“ von EEG-Strom im Verhältnis zu der Alternative „Eigenerzeugung“ vorgestellt. Für die Berechnung der EEG-Umlage sind sowohl die kurzfristigen Grenzkosten als auch die langfristigen Grenzkosten der Energiebeschaffung von Interesse. Dabei sind folgende Kostengrößen zu unterscheiden:

- eingesparte variable Kosten der Stromerzeugung (im Wesentlichen entspricht dies den Brennstoffkosten)
- sonstige eingesparte erzeugungsabhängige Kosten (z.B. Aufwand für Instandhaltung)
- zusätzlich zu kurzfristigen Grenzkosten die (anteilig) eingesparten Kapitalkosten (dabei ist der Kapazitätseffekt der eingespeisten Stromerzeugung von Bedeutung, der berücksichtigt, in wie weit neben der Bereitstellung elektrischer Energie auch ein sicherer Beitrag zur Vorhaltung elektrischer Leistung geleistet wird).

Die Kosten, die eine zusätzliche Energienachfrage verursacht bzw. eine zusätzliche Energieeinsparung oder regenerative Einspeisung vermeidet, hängen nicht nur von der Anzahl der bezogenen kWh ab. Vielmehr werden die Kosten, insbesondere beim Strom, durch den Zeitpunkt bestimmt, in dem die Nachfrage anfällt oder eingespart wird. Im Prinzip müssten daher die langfristigen und ebenso die kurzfristigen Grenzkosten der Energiebeschaffung entsprechend dem Lastverlauf nach Zeitzonen (Sommer/Winter, Werktag/Weekende, Tageszeitzone) und den hierfür erforderlichen bzw. durch die Verringerung der Energienachfrage vermiedenen Kraftwerkstypen (Grund-, Mittel- und Spitzenlast) differenziert abgebildet werden. In [DENA 2005] ist mit Hilfe des Kraftwerksmodells CEEM des EWI eine derartige Betrachtung am Beispiel der Einspeisung von Windenergie durchgeführt worden. Auch wenn die dort zur Anwendung gekommene Vorgehensweise ihre Schwächen hat, können die resultierenden Ergebnisse als Orientierungswert hier Verwendung finden. Als unzureichend empfunden werden an dieser Modellrechnung u.a. die vergleichsweise moderaten Steigerungsraten für die fossilen Brennstoffpreise und die Betrachtung von KWK-Anlagen als ausschließliche wärmegeführte Anlagen (womit durch ein geschicktes Speichermanagement gegebene Ausgleichsmöglichkeiten der fluktuierenden Einspeisung nicht erfasst werden können). Unklar bleibt in der Beschreibung zudem, ob die Bestimmung der Kraftwerkszubaute im Rahmen der betriebswirtschaftlichen Optimierung den Zeitraum nach dem Jahr 2020 (mit dann vermutlich deutlich stärker steigenden Brennstoffpreisen) einschließt, was angesichts der langen Betriebszeit von Kraftwerken gerechtfertigt erscheint.

In der Basisvariante nach [DENA 2005] sinken die realen Brennstoffpreise zwischen 2003 und 2007, um bis 2020 praktisch wieder das Niveau des Jahres 2003 zu erreichen (Tabelle 4). Diese Preiskonstanz in der dena-Basisvariante (ähnlich auch bei [Wagner 2004]) erscheint aus heutiger Sicht wenig realistisch. Zumindest hätte generell mit Bandbreiten gerechnet werden müssen wie dies in anderen Studien durchgeführt wurde (vgl. [BMU 2004]). Dies ist in [DENA 2005] nur an einer Stelle (höherer Gaspreis im Alternativszenario) erfolgt. Darüber hinaus werden für Braunkohle sehr niedrige Brennstoffpreise angesetzt.

Vor diesem Hintergrund kommt [DENA 2005] zu den in Tabelle 5 aufgeführten vermiedenen Kosten der Stromerzeugung für die Windenergie. Da die ermittelten Kosteneinsparungen aus Gesamtkraftwerkssystembetrachtungen mit und ohne Windenergieeinspeisung resultieren, erhalten Sie auch die in Abschnitt 2.1 aufgeführten Kostensteigerungen durch Teillastverluste und Regelernergieaufwendungen.

Tabelle 4: Brennstoffpreise 2000 bis 2020 im Vergleich (real)

Reale Preise in €/MWh _{th}	DENA			BMU 2004			Wagner 2004
	2003	2020 Ohne ¹⁾	2020 Mit ²⁾	2000	2020 Ohne ¹⁾	2020 Mit ²⁾	Konstant ab 2000 Ohne ¹⁾
Braunkohle	3,0	3,0	8,1	4,0	4,6 - 4,8	10,8	4,35
Steinkohle	6,1	6,4	10,6	5,9	7,1 - 8,3	13,3	6,50
Erdgas	14,6	14,7	17,2 (20,4)	15,0	17,2 - 21,5	24,5	14,5 – 15,9

¹⁾ „ohne“ = ohne CO₂-Aufschlag; ²⁾ „mit“ = mit CO₂-Aufschlag; DENA = 10 €/t in 2010 und 12,5 €/t in 2020; BMU = 15 €/t ab 2010.

Tabelle 5: Kosteneinsparungen (in Cent/kWh real) im konventionellen Kraftwerkspark durch Ausbau der Windenergie (gegenüber Stand WEA-Erzeugung 2003)

Jahr	dena-Basisszenario			dena-Basisszenario + CO ₂			dena-Alternativszenario + CO ₂		
	2007	2010	2015	2007	2010	2015	2007	2010	2015
Zusätz. WEA-Einspeisung gegenüber 2003 in GWh	13.267	34.810	53.675	13.276	34.810	53.675	13.267	34.810	53.675
eingesparte erzeugungsabhängige Kosten	1,32	0,9	1,55	1,32	2,1	2,26	0,83	1,69	1,96
Eingesparte fixe Instandhaltungskosten	0,10	0,18	0,14	0,11	0,07	0,11	0,12	0,31	0,24
eingesparte Kapitalkosten	0,33	0,6	0,87	0,32	0,3	0,66	0,64	1,38	1,73
Summe Kosteneinsparungen je zusätzlich eingespeister kWh Windenergie	1,76	1,68	2,57	1,75	2,47	3,03	1,59	3,38	3,93

Quelle: Dena 2004

Vergleichbar detaillierte Modellrechnungen sind im Rahmen dieser Betrachtung nicht möglich. Vor diesem Hintergrund sollen die Zahlen aus [DENA 2005] mit vereinfachten Berechnungen auf Plausibilität geprüft werden. Dabei wird im **Fall A** unterstellt, dass die zusätzliche Stromerzeugung aus EE eine Stromerzeugung aus Neubaukraftwerken (sowohl vollständig erzeugungs- als auch anteilig leistungsseitig) verdrängt. Dies stellt eine sehr

starke Vereinfachung dar, da in der Realität immer primär die Stromerzeugung von denjenigen Kraftwerken verdrängt werden dürfte, die in der sog. „merit order“ (d.h. in der Kostenrangfolge der Kraftwerke) weit unten stehen. In Variante A werden die vermeintlichen erzeugungsabhängigen (variablen) Kosten daher überschätzt. In **Fall B** wird, der merit order Vorgehensweise entsprechend, hingegen getrennt in eine leistungsseitige Zuordnung zu Neukraftwerken und eine erzeugungsseitige Zuordnung zum Kraftwerksbestand. Die Betrachtung erfolgt hier zunächst ohne die Berücksichtigung von Regelenergiekosten, sondern stellt die primär zu vermeidenden Kosten der Stromerzeugung dar.

Fall A:

Hintergrund der Überlegungen für Variante A ist, dass ausgehend von der [EWI/Prognos 2005] - wo bereits eine signifikante Erhöhung der Stromerzeugung aus EE im Zeitverlauf unterstellt wird - aufgrund der angenommenen Entwicklung der Klimaschutzvorgaben und der damit verbundenen Zertifikatspreise im maßgeblichen Umfang vor allem Gas- und Braunkohlekraftwerke zugebaut werden. Der Anteil der Gaskraftwerke an der Bruttostromerzeugung steigt nach [EWI/Prognos 2005] von 8,6 % im Jahr 2000 auf 24,4 % im Jahr 2020 und 32,7 % in 2030. Vermutlich würde ihr Anteil noch höher liegen, wenn nicht zeitgleich der Stromerzeugungsanteil der EE (inkl. der sonstigen Quellen wie z.B. Öl und Müll) von 13,5 % im Jahr 2000 über 23,6 % im Jahr 2020 auf 29,5 % im Jahr 2030 ansteigen würde.

Aus pragmatischen Gründen und aufgrund des starken Mittellastcharakters der regenerativen Einspeisung [Fischedick 1995, Lux 1998] wird für die Berechnungen daher davon ausgegangen, dass die zusätzliche Einspeisung aus EE primär Strom aus neuen Gaskraftwerken verdrängt⁷. In Tabelle 6 sind zwei Varianten bezüglich der Bewertung der CO₂-Emissionen dargestellt. In der ersten Variante erfolgt kein Aufschlag, in der zweiten wird ein moderater Aufschlag (im Sinne eines CO₂-Pönals) entsprechend [EWI/Prognos 2005] einbezogen. Entsprechend der marktorientierten Betrachtung im Abschnitt 2.2 wird eine dritte Variante berechnet, die von dem dort angenommenen zusätzlichen CO₂-Aufschlag ausgeht.

Tabelle 6: Eingesparte Kosten in Cent/kWh. Fall A: Ersatz Stromerzeugung Gaskraftwerk Preisbasis 2005).

Zusammenfassende Darstellung Variante A		Kapazitätseffekt	2005	2010	2015	2020
ohne CO ₂ -Pönale						
Windenergie	6%		2,98	3,52	3,82	4,11
Photovoltaik	6%		2,98	3,52	3,82	4,11
Andere REG (100% Kapazitätseffekt)	100%		4,01	4,55	4,85	5,15
mit CO ₂ -Pönale						
Windenergie			3,16	3,87	4,21	4,55
Photovoltaik			3,16	3,87	4,21	4,55
Andere REG (100% Kapazitätseffekt)			4,18	4,89	5,24	5,58
CO ₂ -Aufschlag gg. Zertifikatspreis nach Prognos/EWI 2005						
Zertifikatspreis Aufschlag Euro/t CO ₂			0	2,5	5	7,5
zusätzliche CO ₂ -Pönale (ct/kWh)			0,00	0,09	0,17	0,26

⁷ Die Berechnung kann über das im Anhang 2.3 dargestellte Berechnungsblatt flexibel gestaltet und die wesentlichen Variablen frei bestimmt werden.

Kapazitätseffekte erneuerbarer Energien in verschiedenen Studien

- [DENA 2005]: Windenergie 6%
- IER-Studie (regionaler Bezug Baden-Württemberg): Windenergie 20% bei Durchdringungen von bis zu 20%; Photovoltaik 11%
- ISUSI-Studie: Windenergie 20% - perspektivisch 30%, Photovoltaik 10%
- Lux (1999): Windenergie 15% bis 24% bei einer Durchdringung bis zu 10% (E.ON-Netzgebiet)
- Dany, Haubrich (2000): Windenergie 25 bis 30% (Analyse auf der Basis von Modellregionen)
- Dany et al (2000): Windenergie 17% bei einer Durchdringung von 8% (Netzgebiet E.ON Nord)
- VDN (2004): Windenergie 5 bis 10%

In der Tabelle wird von niedrigen Werten von 6 % für den zu berücksichtigenden Kapazitätseffekt ausgegangen, wie sie in [DENA 2005] ermittelt wurden. Andere Untersuchungen (vgl. obigen Kasten) kommen hier durchaus zu deutlich höheren Annahmen bezüglich des gesicherten Leistungsanteils der regenerativen Stromerzeugung, was zu entsprechend höheren Kosteneinsparungen auf der konventionellen Seite führen würde.

Fall B:

In dieser Variante wird unterstellt, dass die fehlende gesicherte Leistung der fluktuierenden Einspeisung über fixkostengünstige Gaskraftwerke bereitgestellt wird und erzeugungsseitig Strom aus bestehenden Kohlekraftwerken mit einem mittleren Wirkungsgrad von 38% verdrängt wird, (Tabelle 7).

Tabelle 7: Eingesparte Kosten in Cent/kWh. Fall B: Ersatz Stromerzeugung bestehendes Kohlekraftwerk, Kapazitätseffekt Gaskraftwerk (Preisbasis 2005).

Zusammenfassende Darstellung Variante B		Kapazitätseffekt	2005	2010	2015	2020
ohne CO ₂ -P _{snale}						
	Windenergie	6%	2,16	2,22	2,31	2,39
	Photovoltaik	6%	2,16	2,22	2,31	2,39
	Andere REG (100% Kapazitätseffekt)	100%	3,19	3,25	3,34	3,43
mit CO ₂ -P _{snale}						
	Windenergie		2,60	3,10	3,30	3,50
	Photovoltaik		2,60	3,10	3,30	3,50
	Andere REG (100% Kapazitätseffekt)		3,63	4,13	4,33	4,53
CO ₂ -Aufschlag gg. Zertifikatspreis nach Prognos/EWI 2005			2005	2010	2015	2020
	Zertifikatspreis Aufschlag Euro/t CO ₂		0	2,5	5	7,5
	zusätzliche CO ₂ -P _{snale} (ct/kWh)		0,00	0,09	0,17	0,26

Tabelle 8 vergleicht schließlich die hier angestellten pragmatischen Berechnungen mit den Ergebnissen aus [DENA 2005]. Insbesondere wegen der hier im Vergleich zu [DENA 2005] angenommenen höheren Gaspreise stellen sich nach der hier gewählten Zuordnung bis zum Jahr 2010 für beide Varianten höhere vermeidbare Kosten ein. Für das Jahr 2015 liegt der von der DENA ausgewiesene Wert zwischen beiden Varianten. Dies deutet darauf hin, dass die Art der substituierten Stromerzeugung in den DENA-Berechnungen sehr starken Schwankungen unterliegt.

Tabelle 8: Vergleichende Darstellung der eingesparten Kosten in Cent/kWh (Preisbasis 2005, eigene Berechnungen, DENA 2004)

Zusammenfassende Darstellung Variante A		2005	2010	2015	2020
ohne CO2-Pönale	Windenergie	2,98	3,52	3,82	4,11
mit CO2-Pönale	Windenergie	3,16	3,87	4,21	4,55
Zusammenfassende Darstellung Variante B		2005	2010	2015	2020
ohne CO2-Pönale	Windenergie	2,16	2,22	2,31	2,39
mit CO2-Pönale	Windenergie	2,60	3,10	3,30	3,50
ohne Berücksichtigung von vermiedenen Netznutzungsentgelten					
DENA Studie		2007	2010	2015	
Basisszenario		1,76	1,68	2,57	
Basisszenario + CO2-Pönale		1,75	2,47	3,03	
Alternativszenario + CO2-Pönale		1,59	3,38	3,93	

Für den Sprung zwischen 2010 und 2015 ist laut DENA-Ergebnissen sowohl ein Anstieg bei den eingesparten erzeugungsseitigen Kosten als auch bei den Kapitalkosten verantwortlich. Dies erscheint insofern unplausibel, als bei einem stärkeren Ersatz von Gaskraftwerkskapazität erstere zwar ansteigen würden, letztere aber bei gleichem unterstellten Kapazitätseffekt deutlich sinken würden. Insofern können die in der [DENA 2005] ausgewiesenen Daten nicht vollständig nachvollzogen werden. Während sie auf der einen Seite (geringere brennstoffkostenseitige Einsparungen) darauf zurückzuführen sind, dass auch anteilig Kohlekraftwerke substituiert werden, sind die aufgeführten kapitalseitigen Einsparungen nur bei signifikant höheren Annahmen bezüglich der zugrunde liegenden Kapazitätseffekte (bis zu 30 %) nachvollziehbar. [DENA 2005] geht aber von Kapazitätseffekten von rund 6 % aus. Aufgrund der mit der von der DENA gewählten - methodisch durchaus angebrachten - systemischen Gesamtsicht verbundenen Transparenzprobleme wird hier aus pragmatischen Gründen empfohlen, einen direkten Vergleich mit Einzelkraftwerken zu wählen.

Abbildung 15 zeigt abschließend einen Vergleich zwischen den Stromgestehungskosten verschiedener Altkraftwerke, den hier gewählten Fällen A und B sowie den Ergebnissen aus [DENA 2005].

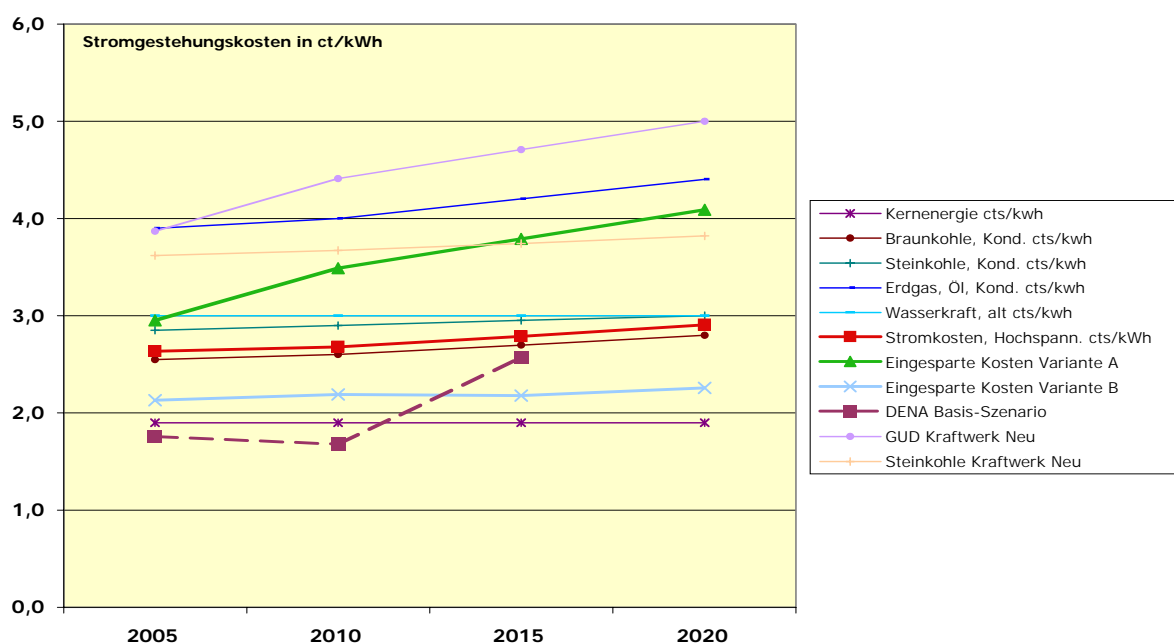


Abbildung 15: Vergleich verschiedener Stromgestehungskosten von Alt- und Neukraftwerken im Vergleich zu eigenen Varianten und nach [DENA 2005] (Preisbasis 2005).

Für die Berechnung der Mehrkosten nach dem Modell Eigenerzeugung ist die zeitliche Dynamik im Kraftwerkspark zu berücksichtigen. Danach ist davon auszugehen, dass bis zum Jahr 2010 die „merit order“ die bestimmende Einflussgröße für die Bewertung der Mehrkosten darstellt (Fall B), während nach 2010 mit den dann einsetzenden Kraftwerksneubauten die langfristigen Grenzkosten des Zubaus von GUD-Kraftwerken (Fall A) zur bestimmenden Größe für die Bewertung der Differenzkosten werden. Die Kopplung zwischen beiden Varianten wird in der zusammenfassenden Tabelle 9 als Fall C (dynamischer Verlauf) bezeichnet.

3.4 Varianten für die Entwicklung der anlegbaren Preise

Nachfolgende Betrachtung fasst die unterschiedlichen genannten Ansätze und Varianten zusammen. Die Definition des anlegbaren Wertes erfolgt aus der Sichtweise des Stromlieferanten und basiert auf seinen alternativen Bezugsmöglichkeiten. Es wird unterschieden zwischen

- einer die heutige Praxis der Überwälzung des EEG-Stroms, von den Übertragungsnetzbetreibern auf die Stromlieferanten, aufgreifende **Börsenvariante**, die sich an die Entwicklung der Börsenpreise (base load) anlehnt und
- einer **Stromeigenerzeugungsvariante**, die unterstellt, dass die Stromlieferanten den erforderlichen Strom selber erzeugen, wodurch im wesentlichen Stromerzeugung im Mittellastbereich substituiert würde. Für die durch ein stark fluktuierendes Energieangebot gekennzeichneten Formen der Stromerzeugung aus EE (Windenergie, Photovoltaik) wirkt sich dabei in direkter Form der vergleichsweise geringe Kapazitätseffekt aus. Als Abschlag mit berücksichtigt sind Regelergiekosten, die hier pauschal mit 0,7 Cent/kWh bewertet werden.

Zusätzlich zu berücksichtigen sind für beide Varianten die durch die vornehmlich dezentrale Einspeisung vermiedenen Netznutzungsgebühren⁸. Sie beziffern den energiewirtschaftlichen Vorteil der dezentralen Einspeisung, der eigentlich bei der Bestimmung der EEG-Sätze zu berücksichtigen wäre. Da diese fest vorgegeben sind, sind sie im Umkehrschluss bei der Bestimmung der Differenzkosten von diesen abzuziehen wie es die novellierte Fassung des EEG vorsieht. Tabelle 9 fasst die ermittelten Werte für die anlegbaren Preise zusammen.

Aus sachlichen Gesichtspunkten ist die Vergleichsvariante Stromeigenerzeugung sicher die zielführende Betrachtungsweise, während die Variante Börsenbezug eher pragmatischen Gesichtspunkten (in Anlehnung an den derzeit im EEG festgelegten Überwälzungsmechanismus) entspringt. Die Werte der Variante Stromeigenerzeugung beruhen auf einer Zeitpunkt bezogenen Betrachtung, d.h. dem für das Jahr 2010 ausgewiesenen Wert liegen auch die Brennstoffkosten des Jahres 2010 zugrunde. In der betrieblichen Praxis werden Kraftwerksinvestitionen aber häufig über den gesamten Lebenszyklus der Anlagen betrachtet. Hierzu behilft man sich des Hilfsmittels der finanzmathematischen Durchschnittsrechnung. Dabei wird berücksichtigt, dass maßgebliche Variablen zeitlichen Schwankungen unterliegen, bzw. vereinfacht ausgedrückt zukünftig steigende Brennstoffpreise und CO₂-Pönalen sich in den Vergleichskosten ebenso bemerkbar machen wie ggf. im Zeitverlauf sinkende Kostengrößen. Für eine Eigenstromerzeugung in einem Erdgas-GUD-Kraftwerk liegt der finanzmathematische Durchschnittswert mit 5,57 Cent/kWh um 14% höher als der hier in die Tabellen eingehende Zeitpunkt bezogene Wert.

⁸ EEG-Strom wird entsprechend der derzeitigen Praxis als Strom auf Höchstspannungsniveau gehandelt, unabhängig davon, wo dieser Strom tatsächlich eingespeist wird und wieder aus dem Netz entnommen wird.

Tabelle 9: Zusammenfassung der Eckdaten der anlegbaren Preise für die hier betrachteten Modelle und Varianten in Cent/kWh (Preisbasis 2005).

