



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

Erfahrungsbericht 2007 zum **Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG)**

gemäß § 20 EEG

- BMU-Entwurf -

Kurzfassung

5.7.2007

Inhaltsverzeichnis

0. Zusammenfassung	4
1. Ausgangslage	9
Herausforderung Klimaschutz	9
Globale Energieversorgung im Wandel	9
Beschlusslage zum Ausbau der Nutzung Erneuerbarer Energien und Akzeptanz in der Bevölkerung	9
Chancen für die Wirtschaft	10
Datenverfügbarkeit	10
2. Kernelemente des EEG	11
3. Auftrag des EEG-Erfahrungsberichtes	14
4. Wirkungen des EEG.....	14
Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien	14
Beitrag des EEG zum Klimaschutz.....	17
Wirkungen des EEG auf Natur und Landschaft.....	19
EEG-Vergütungszahlungen, EEG-Umlage und Besondere Ausgleichsregelung nach § 16 EEG	20
Volkswirtschaftlicher Nutzen des EEG	21
Innovationen, Umsätze und Arbeitsplätze durch das EEG	21
5. Handlungsempfehlungen zur Fortschreibung des EEG im Überblick	23
Einspeisemanagement.....	27
Allgemeine Datenlage zur Entwicklung Erneuerbarer Energien im Strommarkt.....	27
Ausschließlichkeitsprinzip (§§ 5, 8 EEG) und Doppelvermarktungsverbot (§ 18 EEG).....	28
Strom aus Wasserkraft (§ 6 EEG)	28
Strom aus Deponiegas, Klärgas und Grubengas (§ 7 EEG)	29
Strom aus Biomasse (§ 8 EEG)	29
Strom aus Geothermie (§ 9 EEG)	31
Strom aus Windenergie (§ 10 EEG)	32
Strom aus solarer Strahlungsenergie (§ 11 EEG)	33
Speichertechnologien und Systemintegration (§ 20 Abs. 1 EEG)	34
Besondere Ausgleichsregelung (§ 16 EEG).....	34
6. Erwartete Wirkungen der Umsetzung der Handlungs-empfehlungen.....	35
Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030	35
Entwicklung der EEG-Vergütungszahlungen, der EEG-Umlage und der EEG- Differenzkosten	36
Klimaschutz- und industriepolitische Wirkungen des EEG	40
7. Fazit.....	43

0. Zusammenfassung

1. Gesetzlicher Auftrag

Beim EEG kommen über **16 Jahre Erfahrung** zum Tragen: Die Einführung des gesetzlich geregelten Einspeisesystems für Strom aus Erneuerbaren Energien in Deutschland wurde 1990 vom Bundestag einvernehmlich beschlossen. Das Strom-einspeisungsgesetz (StrEG) trat zum 1. Januar 1991 in Kraft. Es wurde am 1. April 2000 vom Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) abgelöst, das zum 21. Juli 2004 weiter optimiert wurde. **Das EEG stellt das wichtigste und erfolgreichste Instrument zum Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strombereich dar. Ihr Anteil konnte von 6,3% im Jahr 2000 auf 12,0 % im Jahr 2006 fast verdoppelt werden.** Es dient gleichzeitig der Umsetzung der EU-Richtlinie zur Förderung Erneuerbarer Energien im Strombereich, d.h. aus Wasserkraft, Biomasse, Deponie- und Klärgas, biogenem Abfall, Geothermie, Windkraft und Solarstrahlung.

Die Koalitionsvereinbarung vom Herbst 2005 sieht vor, das EEG in der Grundstruktur beizubehalten und es im Einzelnen im Jahr 2007 auf seine Effizienz zu überprüfen. Nach dem Gesetz ist dem Bundestag bis Ende 2007 ein Erfahrungsbericht vorzulegen.

2. Der internationale und europäische Rahmen

Zwei zentrale weltweite Entwicklungen haben die Dringlichkeit des Ausbaus der Erneuerbaren Energien deutlich erhöht: Der immer deutlicher sichtbar werdende Klimawandel und der insbesondere auch in den aufstrebenden asiatischen Ländern steigende Energieverbrauch. Auf diese weltweiten Entwicklungen hat der **Europäische Rat unter Vorsitz der Bundeskanzlerin am 9. März 2007** reagiert. Neben anspruchsvollen Zielen zur Senkung der Treibhausgasemissionen und zur Steigerung der Energieeffizienz wurde als **verbindliches Ziel beschlossen, den Anteil der Erneuerbaren Energien am gesamten Energieverbrauch der EU auf 20 % im Jahr 2020 zu steigern**, ausgehend von rund 6,6 % im Jahr 2005.

3. Ziele für Deutschland müssen angehoben werden

Der EE-Ausbau verläuft so erfolgreich, dass das im EEG für 2010 verankerte Ziel – mindestens 12,5 % Anteil EE-Strom – bereits 2007 überschritten wird; 2010 dürften es bereits rd. 15 % sein; 2020 dürfte das 20 %-Mindestziel weit übertroffen werden. **Als neue Ziele für den Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch sollen daher zukünftig mindestens 27 % für 2020 und mindestens 45 % für 2030 gesetzlich verankert werden.** Die Machbarkeit dieser Ziele ist in der "Leitstudie 2007" des BMU dargestellt.

4. EEG-Strom: wirkungsvoller Klimaschutz und Beitrag zum Naturschutz

Das EEG hat im Jahr 2006 CO₂-Emissionen in Höhe von rund 45 Mio. t eingespart, 8 Mio. t mehr als im Jahr zuvor. Alle Erneuerbaren Energien zusammen konnten 2006 bereits über 100 Mio. t CO₂ in Deutschland einsparen: EEG- und Nicht-EEG-Strom 68 Mio. t, EE-Wärme 21 Mio. t, Biotreibstoffe 13 Mio. t.

Durch Verminderung von Folgeschäden fossiler Energieträger (z.B. Artenschwund durch Klimaänderungen und Luftschadstoffe) leisten die Erneuerbaren Energien einen **wichtigen Beitrag zum Naturschutz**. Soweit durch ihre Nutzung problematische Auswirkungen auf Naturschutz und Landschaft entstehen, sorgen die Regelungen des EEG und der jeweiligen Fachgesetze für eine Minimierung dieser Folgen.

5. Positive Wirtschaftsleistung: Arbeitsplätze, Investitionen, Export

Volkswirtschaftlich bewirkte das EEG mehrere positive Entwicklungen: Deutschland wurde in den vergangenen 10 Jahren Weltmarktführer im Bereich Windenergie und ist

auf dem besten Wege, dies auch bei Photovoltaik und Biomassekraftwerken zu werden. Allein für die Errichtung von EEG-Anlagen wurden im Jahr 2006 in Deutschland **über 9 Mrd. € investiert**. Insgesamt waren 2006 rund **214.000 Menschen** im Bereich der Erneuerbaren Energien **beschäftigt – rund 50.000 mehr als 2004**. Davon sind etwa **124.000 Arbeitsplätze 2006 auf das EEG zurückzuführen**. Aufgrund des guten Inlandsmarktes können die Firmen ihre **Exportquote** stetig steigern; sie liegt im Bereich der Windenergie inzwischen über 70 %. Der Anlagen- und Maschinenbau konnte sich in Deutschland mit dem EEG eine **führende Rolle in diesem wichtigen internationalen Zukunftsmarkt** erobern.

6. Der Nutzen des EEG übersteigt heute schon deutlich die Kosten

Den für den Stromverbraucher durch die **EEG-Differenzkosten in Höhe von 3,2 Mrd. € und 0,1 Mrd. € für Regelenergiekosten im Jahr 2006 entstehenden Kosten** steht ein **geldwerter Nutzen** gegenüber:

- Allein durch den Merit-Order-Effekt (d.h. Preissenkungen durch Verdrängung von teurerem Strom) **werden bei den Großhandels-Strompreisen im Jahr 2006 rund 5 Mrd. € durch den EEG-Strom eingespart**.
- **Brennstoffimporte** wurden durch das EEG im Jahr 2006 in Höhe **von 0,9 Mrd. € eingespart**. In mindestens diesem Umfang verringerte sich auch der Verbrauch unwiederbringlicher fossiler Rohstoffe.
- Die vermiedenen Folgeschäden durch Klimawandel und Luftschadstoffe durch die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland liegen für das Jahr 2006 **in der Größenordnung von 3,4 Mrd. €**.

Damit ergibt sich für 2006 ein volkswirtschaftlicher Nutzen des EEG von rd. 9,3 Mrd. €.

Jede dieser Zahlen ist mit Ungenauigkeiten behaftet. Eine direkte Saldierung von Kosten und Nutzen ist zwar nicht möglich; dennoch zeigt die Gegenüberstellung, **dass das EEG bereits heute mehr Nutzen stiftet als Kosten verursacht**.

7. Bessere Netzintegration und Systemdienstleistung

Es muss sichergestellt werden, dass der stark wachsende Anteil von Strom aus Erneuerbaren Energien weiterhin zuverlässig in das Stromnetz eingespeist werden kann. **Neben Netzverstärkung und –ausbau und einem besseren Netzmanagement** durch die Netzbetreiber sollen die Anlagenbetreiber zukünftig einen Beitrag zur Netzstabilität leisten: Durch Erbringung von **Systemdienstleistungen** bei Windenergieanlagen und die Nutzung von **virtuellen Kraftwerken, Lastmanagement und Energiespeichern**. Der Erfahrungsbericht gibt Empfehlungen für ein neu gestaltetes **Einspeisemanagement**.

8. Schub für die Wasserkraft

Der Ausbau der Wasserkraftnutzung stagniert bei 3,5 % der Stromversorgung (21,6 Mrd. kWh 2006). **Um bessere Anreize zu bieten, sollten ab 2009 die Vergütungssätze für kleine Anlagen (bis 5 MW) angehoben und formale Beschränkungen für die Anerkennung von Leistungserhöhungen bei größeren Anlagen aufgehoben werden**. Um die ökologische Verträglichkeit des Ausbaus sicherzustellen, wird die EEG-Vergütung in Zukunft für sämtliche Leistungsklassen an ökologische Kriterien gebunden.

9. Biomasse: Die boomende Branche mit Wertschöpfung im ländlichen Raum

Strom aus Biomasse verzeichnet ein dynamisches Wachstum, insbesondere bei Biogas: **Die Stromproduktion konnte von 2,3 Mrd. kWh im Jahr 2000 auf 14,2 Mrd. kWh im Jahr 2006 auf das Siebenfache ansteigen**. Allerdings stiegen auf Grund der hohen Nachfrage auch die Kosten für Rohstoffe, so dass **die jährliche Degression**

ab 2009 von 1,5 auf 1% leicht gesenkt werden sollte. Um die Nutzungseffizienz zu verbessern, **sollte der Bonus für die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) von 2 auf 3 ct/kWh erhöht und im Gegenzug die Grundvergütung abgesenkt werden:** um 0,5 ct/kWh bei kleinen und mittleren und um 2 ct/kWh bei großen Anlagen. Damit sollen auch effiziente, dezentrale Strukturen gestärkt werden. Strom aus Palmöl soll in Zukunft nur dann vergütet werden, wenn ein wirksames Zertifizierungssystem besteht, das die Einhaltung von Nachhaltigkeitsstandards für die eingesetzte Biomasse sicherstellt.