Börsenpreis (entsprechend heute gängiger Vorgehensweise)					
Anlegbarer Wert Strombörse	2005	2010	2015	2020	
Börsenpreis:					
- unterer Preispfad	4,3	4,43	4,70	4,89	
- oberer Preispfad	4,3	4,91	5,69	6,34	
Pragmatischer Abschlag	0	0	0	0	
Anlegbarer Wert					
- unterer Preispfad	4,3	4,43	4,70	4,89	
- oberer Preispfad	4,3	4,91	5,69	6,34	
zusätzlich zu berücksichtigen: vermiedene Netznutzungsentgelte					
- Windenergie	0,14	0,14	0,14	0,14	MS-Einspeisung
- Photovoltaik (< 30 kW)	0,24	0,24	0,24	0,24	NS-Einspeisung
- andere EE	0,64 - 1,04	0,64 - 1,04	0,64 - 1,04	0,64 - 1,04	Einspeisung NS, 4.000 - 5.000 h
- andere EE	0,33 - 0,4	0,33 - 0,4	0,33 - 0,4	0,33 - 0,4	Einspeisung MS, 4.000 - 5.000 h
Stromeigenerzeugung					
Anlegbarer Wert Eigenerzeugung	2005	2010	2015	2020	
Fall A (GUD-Substitut)					
- Windenergie	2,98	3,52	3,82	4,11	
- Photovoltaik	2,98	3,52	3,82	4,11	
- andere EE	4,01	4,55	4,85	5,15	
Fall B (merit order)					
- Windenergie	2,16	2,22	2,31	2,39	Altkraftwerk Kohle (eta=38%)
- Photovoltaik	2,16	2,22	2,31	2,39	
- andere EE	3,19	3,25	3,34	3,43	
Fall C (dynamischer Verlauf)					
- Windenergie	2,16	3,52	3,82	4,11	
- Photovoltaik	2,16	3,52	3,82	4,11	
- andere EE	3,19	4,55	4,85	5,15	
Mehrkosten Regelenergie					
- Windenergie	0,7	0,7	0,7	0,7	
- Photovoltaik	0,7	0,7	0,7	0,7	
- andere EE	0	0	0	0	
Anlegbarer Wert (inkl. Abzug Regelenergie)					
	2005	2010	2015	2020	
Fall A (GUD-Substitut)					
- Windenergie	2,28	2,82	3,12	3,41	
- Photovoltaik	2,28	2,82	3,12	3,41	
- andere EE	4,01	4,55	4,85	5,15	
Fall B (merit order)					
- Windenergie	1,46	1,52	1,61	1,69	

- Photovoltaik	1,46	1,52	1,61	1,69	
- andere EE	3,19	3,25	3,34	3,43	
Fall C (dynamischer Verlauf)					
- Windenergie	1,46	2,82	3,12	3,41	
- Photovoltaik	1,46	2,82	3,12	3,41	
- andere EE	3,19	4,55	4,85	5,15	
Zum Vergleich: DENA (Wind)	1,76	1,68	2,57		
CO2-Pönale (Euro/t)	5	10	11,25	12,5	Aufschlag wie bei Prognos
resultierende Kosten:					
Fall A (GUD-Substitut)	0,17	0,34	0,39	0,43	
Fall B (merit oder)	0,44	0,88	0,99	1,10	
Summe anlegbarer Wert mit CO₂-Pönale					
	2005	2010	2015	2020	
Fall A (GUD-Substitut)					
- Windenergie	2,46	3,17	3,51	3,85	
- Photovoltaik	2,46	3,17	3,51	3,85	
- andere EE	4,18	4,89	5,24	5,58	
Fall B (merit order)					
- Windenergie	1,90	2,40	2,60	2,80	
- Photovoltaik	1,90	2,40	2,60	2,80	
- andere EE	3,63	4,13	4,33	4,53	
Fall C (dynamischer Verlauf)					
- Windenergie	1,90	3,17	3,51	3,85	
- Photovoltaik	1,90	3,17	3,51	3,85	
- andere EE	3,63	4,89	5,24	5,58	
Zum Vergleich: Dena (Wind)	1,75	2,47	3,3		
zusätzliche CO2-Pönale (Euro/t)	0	2,5	5	7,5	höherer CO2-Aufschlag als bei Prognos
Resultierende Kosten					
Fall A (GUD-Substitut)	0,00	0,09	0,17	0,26	
Fall B (merit order)	0,00	0,22	0,44	0,66	
Summe anlegbarer Wert mit CO₂-Pönale mit höherem CO₂-Zuschlag					
	2005	2010	2015	2020	
Fall A (GUD-Substitut)					
- Windenergie	2,46	3,25	3,68	4,10	
- Photovoltaik	2,46	3,25	3,68	4,10	
- andere EE	4,18	4,98	5,41	5,84	
Fall B (merit order)					
- Windenergie	1,90	2,62	3,04	3,46	
- Photovoltaik	1,90	2,62	3,04	3,46	
- andere EE	3,63	4,35	4,77	5,19	
Fall C (dynamischer Verlauf)					
- Windenergie	1,90	3,25	3,68	4,10	
- Photovoltaik	1,90	3,25	3,68	4,10	

- andere EE	3,63	4,98	5,41	5,84	
Zusätzlich zu berücksichtigen: vermiedene Netznutzungsentgelte					
- Windenergie	0,14	0,14	0,14	0,14	MS-Einspeisung
- Photovoltaik (< 30 kW)	0,24	0,24	0,24	0,24	NS-Einspeisung
- andere EE	0,64 - 1,04	0,64 - 1,04	0,64 - 1,04	0,64 - 1,04	Einspeisung NS, 4.000 - 5.000 h
- andere EE	0,33 - 0,4	0,33 - 0,4	0,33 - 0,4	0,33 - 0,4	Einspeisung MS, 4.000 - 5.000 h

In den folgenden Abbildungen 15 und 16 sind die Ergebnisse zusammengefasst und zwar in Abbildung 16 für die Bewertung nach Börsenpreis und in Abbildung 17 für die Bewertung nach Eigenerzeugung.

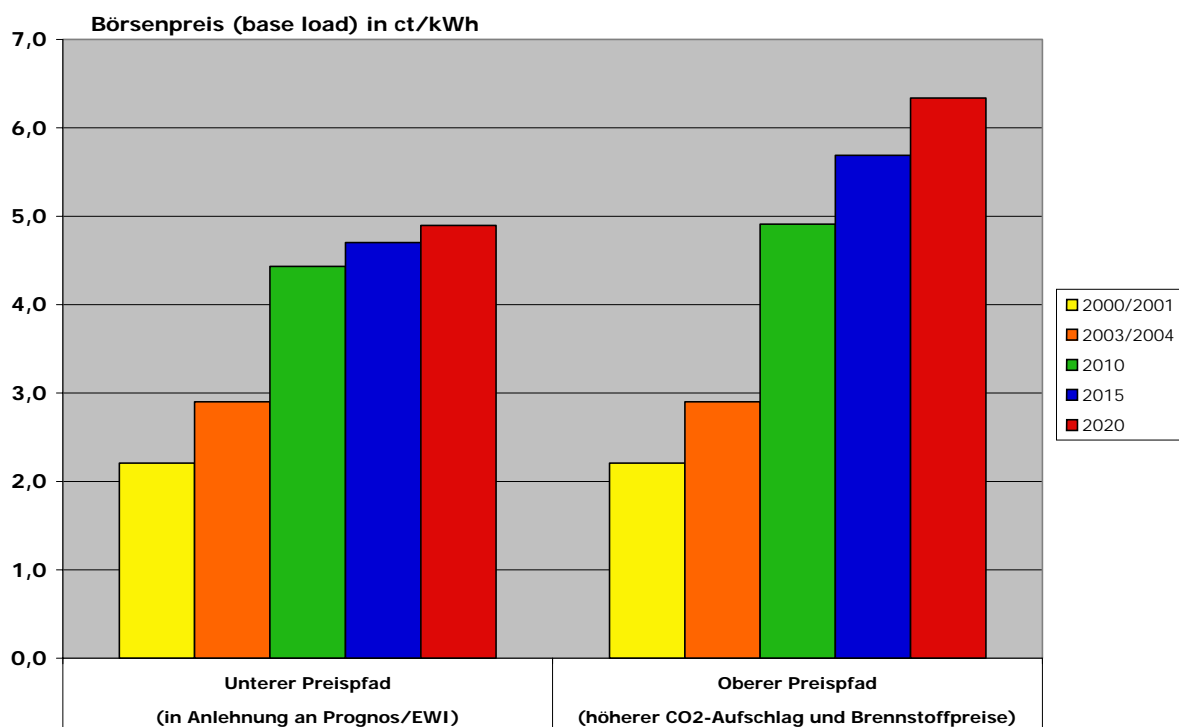


Abbildung 16: Anlegbare Preise der Strombereitstellung Variante „Börsenpreis₂₀₀₅“.

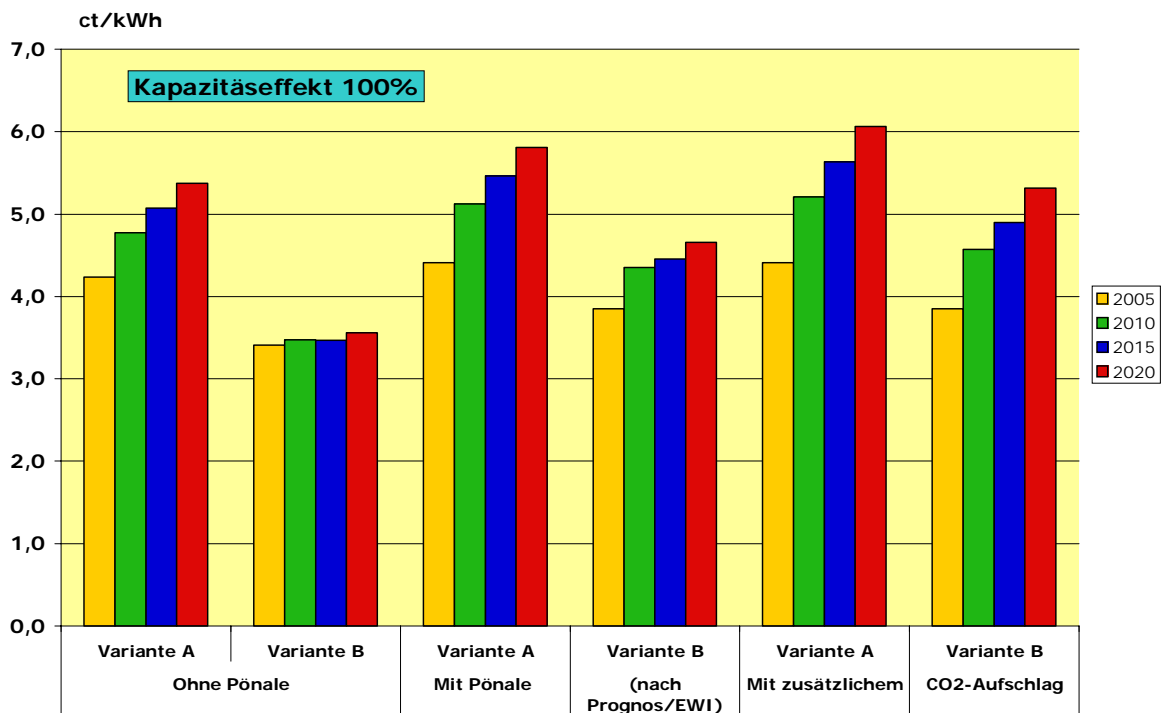


Abbildung 17: Anlegbare Preise der Strombereitstellung Variante „Stromeigenerzeugung₂₀₀₅“

3.5 Differenzkosten des EEG

Die aktuellen und zu erwartenden zukünftigen Energiepreise sind für die Beurteilung der subjektiven Belastung der Stromverbraucher durch die EEG-Differenzkosten entscheidend. Tabelle 10 gibt einen Überblick über die für den Status Quo darstellbaren mittleren Preise für ausgewählte Verbrauchergruppen nach [EUROSTAT 2005]. Je nach Randbedingungen können allerdings auch davon abweichende Werte auftreten.

Tabelle 10: Strompreise – Status Quo in Cent/kWh.

Strom	
16,91	Private Haushalte: Jahresverbrauch 3.500 kWh, darunter 1.300 kWh Nachtstrom (Standardwohnung 90 m ²); Mittelwert der Halbjahreswerte 2002-2004; alle Steuern inbegriffen
14,55	Private Haushalte mit Stromheizungen: gewichteter Mittelwert für die Haushalte mit Jahresverbrauch 7.500 kWh (80%) und 20.000 kWh (20%), darunter 2.500 bzw. 15.000 kWh Nachtstrom (Standardwohnung 100 bzw. 120 m ²); Mittelwert 1. und 2. Halbjahr 2004; alle Steuern inbegriffen
9,54	GHD: Mittelwert für industrielle NutzerInnen mit Jahresverbrauch von 160 MWh, (1.250, 2.000 MWh) bei maximaler Abnahme von 100 kW (500 kW, 500 kW) sowie jährlicher Inanspruchnahme von 1.600 Stunden (2.500, 4.000 Stunden); Mittelwert der Halbjahreswerte 2002-2004; Halbjahreswerte der Jahre 2002 und 2003 für die KundInnen mit den Jahresverbräuchen von 160 und 1.250 MWh analog zur Entwicklung bei den Preisen für die KundInnen mit Jahresverbrauch von 2.000 MWh; ohne MWSt
7,37	Industrie: Mittelwert für industrielle NutzerInnen mit Jahresverbrauch von 2.000 MWh (24.000, 50.000 MWh) bei maximaler Abnahme von 500 kW (4.000, 10.000 kW) sowie jährlicher Inanspruchnahme von 4.000 Stunden (6.000, 5.000 Stunden); Mittelwert der Halbjahreswerte 2002-2004; Halbjahreswerte der Jahre 2002 und 2003 für die KundInnen mit den Jahresverbräuchen von 24.000 und 50.000 MWh analog zur Entwicklung bei den Preisen für die KundInnen mit Jahresverbrauch von 2.000 MWh; ohne MWSt

Quelle: EUROSTAT (20. Januar 2005)

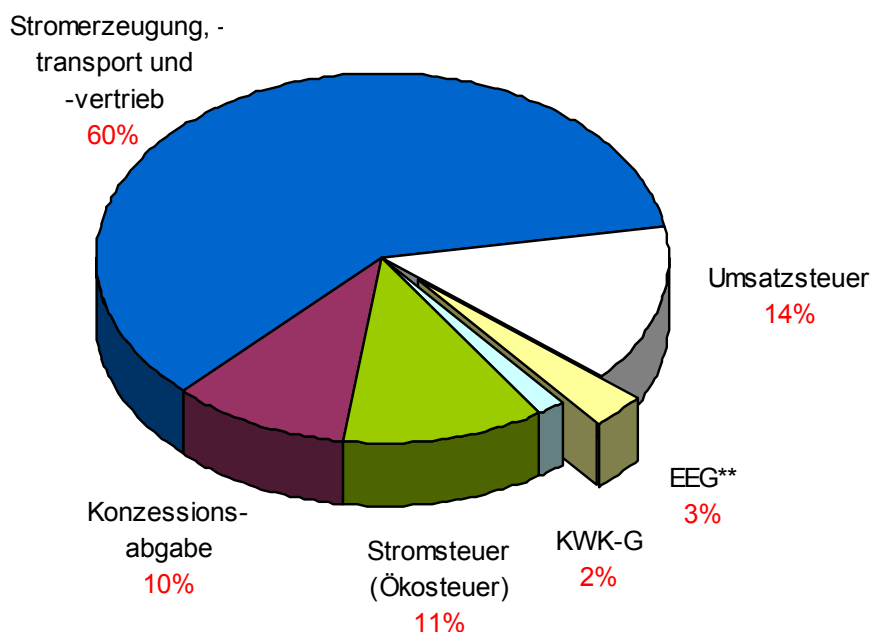
In REF wird von folgenden Werten (inkl. USt; real, Preisbasis 2000) ausgegangen:

- Für Haushalte von 14,9 Cent/kWh in 2000 ansteigend auf 16 Cent/kWh in 2020
- Für Großhandel (Mittelspannung) von 8 Cent/kWh in 2010 ansteigend auf 8,1 Cent/kWh in 2020
- Für Großhandel (Hochspannung) von 4,4 Cent/kWh in 2000 ansteigend auf 5,7 Cent/kWh in 2020

In Summe werden signifikante Preisanstiege für die Zukunft unterstellt, die insbesondere eine Annäherung der Stromgestehungskosten an die langfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung antizipieren. Auf Seiten von Stromverteilung und -transport ist dagegen eher von sinkenden Kosten auszugehen.

Eine typische Zusammensetzung der Stromgestehungskosten für die Verbraucherguppe Haushalte zeigt nachfolgende Zusammenstellung. (Abbildung 18).

Kostenanteile 2004 für eine kWh Strom im Haushaltsbereich (18 Cent)



Quelle: Verband der Elektrizitätswirtschaft 2004 [nach BMU 2005]

Abbildung 18: Zusammensetzung des derzeitigen Strompreises für typische Haushaltskunden

4 Analyse der finanziellen Auswirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im Zusammenhang mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz

4.1 Einführung

Die finanziellen Auswirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien (EE) im Zusammenhang mit der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) wurden bereits 2003 durch das Bundesumweltministerium untersucht; in einem Stadium des Gesetzgebungsverfahrens, zu dem allerdings noch nicht abschließend klar war, welche Regelungen letztlich umgesetzt und wie diese wirken werden. Die seit dem Inkrafttreten des „neuen“ EEG zum 1.8.2004 gewonnenen Erfahrungen mit einer teilweise sehr dynamischen Entwicklung in den einzelnen Sparten (speziell Biomasse und Photovoltaik) erfordern deshalb eine Aktualisierung. Die Grundlage dafür bilden die Ausführungen in den vorangegangenen Kapiteln.

Die Quantifizierung der Effekte erfolgt mit dem Rechenmodell KODARES (**K**osten **d**es **A**usbau **R**egenerativer **E**nergiesysteme). Dessen Anbindung an die mit dem Modell ARES (**A**usbau **R**egenerativer **E**nergiesysteme, s. Kapitel 1) analysierten Ausbauszenarien der EE zeigt schematisch Abbildung 19).

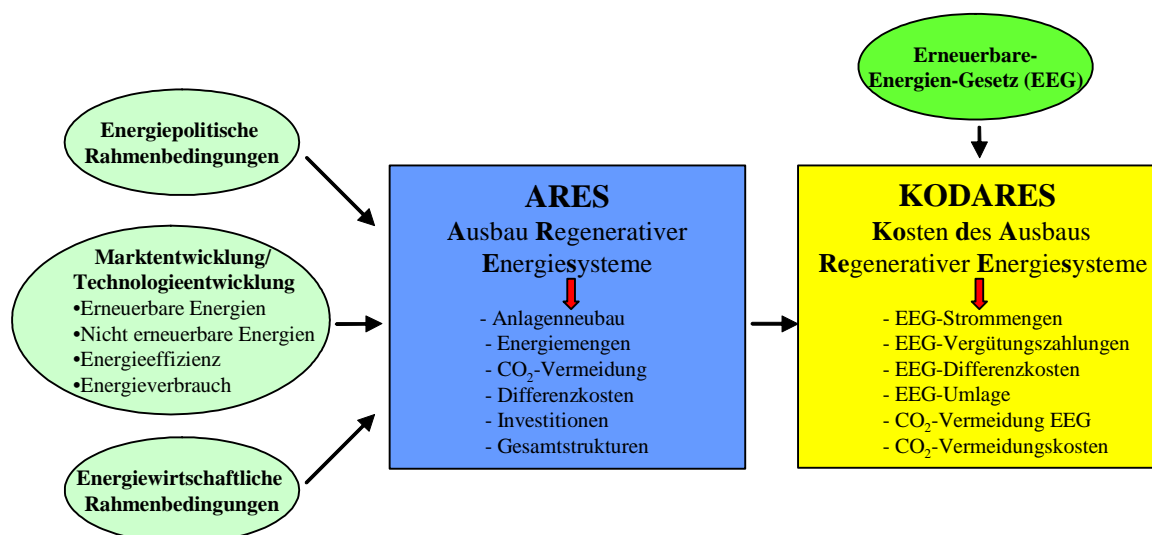


Abbildung 19: Zusammenwirken der beiden Modelle ARES und KODARES

Darüber hinaus sind für die weiteren Betrachtungen einige zusätzliche, generelle Annahmen zu treffen:

1. Die Regelungen des EEG in der Fassung vom 31. Juli 2004 [EEG 2004] bestehen bis zum Jahr 2020 in unveränderter Form fort.
2. Strom aus Anlagen, für den grundsätzlich ein Anspruch auf Vergütungszahlungen besteht, wird nur dann nach EEG vergütet, wenn der anlegbare Wert entsprechend der Ausführungen in Kapitel 3 geringer ist als die EEG-Vergütung.
3. Die Umrechnung der im Gesetz in jeweiligen Preisen angegebenen (nominalen) Vergütungssätze auf die Preisbasis 2005 (reale Preise) erfolgt unter der Annahme einer durchschnittlichen allgemeinen Inflationsrate von 1,5 % p.a.

4. Zur Ermittlung der EEG-Umlage wird angenommen, dass der Letztverbrauch parallel zur Entwicklung des Bruttostromverbrauchs von 475,5 TWh im Jahr 2005 auf zunächst 485,1 TWh im Jahr 2010 ansteigt und danach in etwa wieder auf den Ausgangswert zurückgeht (2020: 473,5 TWh).
5. Die Besondere Ausgleichsregelung nach § 16 EEG für besonders stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes sowie Schienenbahnen (sog. privilegierte Letztverbraucher) wird im ganzen Betrachtungszeitraum durchgehend mit einem pauschalen Aufschlag von 10% auf die EEG-Umlage des nicht-privilegierten Letztverbrauch berücksichtigt

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

4.2 Entwicklung der Vergütungssätze nach Sparten

Für die Höhe der gesamten Vergütungszahlungen nach EEG ist im Zeitablauf neben der Entwicklung des Anlagenzubaues auch der Ersatz von Altanlagen bzw. die korrespondierenden Inbetriebnahmejahre von Bedeutung. Die Altersstruktur wird entsprechend der erwarteten Nutzungsdauern der Anlagen abgebildet, die für Wasserkraftanlagen mit 40 Jahren, für die übrigen Technologien einheitlich mit 20 Jahren angesetzt werden.

Darüber hinaus ist es sinnvoll, die erwartete Entwicklung der Vergütungszahlungen anhand einer begrenzten Zahl von typischen Referenzanlagen zu verdeutlichen. Der besseren Nachvollziehbarkeit dient auch, dass die Eigenschaften dieser Anlagen über den Betrachtungszeitraum konstant gehalten werden.

Windenergie

Für Windenergieanlagen an Land wird angenommen, dass die erreichbaren mittleren Volllastbenutzungsstunden dazu führen, dass über einen Zeitraum von 16 Jahren der Anspruch auf die erhöhte Anfangsvergütung besteht, die in den verbleibenden 4 Jahren auf die Basisvergütung gesenkt wird. Mit dieser Vereinfachung wird also auf eine Differenzierung der Vergütungszahlungen nach unterschiedlichen Standortqualitäten verzichtet. Die Effekte, die daraus entstehen, sind jedoch gering, zumal auch für den weiteren Ausbau davon ausgegangen wird (ARES) wird, dass die mittleren Volllastbenutzungsstunden von heute etwa 1.700 h/a nur leicht auf 1.800 h/a pro Jahr zunehmen.

Weiterhin wird vergütungsseitig auf eine explizite Berücksichtigung des sog. Repowerings von Anlagen verzichtet, weil dies im Vergleich zum sonstigen Geschehen im Windbereich einerseits von untergeordneter Bedeutung sein dürfte, zum anderen weil die Vergütungssätze hier niedriger liegen als bei den übrigen Anlagen, was in sofern in Bezug auf die Höhe der Vergütungszahlungen eine konservative Annahme darstellt.

Für offshore-Windenergieanlagen wird als Referenzstandort ein Standort innerhalb einer Entfernung von 12 Seemeilen zur Küstenlinie angenommen, für den sich nach § 10 Absatz 3 EEG eine Laufzeit der erhöhten Anfangsvergütung von 12 Jahren ergibt.

Biomasse

Das EEG enthält in § 8 detaillierte Regelungen zur Vergütung von Strom aus Biomasse. In sofern ist eine Präzisierung der Ausbauszenarien nach Anlagengrößen, Technologien und eingesetzten Brennstoffen erforderlich. Dies gilt insbesondere für Neuanlagen.

Feste Biomasse

Die Verstromung fester Biomasse (v. a. Holz) wird durch vier Referenzsysteme abgebildet: Altholz der Kategorien III/IV wird entsprechend der Biomasseverordnung zum EEG in Anlagen mit einer Leistung von 20 MW_e eingesetzt [Biomasse 2005]. Mögliche Veränderungen der Leistung künftiger Anlagen werden nicht betrachtet, weil aufgrund der deutlichen Absenkung der Vergütungssätze (auf 3,78 Cent/kWh) für Anlagen, die nach dem 30.6.2006 in Betrieb gehen, entsprechend des Ausbauszenarios nicht mit einem nennenswerten weiteren Zubau zu rechnen ist. Für die Stromerzeugung wird davon ausgegangen, dass 10 % in Kraft-Wärme-Kopplung erfolgen⁹, für die der entsprechende Bonus in Höhe von 2 Cent/kWh gewährt wird.

Die Vergütungshöhe für Strom aus Altholz der Kategorien I und II sowie Waldrestholz wird über eine Anlage mit einer installierten Leistung von 5 MW_e abgebildet. Aufgrund der geringeren Leistung dieser Anlagen dürfte es möglich sein, einen größeren Anteil des Stroms in Kraft-Wärme-Kopplung zu produzieren, so dass hier von einem Anteil von 20 % ausgegangen wird, der bis 2020 auf 40 % steigt. Darüber hinaus erhöht sich der Anteil der Verbrennung von Waldrestholz (Bonus nach § 8 Absatz 2 von 6 Cent/kWh für den Leistungsanteil bis 500 kW_e und 2,5 Cent/kWh für den Leistungsanteil bis 5 MW_e) von 85 % auf 95 %.

Bei der dritten Kategorie handelt es sich um innovative Verfahren im Sinne von § 8 Absatz 4. Für die Referenzanlage wird dementsprechend eine vergleichsweise kleine Anlage Leistung von 1 MW_e angesetzt. Der Anteil der Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung steigt in dieser Kategorie von 40 % auf 50 % im Jahr 2020. Als Brennstoff wird ausschließlich Waldrestholz genutzt.