10. Windkraft: An Land bleibt sie das Zugpferd – auf See steht der Durchbruch an

Mit 30,5 Mrd. kWh lieferte die Windkraft 2006 bereits 5 % unserer Stromversorgung. Allerdings verläuft der Ersatz alter Windenergieanlagen durch neue, modernere und effizientere Anlagen bislang langsamer als erwünscht. Daher wird empfohlen, **die Rahmenbedingungen für dieses sog. Repowering an Land zu verbessern.** Die Stromgestehungskosten konnten seit 1991 um 60 % gesenkt werden. Aufgrund von Preissteigerungen bei Rohstoffen, insbesondere Stahl und Kupfer, wird empfohlen, **die jährliche Degression von 2 % auf 1 % abzusenken.**

Die Entwicklung der Windenergienutzung auf See (Offshore) ist langsamer voran gegangen als erwartet. Die Kosten dieser völlig neuen Technologie sind höher als bisher angenommen. Der **Einstieg in die Offshore-Windenergienutzung** in Deutschland soll erreicht werden, **indem die Anfangsvergütung auf ein mit anderen EU-Ländern vergleichbares Niveau** (Bandbreite 11-14 ct/kWh, Degression 5-7% p.a.; exakte Festlegungen erfolgen später) **angehoben und im Gegenzug die Endvergütung abgesenkt wird.**

11. Solarstrom: Eine global führende Industriebranche ist in Deutschland entstanden

Der Ausbau der Photovoltaik verlief in den vergangenen Jahren rasant: Die Solarstromerzeugung konnte von 64 Mio. kWh 2000 auf 2 Mrd. kWh 2006 gesteigert werden (0,3 % der Stromversorgung). Milliardenbeträge wurden in neue Produktionskapazitäten investiert und **hoch qualifizierte Arbeitsplätze geschaffen, überwiegend in den neuen Bundesländern.** Unterstützt durch FuE konnten unerwartet **hohe Produktionsfortschritte** erzielt werden. Durch diese erfolgreiche Entwicklung konnten die Herstellungskosten für Photovoltaikanlagen deutlich gesenkt werden. Es wird daher eine stufenweise **Anhebung der jährlichen Degression für neue Anlagen ab 2009 um 2 % und ab 2011 um ein weiteres Prozent** empfohlen. Die Vergütung von Photovoltaikstrom kommt dadurch bedeutend schneller an den "Steckdosenpreis" für konventionellen Strom heran.

12. Geothermie: weitere Unterstützung für die Markterschließung ist erforderlich

Die Potenziale zur Stromerzeugung grundlast- und regelfähigen Stroms aus Geothermie sind groß; die zu erwartenden Umweltauswirkungen gering. Allerdings ist bislang nur ein Geothermiekraftwerk in Deutschland in Betrieb. Eine sehr überschaubare Zahl weiterer Projekte befindet sich in der Umsetzung. Insgesamt werden die Potenziale noch nicht hinreichend erschlossen. Auch bei der Geothermie sind die Materialkosten für die Anlagen und vor allem die Bohrkosten gestiegen. Um dennoch in diesem Bereich eine Initialzündung zu ermöglichen, **sollte die Vergütung ab 2009 angehoben werden.** Um eine gleichzeitige **Wärmenutzung** anzureizen, sollte ein entsprechender **Bonus eingeführt** werden. Wichtig sind auch **flankierende Maßnahmen** außerhalb des EEG, wie die Förderung von Nahwärmenetzen, die Schaffung eines Fonds zur Absicherung der Bohrrisiken und die Verstärkung der FuE-Förderung.

13. Perspektiven der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien

Was den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strombereich bis 2020 und 2030 betrifft, wird die Leitstudie 2007 des BMU zu Grunde gelegt, die auch für den Energiegipfel am 3.7.2007 genutzt wurde. Sie geht davon aus, dass in Zukunft ähnliche jährliche Zubauraten realisierbar sind wie in den vergangenen Jahren. **Allein durch EEG-Strom können danach die CO₂-Emissionen um 100 Mio. t im Jahr 2020 gesenkt werden.**

Unter Berücksichtigung der genannten Handlungsempfehlungen steigen die EEG-Differenzkosten von 3,2 Mrd. € im Jahr 2006 auf max. rd. 5-5,6 Mrd. € (2015) und sinken auf 3,7 -4,3 Mrd. € (2020) und danach weiter kontinuierlich (Bandbreite wegen Offshore-Windenergie). Die positiven gesamtwirtschaftlichen Effekte sind dabei nicht berücksichtigt; s. Nr. 6). Abschätzung bis 2020: Die o.g. **Handlungsempfehlungen** sparen im Jahr 2020 beim Solarstrom Kosten von rd. 230 Mio. € ein. Zusammen mit den Veränderungen bei Wind an Land/Systemdienstleistungen (+50 Mio. €), Biomasse (+20 Mio. €), Wasserkraft (+10 Mio. €) und Geothermie (40 Mio. €) führen sie für das Jahr 2020 zu einer Kostensenkung um ca. 110 Mio. €. Die Empfehlungen bei Wind-Offshore (Bandbreite) für einen Durchbruch führen 2020 zu einer Erhöhung der Differenzkosten um rd. 300-600 Mio. € im Jahr 2020. Damit ergeben alle Maßnahmen zusammen eine **Erhöhung** der Differenzkosten gegenüber dem jetzigen EEG um rd. 200-500 Mio. € im Jahr 2020.