Biogas/flüssige Bioenergieträger

Als Referenz wurde für Biogasanlagen sowie die Stromerzeugung aus flüssigen Energieträgern – die künftig jedoch nicht ins Gewicht fallen dürfte - von einer Anlagenleistung von 400 kW_e ausgegangen, die in etwa der durchschnittlichen Leistung der im Jahr 2005 in Betrieb genommenen Anlagen entspricht [Biomasse 2005]. Von der Stromerzeugung basieren 85 % auf nachwachsenden Rohstoffen (sog. NAWARO, Bonus 6 Cent/kWh) und 5 % werden in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt (Bonus 2 Cent/kWh).

Entsprechend der im EEG vorgesehenen Degression sinkt die Grundvergütung für Neuanlagen um jährlich 2 %, während die Boni in unveränderter Höhe gewährt werden. Damit ergeben sich für die Stromerzeugung aus Bioenergieträgern die in angegebenen durchschnittlichen Vergütungssätze.

⁹ Der Prozentsatz von Heizkraftwerken am Anlagenbestand ist deutlich höher, jedoch werden sie i. d. R. stromgeführt betrieben und erzeugen nur zeitweise Strom in Kraft-Wärme-Kopplung.

Tabelle 11: Vergütungssätze in jeweiligen Preisen für die Stromerzeugung aus Biomasse nach § 8 EEG für die angenommenen Referenzsysteme im Jahr der Inbetriebnahme (in jeweiligen Preisen).

	Grundvergütung für den Leistungsanteil				Durchschnitt ct /kWh	Bonuszahlungen (anteilig)			Gesamt ct /kWh
	150 kW ct /kWh	500 kW ct/kWh	5 MW ct/kWh	20 MW ct /kWh		NAWARO- Bonus ct /kWh	Technologie- Bonus ct /kWh	KWK- Bonus ct /kWh	
Feste Biomasse									
Altholz Kategorien III/IV (20 MW_e)									
2004	11,50	9,90	8,90	8,40	8,56			0,20	8,76
2007					3,72			0,20	3,92
2010					3,56			0,20	3,76
2020					3,06			0,20	3,26
Altholz Kategorien I/II (5 MW_e)									
2004	11,50	9,90	8,90		9,05			0,40	9,45
2010	10,51	9,04	8,13		8,27			0,55	8,82
2020	9,03	7,77	6,99		7,11			0,80	7,91
Waldrestholz (5 MW_e)									
2004	11,50	9,90	8,90		9,05	2,85*		0,40	12,30
2010	10,51	9,04	8,13		8,27	2,85*		0,55	11,67
2020	9,03	7,77	6,99		7,11	2,85*		0,80	10,76
Innovative Technologien (1 MW_e)									
2004	11,50	9,90	8,90		9,64	4,25*	2,00	0,80	16,69
2010	10,51	9,04	8,13		8,81	4,25*	2,00	0,88	15,93
2020	9,03	7,77	6,99		7,57	4,25*	2,00	1,00	14,82
Biogas/flüssige Bioenergieträger (400 kW_e)									
2004	11,50	9,90			10,50	5,10		0,10	15,70
2010	10,51	9,04			9,59	5,10		0,10	14,79
2020	9,03	7,77			8,24	5,10		0,10	13,44

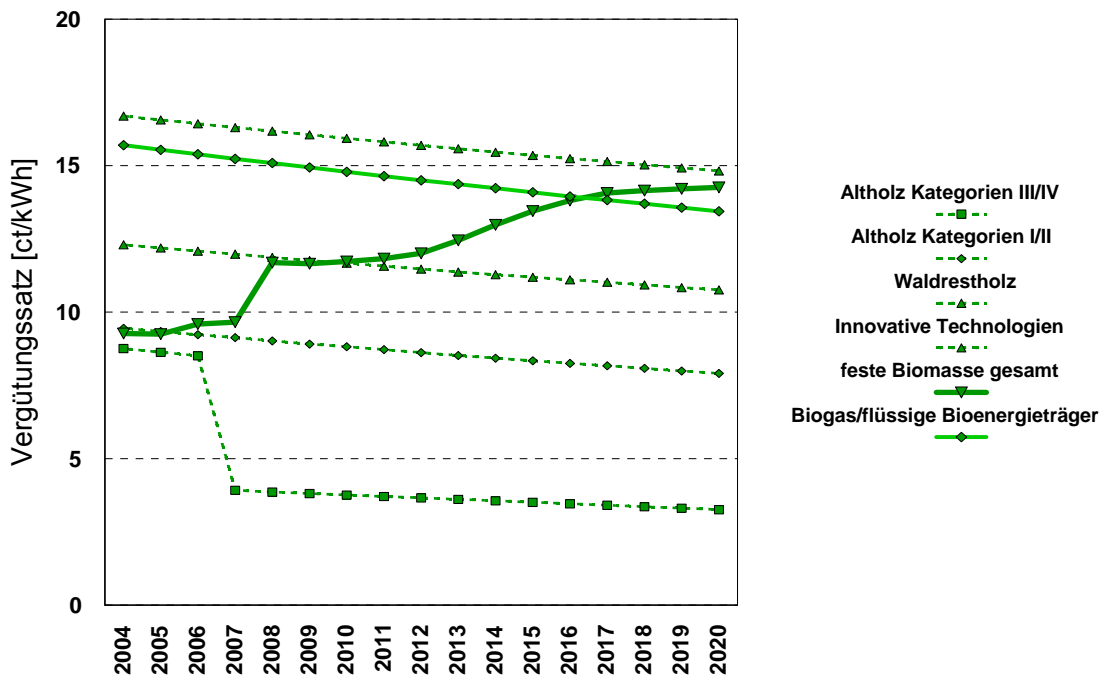
* 6,0 Cent/kWh für den Leistungsanteil bis 500 kW_e, 2,5 Cent/kWh für den Leistungsanteil bis 5 MW_e

Zu beachten ist, dass sich entsprechend der Ausbauszenarien – verstärkter Einsatz nachwachsender Rohstoffe und innovativer Technologien sowie Trend zu kleineren KWK-Anlagen – die Struktur der Stromerzeugung aus Biomasse-Neuanlagen verändert (Tabelle 12).

Dies führt dazu, dass zwar die Vergütungssätze für die einzelnen Anwendungsbereiche entsprechend der im EEG vorgesehenen Degression abnehmen, für die festen Bioenergieträgern insgesamt jedoch von durchschnittlich 9,27 Cent/kWh auf 14,28 Cent/kWh in 2020 steigt. Diesen Effekt zeigt Abbildung 20.

Tabelle 12: Struktur der Stromerzeugung aus Biomasse-Neuanlagen in verschiedenen Jahren (Anlagenzubau)

	Altholz Kategorien III/IV	Altholz Kategorien I/II	Waldrestholz	Innovative Technologien	gesamter Zuwachs (TWh)
2004	83,5%	2,5%	14,0%	0%	1,12
2010	0%	9,2%	82,5%	8,3%	0,47
2020	0%	0,6%	12,2%	87,2%	0,32



KODARES Vergütungssätze Biomasse PRZ

Abbildung 20: Entwicklung der Vergütungssätze für die Stromerzeugung aus Biomasse nach Inbetriebnahmejahren in jeweiligen Preisen.

Deponie- und Klärgasanlagen

Für die Stromerzeugung aus Deponie- und Klärgasanlagen wird eine durchschnittliche Vergütung von 7,67 Cent/kWh (2004) nach § 7 EEG angesetzt, die der Leistungsklasse bis 500 kW_e entspricht. Denn auch für die Zukunft ist kaum davon auszugehen, dass größere Anlagen in Betrieb genommen werden. Andererseits ist es seit der Novellierung des EEG möglich, Gas einzuspeisen und an anderer Stelle das entsprechende Wärmeäquivalent zu verstromen. In sofern sind mit diesen sog. Sammelschienenkonzepten elektrische Leistungen im Megawatt-Bereich durchaus vorstellbar. Sollten sie praxisrelevant werden, würden mit dem angenommenen Referenzvergütungssatz die EEG-Vergütungszahlungen überschätzt. Der Effekt ist allerdings gering, weil kaum eine der Anlagen größer als 5 MW_e sein dürfte, da für größere Leistungsanteile keine Vergütungspflicht nach EEG besteht und sich der durchschnittliche Vergütungssatz für 5 MW_e-Anlagen lediglich auf 6,752 Cent/kWh (2004) reduziert.

Ebenfalls unerheblich ist insgesamt der Effekt, der sich aus der Möglichkeit ergibt, einen Bonus von 2 Cent/kWh zu erhalten, wenn Deponie- und Klärgas vor der Einspeisung in das Gasnetz auf Erdgasqualität aufbereitet und/oder mittels innovativer Verfahren verstromt wird. In diesen Fällen ist zwar der relative Anstieg der Vergütungshöhe beträchtlich – speziell

perspektivisch weil Boni nicht der Degression unterliegen -, die Bedeutung des Zubaus von Deponie- und Klärgasanlagen ist jedoch für die Zunahme des gesamten EEG-relevanten Stromes im Betrachtungszeitraum gering (0,16 % bis 2020 im Szenario „Wahrscheinlicher Ausbau“).

Eine Gutschrift für die produzierte Wärme der teilweise in Kraft-Wärme-Kopplung betriebenen Anlagen wird bei der Differenzkostenbetrachtung (s. unten) für sämtliche Biomasseanlagen nicht berücksichtigt.

Wasserkraft

Im Unterschied zu den übrigen Sparten unterliegen die Vergütungssätze für Strom aus Wasserkraft im Leistungsbereich bis 5 MW keiner Degression und werden über 30 Jahre gewährt. In den Ausbauszenarien in Kapitel 1 wird nach Wasserkraftanlagen mit Leistungen bis und über 1 MW unterschieden. Für den unteren Leistungsbereich wird deshalb angenommen, dass die Anlagen weitaus überwiegend eine Leistung von weniger als 500 kW aufweisen, so dass für Neuanlagen von dem (im Zweifel etwas zu hohen) Vergütungssatz von 9,67 Cent/kWh nach § 6 Absatz 1 Nr. 1 ausgegangen wird.

Im Leistungsbereich über 1 MW Leistung dürften künftig auch einige Anlagen die Vergütung nach EEG in Anspruch nehmen, die entsprechend § 6 Absatz 2 EEG erneuert wurden. Die vergütungsrelevanten Leistungen dieser Anlagen sind derzeit nicht abzusehen, ihre Anzahl dürfte jedoch vergleichsweise begrenzt sein, weil insbesondere die Anforderung des § 6 Absatz 2 Nr. 2 (Erhöhung des elektrischen Arbeitsvermögens um mindestens 15 %) vermutlich nur in wenigen Fällen erfüllbar ist. In sofern ist eine Abwägung des Zubauverhältnisses zwischen den Anlagen über 1 MW Leistung, die nach Absatz 1 und Absatz 2 vergütet werden, schwierig. Pragmatisch wird deshalb für den entsprechenden zusätzlichen Strom eine durchschnittliche Vergütung von 6,65 Cent/kWh angesetzt.

Geothermie

Für die geothermische Stromerzeugung sieht das EEG lediglich eine Differenzierung nach der Anlagenleistung vor. Weil es auf absehbare Zeit fraglich erscheint, dass große Anlagen über 5 MW_e Leistung realisiert werden, wird davon ausgegangen, dass alle Anlagen die bis zu dieser Leistung geltende maximale Vergütung von 15 Cent/kWh in Anspruch nehmen können. Zu beachten ist, dass die Degression für Neuanlagen von 1 % erst zum 1.1.2010 greift.

Eine Gutschrift für die produzierte Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen wurde bei der Differenzkostenbetrachtung (s. unten) ebenso wie bei Biomasse nicht berücksichtigt.

Solare Strahlungsenergie

Für die Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie (Photovoltaik) nach § 11 EEG wird in den Ausbauszenarien die – auch vergütungsrelevante - Unterscheidung zwischen gebäudemontierten Anlagen (im Sinne von § 11 Absatz 2 EEG) und sonstigen Anlagen (auf Freiflächen) vorgenommen. Für die Höhe der Vergütung im ersten Anwendungsbereich werden dachmontierte Anlage mit einer Leistung von maximal 30 kW angenommen. Die EEG-Vergütung beträgt 57,4 Cent/kWh (2004) und sinkt entsprechend der gesetzlichen Vorgaben für Neuanlagen jährlich um 5 %.

Für den zweiten Anwendungsbereich werden Freiflächenanlagen angesetzt, für die die Grundvergütung in Höhe von 45,7 Cent/kWh (2004) gezahlt wird. Die erste Absenkung von 5 % fand zum 1.1.2005 statt, für die Folgejahre beträgt sie 6,5 % jährlich.

4.3 Entwicklung des anlegbaren Wertes für EEG-Strom

In Kapitel 3 wurden die verschiedenen Modelle zur Bewertung der Stromerzeugung aus EE diskutiert und quantifiziert. In den weiteren Ausführungen wird die **Hauptvariante „Börsenpreis“** herangezogen (Tabelle 9). Demzufolge nähern sich die Preise aufgrund des Ersatzbedarfes im Kraftwerkspark bis 2010 sukzessive den langfristigen Grenzkosten neuer Kraftwerke und steigen von 2,9 Cent/kWh (2004) auf real 4,4 Cent/kWh. Danach wird nur noch ein moderater weiterer Anstieg von 0,8 – 1,2 %/a unterstellt, so dass für das Jahr 2020 von 4,9 Cent/kWh (real) auszugehen ist. In jeweiligen Preisen erhöhen sich die Werte bei der in Abschnitt 4.1 angegebenen Inflationsrate von durchschnittlich 1,5 % p. a. auf 4,8 Cent/kWh in 2010 und 6,1 Cent/kWh in 2020. Im Sinne eines konservativen Bewertungsansatzes sind dabei die zu erwartenden vermiedenen Netznutzungsentgelte durch die Stromeinspeisung aus EE nicht berücksichtigt.

In einer **oberen Strompreisvariante**, mit der die Bandbreite des anlegbaren Wertes für EEG-Strom nach oben abgegrenzt wird, wird der in Kapitel 3.2 beschriebene **obere Preispfad** unterstellt, der gegenüber der **Hauptvariante** zusätzlich zu einem CO₂-Aufschlag von – ansteigend – bis zu 1,4 Cent/kWh (real) bzw. 1,8 Cent/kWh (nominal) führt¹⁰. Die gegenüber den EE auch dann noch deutlich höheren externen Kosten der konventionellen Stromerzeugung wurden außerdem pauschal mit einem Aufschlag von zusätzlich 1,0 Cent/kWh (real) bzw. 1,25 Cent/kWh (nominal) in Ansatz gebracht. Diese obere Strompreisvariante (**„Externe Kosten“**) folgt damit einer eher volkswirtschaftlich orientierten Betrachtung [ExternE 2005; Enquete 2002]. Der anlegbare Wert der Stromerzeugung aus EE beträgt dann im Jahr 2020 rd. 7,3 Cent/kWh (real) bzw. 9,2 Cent/kWh (nominal). Auch hier sind die zu erwartenden vermiedenen Netznutzungsentgelte durch die Stromeinspeisung aus EE nicht berücksichtigt.

Die Annahmen zur Entwicklung des anlegbaren Wertes für Strom ist entscheidend für die Höhe der Differenzkosten der Nutzung erneuerbarer und nicht erneuerbaren Energien. Dabei ist davon auszugehen ist, dass die Vergütungssätze nach EEG die tatsächlichen, betriebswirtschaftlichen Kosten der Stromerzeugung aus EEG-Anlagen widerspiegeln.

Die Höhe der Differenzkosten ist nicht nur von volkswirtschaftlichem Interesse, sondern auch maßgeblich für die Entwicklung der EEG-Vergütungszahlungen insgesamt und die Höhe der EEG-Umlage. **Denn eine am Börsenpreis orientierte Differenzkostenbetrachtung impliziert die Hypothese, dass im jeweiligen Betrachtungsjahr Anlagen mit EEG-Vergütungssätzen unterhalb des anlegbaren Wertes aus dem EEG ausscheiden und der Strom am freien Strommarkt absetzt wird.** Es ist jedoch keineswegs sichergestellt, dass dies praktisch in vollem Umfang bzw. zu den entsprechenden Preisen möglich ist - speziell für die Stromerzeugung aus Wind.

In Abbildung 21 sind dem Anstieg des anlegbaren Wertes die sinkenden EEG-Vergütungen für Neuanlagen entsprechend den Ausführungen in Abschnitt 4.2 gegenübergestellt¹¹: Danach kommt es im Jahr 2015 zu einem Schnittpunkt des anlegbaren Wertes in der Hauptvariante mit den Vergütungssätzen für neu in Betrieb genommene Offshore-

¹⁰ entsprechend einer CO₂-Pönale nach Tabelle 2 von 30 €/t CO₂ gegenüber 12,5 €/t CO₂ bei einem mittleren Emissionsfaktor von 0,853 g/kWh.

¹¹ Für bereits bestehende Anlagen ergibt sich je nach Inbetriebnahmejahr eine Schar parallel verlaufender Vergütungslinien. Weiterhin ist zu beachten, dass die Grundvergütung für Windenergieanlagen an Land entsprechend der Annahmen erst zeitversetzt nach 16 Jahren zum Tragen kommt, d.h. für Anlagen, die im Jahr 2000 in Betrieb gegangen sind im Jahr 2016 usw.

Windenergieanlagen. D.h. für diese und die in den Folgejahren in Betrieb gehenden Anlagen besteht zwar ein Anspruch auf EEG-Vergütung, dieser wird jedoch der genannten Hypothese folgend nicht in Anspruch genommen. So erreichen neue Deponie- und Klärgasanlagen im Jahr 2020 die Wettbewerbsfähigkeit. Für Windenergieanlagen an Land gilt dies während des Betrachtungszeitraumes in denjenigen Fällen, in denen die höhere Anfangsvergütung entsprechend der Standortqualitäten für weniger als die für den in Abschnitt 4.2 definierten Referenzfall angesetzten 16 Jahre gewährt wird. Für die übrigen Anlagen erst jenseits des Zeitpunkts 2020.

In der Variante Externe Kosten treten die Schnittpunkte entsprechend früher auf. Danach weisen auch Windenergieanlagen an Land, die über 16 Jahre Anspruch auf die erhöhte Anfangsvergütung haben und vor 2004 errichtet wurden und deren Stromerzeugung nach der Grundvergütung gemäß § 7 des EEG vom März 2000 vergütet wird (6,19 Cent/kWh für Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1.1.2002) ab dem Jahr 2008 keine (positiven) Differenzkosten mehr auf. Für Offshore-Windenergieanlagen, die bis zum 31.12.2010 ans Netz gehen, gilt dies ab 2016, für sämtliche Anlagen, die nach dem 31.12.2010 in Betrieb genommen werden, von Beginn an. Analog ergibt sich dies für die Stromerzeugung aus Wasserkraft und Teile der Stromerzeugung aus Biomasse, während Solar-, Geothermie- und kleinere bzw. innovative Biomasseanlagen über den gesamten Betrachtungszeitraum auf eine Förderung nach dem EEG angewiesen sind.

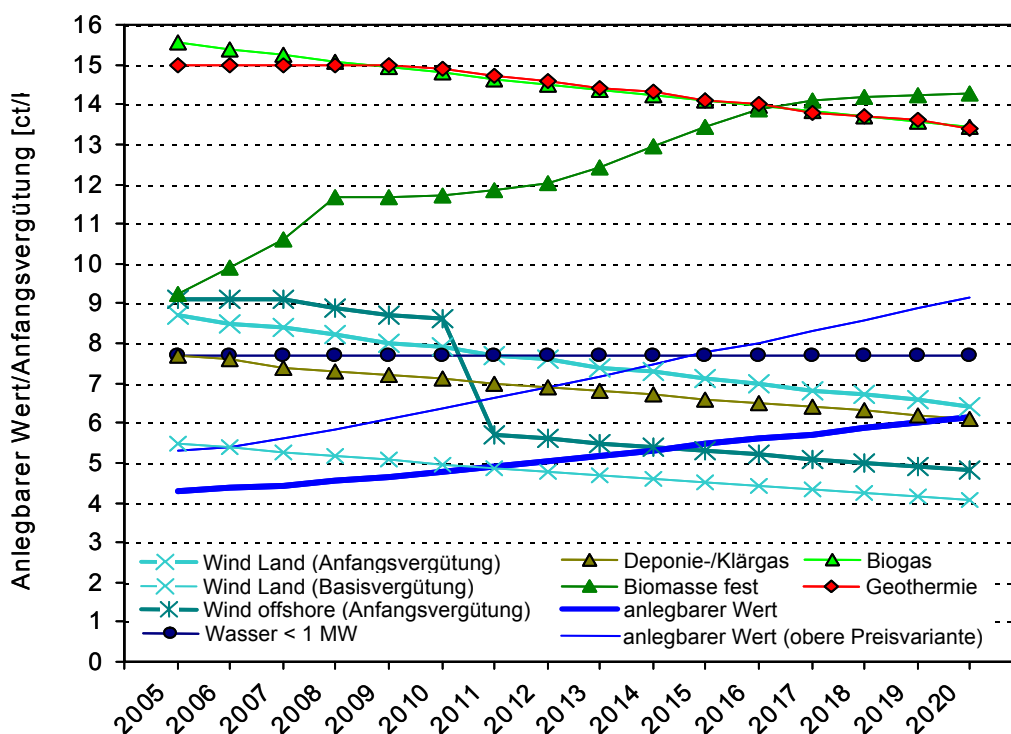


Abbildung 21: Entwicklung des anlegbaren Wertes in jeweiligen Preisen (nominal) für EEG-Strom und der EEG-Vergütungssätze im Jahr der Inbetriebnahme im Szenario „Wahrscheinlicher Ausbau“.

Die Konsequenz aus dieser Betrachtung ist, dass auch in der Hauptvariante für die Entwicklung des anlegbaren Wertes ein beträchtlicher Teil der Stromerzeugung im Jahr 2020 keiner Förderung mehr bedarf. Abbildung 22 zeigt dies anhand des Szenarios „Wahrscheinlicher Ausbau“, in dem die Stromerzeugung aus EE von derzeit (2004) 56 TWh/a auf 85 TWh/a in 2010 und auf 151 TWh/a in 2020 steigt, was bezogen auf den aktuellen und nach dem Referenzfall

renzszenario in Kapitel 1 auch künftigen Bruttostromverbrauch um die 600 TWh einem EE-Anteil von gut 25 % entspricht.

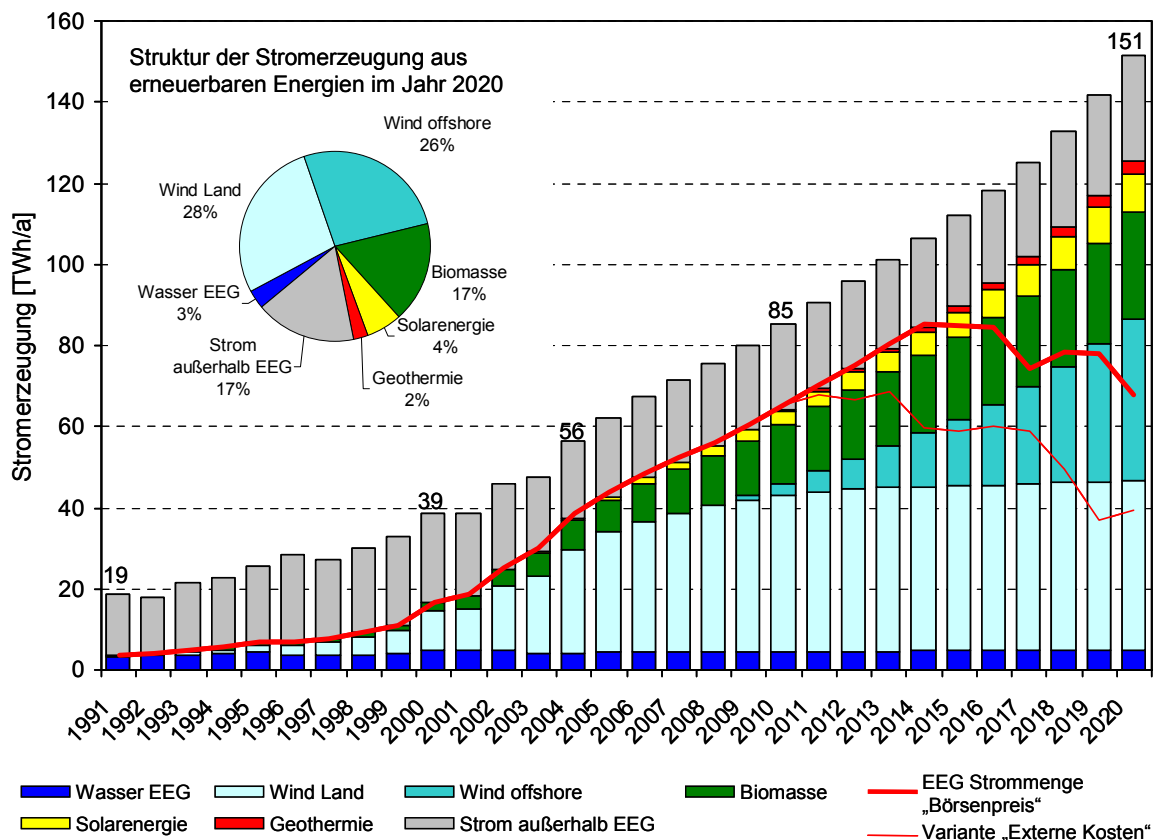


Abbildung 22: Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Szenario „Wahrscheinlicher Ausbau“ und Anteil der Förderung nach EEG entsprechend dem anlegbaren Wert in der Hauptvariante „Börsenpreis“ und der Variante „Externe Kosten“.

In der Hauptvariante des anlegbaren Wertes „Börsenpreis“ in Verbindung mit Abbildung 21 werden somit bis 2020 noch etwa 55 % der gesamten EEG-relevanten Strommenge von 125 TWh nach dem EEG vergütet, in der Variante „Externe Kosten“ nur noch etwa 30 %. In beiden Fällen ist praktisch die gesamte Stromerzeugung aus Offshore-Windenergieanlagen nicht mehr auf die EEG-Förderung angewiesen, weil 90 % des Stromzuwachses aus diesen Anlagen nach dem Jahr 2010 erfolgt, wofür nach den geltenden gesetzlichen Regelungen kein Anspruch auf erhöhte Anfangsvergütung besteht. Aber auch für gut 40 % der Stromerzeugung aus Wind an Land liegt dann der angesetzte Börsenpreis unterhalb der EEG-Vergütung. Von der gesamten Stromerzeugung aus Wind im Jahr 2020 (82 TWh) werden dann noch 24 TWh oder 29 % nach EEG vergütet.

Für den angesetzten Mix der übrigen Sparten gilt, dass - von wenigen Ausnahmen abgesehen - die Wettbewerbsfähigkeit erst nach dem Ende der zweiten Dekade erreicht.

4.4 Entwicklung der Differenzkosten, EEG-Vergütungszahlungen und EEG-Umlage

Aus dem vorangegangenen Abschnitt lassen sich die Differenzkosten und die EEG-Vergütungszahlungen ableiten. Die Höhe der Differenzkosten ergibt sich aus den EEG-

Vergütungssätzen multipliziert mit der jeweils produzierten Strommenge abzüglich des anlegbaren Wertes. Dabei wird die gesamte Stromerzeugung der sog. **EEG-relevanten Anlagen** berücksichtigt, jener Anlagen also, für die nach den Regelungen des EEG ein Anspruch auf Vergütung besteht, unabhängig davon, ob dieser auch eingelöst wird (s. dazu Abschnitt 4.3). In sofern können sich für einzelne Sparten auch negative Differenzkosten ergeben, d.h. der anlegbare Wert der Stromerzeugung übersteigt die Stromgestehungskosten bzw. die Höhe der entsprechenden EEG-Vergütungssätze.

Abbildung 23 zeigt dazu die saldierten **Differenzkosten** für die gesamte Stromerzeugung aus EEG-relevanten Anlagen. In der Hauptvariante „Börsenpreis“ steigen sie von 2,4 Mrd. € im Jahr 2005 (Rückgang ggü. 2004 aufgrund eines deutlich erhöhten anlegbaren Wertes) auf maximal 4,2 Mrd. €₂₀₀₅ im Jahr 2016 an und gehen danach auf 3,6 Mrd. €₂₀₀₅ zurück. In der Strompreisvariante „Externe Kosten“ betragen die Differenzkosten im Jahr 2005 etwa 1,9 Mrd. € und steigen nur noch in den nächsten 6 Jahren auf maximal 2,7 Mrd. €₂₀₀₅ an. Danach fallen sie kontinuierlich und gehen gegen Ende des Betrachtungszeitraums annähernd auf Null zurück. Dies bedeutet, dass der gesamte Erzeugungsmix aus dieser volkswirtschaftlichen Sicht schon fast wirtschaftlich Strom bereitstellt, obwohl ein Teil der Anlagen durchaus noch positive Differenzkosten aufweist.

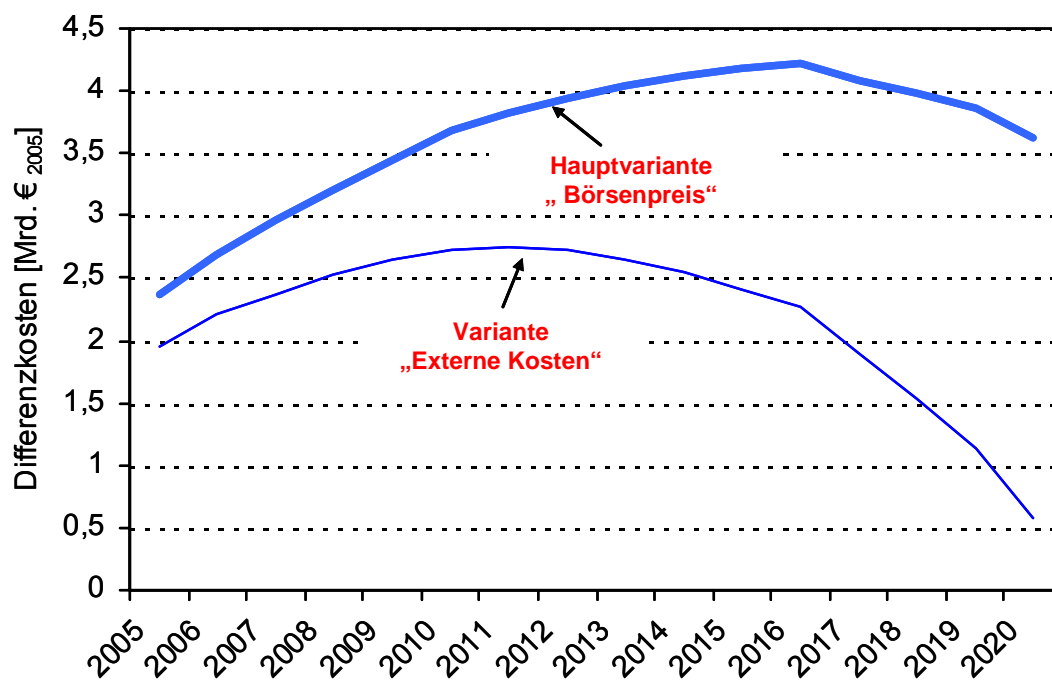


Abbildung 23: Entwicklung der Differenzkosten der EEG-relevanten Stromerzeugung für das Szenario „Wahrscheinlicher Ausbau“.

In anderer Weise sind die Differenzkosten zu interpretieren, wenn es um die Ermittlung der EEG-Umlage geht, weil in diesem Fall nur die nach EEG vergüteten Strommengen berücksichtigt werden, also solche, die positive Differenzkosten aufweisen¹².

¹² Prinzipiell ist auch hier eine Saldierung möglich, wenn angenommen wird, dass EEG-relevante Anlagen aus dem Vergütungssystem des EEG ausscheiden, den produzierten Strom zu ihren tatsächlichen Stromgestehungskosten absetzen und dadurch die Kosten für die Stromverbraucher sinken. Faktisch ist dies aber

Abbildung 24 zeigt dies für den „Wahrscheinlichen Ausbau“. Danach steigen die EEG-**Vergütungszahlungen** bis zum Jahr 2016 auf 8,2 Mrd. €₂₀₀₅ (Variante „Externe Kosten“ max. 7,1 Mrd. €₂₀₀₅ in 2013) und gehen danach auf 7,3 Mrd. €₂₀₀₅ zurück (5,6 Mrd. €₂₀₀₅). Deutlich erkennbar sind die wachsenden Vergütungsanteile insbesondere für Strom aus Solarer Strahlungsenergie und Biomasse, auf die im Jahr 2020 rund 70 % des gesamten EEG-Vergütungsvolumen entfallen. Der starke Rückgang der Vergütungszahlungen für Strom aus Wind kommt deshalb insgesamt nicht allzu sehr zum Tragen. In der Variante „Externe Kosten“ ist die relative Bedeutung der Stromerzeugung aus Sonnenenergie noch größer, weil hier auch ein nennenswerter Anteil der biogenen Stromerzeugung wirtschaftlich wird. Durch den Ausbau innovativer Biomassetechnologien, der solaren sowie der geothermischen Stromerzeugung steigt in diesem Fall deshalb der Förderbedarf am Ende des Betrachtungszeitraumes wieder leicht an. Zu den Vergütungsvolumina bei Biomasse und Geothermie ist jedoch darauf hinzuweisen, dass hier weder Gutschriften für die Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen noch potenziell vermiedene staatliche Transferleistungen an die Landwirtschaft gegen gerechnet wurden, wodurch sich die Differenzkosten des EEG-Stroms ggf. reduzieren.

Anhand der Vergütungszahlungen lässt sich die EEG-Umlage ermitteln, wenn zusätzlich die Entwicklung des Letztverbrauchs von Strom und die Privilegierung nach § 16 EEG berücksichtigt werden, die hier mit einem pauschalem und zeitlich konstantem Aufschlag von 10 % auf die EEG-Umlage des nicht privilegierten Stromverbrauch abgebildet wird¹³. Abbildung 25 zeigt die entsprechende EEG-Umlage exemplarisch für einen typischen deutschen Haushalt (Stromverbrauch 3.500 kWh/a). Angenommen ist dabei ein Letztverbrauch, der nach dem Referenzszenario in Abschnitt 2.3 von rd. 475 Mrd. kWh (2005) auf maximal 490 Mrd. kWh im Jahr 2011 ansteigt und dann bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes wieder in etwa auf seinen Ausgangswert sinkt.

Insgesamt ist zu erwarten, dass die monatliche EEG-Umlage eines Durchschnittshaushalts in der Hauptvariante „Börsenpreis“ von derzeit (2005) etwa 1,57 € (entsprechend 0,54 Cent/kWh) bis zum Jahr 2017 auf maximal 2,82 €₂₀₀₅/Monat (0,97 Cent/kWh) ansteigt und bis 2020 auf 2,72 €₂₀₀₅/Monat (0,93 Cent/kWh) zurückgeht. Der mit 85 % weitaus überwiegende Teil der Umlage entfällt dann analog zu den Vergütungszahlungen auf die Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie und die innovative Nutzung von Biomasse. Der Anteil der EEG-Umlage am Haushaltsstrompreis wird dabei im gesamten Zeitraum voraussichtlich maximal etwa 5 % betragen.

ebenso wie methodisch schwierig abzubilden, weil eine Zuordnung des Anteils der EEG-Minderkosten dazu führt, dass sich die EEG-Umlage für die im EEG-verbleibenden Anlagen erhöht.

¹³ Durch eine, wie in der Koalitionsvereinbarung zwischen CDU/CSU und SPD angekündigt, Ausweitung der besonderen Ausgleichsregelung könnte sich der Aufschlag im nächsten Jahr erhöhen.

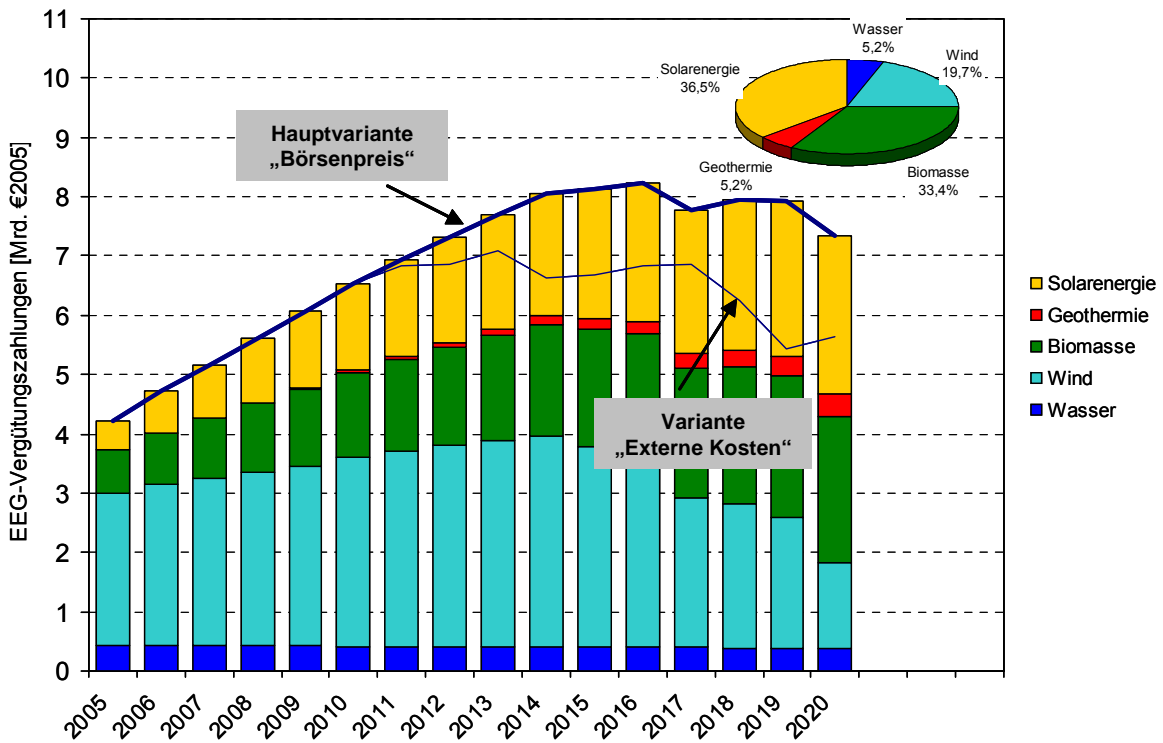


Abbildung 24: Entwicklung der Vergütungszahlungen des EEG für das Szenario „Wahrscheinlicher Ausbau“

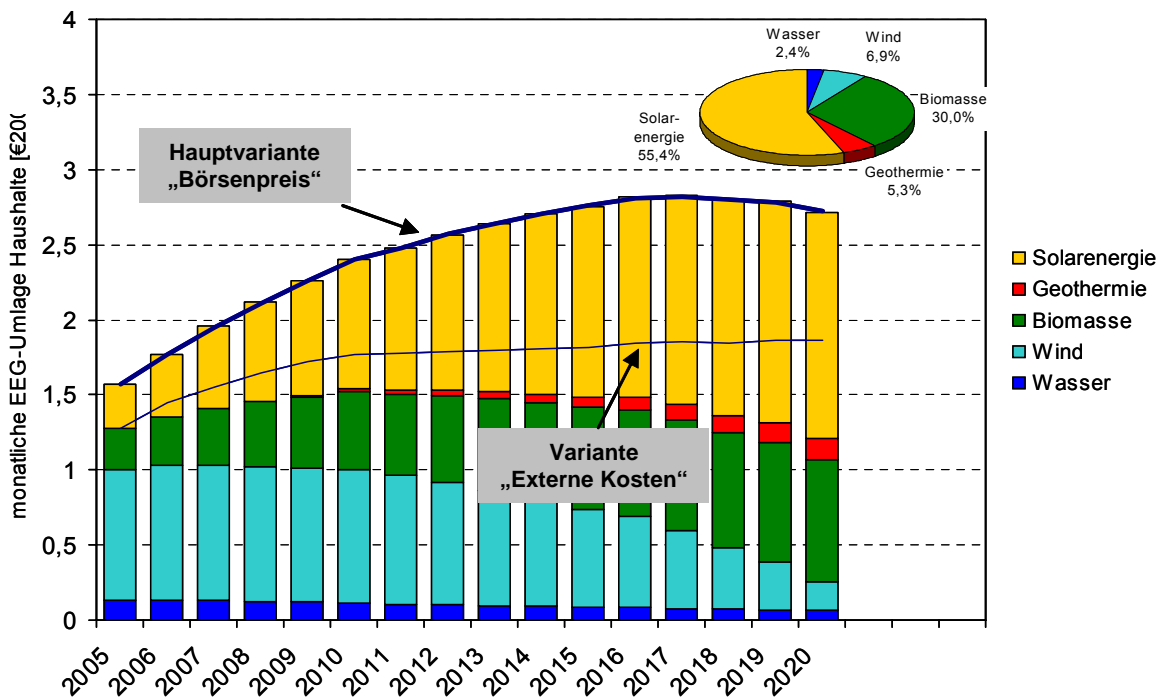


Abbildung 25: Entwicklung der EEG-Umlage für einen repräsentativen Privathaushalt im Szenario „Wahrscheinlicher Ausbau“

Im Vergleich zum EEG-Vergütungsvolumen in Abbildung 24 weist die Entwicklung der EEG-Umlage einen anderen Verlauf auf. Dies liegt daran, dass hier die EEG-Vergütungszahlungen um den anlegbaren Wert zu vermindern sind. Die relativ marktnahe

Stromerzeugung aus Windenergie und Wasserkraft fällt deshalb am Ende der Periode praktisch nicht mehr ins Gewicht, umso mehr wächst jedoch die Bedeutung der übrigen Sparten. Dies ist auch der Grund, warum die Mehrkosten für die Endverbraucher in der Variante „Externe Kosten“ im Zeitablauf tendenziell leicht ansteigen, allerdings auf deutlich niedrigerem Niveau als in der Hauptvariante (2020: 1,86 €/Monat bzw. 0,64 Cent/kWh).

4.5 Beitrag des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zum Klimaschutz

Zentraler Zweck des EEG ist es, mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen. Ein herausgehobenes Ziel ist dabei der Klimaschutz. Deshalb soll an dieser Stelle exemplarisch der Beitrag des EEG zur Reduktion der CO₂-Emissionen dargestellt werden, wie er sich anhand des Szenarios „Wahrscheinlicher Ausbau“ ergibt. Die Bilanzierung erfolgt auf der Grundlage einer nach Sparten der EE differenzierten CO₂-Vermeidung, die für das Jahr 2004 im Rahmen eines Gutachtens erstellt wurde [ISI 2004]. Daraus ergeben sich die folgenden Emissionfaktoren:

Tabelle 13: CO₂-Minderungsfaktoren für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien [ISI 2004]

	Wasserkraft	Windenergie	feste/flüssige Biomasse	Deponie-/ Klärgas	Biogas	Photovoltaik	Geothermie
überwiegend substituierte Energieträger	Braunkohle	Steinkohle (Erdgas, Braunkohle)	Steinkohle/ Braunkohle/ Erdgas	Braunkohle	Steinkohle/ Erdgas	Erdgas/ Steinkohle	Braunkohle
CO ₂ -Faktor g/kWh	1.030	856	929	1.030	790	584	1.030

Weil sich das Gutachten auf die Ausgangslage bezieht, muss die dynamische Veränderung der Substitution fossiler Energieträger durch EE berücksichtigt werden. Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung können die damit verbundenen strukturellen Veränderungen jedoch nicht berücksichtigt werden. Näherungsweise werden deshalb die erwarteten Effizienzsteigerungen im fossilen Kraftwerkspark angesetzt, die in [EWI/Prognos 2005] für 2020 gegenüber dem Jahr 2000 mit knapp 17 % angegeben werden. Der spezifische CO₂-Minderungsfaktor für den EE-Strommix reduziert sich dadurch von 934 g CO₂/kWh (2004) auf 733 g CO₂/kWh in 2020.

Daraus folgt die in Abbildung 26 angegebene Reduktion der CO₂-Emissionen, die durch das EEG induziert wird. Der Wert erhöht sich von 33 Mio. t bis zum Ende des Betrachtungszeitraums auf 89 Mio. t. Wird zusätzlich die Stromerzeugung aus nicht-EEG-Anlagen berücksichtigt (s. Kapitel 1), so steigt der Wert auf 111 Mio. t. Die Stromerzeugung aus EE leistet damit einen erheblichen Beitrag zum Klimaschutz, der zu 80 % auf das EEG zurückzuführen ist.

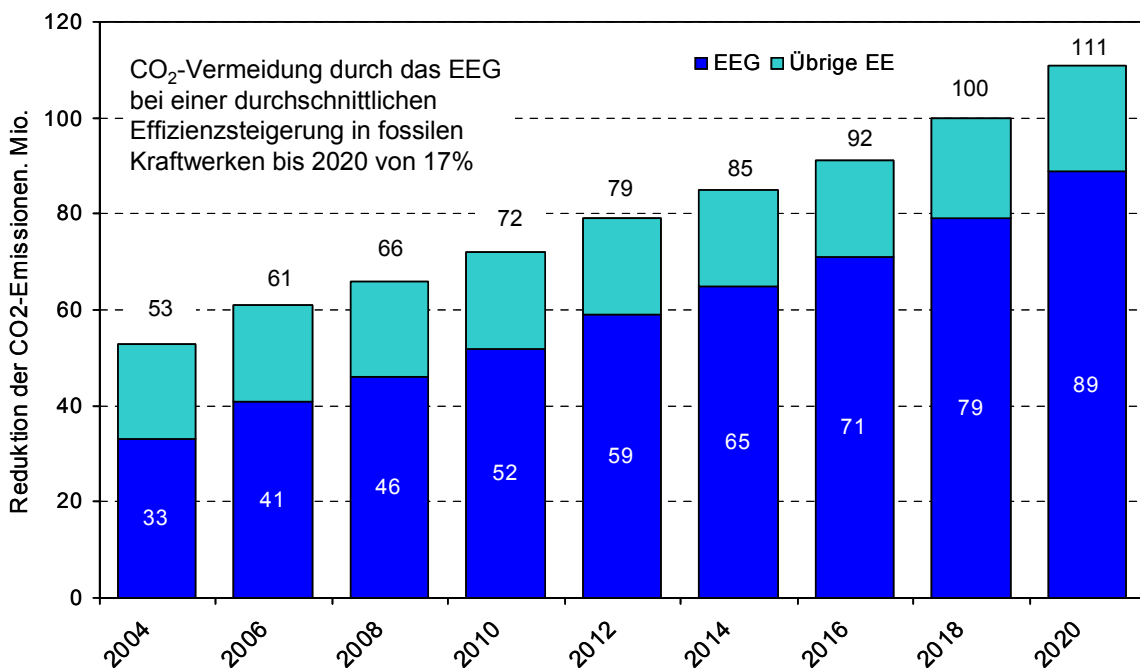


Abbildung 26: Reduktion der CO₂-Emissionen durch Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis 2020 und Anteil des EEG

4.6 Sensitivitätsrechnungen

Die bisherigen Ausführungen liefern unter den getroffenen Annahmen eine in sich geschlossene, konsistente Beschreibung der Auswirkungen des Ausbauszenarios in Bezug auf das EEG. Allerdings sind Szenarien per se mit Unsicherheiten behaftet. Deshalb sollen, auf Grundlage des Szenarios WA, Sensitivitätsbetrachtungen durchgeführt werden, die sich auf zwei Faktoren konzentrieren, die aus heutiger Sicht besonders schwer absehbar sind und zu erheblichen Änderungen der Ergebnisse führen können:

1. Die Ausbaudynamik der solaren Stromerzeugung und der
2. anlegbare Wert für die Stromerzeugung aus Wind .

Die künftige Ausbaudynamik der solaren Stromerzeugung lässt sich aktuell kaum belastbar beschreiben, weil noch nicht bekannt ist, zu welchem Leistungszubau die Novellierung des EEG im Jahr 2004 bisher tatsächlich geführt hat. Zwar liegen tragfähige Angaben über den Absatz von Photovoltaikmodulen aus inländischer Produktion vor, nicht jedoch zum Import. Die zweite Unbekannte ist, ob sich der gegenwärtige starke Zubau dauerhaft auf das im Szenario „Wahrscheinlicher Ausbau“ ab 2015 bei jährlich etwa 600 MW_p stabilisieren wird. Denn dies hängt davon ab, ob die mit den im EEG vorgegebenen Degressionsätzen von real 6,5-8 % p.a. antizipierten Produktivitätsfortschritte – die stark vom internationalen Geschehen abhängen – erreichbar sind, ob die bestehenden Finanzierungsmöglichkeiten für Photovoltaikanlagen unverändert erhalten bleiben und ob speziell für kleinere Anlagen - unabhängig von der wirtschaftlichen Rentabilität - ein ausreichendes Nachfragepotenzial

besteht. Denn ein Absatz von 600 MW_p¹⁴ würde beispielsweise bedeuten, dass sich bei einer Anlagenleistung von 5 kW_p jährlich weitere 120.000 Betreiber für den Bau einer Anlage entscheiden.

Sollten diese Faktoren dazu führen, dass sich das Marktwachstum bei 300 MW_p bzw. 50 % des im Szenario angenommenen Wertes einpendelt und dadurch der Anlagenbestand im Jahr 2020 von 10.000 MW_p auf 6.000 MW_p reduziert, so läge die gesamte EEG-Umlage für den oben beschriebenen Referenzhaushalt bei maximal 2,43 € je Monat und damit 14 % niedriger. Korrespondierend hätte dies auch erhebliche Auswirkungen auf das EEG-Vergütungsvolumen, das mit 6,4 Mrd. € im Jahr 2020 um 0,9 Mrd. € niedriger liegt (Abbildung 27).