Zentrale Handlungsempfehlungen zur Fortschreibung des EEG

	Regelungen innerhalb des EEG Überblick (wirksam ab 1.1.2009)	Flankierende Maßnahmen
Ziele	<ul style="list-style-type: none"> • Erhöhung der Ziele des EEG für den Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung im Jahr 2020 von mindestens 20 % auf mindestens 27 % und Aufnahme eines Ziels von mindestens 45 % für das Jahr 2030. 	
Einspeise- management	<ul style="list-style-type: none"> • Verpflichtung der Netzbetreiber zu einem Einsatz des Einspeisemanagements, der eine größtmögliche Einspeisung von Strom aus EE- und Bestands-KWK-Anlagen in das Netz garantiert. • Verpflichtung der EE- und KWK- Anlagenbetreiber, sicher zu stellen, dass ihre Anlagen im Netzengpassfalle vom Netzbetreiber ferngesteuert geregelt werden können. • Bindung des Einsatzes des Einspeisemanagements an die Ausschöpfung aller zumutbaren technischen Netzoptimierungsmöglichkeiten. 	
Wasserkraft	<ul style="list-style-type: none"> • Einheitlicher Vergütungszeitraum: 20 Jahre. • Änderung der Vergütungsklassen; Erhöhung der Vergütungssätze bis 5 MW_{el}. • Für Anlagen ab 5 MW: Streichung der Stichtagsregelung, der Obergrenze von 150 MW und der mindestens zu erreichenden Leistungserhöhung um 15 %. 	<ul style="list-style-type: none"> • Entwicklung eines Konzepts zur Einführung eines Anlagen übergreifenden Vergütungssystems für die gewässerökologische Modernisierung an mehreren Anlagen eines Flussgebietsabschnittes.

Deponie-, Klär- und Grubengas	<ul style="list-style-type: none"> • Erhöhung des Vergütungssatzes für Deponiegasanlagen im Leistungsbereich bis 500 kW_{el}. • Absenkung des Vergütungssatzes um 1 Cent/kWh im Leistungsbereich 0,5-5 MW und um 2 Cent/kWh im Leistungsbereich über 5 MW bei Grubengas. 	
Biomasse	<ul style="list-style-type: none"> • Anhebung des KWK-Bonus von 2 auf 3 ct/kWh. • Absenkung der Grundvergütung um 0,5 ct/kWh für kleine und mittlere und 2 ct/kWh für große Anlagen. • Absenkung des Degressionssatzes für die Vergütung von Neuanlagen von 1,5 % auf 1 % p. a. • Konkretisierung des EEG zur Vermeidung von negativen Auswirkung der Biomasse-nutzung auf die Umwelt; insbesondere bezüglich der Nachhaltigkeit von nachwachsenden Rohstoffen, Palmölproblematik, etc. 	<ul style="list-style-type: none"> • Überprüfungen der Regeln der guten fachlichen Praxis und der anderweitigen Anforderungen an EU-Direktzahlungen (Cross Compliance) hinsichtlich der Vermeidung von negativen Auswirkungen des Energie-pflanzenanbaus auf Natur und Umwelt.
Geothermie	<ul style="list-style-type: none"> • Reduzierung der Leistungsklassen von vier auf zwei und Erhöhung der Grundvergütungen. • Einführung eines Wärmenutzungsbonus von 3 ct/kW_{el}. 	<ul style="list-style-type: none"> • Unterstützung des Baus von Nah- und Fernwärmenetzen durch andere Förderinstrumente.
Windenergie und Netzstabilität	<ul style="list-style-type: none"> • Absenkung des Degressionssatzes für die Vergütung von neuen Windenergieanlagen an Land von 2 % auf 1,0 % p.a. • Verbesserung des Repowering-Anreizes in § 10 Abs. 2. • Verbesserung der Vergütung für Windenergieanlagen auf See (Offshore; ab 10/2008) nach § 10 Abs. 3 durch Erhöhung der Anfangsvergütung von 8,74 auf 11-14 ct/kWh, dafür Absenkung des niedrigeren Vergütungssatz von 5,95 ct/kWh auf 3,5 ct/kWh. • Erhöhung der Netzstabilität durch Verbesserung der technischen Eigenschaften von Windenergieanlagen an Land. 	<ul style="list-style-type: none"> • Streichung der Frist in § 118 Abs. 7 des Energiewirtschaftsgesetzes (Baubeginn bis 31. Dezember 2011) für die Übernahme des Netzanschlusses von Offshore-Windparks durch die Netzbetreiber.
Solare Strahlung	<ul style="list-style-type: none"> • Stufenweise Erhöhung der Degressionssätze um 2 %-Punkte für 2009 und 2010 und um einen weiteren Prozentpunkt ab 2011, d.h. für Dachanlagen von 5% auf 7 und 8% p. a. und für Freiflächenanlagen von 6,5% auf 8,5 und 9,5 % p. a. • Einführung einer neuen Leistungsklasse für Dachanlagen ab 1.000 kW_p unter Absenkung des Vergütungssatzes. 	

1. Ausgangslage

Herausforderung Klimaschutz

Fossile Energieträger sind entscheidend für den globalen Klimawandel verantwortlich. Der Ausstoß von Treibhausgasen hat sich seit 1970 um 70 % erhöht, bei CO₂ sogar um 80%. Nach den jüngsten Ergebnissen des von den Vereinten Nationen eingesetzten Zwischenstaatlichen Ausschusses für Klimaänderung (Intergovernmental Panel on Climate Change IPCC) muss dringend eine Trendumkehr eingeleitet werden. Bis 2015 muss das globale Emissionsniveau stabilisiert und bis 2050 gegenüber heute um 60% reduziert werden, damit ein Temperaturanstieg von deutlich über 2°C verhindert wird, der zu dramatischen und unkalkulierbaren Folgen für Mensch und Umwelt führen kann. Entschlossene Maßnahmen zum Klimaschutz sind deshalb eine ethische, ökologische und letztlich sicherheitspolitische Notwendigkeit, aber auch eine technologische und ökonomische Herausforderung. Seriöse Abschätzungen sind sich dabei einig: „Die Kosten einer Stabilisierung des Klimas sind beträchtlich, aber tragbar; Verzögerungen wären gefährlich und noch viel teurer.“

Globale Energieversorgung im Wandel

Die Veränderungen des Weltwirtschaftgefüges verstärken mit hoher Dringlichkeit den Handlungsbedarf zur Gestaltung zukunftsfähiger, nachhaltiger Energiesysteme. Der weltweite Energiebedarf ist in den ersten fünf Jahren dieses Jahrzehnts um 13,5 % gestiegen. Zwei Drittel davon entfallen auf die aufstrebenden Länder in Asien. Gleichzeitig basiert der weltweite Bedarf heute zu über vier Fünfteln auf fossilen Energieträgern. Diese Reserven sind begrenzt. Während die Nutzung fossiler Energieträger bereits die durch den Treibhauseffekt gegebenen Grenzen erreicht hat, kann ein Szenario „Mehr Menschen, mehr wirtschaftlicher Wohlstand mit mehr fossilen Energien“ relativ zeitnah auch vor anderen Hintergründen an seine Grenzen stoßen, so dass Konflikte um die vorhandenen Energieressourcen wahrscheinlicher werden.

Beschlusslage zum Ausbau der Nutzung Erneuerbarer Energien und Akzeptanz in der Bevölkerung

Die Einführung des gesetzlich geregelten Einspeisevergütungssystems für Strom aus Erneuerbaren Energien in Deutschland wurde 1990 beschlossen: Das entsprechende Stromeinspeisungsgesetz trat zum 1. Januar 1991 in Kraft. Es wurde am 1. April 2000 vom deutlich ausgeweiteten Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) abgelöst. Das EEG wiederum wurde zum 21. Juli 2004 in wesentlichen Bereichen weiter optimiert und stellt das wichtigste Förderinstrument zum Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strommarkt dar. Es dient gleichzeitig der Umsetzung der Richtlinie 2001/77/EG der Europäischen Union zur Förderung Erneuerbarer Energien im Strombereich von September 2001.

Es besteht eine breite Palette von Handlungsoptionen für einen effektiven Klimaschutz. Entscheidend ist jedoch, dass robuste Strategien greifen. Von zentraler Bedeutung sind dafür die Erhöhung der Energieeffizienz und der weitere Ausbau der Nutzung Erneuerbarer Energien. Dies gilt für Deutschland, die Europäische Union und weltweit. Der Europäische Rat hat in seiner Schlussfolgerung vom 9. März 2007 die Ziele für die Europäische Union bis zum Jahr 2020 formuliert: Die Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 20 % gegenüber bisherigen Prognosen und die Erhö-

hung des Anteils Erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch von derzeit etwa 6,5 % auf 20 %.

Die Bundesregierung hat im April 2007 eine Klimaagenda 2020 für Deutschland beschlossen, mit der die Treibhausgasemissionen um 40% gegenüber 1990 reduziert werden. Hierbei spielen die Erneuerbaren Energien eine entscheidende Rolle: Ihr Anteil am Primärenergieverbrauch soll von heute 5,8 % auf mindestens 16 % und im Stromsektor soll ihr Beitrag zur Stromversorgung von derzeit 12 % auf mindestens 27 % steigen. Dies ist ambitioniert, aber notwendig und angesichts der bereits erreichten Erfolge auch realistisch. Denn in den vergangenen sechs Jahren ist es gelungen, den Anteil der Erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch mehr als zu verdoppeln, und die Leitstudie 2007 des Bundesumweltministeriums „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ belegt die Machbarkeit einer Fortsetzung dieses Aufwärtstrends bis 2020 und darüber hinaus. Auch die im Rahmen der Arbeit der AG 2 des Energiegipfels erstellten Szenarien bestätigen diese Ziele.

Mit diesen Beschlüssen setzen Europäische Kommission und Bundesregierung um, was in Umfragen immer wieder bestätigt wird: die weitaus überwiegende Mehrheit der deutschen wie europäischen Bevölkerung ist für einen konsequenten Umstieg auf Erneuerbare Energien. In sofern überrascht es nicht, dass die Mehrzahl der Mitgliedstaaten inzwischen Regelungen eingeführt hat, die dem EEG vergleichbar sind

Chancen für die Wirtschaft

Der Ausbau Erneuerbarer Energien mit leistungsfähigen Technologien ist aus Gründen des Klimaschutzes und der Energieversorgungssicherheit unerlässlich, er bietet aber zudem erhebliche Chancen für die deutsche Wirtschaft. Heute sind der Branche bereits über 200.000 Arbeitsplätze zuzurechnen. Allein in den vergangenen zwei Jahren kamen rund 50.000 Arbeitsplätze neu hinzu. Dank der Vorreiterrolle Deutschlands sind die heimischen Unternehmen in vielen Technologiebereichen international hoch wettbewerbsfähig. Dies spiegelt sich bereits in einem Exportvolumen von mehreren Milliarden Euro wider und stellt eine hervorragende Ausgangsposition für eine weiterhin erfolgreiche Positionierung in einem Markt dar, der international mit zweistelligen Raten wächst.