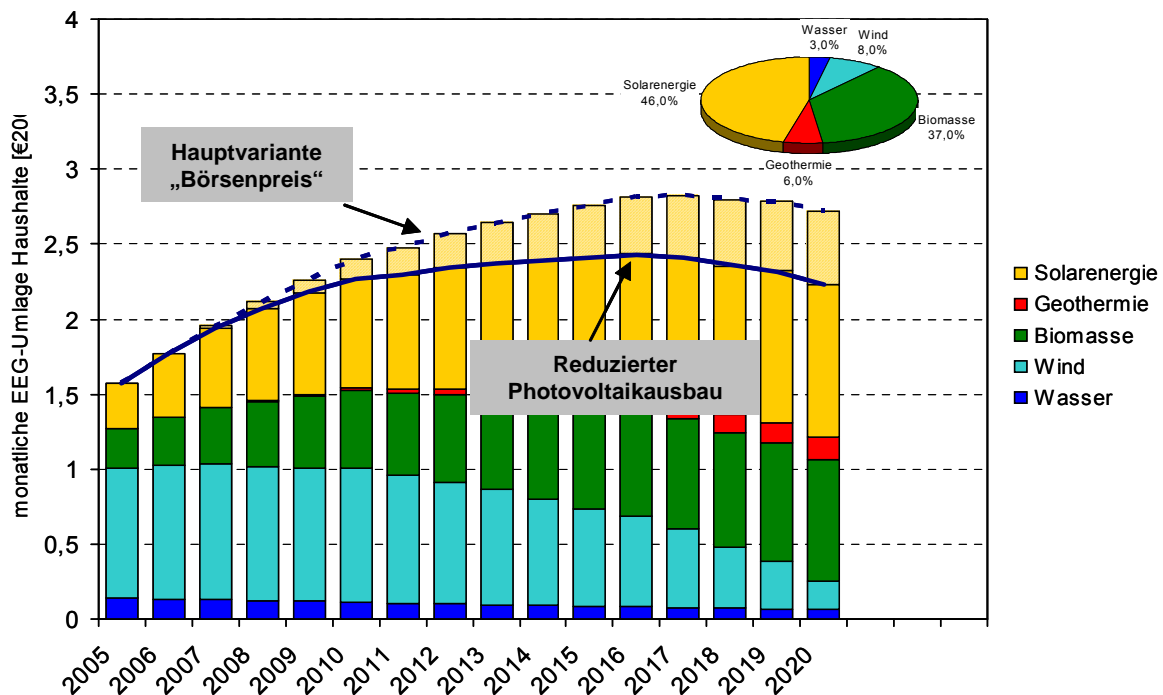


Abbildung 27: Entwicklung der EEG-Umlage für einen repräsentativen Haushalt bei um die Hälfte reduziertem Photovoltaikzubau.

Für die Windenergie lässt sich zeigen, wie sensitiv die nach EEG vergütete Strommenge vom anlegbaren Wert abhängt. Sollte dieser im Jahr 2020 geringer als 4,9 ct₂₀₀₅/kWh sein, würde ein entsprechend zunehmender Windstromanteil auf das EEG angewiesen sein. Exemplarisch ist dies in Abbildung 28 für die „Stromeigenerzeugungsorientierte Bewertung“ in Tabelle 9 angegeben. Für die dort beschriebenen Fälle A (GuD-Substitut) und C (dynamischer Verlauf) ergibt sich der anlegbare Wert für das Jahr 2020 zu 3,99 ct₂₀₀₅/kWh¹⁵. Wird dieser Wert zugrunde gelegt, würden statt 35 % dann 77 % der Windstromerzeugung nach EEG vergütet. Sollte es künftig gelingen, speziell die Kosten für Regelenergie durch anderen Maßnahmen wie Poolbildung, Erzeugungsprognosen, Lastmanagementsysteme etc. zu reduzieren, verschiebt sich dieser Anteil zwar weniger stark, gegenüber der Hauptvariante aber dennoch nach oben.

¹⁴ der Nettoausbau liegt gegen Ende des Betrachtungszeitraumes wegen des Ersatzes von Altanlagen geringfügig niedriger

¹⁵ Basiswert 4,11 Cent/kWh abzüglich der Mehrkosten für Regelenergie von 0,7 Cent/kWh zuzüglich CO₂-Pönale (0,44 Cent/kWh) sowie vermiedene Netznutzungsentgelte (0,14 Cent/kWh).

Andererseits folgt aus der volkswirtschaftlichen Betrachtungsweise (Variante „Externe Kosten“), dass die Nutzung der Windenergie zum Ende des Betrachtungszeitraums bereits keine bzw. negative Differenzkosten verursacht und in sofern die Vorleistungen, die mit dem EEG erbracht wurden, wieder abgebaut werden.

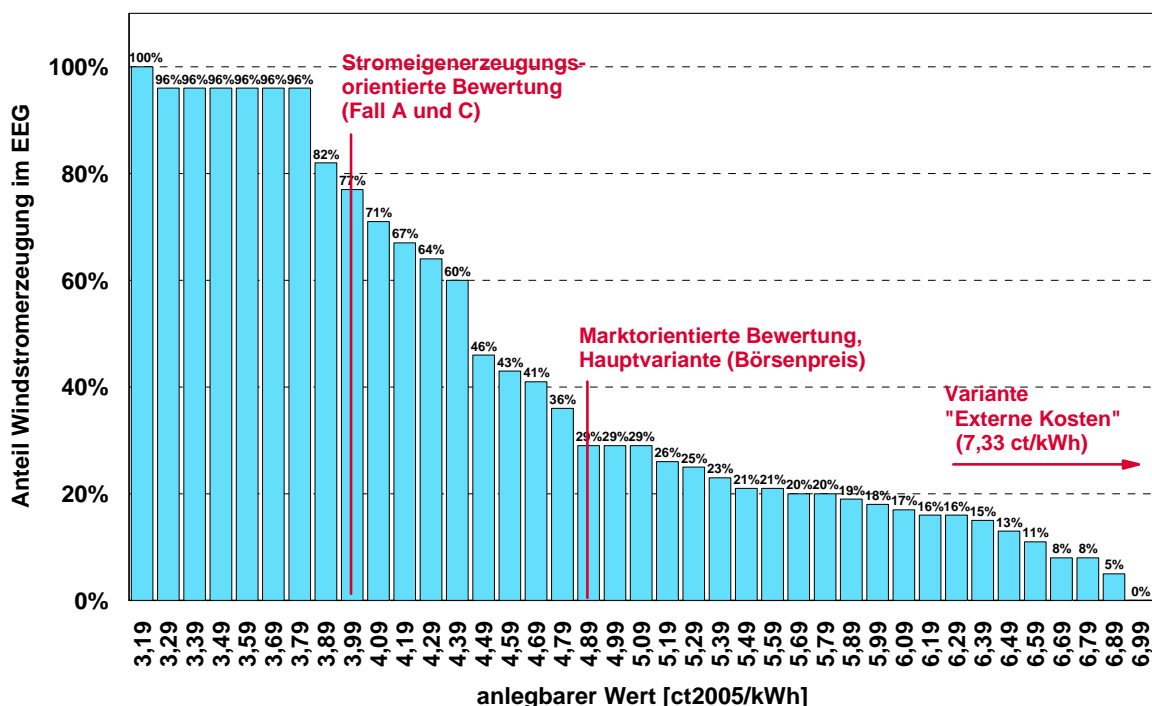


Abbildung 28: Anteil der nach EEG vergüteten Windstromerzeugung im Jahr 2020 bei unterschiedlichen Annahmen für den anlegbaren Wert.

Analog gilt dies auch für die übrigen Sparten. In der Strompreisvariante „Externe Kosten“ wird im Jahr 2020 noch die Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie, Geothermie, Biogas und flüssigen Bioenergieträgern vollständig nach EEG vergütet. Bei Deponie-/Klärgas sind es nur diejenigen Anlagen, die etwa bis 2010 in Betrieb gehen (19 % der Stromerzeugung aus diesen Quellen in 2020), bei der Nutzung fester Biomasse jene, in denen nachwachsende Rohstoffe bzw. innovative Verfahren genutzt werden (Anteil der Stromerzeugung aus fester Biomasse in 2020 etwa zwei Drittel). Die Stromerzeugung aus Wasserkraft verursacht dann ebenso wie Strom aus Wind keine (positiven) Differenzkosten mehr.

4.7 Ergebnisse zum „Oberem Ausbauszenario“ und dem „Unteren Ausbauszenario“

Neben dem hinsichtlich der finanziellen Auswirkungen des EEG ausführlich betrachteten „Wahrscheinlichen Ausbau“ wurden in Kapitel 1 auch zwei Szenarien entwickelt, mit denen eine denkbare obere und untere der Entwicklung Erneuerbarer Energien bis 2020 abgebildet wird. Der Anteil an der Stromerzeugung beträgt dann im Jahr 2020 bezogen auf den angesetzten Bruttostromverbrauch von 589 TWh etwa 30 % bzw. 23 %, gegenüber gut 25 % im „Wahrscheinlichen Ausbau“. Für beide Szenarien zeigt Abbildung 29 die Entwicklung der EEG-Vergütungszahlungen und der EEG-Umlage für einen repräsentativen Haushalt in der Gegenüberstellung. Die obere Variante ist dabei gekennzeichnet durch ein deutlich höheres

Vergütungsvolumen, das insbesondere aus der höheren Stromproduktion aus Solarenergie, Biomasse und Geothermie resultiert. Dadurch steigt die Höhe der EEG-Umlage überproportional an, die für einen durchschnittlichen Haushalt auf bis zu 3,36 €₂₀₀₅ ansteigt. Analog gilt, dass der entsprechende Maximalwert im unteren Ausbauszenario mit 2,53 €₂₀₀₅ um ein Viertel niedriger liegt (im Szenario Wahrscheinlicher Ausbau 2,82 €₂₀₀₅/Monat).

Trotz der zum Teil deutlichen Unterschiede folgt aus den Szenarien, dass in allen Fällen für die zweite Hälfte der kommenden Dekade ein Wendepunkt der EEG-Vergütungszahlungen und der EEG-Umlage zu erwarten ist, was bei einer Verlängerung des Betrachtungszeitraumes deutlich zum Ausdruck käme. Weil dies jedoch nicht Gegenstand der vorliegenden Untersuchung ist, sei an dieser Stelle auf die Studie „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“ verwiesen [DLR 2004].

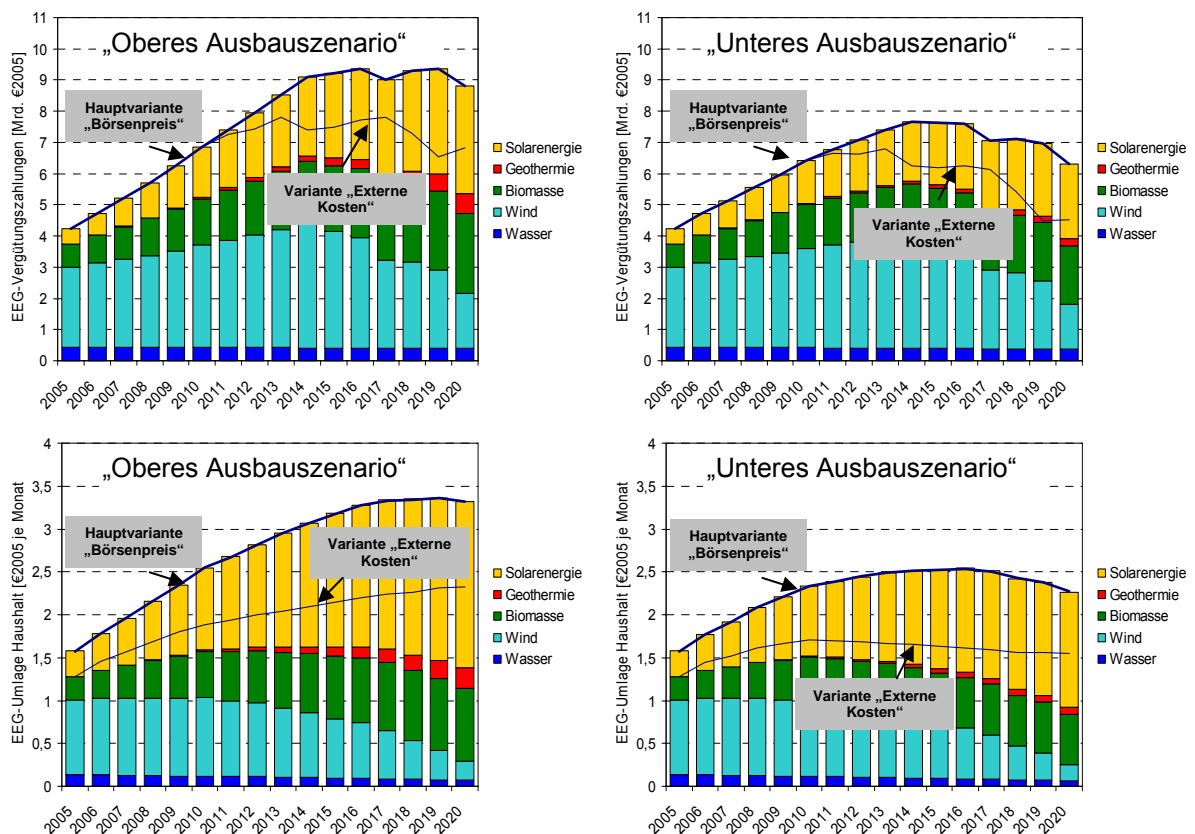


Abbildung 29: Entwicklung der EEG-Vergütungszahlungen (oben) und der EEG-Umlage für einen repräsentativen Haushalt (unten) für das obere und untere Ausbauszenario.

Literaturverzeichnis

- Aretz (2002): Potenzialanalysen und Bewertung des Umweltnutzens der windtechnischen Stromerzeugung in China und Indien; Oldenburg 2002
- BET 2002: Krzikalla, N.; Schrader, K.; Untersuchung von Einflussgrößen auf die Höhe der Belastungen der Endkunden aus dem EE Gesetz, Kurzgutachten im Auftrag des VDMA, Aachen, 2002
- Biomasse 2005: Scholwin et. al.: Monitoring zur Wirkung des novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. 1. Zwischenbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) 27. Oktober 2005.
- BMU 2004: Nitsch, J. u.a.: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Forschungsvorhaben FKZ 901 41 803 für das BMU. DLR Stuttgart, WI Wuppertal, IFEU Heidelberg, März 2004.
- BMU 2005 Wenzel, B.: Was Strom aus erneuerbaren Energien wirklich kostet. Informationsbroschüre des BMU, 3. Auflage Nov. 2005.
- Bundesverband WindEnergie e.V. (2004): Stellungnahme des Bundesverbandes WindEnergie e.V. zum BMWA Gutachten "Gesamtwirtschaftliche, sektorale und ökologische Auswirkungen des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG)". Osnabrück.
- BWE 2004: Hintergrundinformation – Regelenergiebedarf und Leistungskredit der Windenergie;
<http://www.windenergie.de/informationen/downloads/hintergrund-regelenergie.pdf>; Osnabrück, 25.10.2004
- DENA 2004: Deutsche Energieagentur (Hrsg.); Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Vorläufiger Abschlussbericht; DEWI, e.on-Netz, RWE, Vattenfall, ewi. Köln, Juli und August 2004.
- DENA 2005: DEWI/E.ON Netz/EWI/RWE Net/ VE Transmission: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Endbericht, Köln, Februar 2005
- DLR 2004 J. Nitsch, S. Gärtner, M. Fishedick u. a.: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin 2004 (www.erneuerbare-energien.de).
- DLR 2005: W.Krewitt, M. Nast, J. Nitsch: Energiewirtschaftliche Perspektiven der Photovoltaik. Bericht der Abt. Systemanalyse und Technikbewertung des DLR-Instituts für Technische Thermodynamik, Stuttgart, März 2005
- Enquete 2002: Endbericht der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“; Dt. Bundestag, Drucksache 14/9400 vom 7.7.2002; Berlin
- EEG 2004: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 31. Juli 2004. BGBl Teil I Nr. 40, S. 1918-1930

- EU-Komm. 2005 The support of electricity from renewable energy sources, Brussels 2005.
- ExternE 2002: Krewitt, W. et al. ExternE – Externalities of Energy, National Implementation in Germany, European Commission DG Research, Stuttgart, 1997
- ExternE 2005 Bickel, P., Friedrich R.: ExternE Externalities of Energy – Methodology 2005 Update. European Commission DG Research (EUR 21951) 2005.
- Fahl, U., Blesl, M., Rath-Nagel, S., Voß, A. (2001): Maßnahmen für den Ersatz der wegfallenden Kernenergie in Baden-Württemberg; IER Gutachten erstellt im Auftrag des Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg; März 2001
- GP Energy 2004: Hintergründe zum Thema Strompreise für Haushaltskunden – Stand: November 2004; 2004
- IZES 2004: Leprich, U. u. a.; Ausgewählte Fragestellungen zur EEG-Novellierung, Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES), Saarbrücken, 2004
- ISI 2004: Klobasa, M; Ragwitz, M.: Gutachten zur CO₂- Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien. Bericht für die Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik (AGEE-Stat) im Auftrag des Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW). Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung Karlsruhe, Januar 2005; www.erneuerbare-energien.de.
- Krzikalla u.a. 2001: Krzikalla, N., Schrader, K., Lehmann: Veredelter Strom, Marktpreis Energie 576, 2001, S. 34ff.
- Mühlstein, J. 2003: Vermiedene Netznutzungsentgelte der dezentralen Einspeisung; Kurzgutachten u.a. im Auftrag des Bundesverbandes Kraft-Wärme-Kopplung; 5. März 2003
- Peter, S., Lehmann H. (2005): Erneuerbare Energien und Energieeinsparung als Ersatz überalterter Kraftwerke in Deutschland. Institute for Sustainable Solutions and Innovations. Aachen.
- EWI/Prognos 2005: Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030, Schlussbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, Berlin, 2005
- Rehfeldt 2005: K. Rehfeldt: Windenergieausbau bis 2020, erste Ergebnisse und Materialien, Deutsche WindGuard, GmbH, Varel, April/Mai 2005
- RWE Net 2005: Preisblatt 1 – Preise für Netznutzung (Jahresleistungspreissystem); www.rwe.com; Zugriff am 19.04.05
- Staiß 2005: F. Staiß: Die Erneuerbaren Energien in Zahlen: 2004 und Ausblick. Jahreskonferenz Erneuerbare Energien 2005, Berlin 22. Febr. 2005
- Thrän 2005: D. Thrän u.a. : Abschätzung der Stromerzeugung auf Basis von Biomasse für den Zeitraum 2004 bis 2020. IE Leipzig, April 2005
- VDN 2004: Ermittlung vermiedener Netznutzungsentgelte für Einspeisungen aus EE – Umsetzungshilfe; Berlin, Dez. 2004

- VDN 2004a: Teil 2 des Zwischenberichtes der Verbände VDEW, VRE, VKU und VDN zum Stand des verhandelten Netzzuganges in Deutschland; 03. März 2004
- VDN 2005: Aktuelle Daten zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG); www.vdn-berlin.de/aktuelledaten_eeg.asp, Zugriff am 21.03.2005
- VDN 2005a: Daten und Fakten – Stromnetze in Deutschland 2005; Verband der Netzbetreiber e.V.; Berlin, 1. April 2005
- Verband der Netzbetreiber e.V. (2004): Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland. Vorschau 2005-2015. Berlin.
- Voß, A.. 2003: Windenergie – Entwicklungen, Erwartungen und energiewirtschaftliche Einordnung; Vortrag beim VDE / VDI – Arbeitskreis Gesellschaft und Technik; Stuttgart, 30. Juni 2003
- VV II plus 2001: Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung; 13. Dez. 2001
- Wagner 2004: Wagner, U., Geiger, M. Hardi u.a.: CO₂-Vermeidungskosten im Kraftwerksbereich, bei EE sowie bei nachfrageseitigen Effizienzmaßnahmen. Studie im Auftrag des BMWA, TU-München, Institut für Energietechnik, München, April 2004.

Anhänge für die Kapitel 1 bis 3

Anhang Kapitel 1

A 1.1 Investitionsverlauf für Untere Ausbauvariante und für Referenzszenario

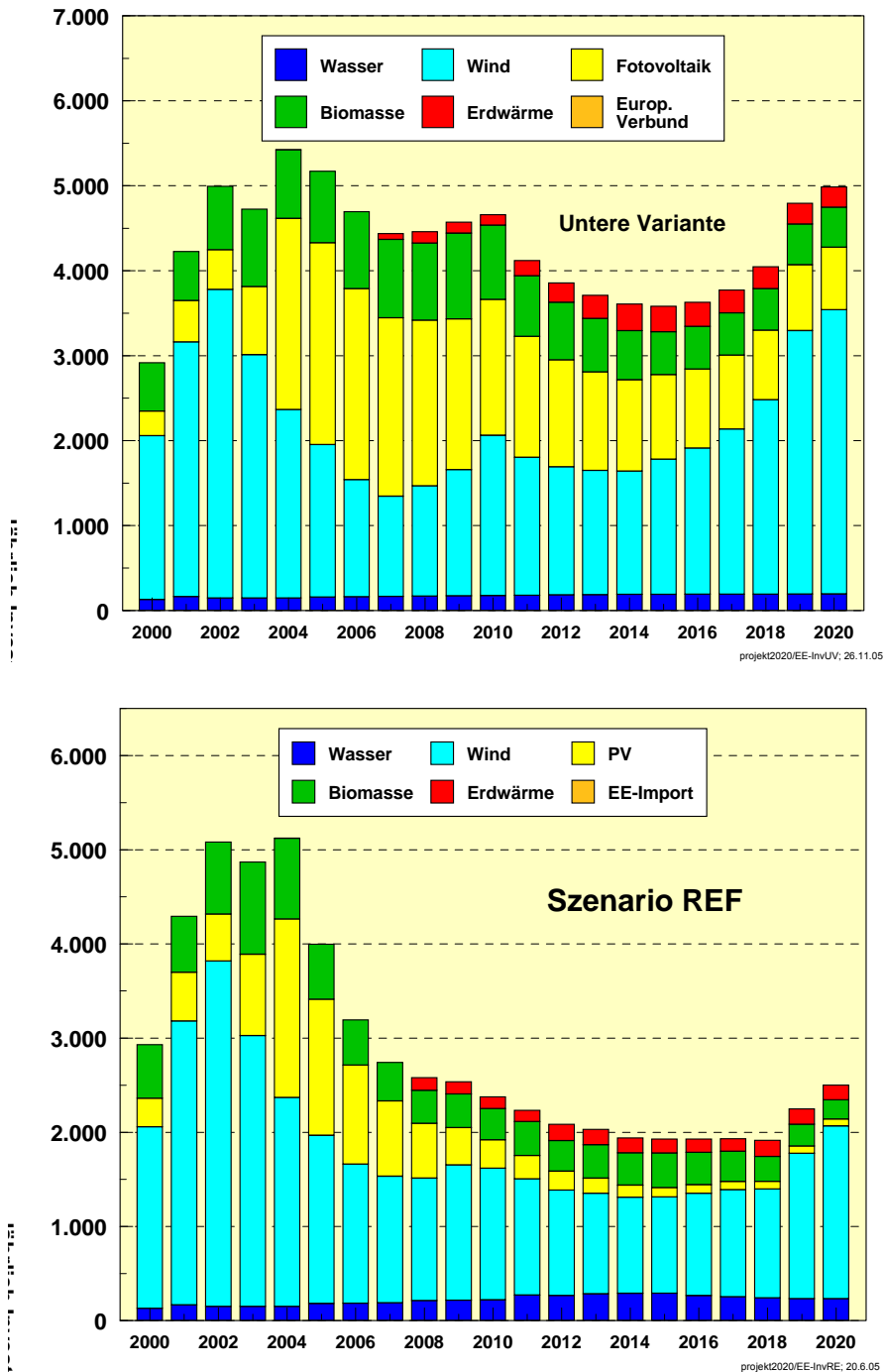


Abbildung 30: Investitionen in Erneuerbare Energien für UV (obere Abb.) und für REF (untere Abb.).

Anhang Kapitel 2

A 2.1: Erläuterung der Ausgleichsregelung nach EEG (Kostenwälzung), des Einflusses vermiedener Nutzungsentgelte und der damit zusammenhängende Einflussfaktoren und Problemfelder

Im Rahmen der Novellierung des EEG wurden im neuen § 14 Ausgleichsregelung (§ 11 im alten EEG) neue Aspekte und Mechanismen eingeführt, die sich auf die Umwälzung der EEG-Strommengen und –Kosten und damit letztlich auf die resultierenden Differenzkosten auswirken. Dazu gehören insbesondere die Einführung von anlagenspezifischen Einspeise-Profilen, die der tatsächlichen Einspeisung von EEG-Strom möglichst gut entsprechen sollen, und die Anrechnung von vermiedenen Netznutzungsentgelten (vNNE), die nun bei der Umwälzung zu berücksichtigen sind. Das bisherige Prinzip der Ausgleichsregelung bleibt im Grundsatz ansonsten unverändert.