Datenverfügbarkeit

Für die Berichterstattung und die Entscheidung über politische Maßnahmen ist eine gute Datengrundlage unabdingbar. Aufgrund der schnellen Entwicklung im Bereich der Erneuerbaren Energien und der hohen Anzahl kleiner und mittlerer Anlagen ist es vergleichsweise aufwendig, eine umfassende und aktuelle Datengrundlage zu erstellen. Derzeit ist die Datengrundlage in den einzelnen Sparten zwar unterschiedlich gut, allerdings in allen Sparten unzureichend. Dies bezieht sich insbesondere auf die Anzahl und Leistung der Anlagen, die Standorte und Stromproduktion sowie im Falle der Nutzung von Biomasse oder der Geothermie auf die Auskopplung von Wärme und die energetische Effizienz der Anlagen. Unbefriedigend ist auch die Datensituation im Bereich der Auswirkungen von EE-Anlagen auf Natur und Landschaft, insbesondere bei der Wasserkraft, Biomasse und der Agrarstatistik.

2. Kernelemente des EEG

Kernelemente des EEG sind

- der vorrangige Anschluss von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas an die Netze für die allgemeine Elektrizitätsversorgung,
- die vorrangige Abnahme und Übertragung der Strommengen,
- eine in der Regel über 20 Jahre konstante und an den Kosten orientierte Vergütung dieses Stroms durch die Netzbetreiber,
- der bundesweite Ausgleich der abgenommenen Strommengen sowie der korrespondierenden Vergütungszahlungen und die Umlage der aus dem EEG resultierenden Differenzkosten gegenüber einer konventionellen Strombeschaffung auf die Letztverbraucher von Strom. Mit dieser EEG-Umlage werden die Stromverbraucher am notwendigen Umbau der Stromversorgung beteiligt; ferner werden die bei der Stromerzeugung mit fossilen Brennstoffen entstehenden externen Kosten teilweise internalisiert.

Die Höhe der Vergütung unterscheidet sich nach Sparten, Anlagentypen, Leistungsklassen und Anwendungsbereichen. Durch eine jährliche Degression der Vergütungssätze für neu in Betrieb genommene Anlagen werden Anreize gegeben, vorhandene Kostenreduktionspotenziale auszuschöpfen und die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zügig in die Wettbewerbsfähigkeit zu führen (Tabelle 1).

Seit Juli 2003 besteht in Bezug auf die EEG-Umlage eine besondere Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes und für Schienenbahnen, um die Unternehmen in ihrer wirtschaftlichen Wettbewerbsfähigkeit nicht zu beeinträchtigen.

Und nicht zuletzt koppelt das EEG den Vergütungsanspruch an verschiedene Vorschriften zum Natur- und Landschaftsschutz, insbesondere bei der Nutzung von Wasserkraft, solarer Strahlungsenergie und Windenergie auf See (offshore).

Tabelle 1: Die wichtigsten Vergütungsregelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Sparte	Anlagenleistung	Vergütungsregelung	Vergütungshöhe		Leistungsanteil	davon Bonus	Laufzeit (Jahre)	Degression	Bemerkungen
			2004	2007					
			[ct/kWh]			[ct/kWh]			
Wasserkraft	bis 5 MW Altanlagen (Inbetriebnahme bis 31.7.2004)	§ 6 Abs. 1	7,67	7,67	bis 500 kW	-	unbefristet	-	
			6,65	6,65	über 500 kW bis 5 MW				
	bis 5 MW Altanlagen (Inbetriebnahme bis 31.7.2004, Modernisierung ab 1.8.2004)	§ 6 Abs. 1	9,67	9,67	bis 500 kW	-	30	-	Nachweis eines guten ökologischen Zustands oder einer wesentlichen Verbesserung des bisherigen Zustands des Gewässers anhand der wasserrechtl. Genehmigung.
			6,65	6,65	über 500 kW bis 5 MW				
	bis 5 MW Neuanlagen (Inbetriebnahme im Jahr 2007)	§ 6 Abs. 1	9,67	9,67	bis 500 kW	-	30	-	Für neue, nach dem 31.12.2007 genehmigte Anlagen bis 500 kW Nachweis eines guten ökologischen Zustands oder einer wesentlichen Verbesserung des bisherigen Zustands des Gewässers anhand der wasserrechtl. Genehmigung.
			6,65	6,65	über 500 kW bis 5 MW				
	ab 5 MW bis 150 MW	§ 6 Abs. 2	7,67	7,51	bis 500 kW	-	15	1,0%	<ul style="list-style-type: none"> Nachweis eines guten ökologischen Zustands oder einer wesentlichen Verbesserung des bisherigen Zustands anhand der wasserrechtl. Genehmigung. Erhöhung des elektr. Arbeitsvermögens um mind. 15 %. Inbetriebnahme bis 31.12.2012
			6,65	6,51	über 500 kW bis 10 MW				
			6,10	5,91	über 10 MW bis 20 MW				
			4,56	4,42	über 20 MW bis 50 MW				
3,70			3,59	über 50 MW bis 150 MW					
Deponie- u. Klärgas, Grubengas	bis 5 MW	§ 7 Abs. 1	7,67	7,33	bis 500 kW	-	20	1,5%	<ul style="list-style-type: none"> Grundvergütung bei Deponie- und Klärgas wird der dem über 5 MW hinausgehende Leistungsanteil zuzurechnende Strom zum Marktpreis vergütet.
			6,65	6,36	über 500 kW bis 5 MW				
			6,65	6,36	Grubengas über 5 MW				
	bis 5 MW	§ 7 Abs. 2	9,67	9,33	bis 500 kW	2,0	20	1,5%	<ul style="list-style-type: none"> Beim Einsatz bestimmter innovativer Technologien (Technologie-Bonus). Bei Entnahme des Gases aus einem Gasnetz, in das es an anderer Stelle, aufbereitet auf Erdgasqualität, eingespeist wurde.
			8,65	8,36	über 500 kW bis 5 MW	2,0			
			8,65	8,36	Grubengas über 5 MW	2,0			
Geothermie	unbegrenzt	§ 9	15	15,00	bis 5 MW	-	20	1% ab 2010	-
			14	14,00	über 5 MW bis 10 MW				
			8,95	8,95	über 10 MW bis 20 MW				
			7,16	7,16	über 20 MW				
Windenergie	an Land	§ 10 Abs. 1	8,7 bzw. 5,5	8,19 bzw. 5,18		-	20	2%	<ul style="list-style-type: none"> Gewährung des erhöhten Vergütungssatzes 5 bis 20 Jahre je nach errechnetem Ertrag der Referenzanlage. Der obere Wert entspricht der Anfangsvergütung, der untere der Endvergütung.
	Offshore		§ 10 Abs. 3	9,10 bzw. 6,19	9,10 bzw. 6,19				
Solare Strahlungsenergie	sonstige Anlagen	§ 11 Abs. 1	45,7	37,95		-	20	5% ab 2006 6,5%	<ul style="list-style-type: none"> Grundvergütung. Erfüllung bestimmter Standortkriterien vorausgesetzt.
	auf oder an Gebäuden / Lärmschutzwänden	§ 11 Abs. 2 Satz 1	57,4	49,21	bis 30 kW				
			54,6	46,81	über 30 kW bis 100 kW				
			54,0	46,3	über 100 kW				
	Fassadenintegrierte Anlagen	§ 11 Abs. 2 Satz 2	62,4	54,21	bis 30 kW	5,0	20	5,0%	-
			59,6	51,81	über 30 kW bis 100 kW				
			59,0	51,3	über 100 kW				