1. Ausgleichsregelung nach EEG (Kostenwälzung)

Die Einspeisung von regenerativ erzeugtem Strom aus so genannten EEG-Anlagen in das öffentliche Stromnetz wird nach dem EEG mit besonderen Vergütungssätzen gefördert. Die dabei entstehenden Kosten werden gemäß § 14 EEG (Ausgleichsregelung) auf die Allgemeinheit, d.h. alle Letztverbraucher¹⁶ in Deutschland umgelegt (Abbildung 31). Der Strom aus einer EEG-Anlage muss vom zuständigen Netzbetreiber (avNB – z.B. ein Stadtwerk) aufgenommen und entsprechend des Anlagentyps vergütet werden (z.B. 57,4 Cent/kWh für eine PV-Anlage mit $\leq 30 \text{ kW}_{\text{el}}$ – Stand 2004). Der Betreiber der EEG-Anlage erhält die Vergütung und der avNB die erzeugte und eingespeiste Strommenge. Diese gibt bzw. verkauft er an seinen zuständigen regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber (rÜNB) weiter und erhält dafür von ihm die gleiche EEG-Vergütung, die er zuvor dem Anlagenbetreiber gewährt hat. Allerdings sind hiervon nach dem neuen EEG nun die vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE, s.u.) abzuziehen. Die eingespeisten EEG-Strommengen und die entsprechenden Vergütungskosten werden auf diese Weise zunächst bei jedem der vier deutschen rÜNB aggregiert.

Aufgrund der heterogenen regionalen Verteilung der EEG-Anlagen wird demnach jeder rÜNB zunächst unterschiedlich hoch mit EEG-Strom und Vergütungskosten belastet. Der so genannte horizontale Ausgleich zwischen den vier rÜNB erfolgt dann auf der Basis ihrer Stromabgaben an nicht-privilegierte Letztverbraucher (LV), bis jeder rÜNB am Ende die gleiche, bundesweit einheitliche EEG-Quote (rd. 6 % in 2003) bezogen auf seinen LV-Absatz aufweist. Nach dieser Umlage der eingespeisten EEG-Strommengen und gezahlten Vergütungskosten auf alle rÜNB erfolgt nun die Umlage auf alle nicht privilegierten LV. Dazu müssen die Versorger der LV (die Lieferanten) eine ihrem Stromabsatz entsprechende Menge an EEG-Strom (EEG-Pflichtquote) von ihrem zuständigen rÜNB abnehmen und mit der bundesweit einheitlichen EEG-Durchschnittsvergütung (9,14 Cent/kWh in 2003) bezahlen. Dabei sind wiederum die vNNE abzuziehen. Die Entlastung der Netznutzung durch die dezentrale Einspeisung aus EEG-Anlagen wird nun also künftig kostenmäßig prinzipiell an die Lieferanten weitergegeben. Die zu zahlende Pflichtvergütung für den abzunehmenden EEG-Strom verringert sich also um den Betrag der vNNE. Die Lieferanten können und werden nun ihrerseits die bei Ihnen angefallenen EEG-Strommengen und -Kosten (abzüglich der vNNE) an ihre LV weitergeben. In der Tabelle 17 sind diesbezüglich einige Marktdaten zu den Auswirkungen des EEG zusammengefasst. Allerdings fanden die vNNE hierbei noch keine Berücksichtigung.

¹⁶ Ausgenommen hiervon sind die so genannten privilegierten LV, d.h. besonders energieintensive Letztverbraucher wie z.B. Aluminiumhersteller, die unter die Besondere Ausgleichsregelung (§ 16 EEG) fallen.

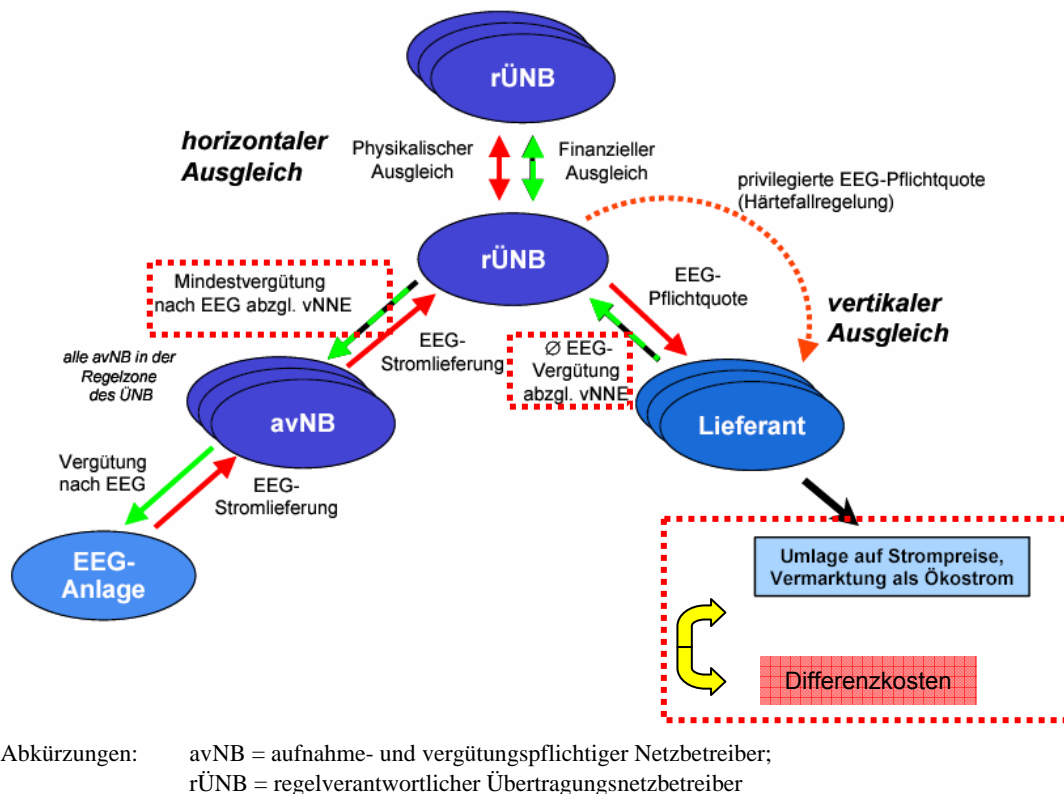


Abbildung 31: Prinzip der Kostenwälzung für EEG-Strom, nach (VDN 2005)

Tabelle 17: Markt-Daten zum EEG (Stand 21.02.2005)

Zeitraum	Letzt-		EEG Strom-	EEG-	Vergütung		
	verbrauch	privilegierter LV			menge	Quote	der EEG-
	Mio. kWh	Mio. kWh	Mio. kWh	Mio. kWh	Mio. Euro	gütung	
2001	464.286		464.286	18.145	3,91%	1.577	8,69
2002	468.321		468.321	24.963	5,33%	2.213	8,87
2003	478.016	6.552	471.464	28.496	6,03%	2.605	9,14
2004	472.724	29.361	443.363	37.097	8,32%	3.389	9,05
2005 ^{a)}	484.418	59.237	425.181	44.081	10,37%	4.126	9,36
	475.507	55.641	419.866	42.010	9,66%	3.880	9,07

Anmerkungen: in kursiv = Prognosen; ^{a)} die oberen Werte für 2005 beruhen auf den (vorläufigen) Angaben im Internet (Stand 21.03.05), während alle anderen Werte aus der Quelle (VDN 2005a) stammen
 Quellen: VDN 2005; VDN 2005a

2. Einflussfaktor vermiedene Netznutzungsentgelte

Die dezentrale¹⁷ Einspeisung von Strom verringert die Netznutzung in der/den vorgelagerten Spannungsebene/n, indem der Bezug von dort verringert wird und ggf. Lastspitzen abgesenkt werden. Dadurch trägt sie zur Reduzierung von Netznutzungskosten bei, die einem dezentralen Einspeiser prinzipiell in Form der vNNE von Seiten des Netzbetreibers aus zu erstatten sind (VV II plus, 2.3.3, 10). Für die Berechnung der vNNE wird bislang die Anlage 6 der VV II plus herangezogen, wonach Einspeisungen aus EEG-Anlagen allerdings explizit ausgenommen sind. Die vNNE finden demnach allein in der Umwälzung zwischen avNB, rÜNB und Lieferant Berücksichtigung (vgl. Tabelle 17), tragen aber gleichwohl zur Absenkung der EEG-Vergütungsmengen

¹⁷ Als dezentral werden prinzipiell alle Einspeisungen unterhalb des Höchstspannungsnetzes betrachtet (vgl. VV II plus).

bei. Um diesen Effekt abzuschätzen, werden die vNNE für die Stromeinspeisung aus EEG-Anlagen analog zu derjenigen aus konventionellen dezentralen Anlagen gemäß der Anlage 6 VV II plus berechnet. Dafür werden die Netznutzungsentgelte von RWE Net als Referenz herangezogen (RWE Net 2005, Stand 19.04.2005).

Bei der gegenwärtigen Berechnung der vNNE werden insgesamt drei verschiedene Anlagen- bzw. Einspeise-Kategorien mit jeweils verschiedenen vNNE Vergütungssätzen unterschieden (Tabelle 18). Demnach erhält jede Anlage unabhängig von ihrer Leistung den so genannten Arbeitspreisanteil quasi als Grundvergütung. Bei kleinen Anlagen mit Jahresbenutzungsdauern (JBD) ≥ 2.500 h/a wird zusätzlich noch ein Leistungspreisanteil (vLP) gewährt, während Anlagen mit Leistungsmessung ggf. zusätzlich auch noch ein Leistungsentgelt (vLE) erhalten können.

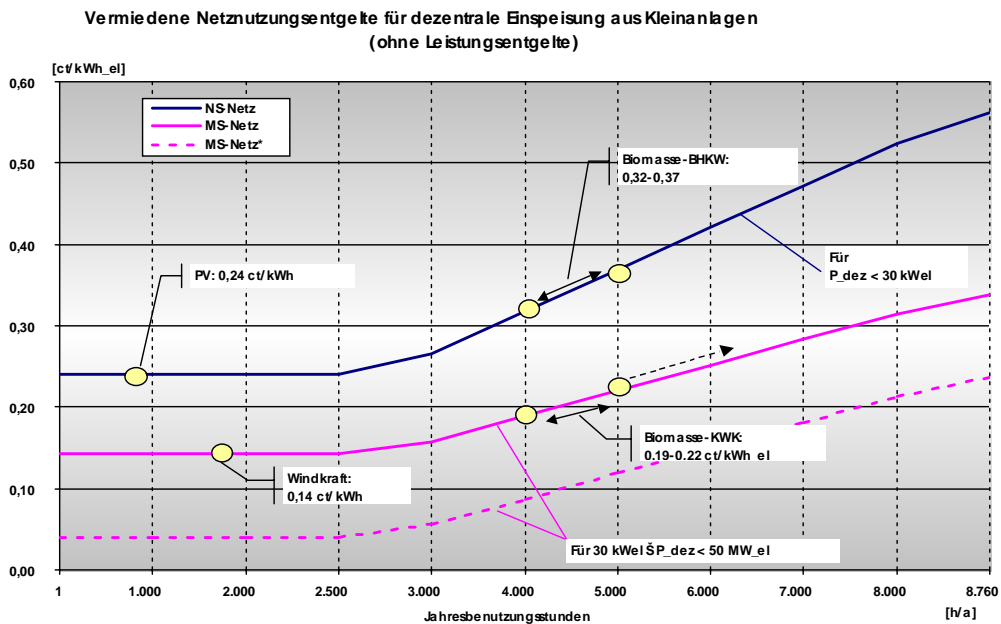
Tabelle 18: Anlagenkategorien zur Berechnung der vNNE für dezentrale Einspeisung

Kat.	Anlagenkategorien dezentraler Einspeiser	vNNE-Typen
A1	Kleine Anlagen (<30 kW _{el}) mit niedrigen Jahresbenutzungsdauern (JBD < 2.500 h/a) und ohne Leistungsmessung	Arbeitspreisanteil (vAP)
A2	Kleine Anlagen (<30 kW _{el}) mit hohen JBD (≥ 2.500 h/a) und ohne Leistungsmessung	Arbeitspreisanteil plus Leistungspreisanteil (vLP)
B	Anlagen mit Leistungsmessung ¹⁾	Arbeitspreis- und Leistungspreisanteil plus Leistungsentgelt (vLE)

¹⁾ bei EEG-Anlagen ab einer elektrischen Leistung von 500 kW vorgeschrieben

Quelle: VV II plus 2001

Die aus der VV II plus resultierenden vNNE für die Stromeinspeisung aus kleinen Anlagen (Kategorien A1 und A2) in das Nieder- und Mittelspannungsnetz lassen sich gut zusammen betrachten und sind in Abbildung 32 dargestellt. Die Vergütungen für die Einspeisung in das Niederspannungsnetz (dunkelblaue Kurve) fallen dabei grundsätzlich deutlich höher aus als für die Einspeisung in das Mittelspannungsnetz (rosafarbene Kurve). Bis zu einer Anlagen-JBD < 2.500 h/a gibt es ein konstantes vNNE für jede eingespeiste kWh Strom. Bei der Einspeisung aus kleinen PV-Anlagen (< 30 kW_{el}) wären demnach etwa 0,24 Cent/kWh an vNNE (bei einem Pauschalierungsabschlag von 0,25 Cent/kWh) bei der EEG-Umwälzung zu berücksichtigen. Für große PV-Anlagen (> 30 kW_{el}) würde sich dieser Betrag wie bei Windkraftanlagen auf etwa 0,14 Cent/kWh verringern. Bei Biomasse-KWK-Anlagen ist aufgrund ihrer höheren Volllaststundenlaufzeit (etwa 4.000 bis 5.000 h/a) zusätzlich noch ein Leistungspreisanteil zu berücksichtigen. Die vNNE für die Einspeisung aus Biomasse-KWK liegen mit Werten zwischen etwa 0,32 und 0,37 Cent/kWh (kleine Anlagen) und etwa 0,19 bis 0,22 Cent/kWh (große Anlagen) um mehr als 40 % über denen von PV- und Windkraftanlagen.



Anmerkung: Beim MS-Netz wurde mit einem angepassten Pauschalisierungsabschlag (0,15 Cent/kWh) und beim MS-Netz* mit dem gleichen Abschlag wie für das NS-Netz (0,25 Cent/kWh) gerechnet.

Abbildung 32: Vermiedene NNE für die Einspeisung aus kleinen Anlagen ohne Leistungsmessung

Für Anlagen mit 1/4-stündlicher Leistungsmessung wird gemäß Anlage 6 der VV II plus unter bestimmten Bedingungen zusätzlich zum vermiedenen Arbeitspreisentgelt (s.o.) auch ein Leistungsentgelt erstattet. Hierunter fallen gemäß § 5 EEG prinzipiell alle Anlagen mit einer elektrischen Anschlussleistung von mehr als 500 kW. Die Abbildung 33 zeigt am Beispiel von entsprechend großen Windkraft- und Biomasse-KWK-Anlagen die zu erwartenden Größenordnungen an Leistungsentgelten, die bei der Gesamt-Berechnung der vNNE zu berücksichtigen. Demnach sind nur im Fall von Anlagen mit nicht-stochastischer Einspeisung wie Biomasse-KWK zusätzlich nennenswerte Leistungsentgelt-Beiträge zu den vNNE zu erwarten. Sie sind im starken Maße abhängig von der Anlagenleistung, mit der über einen festgelegten Zeitraum möglichst kontinuierlich Strom eingespeist wird, und reichen von rund 4.400 Euro p.a. (500 kW) bis zu knapp 90.000 Euro p.a. (10 MW). Dabei nimmt das Leistungsentgelt mit zunehmender Soll-Leistung überproportional zu.

Für Windkraftanlagen oder andere stochastische Stromeinspeiser dagegen ist die Anforderung einer möglichst gleich bleibenden Einspeisung über das bei RWE Net vorgegebene „Einspeisezeitfenster für dezentrale Einspeisungen von Oktober bis einschließlich März“ (RWE Net 2005) kaum zu erfüllen. Hier wäre nur für einen geringen Anteil (etwa 5 %) an der Nennleistung (z.B. 3 MW) ein zudem vernachlässigbar geringes Leistungsentgelt von etwa gut 500 Euro p.a. zu erzielen. Dagegen wird nach Angaben des VDN grundsätzlich angenommen, dass durch Windkraftanlagen bzw. -parks keine Leistungspreisanteile in der vorgelagerten Netzebene vermieden und demnach in Rechnung gestellt werden können (VDN 2004). Allerdings wird hierzu ein Verfahren zugrunde gelegt, welches eine Reihe sehr kritischer Fragen aufwirft (s. u.) und von daher für diese Bewertung als nicht belastbar erscheint.

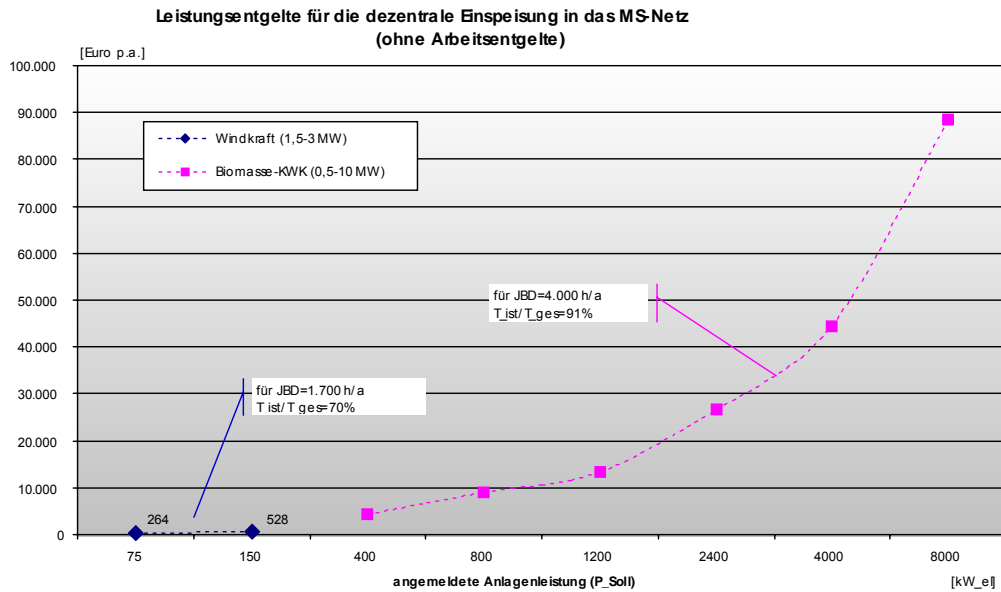


Abbildung 33: Exemplarische Leistungsentgelte für die Stromeinspeisung aus EEG-Anlagen in das Mittelspannungsnetz von RWE Net im Rahmen der vNNE Berechnung

In der Tabelle 1 werden die bisher genannten Ergebnisse noch einmal zusammengefasst und die für diese Beispielfälle insgesamt bei der EEG-Umwälzung zu berücksichtigenden vNNE dargestellt. Die vNNE fallen demnach zumindest bei kleinen PV-Anlagen nicht signifikant ins Gewicht, während sie insbesondere bei Biomasse-KWK eine signifikante Größe erreichen können.

Tabelle 19: Überblick über die zu erwartenden vNNE für die Stromeinspeisung aus EEG-Anlagen (Beispielrechnung)

Anlage	P_nenn	JBD	Netzebene	Arbeitspreis	Leistungsentgelt	vNNE insgesamt
	kW_el	h/a		ct/kWh	Euro/a	
PV	2	800	NS	0,24	0	3,84
	10	800	NS	0,24	0	19,20
Wind	1500	1700	MS	0,14	≤ 264	3.834,00
	3000	1700	MS	0,14	≤ 528	7.668,00
Bio-KWK	20	4000	NS	0,32	289	545,00
	20	5000	NS	0,37	666	1.036,00
	500	4000	MS	0,19	4.432	8.232,46
	500	5000	MS	0,22	4.432	9.932,46

Anmerkungen: P_nenn = Anlagen-Nennleistung; JBD = Jahresbenutzungsdauer; NS = Niederspannung; MS = Mittelspannung; vNNE = vermiedene Netznutzungsentgelte
Quelle: VV II plus 2001; RWE Net 2005; eigene Berechnungen

3. Kritische Punkte bei der gegenwärtigen Ermittlung der vNNE nach der VV II plus

Bei dem gegenwärtigen Verfahren zur Berechnung von vNNE nach der VV II plus, wie es aktuell auch bei der Einspeisung und Kostenumwälzung von EEG-Strom zur Anwendung käme, gibt es allerdings eine Reihe an kritischen Punkten und offenen Fragen. Diese wurden bislang vor allem in Bezug auf die Gewährung von vNNE für dezentral einspeisende KWK-Anlagen ermittelt und analysiert [Mühlstein 2003] und sind nach wie vor strittiger Diskussions-Gegenstand in der Fachwelt. Da sie implizit einen signifikanten Einfluss auf die Höhe der vNNE und damit auf die resultierenden

EEG-Differenzkosten nach dem neuen EEG-Umlagemechanismus haben, werden einige kritische Aspekte nachfolgend kurz genannt und andiskutiert.

- **Pauschalisierungsabschlag:** Dieser Abschlag¹⁸ dient der Kompensation der Kosten, die dem Verteilnetzbetreiber (avNB) für den Leistungsausgleich zwischen tatsächlicher Einspeisung und synthetischem Erzeugungsprofil (SEP) entstehen. Dazu wird dieser bei der Berechnung der vNNE für kleine Anlagen ohne Leistungsmessung von dem zu erstattenden Arbeitspreis der vorgelagerten Netzebene abgezogen, unabhängig von der Jahresbenutzungsdauer (JBD) der Anlage. Anlagen mit hoher JBD wie BHKW, deren Einspeisung gut eingeplant werden kann und daher grundsätzlich weniger Kosten für den Leistungsausgleich verursachen als stochastische Einspeiser, werden dadurch unverhältnismäßig benachteiligt. Außerdem wird in der VV II plus nur ein Beispiel, für ein SEP für kleine BHKW angegeben, welches zudem deutlich von der Praxis abweicht [Mühlstein 2003]. SEP für andere Stromeinspeiser wie PV- oder kleinere Windkraft-Anlagen fehlen, obwohl es nicht an empirischen Daten und Untersuchungen dazu mangelt. Sie wären aber für die Lieferanten grundsätzlich von Vorteil, da sie ihren Handel von vorne herein realitätsnäher gestalten und dadurch Kosten (für Ausgleichenergie) einsparen könnten. Bei Anwendung von anlagenspezifischen SEP müsste der Pauschalisierungsabschlag daher zumindest deutlich verringert werden oder es könnte sogar ganz auf ihn verzichtet werden. Dies dürfte auch für den Einsatz von analytischen Profilen anstelle von synthetischen Profilen gelten (VDN 2004a). Die oben abgeschätzten vNNE sind daher insgesamt eher als untere Grenze zu sehen.
- **Einspeiseprofile:** Charakteristische Einspeiseprofile für dezentrale Anlagen finden bisher sowohl bei der vNNE-Berechnung als auch beim EEG-Umlageverfahren keine (ausreichende) Beachtung. Die positiven Beiträge von dezentral eingespeistem (EEG-)Strom werden dadurch nicht bzw. unterbewertet, während die negativen Beiträge zum Teil überbewertet werden. Nach dem neuen EEG (§ 14 (3)) ist aber der weitergereichte EEG-Strom von den EVU „... anteilig nach Maßgabe eines rechtzeitig bekannt gegebenen, der tatsächlichen Stromabnahme nach § 4 in Verbindung mit § 5 angenäherten Profils abzunehmen und zu vergüten.“ Durch die Einführung von Einspeiseprofilen ist mit einer besseren Integration dezentraler (EEG-)Anlagen in das Stromsystem und einer marktgerechteren Abrechnung ihrer Beiträge als heute zu rechnen. Demzufolge ist kurz- bis mittelfristig mit höheren vNNE und insgesamt sinkenden EEG-Differenzkosten zu rechnen.
- **Jahresbenutzungsdauer:** Die JBD bildet eine wesentliche Eingangsgröße für die Berechnung der Arbeitspreis bezogenen vNNE und ist laut VV II plus aus der eingespeisten Arbeit geteilt durch die Anlagen-Nennleistung zu bestimmen. Dadurch werden allerdings Anlagen benachteiligt, bei denen ein Teil der Stromerzeugung zur Eigenbedarfsdeckung verwendet wird. Sie verringern zwar im selben Umfang den Strombezug aus dem Netz wie Anlagen, die ausschließlich ins Stromnetz einspeisen, werden aber mit einer niedrigeren JBD bewertet und erhalten dementsprechend ein ggf. deutlich niedrigeres vNNE. Auch wenn dieser Aspekt für die dezentrale Einspeisung grundsätzlich von Nachteil ist, wird er im Hinblick auf EEG-Anlagen keine signifikante Rolle spielen, da hier aus wirtschaftlichen Gründen die ausschließliche Einspeisung ins Stromnetz derzeit Vorrang genießt.
- **Umspannungsentgelte:** Bei der vNNE-Berechnung werden die Leistungspreise für die Umspannung zwischen den Netzebenen nicht mit einbezogen, während sie ansonsten bei der Kostenwälzung in Abhängigkeit von der Entnahme Berücksichtigung finden. Diesbezüglich kommt das Mühlstein-Gutachten zu der Bewertung: „Der Ausschluss der Umspannung muss als ungerechtfertigt und nicht sachgerecht zurückgewiesen werden.“ [Mühlstein 2003, 14f]. Ei-

¹⁸ Bei Einspeisung in das NS-Netz wird dabei ein Abschlag von 0,25 Cent/kWh als üblich angegeben, während Abschläge zwischen 0,354 und 0,68 Cent/kWh als repräsentativ angesehen werden (VDN 2004a).

ne Anrechnung der Umspannungsentgelte (z.B. rd. 18 €/kW für die Umspannung zwischen MS- und NS-Netz bei RWE Net) würde bedeuten, dass zumindest der vNNE-Leistungspreisanteil für Anlagen mit einer JBD > 2.500 h/a deutlich angehoben würde (z.B. um gut einen Faktor 1,5 für ein BHKW mit 4.000 h/a).

- Leistungsentgelte und Jahreshöchstlast: Die Berechnung der Leistungsentgelte (vLE) für die vermiedene Bezugsleistung durch dezentrale Einspeisung nach der VV II plus hat ihre Wurzeln in der Stromwirtschaftlichen Verbändevereinbarung vom 1.08.79 in der Fassung vom 27.09.94 und 27.06.98 (VDN 2004). Sie zielt demnach aber vielmehr auf die Bewertung der vermiedenen Erzeugungsleistung bei Einspeisung aus KWK-Anlagen als auf die zu betrachtenden vNNE [Mühlstein 2003]. Hinzu kommt, dass die Gewährung des vLE von der zeitlichen Verfügbarkeit ($\geq 30\%$) einer vom Betreiber festzulegenden Anlagenleistung (P_{soll}) während dem vom avNB festgelegten Zeitraum (T_{ges}) für dezentrale Einspeisungen abhängig gemacht wird. Unterhalb dieser „Verfügbarkeit“ wird demnach kein vLE erstattet, auch wenn die Einspeisung faktisch zur Reduzierung der Bezugsleistung im Netz beigetragen hat. Die leistungsspezifische Entlastung des Stromnetzes durch dezentrale Einspeisung aus Anlagen mit Leistungsmessung wird daher systematisch und signifikant unterbewertet. Bei der Berechnung der vLE stellt sich zudem die Frage, warum als Bezugspunkt ausschließlich die Jahreshöchstlast verwendet wird. Schließlich tragen dezentrale Einspeisungen jeden Tag mehr oder weniger stark zur Reduzierung der momentanen Bezugsleistung bzw. der Tageshöchstlast bei.
- Reservenetzkapazität: Im Zusammenhang mit der Bestellung und Bezahlung von Reservenetzkapazität für dezentrale Stromeinspeiser bestehen nach wie vor einige Unklarheiten und offene Fragen [Mühlstein 2003, 10ff]. Zum Beispiel bleibt unklar und für den dezentralen Einspeiser nicht konkret nachvollziehbar, wann genau die Inanspruchnahme der bestellten Reservenetzkapazität jeweils stattgefunden hat. Dies aber ist unter anderem relevant dafür, mit welchem Reduktionsfaktor das vLE berechnet (bzw. belastet) wird. Ein anderes Manko besteht darin, dass die bezahlte (und in Anspruch genommene) Reserveleistung nicht bei der Berechnung der vNNE berücksichtigt wird: „Der Einspeiser zahlt also für die Reservenetzkapazität, profitiert aber bei Ausfall der Einspeisung nicht davon!“ [Mühlstein 2003]. Die dezentrale Einspeisung wird also auch in Bezug auf den Aspekt Reservenetzkapazität signifikant – zum Teil systematisch – benachteiligt.

Die oben genannten kritischen Punkte und offenen Fragen stellen zumindest in Frage, ob es sich bei der Berechnung der vNNE nach Anlage 6 der VV II plus in ausreichendem Maße um die gesetzlich geforderte „gute fachliche Praxis“ für die kostengerechte Bewertung vermiedener Netznutzung handelt.

- Eingesparte Kosten aufgrund des Bezugs einer CO₂-freien Stromerzeugung. Im Rahmen des Emissionshandelssystems sind die Kraftwerksbetreiber verpflichtet CO₂-Emissionsobergrenzen einzuhalten bzw. bei deren Überschreiten Zertifikate auf dem Markt zuzukaufen. Die Grenzwerte ergeben sich aus Vorgaben aus dem nationalen Allokationsplan (NAP), in den eine bestimmte Entwicklung der EEG-Strommengeneinspeisung bereits eingeflossen ist. Ohne die Einspeisung von EEG-Strom würden dementsprechend für die am Emissionshandelssystem teilnehmenden Anlagen strengere Grenzwerte auferlegt werden müssen. Kostenseitig lässt sich dieser Effekt bei dem derzeit gültigen Verfahren des Grandfathering (kostenlose Verteilung der Emissionsrechte) wie folgt abschätzen:
 - Bestimmung EEG-Einspeisung im NAP und diesbezüglich einberechnete eingesparte CO₂-Emissionen je nach Kraftwerksmix
 - Multiplikation mit CO₂-Zertifikatspreis
 - Umlage auf Stromerzeugungsmenge der am Handelssystem teilnehmenden Anlagen
 - Dynamisierung notwendig: EEG-Einspeisung, Zertifikatspreis

Der hieraus resultierende, hypothetische Strompreisaufschlag wäre als „vermeidbare Kosten“ anzurechnen. Wie lange die Emissionsrechte kostenlos vergeben werden, ist derzeit aber offen.

Geht man daher in einer zweiten Grenzbetrachtung von einer vollständigen Auktionierung der Emissionsrechte aus, wirkt sich der Zertifikatspreis direkt wie eine CO₂-Abgabe aus und führt zu einer direkten Erhöhung der spezifischen Stromgestehungskosten der Kraftwerke. Je nach Höhe des Zertifikatspreises kann dies leicht zu einer Verdopplung (Steinkohlekraftwerke) oder Verdreifachung (Braunkohlekraftwerke) der variablen Kosten der Stromerzeugung führen.

Im Rahmen der hier anstehenden Betrachtung wird vorgeschlagen der Vorgehensweise von (EWI/Prognos 2005) zu folgen, die einen langsamen Anstieg der Zertifikatspreise unterstellen und eine vollständige Auktionierung zugrunde legen. In [EWI/Prognos 2005] wird von folgenden direkt kostenrelevanten Entwicklungen des Zertifikatspreises ausgegangen.

Entwicklung der Zertifikatspreise nach Energiereport IV			
2005 – 2007	2010 - 2012	2020	2030
5 Euro/ t CO ₂	10 Euro/ t CO ₂	12,5 Euro/ t CO ₂	15 Euro/ t CO ₂

Quelle: EWI/Prognos 2005

Im Vergleich dazu stellt die Abbildung 34 die aktuelle Entwicklung des Zertifikatspreises an der Börse dar. Am 08.04.2005 betrug der Preis an der Börse beispielsweise 14,2 Euro/t CO₂.

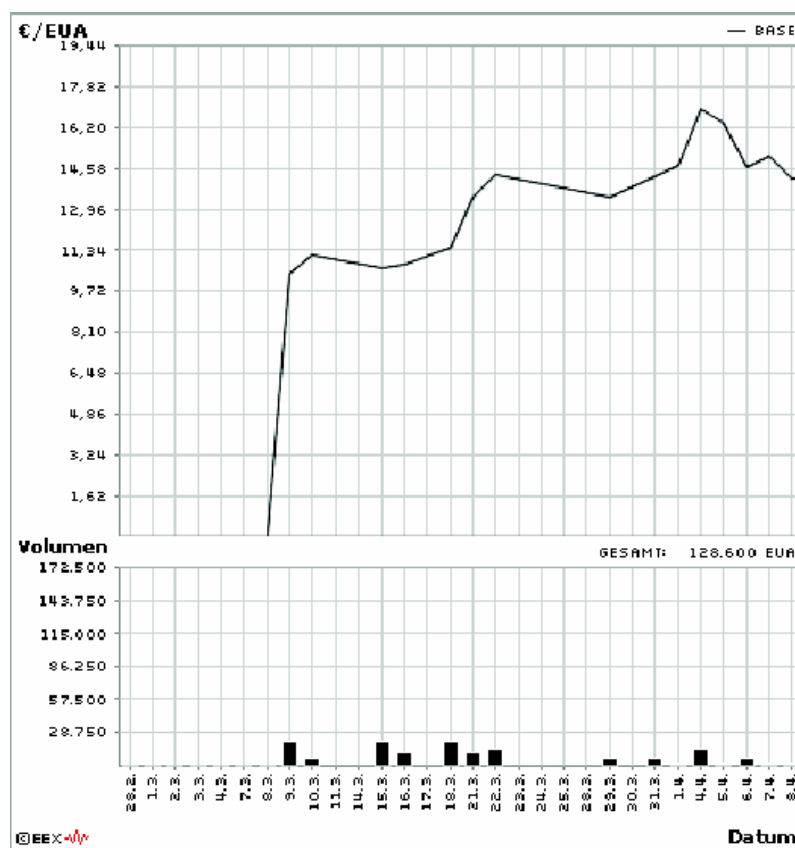


Abbildung 34: Aktuelle Entwicklung der Zertifikatspreise für CO₂ an der Börse

A 2.2: Reserveleistungs- und Regelergiebedarf

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind für eine ausgeglichene Leistungsbilanz in ihrer Regelzone verantwortlich. Sie stellen hierfür Regelleistung in unterschiedlichen Zeitsegmenten (Sekunden-, Minuten- und ggf. Stundenreserve) bereit. Der Bedarf für diese Leistung resultiert aus unvorhersehbaren Lastschwankungen, Abweichungen von der Lastprognose, möglicherweise Kraftwerksausfällen und stochastischen Einspeisungen. In Gebieten mit hoher Windenergieeinspeisung können die Prognoseunsicherheiten den erforderlichen Ausgleichsbedarf deutlich erhöhen.

Grundsätzlich zu unterscheiden ist dabei zwischen dem reinen **Regelleistungsbedarf**, d.h. der konventionellen Kraftwerksleistung (im Bereich der Sekunden-, Minuten- und ggf. Stundenreserve) die zusätzlich zu der in Windkraftwerken installierten Leistung notwendig ist, um ein hinreichendes Zuverlässigkeitsniveau bei der Deckung der Stromnachfrage erreichen zu können, und dem hiermit korrespondierenden **Regelergiebedarf**, d. h. der tatsächlich für den Ausgleich physisch bereitzustellenden Energiemenge.

Bevor auf die einzelnen Probleme und deren Lösungsmöglichkeiten im Einzelnen eingegangen wird, soll grundsätzlich erläutert werden, welche besondere Rolle die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) heute spielen, welche Arten von Regelergie unterschieden werden können und wie diese bereitgestellt werden.

1. Regelergie und deren Bereitstellungsmöglichkeiten

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind verantwortlich für die Beschaffung und den Einsatz der Regelergie, um in ihrer Regelzone ständig Nachfrage und Angebot von elektrischer Energie ausgleichen zu können (Leistungsbilanzausgleich). Diese Aufgabe (insbesondere auch die Systemdienstleistung Frequenzhaltung) ist im verbundweiten Zusammenspiel aller ÜNB zu lösen. Dabei werden in Deutschland gemäß den UCTE-Empfehlungen drei verschiedene Arten bzw. Qualitäten an Regelergie unterschieden (Grid Code 2000)¹⁹:

- Primärregelung (Sekundenreserve): Sie „ist die im Sekundenbereich automatisch wirkende stabilisierende Wirkleistungsregelung des gesamten zusammenschalteten, synchron betriebenen Drehstrom-Verbundnetzes. Sie entsteht aus dem Aktivbeitrag der Kraftwerke bei Änderung der Netzfrequenz und wird unterstützt durch den Passivbeitrag der von der Netzfrequenz abhängigen Lasten (Selbstregeleffekt²⁰).“
- Sekundärregelung: Sie „ist die gebietsbezogene Beeinflussung von zu einem Versorgungssystem gehörigen Erzeugungseinheiten zur Einhaltung des gewollten Energieaustausches des Gebietes (Regelzone) mit dem übrigen Verbund bei gleichzeitiger, integraler Stützung der Frequenz. In der europäischen Verbundorganisation „Union für die Koordinierung des Transportes elektrischer Energie (UCTE)“ wird die Sekundärregelung durch eine Leistungs-Frequenz-Regelung durchgeführt“. Derartig kurzfristig kann z. B. über die an verschiedenen Kraftwerken im Verbundnetz vorgehaltenen Dampfspeicher Leistung freigesetzt werden (in dem schlagartig zusätzliche Dampfmengen über die Turbine entspannt werden).

¹⁹ Dies gilt auch für Spanien, Österreich und Niederlande, während es bei den anderen UCTE-Mitgliedsländern teilweise Abweichungen von den hier genannten Definitionen und Anforderungen für Regelergie gibt. (et 3-02, 152ff)

²⁰ Dieser resultiert vor allem aus der Trägheitseffekt rotierender Massen (z. B. Generator), die bei einer Veränderung der Frequenz verzögert reagieren

- Tertiärregelung (Minuten-/Dauerreserve): „Die Minutenreserve soll nach Eintritt eines Leistungsausfalls ohne Verzögerung eingesetzt werden können und muss nach der derzeit gültigen Spielregel der europäischen Verbundorganisation (UCTE) spätestens nach 15 Minuten die Sekundenreserve abgelöst haben. Die Minutenreserve wird aus den unter Sekundärregelung laufenden thermischen Kraftwerken (durch Leistungserhöhung), ferner durch den Einsatz von Speicher-, Pumpspeicher-Kraftwerken sowie Gasturbinen und Abschaltung von Kundenlasten bereitgestellt. Je nach Größe des Kraftwerksparks kann zusätzlich schnell-startende Reserve nötig sein; die gesamte für die Sekundärregelung und manuell (die Aktivierung der Minutenreserve erfolgt durch manuellen Eingriff auf telefonische Anweisung) verfügbare Minutenreserve bereitstehende Leistung muss mindestens so groß sein wie die größte Kraftwerksblockleistung, um die Frequenzabweichungen durch Ausfälle schnell genug ausregeln zu können“. Die Minutenreserve, die häufig durch hohe variable Kosten (z. B. Brennstoffkosten) gekennzeichnet ist, kann bei entsprechend längerem Bedarf (>> 1h) durch Stundenreserve ersetzt werden. Hierfür kommen entweder in Betrieb befindliche Kraftwerke mit geringer Laständerungsgeschwindigkeit oder stehende Anlagen, die im Stundenbereich aktivierbar sind, zum Einsatz.

Die für die Regelaufgaben erforderlichen Kraftwerkskapazitäten sind vom Übertragungsnetzbetreiber in ausreichender Höhe vorzuhalten²¹ (Tabelle 20). Dabei muss es sich nicht zwingend um eigene Kapazitäten handeln, Regelenergie kann viel mehr auch über vertragliche Vereinbarungen von anderen Unternehmen bereitgestellt werden.

Tabelle 20: Regelenergie: Anforderungen und Bedarf am Beispiel des RWE Netzes (Stand 2002)

Art	Aktivierung	Bezugsrahmen	Leistung	Anforderungen	Ausschreibung
Primärregelung	automatisch	UCTE-weit	± 320 MW	In 30 sek. linear aktivierbar und bis zu 15 min. haltbar	halbjährlich
Sekundärregelung	automatisch (< 15 min)	Regelzone	± 1.050 MW	Mit einer summarischen Leistungsänderungsgeschwindigkeit von 200 MW / min. aktivierbar	halbjährlich
Minutenreserve	Manuell (> 15 min)	Regelzonen übergreifend	+ 780 MW - 620 MW	Innerhalb von 15 min. abrufbar (Sicherung des Sekundärregelbandes)	täglich
Gesamtbedarf			+ 2.150 MW - 1.990 MW		

Durch die nicht deterministische Einspeisung von Strom aus Windenergie in das Elektrizitätsnetz erhöht sich der insgesamt vorzuhaltende Leistungsbedarf an Regelenergie. Neben der Windenergieleistung selber ist anteilig eine entsprechende konventionelle Kraftwerksleistung notwendig (Leistungsreserve), wobei ein Teil dieser Leistung über besondere Regelmöglichkeiten verfügen sollte, um ein hinreichendes Zuverlässigkeitsniveau für die Deckung der Stromnachfrage erreichen zu können.

Der ÜNB hat eine Doppelfunktion, zum einen als Aufkäufer von EEG-Strom und zum anderen als Netzbetreiber (Regelenergieeinsatz). Nach EEG sind die ÜNB verpflichtet, die gesamte in ihrer Regelzone anfallende Stromerzeugung aus Windenergie aufzunehmen und zu vergüten. In der Praxis versuchen sie den zu erwartenden Beitrag vorherzubestimmen und müssen den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) und den anderen ÜNB ein entsprechendes Leistungsband vorgeben.

²¹ Gemäß UCTE-Regeln wird für das gesamte synchrone Verbundsystem eine Primärregelleistung (Sekundenreserve) in Höhe von 3.000 MW benötigt, deren Vorhaltung auf die jeweiligen ÜNB verteilt ist (Grid Code 2000, 26).

Für die ÜNB erfolgt dies bis jeweils 14 Uhr des Vortages. Unter Zugrundelegung von entsprechenden Voraussagen über die Bedarfsentwicklung kann auf dieser Basis auf der Stromerzeugungsseite z. B. eine Kraftwerkseinsatzplanung durchgeführt werden. Aufgrund der naturgemäßen Unsicherheiten von Prognosen kommt es bei der Deckung der Stromnachfrage durch den Kraftwerkspark zwangsläufig zu Abweichungen gegenüber den angemeldeten Fahrplänen und damit zu der Notwendigkeit, Regelenergie²² bereitzustellen. Die Höhe des resultierenden Regelenergiebedarfs (Differenz zwischen dem prognostizierten und realen Einspeise- und Verbrauchsverhalten) hängt dabei von der Prognosegenauigkeit bzw. dem Prognosefehler ab, also von der Möglichkeit, die Netzeinspeisung aber auch die Lastentwicklung mit hinreichender Sicherheit vorauszusagen. Generell gilt, dass die Prognosefehler mit der Größe des betrachteten Energiesystems und der zeitlichen Nähe zum Ereignis sinken. Während für die Methoden zur Abschätzung der Last schon langjährige Erfahrungen vorliegen, besteht bei der Abschätzung des zu erwartenden Windenergiebeitrags trotz der in den letzten Jahren bereits gemachten Fortschritte noch ein deutliches Verbesserungspotenzial²³.

2. Anforderungen an die Regelenergie in Gebieten mit hoher Windenergieeinspeisung (Untersuchungen der Energiewirtschaft)

Entsprechend der zuvor differenzierten Regelenergiearten sollen auch die resultierenden Anforderungen differenziert betrachtet werden, wobei die Betrachtung insbesondere auf die Sekundärregelung sowie die Minuten- und Stundenreserve begrenzt bleiben, wofür die ÜNB verantwortlich zeichnen. Dabei werden nachfolgend zunächst vor allem Ergebnisse rezipiert, die aus Untersuchungen im Auftrag oder unter Beteiligung einzelner ÜNB (vor allem der E.ON) folgen.

- Die Änderungen der Leistungsabgabe der Windenergieanlagen im Zeitbereich der Sekundenreserve sind nach bisherigen Erfahrungen selbst bei einer sehr hohen installierten Leistung im UCTE-Verbund gegenüber Lastschwankungen und insbesondere Kraftwerksausfällen großer konventioneller Erzeugungseinheiten vernachlässigbar (Dany 2000).
- In der heute am meisten von der Windenergieeinspeisung betroffenen E.ON Netz Regelzone sind bisher keine erhöhten Anforderungen an die Sekundärregelreserve festzustellen (Dany 2002). Ob dies bei weiterem Ausbau der WEA noch zutrifft, ist auf Grund derzeit fehlender Erfahrungen mit solchen Systemen schwer zu beantworten.
- Simulations-Untersuchungen an praxisnahen Modellsystemen zeigen, dass die derzeit übliche Sekundärregelreserve-Bemessung auch bei einer installierten WEA-Leistung in Höhe der Regelzonenhöchstlast noch ausreichend sein dürfte (Dany 2000, Dany 2002). Deutlich veränderte Anforderungen an die Sekundärregelreserve können entsprechend der derzeitigen Ausbauprognosen für die Windenergie damit für die nächsten Jahre zunächst ausgeschlossen werden.
- In Bezug auf die Bereitstellung von Regelenergieleistung liegen damit die Herausforderungen heute und zukünftig vor allem bei der Tertiärregelung (Minutenreserve).
- Ab einer installierten Windenergieleistung von 20 bis 40% der Höchstlast (diese Größenordnung dürfte bei einer installierten Windenergieleistung von mehr als 4 GW im E.ON Netzgebiet

22 Grundsätzlich sind Regel- und Ausgleichsenergiebilanzen voneinander zu unterscheiden. Die Regelenergie bezieht sich auf das tatsächliche physikalische Leistungsbilanzsaldo, während sich die Ausgleichsenergie auf das rein rechnerische Bilanzkreissaldo bezieht. Der (physische) Regelenergiebedarf ist daher prinzipiell kleiner (höchstens gleich groß) als der Bedarf an Ausgleichsenergie, weil z.B. zeitgleiche Mehreinspeisungen und –entnahmen keinen Regelenergieeinsatz erfordern. Zudem heben sich die stochastischen Abweichungen bei Einspeisungen und Last physikalisch zum Teil gegenseitig auf.

23 Wer diesen Umstand kritisiert sollte nicht vergessen, dass auch bei der optimierten Einbeziehung von Lastprognosen ein entsprechender Lernprozess notwendig gewesen ist.

derzeit bereits erreicht sein) bestimmt vorwiegend der Fehler der Leistungsprognose im Minutenbereich den Reservebedarf. Hohe Anforderungen werden deshalb vor allem an die Minutenreserve gestellt, die üblicherweise aus technisch/wirtschaftlichen Gesichtspunkten bei länger andauernden Störungen bzw. Abweichungen von den Fahrplänen nach 15 Minuten die Sekundärreservebereitstellung ablöst. In den allermeisten Fällen reichen dabei bisher die Laständerungsgeschwindigkeiten der Kraftwerke aus, den durch eine Windenergieeinspeisung erhöhten Leistungsschwankungen im Zeitbereich der Minutenreserve zu folgen. Nur in Regelzonen mit sehr hoher Einspeisung und ausschließlich thermischen Sekundärregelkraftwerken kann die Fahrplanabweichung auch zu der Notwendigkeit des Anfahrens schnellstartbarer Kraftwerke führen.

- Ein beträchtlicher Anteil des Reservebedarfs kann auch über eine Stundenreserve zur Verfügung gestellt werden, da die Leistungsänderungen großer, räumlich verteilter Windenergieanlagenkollektive vergleichbar langsam sind (Dany 2002). Dies erhöht insbesondere in bestehenden Kraftwerksverbänden die Flexibilität bei der Regelenergiebereitstellung, allerdings kann aufgrund der verschiedenen Zeitkonstanten der insgesamt erforderliche Bedarf (Minuten- und Stundenreserve) größer ausfallen als der ursprüngliche Minutenreservebedarf. Die tatsächliche Bereitstellung wird über Optimierungsrechnungen unter Zugrundelegung der jeweiligen Minuten- und Stundenreservepreise zu bestimmen sein.
- Grundsätzlich muss nicht nur für ein Unterschreiten des vorausgesagten Windenergiebeitrags, sondern auch bei einem Überschreiten Vorsorge getroffen werden. Neben der Bereitstellung von positiver Regelenergieleistung kommt damit auch der Bereitstellung „negativer“ Reserveleistung eine hohe Bedeutung zu. Während dieser Anforderung in der Regel durch ein Runterfahren der am Netz befindlichen Kraftwerke entsprochen werden kann, können in Erzeugungssystemen mit sehr hohen Windenergieanteilen (25 bis 50% der Höchstlast) weitergehende Maßnahmen zur Abdeckung von zum Teil sogar auftretenden Leistungsüberschüssen notwendig sein. In diesen Systemen kann die nach Abzug der Windenergieleistung verbleibende von den konventionellen Kraftwerken zu deckende Rest-Last die minimale Leistungsabgabe der am Netz befindlichen Kraftwerke unterschreiten, was dann z. B. das zeitweise Abschalten von Windenergieanlagen erfordern könnte. Es stellt sich die Frage, in wie weit die Übertragungsleistungen zu anderen ÜNB ausreichen, um die überschüssige Leistung abzuführen. Die Kopplungsleistungen liegen heute in der Regel noch ausreichend hoch. Allerdings sind die bestehenden Transporte/Verträge und der Mechanismus des geltenden Engpassmanagements zu berücksichtigen. Die ÜNB oder stellvertretend zumindest regionale Netzbetreiber sollten im Grenzfall deshalb Zugriff auf die Einspeisung haben.