Sparte	Anlagenleistung	Vergütungsregelung	Vergütungshöhe		Leistungsanteil ¹⁾	davon Bonus	Laufzeit (Jahre)	Degression	Bemerkungen
			2004	2007					
			[ct/kWh]			[ct/kWh]			
Biomasse	bis 20 MW	§ 8 Abs. 1 Satz 1	11,5	10,99	bis 150 kW	-	20	1,5%	Grundvergütung
			9,9	9,46	150 - 500 kW				
			8,9	8,51	500 kW - 5 MW				
			8,4	8,03	5 MW - 20 MW				
	bis 20 MW	§ 8 Abs. 1 Satz 2	3,9	3,73	bis 20 MW	-	20	1,5%	Bei Einsatz von Altholz der Kategorien A III und A IV; Inbetriebnahmezeitpunkt nach dem 01.07.2006.
	bis 20 MW	§ 8 Abs. 2 Satz 1	17,5	16,99	bis 150 kW	6,0	20	1,5%	Für Anlagen, die ausschließlich nachwachsende Rohstoffe einsetzen (NawaRo-Bonus).
			15,9	15,46	150 - 500 kW	6,0			
			12,9	12,51	500 kW - 5 MW	4,0			
			8,4	8,03	5 MW - 20 MW	0,0			
	bis 20 MW	§ 8 Abs. 2 Satz 2	17,5	16,99	bis 150 kW	6,0	20	1,5%	Für Anlagen, die ausschließlich Holz als nachwachsenden Rohstoff im Sinne des Satzes 1 verbrennen.
			15,9	15,46	150 - 500 kW	6,0			
			11,4	11,01	500 kW - 5 MW	2,5			
			8,4	8,03	5 MW - 20 MW	0,0			
	bis 20 MW	§ 8 Abs. 3	13,5	12,99	bis 150 kW	2,0	20	1,5%	Für KWK-Anlagen, jeweils für den Anteil des Stroms, der im sog. gekoppelten Betrieb erzeugt wird (KWK-Bonus), bzw. bei Entnahme des zu verstromenden Gases aus einem Gasnetz, in das es an anderer Stelle, aufbereitet auf Erdgasqualität, eingespeist wurde.
			11,9	11,46	150 - 500 kW	2,0			
			10,9	10,51	500 kW - 5 MW	2,0			
			10,4	10,03	5 MW - 20 MW	2,0			
	bis 20 MW	§ 8 Abs. 4	15,5	14,99	bis 150 kW	4,0	20	1,5%	Für den gesamten Strom aus KWK-Anlagen beim Einsatz bestimmter innovativer Technologien (Kombination von KWK- und Technologie-Bonus).
			13,9	13,46	150 - 500 kW	4,0			
			12,9	12,51	500 kW - 5 MW	4,0			
			10,4	10,03	5 MW - 20 MW	2,0			
	bis 20 MW	§ 8 Abs. 2 Satz 1 und Abs. 3	19,5	18,99	bis 150 kW	8,0	20	1,5%	Für den im sog. gekoppelten Betrieb erzeugten Strom aus KWK-Anlagen bei gleichzeitigem Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen (Kombination aus KWK- und NawaRo-Bonus).
			17,9	17,46	150 - 500 kW	8,0			
			14,9	14,51	500 kW - 5 MW	6,0			
			10,4	10,03	5 MW - 20 MW	2,0			
	bis 20 MW	§ 8 Abs. 2 Satz 2 und Abs. 3	19,5	18,99	bis 150 kW	8,0	20	1,5%	Für den im sog. gekoppelten Betrieb erzeugten Strom aus KWK-Anlagen bei der Verbrennung von Holz (im Sinne eines nachwachsenden Rohstoffs).
			17,9	17,46	150 - 500 kW	8,0			
			13,4	13,01	500 kW - 5 MW	4,5			
			10,4	10,03	5 MW - 20 MW	2,0			
	bis 20 MW	§ 8 Abs. 2 Satz 1 und Abs. 4	21,5	20,99	bis 150 kW	10,0	20	1,5%	Für den gesamten Strom aus KWK-Anlagen beim Einsatz bestimmter innovativer Technologien (Kombination von KWK- und Technologie-Bonus), bzw. bei Entnahme des zu verstromenden Gases aus einem Gasnetz, in das es an anderer Stelle, aufbereitet auf Erdgasqualität, eingespeist wurde, wenn die Anlagen gleichzeitig die Anforderungen zur Inanspruchnahme des NawaRo-Bonus erfüllen.
19,9			19,46	150 - 500 kW	10,0				
16,9			16,51	500 kW - 5 MW	8,0				
10,4			10,03	5 MW - 20 MW	2,0				
bis 20 MW	§ 8 Abs. 2 Satz 2 und Abs. 4	21,5	21,14	bis 150 kW	10,0	20	1,5%	Für Anlagen, die gleichzeitig die Anforderungen zur Inanspruchnahme des Technologie- und des KWK-Bonus erfüllen und Holz (im Sinne eines nachwachsenden Rohstoffs) verbrennen.	
		19,9	19,31	150 - 500 kW	10,0				
		15,4	14,91	500 kW - 5 MW	6,5				
		10,4	10,00	5 MW - 20 MW	2,0				