Im Auftrag der Energiewirtschaft sind über diese qualitativen und zum Teil empirischen Analysen hinaus auch praxisnahe Modellrechnungen (Dany 2000 und Dany 2002) durchgeführt worden. Die Basis bildet hierbei eine Regelzone mit einer Höchstlast von 20 GW und einem zwischen 0 und 20 GW variierten Windenergieleistungsanteil. Danach ermittelte sich der notwendige Minutenreservebedarf auf 250 bis 550 MW je 1.000 MW installierter Windenergieleistung. Die notwendige Reserveleistung wird im maßgeblichen Umfang von der zu erwartenden Windenergieleistung und dem Prognosefehler bestimmt, dies macht es in Regelzonen mit hohem Windenergieanteil deshalb unbedingt sinnvoll, die bereitzustellende Reserve flexibler als bisher zu planen und der jeweiligen Tagesprognose anzupassen. Der in den nächsten 10 bis 15 Jahren in Deutschland aus einer weiteren deutlichen Erhöhung der Windenergieleistung auf bis zu 30 GW resultierende Reservebedarf kann angesichts der heute verfügbaren Kurzzeitreserve in Höhe von 8.000 MW möglicherweise nicht mehr Deutschland-intern gedeckt werden. Der Regelenergiebedarf könnte sich mit wachsendem Windenergiebeitrag sukzessive auf bis zu 400 GWh je GW installierter Leistung erhöhen. Beim derzeitigen Preisniveau auf dem Regelenergiemarkt hätte dies Zusatzkosten von jährlich rund 1.000 Mio Euro oder spezifisch betrachtet von rund 50 Mio. Euro je GW installier-

ter Windenergieleistung zur Folge. Damit wäre für die Windenergie eine deutliche Erhöhung der jährlichen Betriebskosten verbunden, in der Größenordnung von etwa 5% der Investitionskosten.

In anderen, speziell für das E.ON Netzgebiet durchgeführten Berechnungen werden für die Aufrechterhaltung des üblichen Zuverlässigkeitsniveaus bei einer maximalen Windenergieausbauleistung von 16 GW bis 2016 Zusatzkosten von 850 Mio. Euro pro Jahr für die Bereitstellung der erforderlichen Minuten- bzw. Stundenreserve in der Größenordnung von 10 GW bestimmt (Haubrich 2002). Umgerechnet bedeutet dies spezifische Kosten von rund 2 bis 2,5 Cent/kWh Stromerzeugung aus Windenergie, etwa dem Dreifachen der für den derzeitigen Status Quo ausgewiesenen Größenordnung. Hinzu kämen Kosten für den Netzausbau, der mit zunehmender Einbindung von offshore-Windkraftwerken notwendig wird, in Höhe von 550 Mio. €.

3. Einschätzung der vorliegenden Untersuchungen und mögliche Maßnahmen zur Verringerung der Regelenergiekosten

Im vorangegangenen Kapitel ist dargelegt worden, dass die **Energiewirtschaft bei einem weiteren Ausbau der Windenergie von hohen zusätzlichen Belastungen ausgeht**. Die aus den vorliegenden Untersuchungen resultierenden Werte werden derzeit sehr offensiv in der öffentlichen Diskussion vertreten und werden zum Teil als Begründung für höhere Netzbenutzungsentgelte bereits an die Kunden weitergegeben²⁴. Ohne auf die Einzelheiten der durchgeführten Analysen eingehen zu können, kann doch davon ausgegangen werden, **dass die aufgeführten Werte deutlich zu hoch sind bzw. allenfalls die äußerste Grenze der langfristig zu erwartenden Belastungen widerspiegeln**. Hierfür können folgende Aspekte angeführt werden:

- Unterschätzung der (vor allem zukünftig) erreichbaren Prognosegenauigkeit der Windenergieleistung, für die in den Berechnungen ein Fehler von 12,5% angenommen wurde. Auf der Basis neuerer Systeme werden hier für Vortagesschätzungen von Experten des ISET und der Universität Oldenburg Größenordnungen von bis zu 6% für realisierbar gehalten (Rohrig 2002, Lange 2002, Anemos 2002, Neue Energie 2002). Noch höhere Genauigkeiten lassen sich für Prognosen für die nächsten drei bis sechs Stunden erzielen und selbst bei einer 48-Stunden Schätzung liegt der Fehler nach ISET-Angaben unterhalb von 10%.
- Windenergieleistungen von bis zu 30 GW in Deutschland werden frühestens 2015 erwartet, was noch entsprechend Zeit lässt Erfahrungen bezüglich der zeitgenauen Abschätzung des Windenergiebeitrags zu sammeln.
- Auch längerfristig sind selbst bei sehr engagierten Klimaschutzszenarien kaum höhere Windenergieleistungen zu erwarten. Im Szenario Nachhaltigkeit (Zielsetzung: 80% CO₂-Minderung bis zum Jahr 2050) wird für die Windenergie bundesweit ein Leistungsbeitrag von maximal 34 GW ausgewiesen (Wuppertal Institut, DLR 2002).
- Generelle Überschätzung der notwendigen Regelenergieleistung: Das ISET hat im Rahmen des WMEP (wissenschaftliches Mess- und Evaluationsprogramm) mit E.ON 5.400 Windkraftanlagen online vermessen (Messungen wurden zentral in Kassel erfasst. Die maximale Abweichung betrug 40% der installierten Nennleistung bei einem singulären Ereignis (einmal während mehrerer Jahre), 10% der Leistung zeigte sich ständig verfügbar und die Fluktuation korreliert negativ mit der Netzgröße.
- Eine Flexibilisierung der Fahrplananmeldung bzw. die Möglichkeit, Veränderungen kurzfristig anmelden zu können (nach bisheriger Praxis müssen die Fahrpläne bis 14 Uhr des Vortages festgelegt sein) führt zu einer erheblichen Senkung des Regelenergiebedarfs wie das Beispiel Skandinaviens zeigt (vgl. Kirchenbauer 2001, s. auch: Kling 2002, Leonhard 2002, Jensen 2002, Nabe 2002). Durch die vermehrte Anwendung untertägiger Zyklen kann dem stochastischen Problem der Windenergie Rechnung getragen werden. Der Ausgleich der schwankenden Einspeisungen von Windenergieanlagen wird stärker auf die BKV, Verteilnetzbetreiber oder Erzeuger selbst (je nach vertraglicher Gestaltung) verschoben. Dieses Verfahren ist technisch machbar und wird auch schon teilweise von ÜNB (E.ON) eingesetzt.
- Bisher wurden keine Möglichkeiten zur Reduzierung der Inanspruchnahme von Regelleistung durch einen Intraday-Handel (speziell Handel von Stundenreserve) mit in Betracht gezogen.
- Isolierte Betrachtung nur einer Regelzone statt übergreifende Optimierung und Zugrundelegung heutiger hoher (unregulierter) Regelenergiemarktpreise. Heute bestehen hohe Wettbewerbshemmnisse im Regelenergiemarkt, in dem der Wahrnehmung von Angeboten aus

²⁴ So zeigt sich, dass in Gebieten mit hoher Windenergieeinspeisung (z.- B. EWE, Schleswig) tendenziell höhere Netzbenutzungsentgelte als im übrigen Bundesgebiet erhoben werden.

anderen Regelzonen oder dem Ausland hohe administrative Hürden gegenüber stehen (Kirchenbauer 2002). Zur Verringerung der Marktmacht der Übertragungsnetzbetreiber und der Erzeuger innerhalb der Regelzonen sollte deshalb eine deutschlandweite oder europaweite Regelzone eingeführt werden. Die praktische Abwicklung von Angeboten, mit dann auch kürzeren Vertragslaufzeiten könnte auf dieser Basis durch eine Regelenergiebörse erfolgen. Dadurch könnte ein effizienterer Markt mit wettbewerblichen Preisen für Regelenergie entstehen, auf dem die Erzeuger deutschlandweit uneingeschränkt bieten können. Erfahrungen mit der Zusammenlegung von VEAG, BEWAG und HEW zu einer Regelzone (jetzt Vattenfall Europe) zeigen das diesbezügliche Potenzial für die Optimierung des Regelenergiebedarfs. Durch die Zusammenlegung sank der Regelenergiebedarf um 1.000 MW in der neuen Regelzone.

- Positiven Kosten für den tatsächlichen Energieaustausch im Rahmen des Bilanzgleiches (Arbeitspreis auf dem Regelenergiemarkt) sind negative Kosten bzw. Einnahmen entgegenzustellen, die bei weitgehender Unkorreliertheit zwischen Ausgleichs- und Regelenergiebedarf zwangsläufig entstehen (nämlich durch den Verkauf von Regelenergie).
- Keine integrierte Optimierung von Kraftwerksstandorten, verbraucherseitiger Nachfragestrukturen und Netzausbau

Während den EltVU von ihren ÜNB bzw. den Netzbetreibern möglicherweise Kosten für erhöhte Regelenergieaufwendungen in Rechnung gestellt werden, d. h. auf sie umgelegt werden, entstehen auf der anderen Seite durch die dezentrale Einspeisung Netzkosteneinsparungen, die ebenfalls weitergegeben werden müssten. Sie lassen sich entsprechend der in der Verbändevereinbarung II für die dezentrale KWK geltenden Regelungen und unter der Annahme der Einspeisung von einem Drittel in das Hoch- und von zwei Dritteln in das Mittelspannungsnetz auf rund 0,61 Cent/kWh bestimmen (BET 2002), womit ein Großteil der entstehenden Regelenergiekosten kompensiert werden dürfte.

A 2.3: Berechnungstabelle für die Ermittlung der anlegbaren Preise bei der Modellkonzeption „Ersatz von Strom aus Neukraftwerken“ (siehe folgende Seite).

Tabelle 21: Bestimmung des anlegbaren Wertes (Kosten in Cent/kWh)

Ersatz Stromerzeugung aus Neubaukraftwerken				sensitive Variablen			
Kostenkomponenten GuD				2005	2010	2015	2020
Blockanzahl	[Stück]		2				
Bruttoleistung	[MW]		800	800	800	800	800
Eigenbedarf	[%]		1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
Investitionssumme (IS)				450	450	450	450
Spezifische Investitionen (SI)	[€/kW]		450				
Verteilung über die Bauzeit	[% p.a.]	50%	50%				
vorschüssig/nachschüssig	[t.o.]		0,5				
Eskalation bis und über die Bauzeit	[% p.a.]		1,0%				
Bauherreneigenleistung							
insgesamt anteilig zu SI	[%]		5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Verteilung über die Bauzeit	[% p.a.]	50%	50%				
vorschüssig/nachschüssig	[t.o.]		0,5				
Unvorhergesehenes anteilig zu SI	[%]		1%				
Lebensdauer	[a]		35	35	35	35	35
Vollaststunden							
Ab Periode 1 Bis Ende Periode 17	[h/a]		5000	5000	5000	5000	5000
Ab Periode 18 Bis Ende Periode 35	[h/a]		5000	5000	5000	5000	5000
Kalkulationszins	[% p.a.]		10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
Zeitraum bis Baubeginn	[Monate]		27				
Bauzeit	[Monate]		24				
Instandhaltungskosten							
insgesamt anteilig zu IS	[% p.a.]		2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
Eskalation über die Betriebszeit	[% p.a.]		1,0%				
Versicherung/Overhead anteilig zur Investitionssumme	[% p.a.]		0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Betriebswirkungsgrad				58,0%	58,0%	58,0%	58,0%
Ab Periode 1 Bis Ende Periode 17	[%]		58,0%				
Ab Periode 18 Bis Ende Periode 35	[%]		57,0%	57,0%	57,0%	57,0%	57,0%
Brennstoffkosten				1,5	1,81	1,98	2,15
Basispreis (frei Kraftwerk)	[ct/kWh]		1,25				
Eskalation über die Laufzeit	[% p.a.]		1,5%				
Personalkosten							
Personalbedarf	[Mann]		35	35	35	35	35
Basislohn (inkl. LNK)	[1000€/Mann p.a.]		70	71,8	75,4	81,3	81,3
Eskalation über die Laufzeit	[% p.a.]		0,5%				
Hilfs-/Betriebsstoffe (inkl. Entschwefelung/Entstickung/Entsorgung)							
Basispreis anteilig zur Stromerzeugung	[€/kWh]		0,0007	0,0007	0,0007	0,0007	0,0007
Eskalation über die Laufzeit	[% p.a.]		1,0%				
Stilllegungskosten	[€]		1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000
Wechselkurs	[€/€]		1				
CO2-Pörsale				5	10	11,25	12,5
Preis Betriebsbeginn	[€/t]		5				
Preis Betriebsende	[€/t]						
Annuität		0,1036897	0,1037	0,1037	0,1037	0,1037	0,1037
Investitionskosten je Jahr (Euro/kW*a)		48,99	48,99	48,99	48,99	48,99	48,99
(inkl. Bauherreneigenleistung)							
Instandhaltungskosten je Jahr (Euro/kW*a)		11,25	11,25	11,25	11,25	11,25	11,25
Versicherung (Euro/kW*a)		2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25
Personalkosten (Euro/kW*a)		3,06	3,06	3,14	3,30	3,56	3,56
Stilllegungskosten (Euro/kW*a)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fixe Gesamtkosten (ct/kWh)		1,33	1,33	1,33	1,34	1,34	1,34
Hilfs- und Betriebsstoffe (ct/kWh)		0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Brennstoffkosten(ct/kWh)		2,17	2,61	3,15	3,44	3,74	3,74
Stromgestehungskosten (ct/kWh)		3,58	4,01	4,55	4,85	5,15	5,15
CO2-Pörsale Betriebsbeginn (ct/kWh)		0,17	0,17	0,34	0,39	0,43	0,43
spez. CO2-Emissionen (kg/kWh)		0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
Stromgestehungskosten (inkl. Pörsale)		3,75	4,18	4,89	5,24	5,58	5,58
jährlicher Anstieg in %/a				3,20%	1,36%	1,28%	1,28%
Vermeidbare Kosten							
Kapazitätsfaktor		0,06					
Anteilig Kapitalkosten (ct/kWh)		0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Vermiedene Instandhaltungskosten (ct/kWh)		0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Variable Kosten (ct/kWh)		2,24	2,68	3,22	3,51	3,81	3,81
gesamt (ct/kWh)		2,55	2,98	3,52	3,82	4,11	4,11
inkl. CO2-Pörsale		2,721	3,156	3,867	4,206	4,545	4,545
Zusammenfassende Darstellung Variante A	Kapazitätsseffekt			2005	2010	2015	2020
ohne CO2-Pörsale							
Windenergie	6%			2,98	3,52	3,82	4,11
Photovoltaik	6%			2,98	3,52	3,82	4,11
Andere REG (100% Kapazitätsseffekt)	100%			4,23	4,78	5,07	5,38
mit CO2-Pörsale							
Windenergie				3,16	3,87	4,21	4,55
Photovoltaik				3,16	3,87	4,21	4,55
Andere REG (100% Kapazitätsseffekt)				4,41	5,12	5,46	5,81
CO2-Aufschlag gg. Zertifikatspreis nach Prognos/EWI 2005							
Zertifikatspreis Aufschlag Euro/t CO2				0	2,5	5	7,5
zusätzliche CO2-Pörsale (ct/kWh)				0,00	0,09	0,17	0,28
Ersatz Stromerzeugung nach merit order, kapazitätsseitiger Ersatz Neubaukraftwerk							
Annahme: Ersatz Kohlekraftwerk				2005	2010	2015	2020
Betriebswirkungsgrad	[%]			38,0%	38,0%	38,0%	38,0%
Brennstoffkosten							
Basispreis (frei Kraftwerk)	[€/t]		45	60	62	65	68
Hilfs-/Betriebsstoffe (inkl. Entschwefelung/Entstickung/Entsorgung)							
Basispreis anteilig zur Stromerzeugung	[€/kWh]	0,001		0,001	0,001	0,001	0,001
Heizwert	[kJ/kg]		25000	25000	25000	25000	25000
Variable Kosten (ct/kWh)				1,754	1,813	1,901	1,988
Hilfs- und Betriebsstoffe (ct/kWh)				0,1	0,1	0,1	0,1
Zusammenfassende Darstellung Variante B	Kapazitätsseffekt			2005	2010	2015	2020
ohne CO2-Pörsale							
Windenergie	6%			2,16	2,22	2,31	2,39
Photovoltaik	6%			2,16	2,22	2,31	2,39
Andere REG (100% Kapazitätsseffekt)	100%			3,41	3,47	3,56	3,65
mit CO2-Pörsale							
Windenergie				2,60	3,10	3,30	3,50
Photovoltaik				2,60	3,10	3,30	3,50
Andere REG (100% Kapazitätsseffekt)				3,85	4,35	4,65	4,78
CO2-Aufschlag gg. Zertifikatspreis nach Prognos/EWI 2005							
Zertifikatspreis Aufschlag Euro/t CO2				0	2,5	5	7,5
zusätzliche CO2-Pörsale (ct/kWh)				0,00	0,09	0,17	0,28

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Zusammenwirken der beiden Rechenmodelle ARES und KODARES	6
Abbildung 2: Beitrag erneuerbarer Energien an der Stromversorgung Deutschlands seit 1975 und Anteil an der jeweiligen Bruttostromerzeugung.	9
Abbildung 3: Entwicklung der EE-Stromerzeugung seit 1990 und bis 2020 nach einzelnen Technologien im Ausbauszenario „Wahrscheinliche Entwicklung (WA)“, Bandbreite der Entwicklung und Vergleich mit der Referenzentwicklung REF nach [EWI/ Prognos 2005].....	11
Abbildung 4: Jährlich zu installierende Leistung nach einzelnen EE-Technologien in MW _{el} /a bis 2020 zur Erreichung des Ausbauszenario WA und resultierende kumulierte Leistung in GW _{el} 12	
Abbildung 5: Jährliche Investitionen in stromerzeugende EE-Anlagen im Rahmen des Ausbauszenarios WA bis 2020. (Biomasseanlagen vollständig bei Stromerzeugung, ohne Nahwärmenetze).....	13
Abbildung 6: Verlauf der Bruttostromerzeugung seit 1990 und in den Szenarien REF (Referenz einschließlich Fortschreibung bis 2050) und aktualisiertes NatPlus II (EFF).	14
Abbildung 7: Struktur der Stromversorgung bis 2020 im REF [EWI/Prognos 2005] mit modifiziertem EE-Ausbau entsprechend Szenario WA nach Energieträgern.....	15
Abbildung 8: Struktur der Stromversorgung bis 2020 im Effizienzzenario (aktualisiertes Szenario NatPlus II) mit EE-Ausbau entsprechend Szenario WA nach Energieträgern.	15
Abbildung 9: Wie Abbildung 8 mit Aufteilung auf unterschiedliche Kraftwerksarten	16
Abbildung 10: Ausbauszenarien für Windkraft nach verschiedenen aktuellen Untersuchungen	18
Abbildung 11: Struktur der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien seit 1996, in 2010 und 2020 für die hier beschriebenen Ausbauvarianten (REF = EWi/Prognos 2005; WA = Wahrscheinlicher Ausbau, unt. V. = untere Variante, ob. V. = obere Variante in dieser Studie). 20	
Abbildung 12: Wirkungsgeflecht der wesentlichen Akteure sowie physische und monetäre Ausgleichsmechanismen im Rahmen des EEG.	21
Abbildung 13: Verlauf der Börsenpreise an der Leipziger Strombörse EEX für Grund- und Spitzenlast für die Zeit von Feb. 2002 bis September 2005	27
Abbildung 14: Vorschlag für vereinfachtes Lastprofil mit vorgegebenem HT-/NT- Verhältnis (rechts) im Gegensatz zur bisherigen Praxis der Bandlieferung (links).....	31
Abbildung 15: Vergleich verschiedener Stromgestehungskosten von Alt- und Neukraftwerken im Vergleich zu eigenen Varianten und nach [DNA 2005] (Preisbasis 2005).	35
Abbildung 16: Anlegbare Preise der Strombereitstellung Variante „Börsenpreis ₂₀₀₅ “	39
Abbildung 17: Anlegbare Preise der Strombereitstellung Variante „Stromeigenerzeugung ₂₀₀₅ “	40
Abbildung 18: Zusammensetzung des derzeitigen Strompreises für typische Haushaltskunden.....	41
Abbildung 19: Zusammenwirken der beiden Modelle ARES und KODARES	43

Abbildung 20: Entwicklung der Vergütungssätze für die Stromerzeugung aus Biomasse nach Inbetriebnahmejahren in jeweiligen Preisen.	47
Abbildung 21: Entwicklung des anlegbaren Wertes in jeweiligen Preisen (nominal) für EEG-Strom und der EEG-Vergütungssätze im Jahr der Inbetriebnahme im Szenario „Wahrscheinlicher Ausbau“.....	50
Abbildung 22: Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Szenario „Wahrscheinlicher Ausbau“ und Anteil der Förderung nach EEG entsprechend dem anlegbaren Wert in der Hauptvariante „Börsenpreis“ und der Variante „Externe Kosten“.	51
Abbildung 23: Entwicklung der Differenzkosten der EEG-relevanten Stromerzeugung für das Szenario „Wahrscheinlicher Ausbau“.....	52
Abbildung 24: Entwicklung der Vergütungszahlungen des EEG für das Szenario „Wahrscheinlicher Ausbau“.....	54
Abbildung 25: Entwicklung der EEG-Umlage für einen repräsentativen Privathaushalt im Szenario „Wahrscheinlicher Ausbau“.....	54
Abbildung 26: Reduktion der CO ₂ -Emissionen durch Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis 2020 und Anteil des EEG.....	56
Abbildung 27: Entwicklung der EEG-Umlage für einen repräsentativen Haushalt bei um die Hälfte reduziertem Photovoltaikzubau.....	57
Abbildung 28: Anteil der nach EEG vergüteten Windstromerzeugung im Jahr 2020 bei unterschiedlichen Annahmen für den anlegbaren Wert.....	58
Abbildung 29: Entwicklung der EEG-Vergütungszahlungen (oben) und der EEG-Umlage für einen repräsentativen Haushalt (unten) für das obere und untere Ausbauszenario.....	59
Abbildung 30: Investitionen in Erneuerbare Energien für UV (obere Abb.) und für REF (untere Abb.).	65
Abbildung 31: Prinzip der Kostenwälzung für EEG-Strom, nach (VDN 2005).....	70
Abbildung 32: Vermiedene NNE für die Einspeisung aus kleinen Anlagen ohne Leistungsmessung.....	72
Abbildung 33: Exemplarische Leistungsentgelte für die Stromeinspeisung aus EEG-Anlagen in das Mittelspannungsnetz von RWE Net im Rahmen der vNNE Berechnung.....	73
Abbildung 34: Aktuelle Entwicklung der Zertifikatspreise für CO ₂ an der Börse.....	76

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: EEX Grundlast Jahresfutures von vier ausgewählten Handelstagen.....	28
Tabelle 2: Zukünftige Entwicklung des Marktpreises für Grundlaststrom (Preisbasis 2005).....	29
Tabelle 3: Angesetzte CO ₂ -Zertifikatspreise.....	30
Tabelle 4: Brennstoffpreise 2000 bis 2020 im Vergleich (real).....	32
Tabelle 5: Kosteneinsparungen (in Cent/kWh real) im konventionellen Kraftwerkspark durch Ausbau der Windenergie (gegenüber Stand WEA-Erzeugung 2003)	32
Tabelle 6: Eingesparte Kosten in Cent/kWh. Fall A: Ersatz Stromerzeugung Gaskraftwerk Preisbasis 2005).....	33
Tabelle 7: Eingesparte Kosten in Cent/kWh. Fall B: Ersatz Stromerzeugung bestehendes Kohlekraftwerk, Kapazitätseffekt Gaskraftwerk (Preisbasis 2005).....	34
Tabelle 8: Vergleichende Darstellung der eingesparten Kosten in Cent/kWh (Preisbasis 2005, eigene Berechnungen, DENA 2004).....	35
Tabelle 9: Zusammenfassung der Eckdaten der anlegbaren Preise für die hier betrachteten Modelle und Varianten in Cent/kWh (Preisbasis 2005).	37
Tabelle 10: Strompreise – Status Quo in Cent/kWh.....	40
Tabelle 11: Vergütungssätze in jeweiligen Preisen für die Stromerzeugung aus Biomasse nach § 8 EEG für die angenommenen Referenzsysteme im Jahr der Inbetriebnahme (in jeweiligen Preisen).	46
Tabelle 12: Struktur der Stromerzeugung aus Biomasse-Neuanlagen in verschiedenen Jahren (Anlagenzubau).....	47
Tabelle 13: CO ₂ -Minderungsfaktoren für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien [ISI 2004] 55	
Tabelle 14: Installierte Leistungen (links) und Stromerzeugung (rechts) des Ausbauszenarios „Wahrscheinlicher Ausbau (WA)“.....	66
Tabelle 15: Installierte Leistungen (links) und Stromerzeugung (rechts) der oberen Variante des Ausbauszenarios.....	67
Tabelle 16: Installierte Leistungen (links) und Stromerzeugung (rechts) der unteren Variante des Ausbauszenarios.....	68
Tabelle 17: Markt-Daten zum EEG (Stand 21.02.2005).....	70
Tabelle 18: Anlagenkategorien zur Berechnung der vNNE für dezentrale Einspeisung	71
Tabelle 19: Überblick über die zu erwartenden vNNE für die Stromeinspeisung aus EEG-Anlagen (Beispielrechnung)	73
Tabelle 20: Regelenergie: Anforderungen und Bedarf am Beispiel des RWE Netzes (Stand 2002).....	78
Tabelle 21: Bestimmung des anlegbaren Wertes (Kosten in Cent/kWh)	84