¹⁾ Vergütung erfolgt jeweils bis einschließlich der Obergrenze einer Leistungsklasse.

3. Auftrag des EEG-Erfahrungsberichtes

Förderinstrumente bedürfen einer regelmäßigen Überprüfung und gegebenenfalls der Anpassung, damit positive Trends gestärkt und mögliche Fehlentwicklungen vermieden werden können. Dies ist Gegenstand des Erfahrungsberichtes nach § 20 EEG vom 21. Juli 2004 (Bundesgesetzblatt Jahrgang 2004 Teil 1 Nr. 40, S. 1918 ff):

„Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit hat dem Deutschen Bundestag bis zum 31. Dezember 2007 und dann alle vier Jahre im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie über den Stand der Markteinführung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas sowie die Entwicklung der Stromgestehungskosten in diesen Anlagen zu berichten, sowie gegebenenfalls eine Anpassung der Höhe der Vergütungen nach den §§ 6 bis 12 und der Degressionssätze entsprechend der technologischen und Marktentwicklung für nach diesem Zeitpunkt in Betrieb genommene Anlagen vorzuschlagen. Gegenstand des Erfahrungsberichts sind auch Speichertechnologien sowie die ökologische Bewertung der von der Nutzung Erneuerbarer Energien ausgehenden Auswirkungen auf Natur und Landschaft. Inhalt des Berichts ist ferner die Tätigkeit der Bundesnetzagentur nach § 19a.“

Darüber hinaus wird in § 16 (Besondere Ausgleichsregelung) Absatz 9 EEG auf den Erfahrungsbericht verwiesen: „Die Anwendung der Absätze 1 bis 8 ist Gegenstand des Erfahrungsberichtes“.

Mit dem vorliegenden Bericht wird diesem gesetzlichen Auftrag entsprochen. Er analysiert die bisherige Entwicklung der Erneuerbaren Energien und ordnet die Wirkungen des EEG in den übergeordneten Zusammenhang ein. Darüber hinaus gibt er konkrete Handlungsempfehlungen zur Optimierung der Regelungen des EEG insbesondere in Bezug auf ihre Effektivität und Effizienz und berücksichtigt dabei das angestrebte Ziel der Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien im Strommarkt auf mindestens 27 % an der Bruttostromerzeugung bis zum Jahr 2020.

4. Wirkungen des EEG

Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien

Seit Einführung des EEG im Jahr 2000 hat sich die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien auf 74 Mrd. kWh im Jahr 2006 gut verdoppelt (Abbildung 1, Tabelle 2). Dies ist praktisch ausschließlich auf das EEG zurückzuführen. Die höchste absolute Zunahme entfällt auf die Windstromerzeugung, wobei seit der Neureglung des EEG im Jahr 2004 sowohl für die Verstromung von Biomasse als auch die solare Stromerzeugung ein deutliches relatives Wachstum zu verzeichnen ist. Der Anteil an der Bruttostromerzeugung hat sich seit dem Jahr 2000 von 6,3 % auf 12 % im Jahr 2006 erhöht. Somit entspricht die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien mittlerweile der Höhe nach beispielsweise dem Anteil der Stromerzeugung aus Erdgas bzw. der durch das Energieversorgungsunternehmen EnBW bereitgestellten Strommenge. Damit wird das in § 1 EEG und der EU-Richtlinie 2001/77 formulierte Ausbauziel, bis 2010 einen Anteil der Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung von mindestens 12,5 % zu erreichen, bereits im Jahr 2007 übertroffen. Die wachsende Bedeutung der Erneuerbaren Energien im Strommarkt ist darüber hinaus in hohem Maße dafür verantwortlich, dass auch ihr Beitrag zum gesamten Primärenergieverbrauch in Deutschland von 2,6 % auf 5,8 % gestiegen ist.

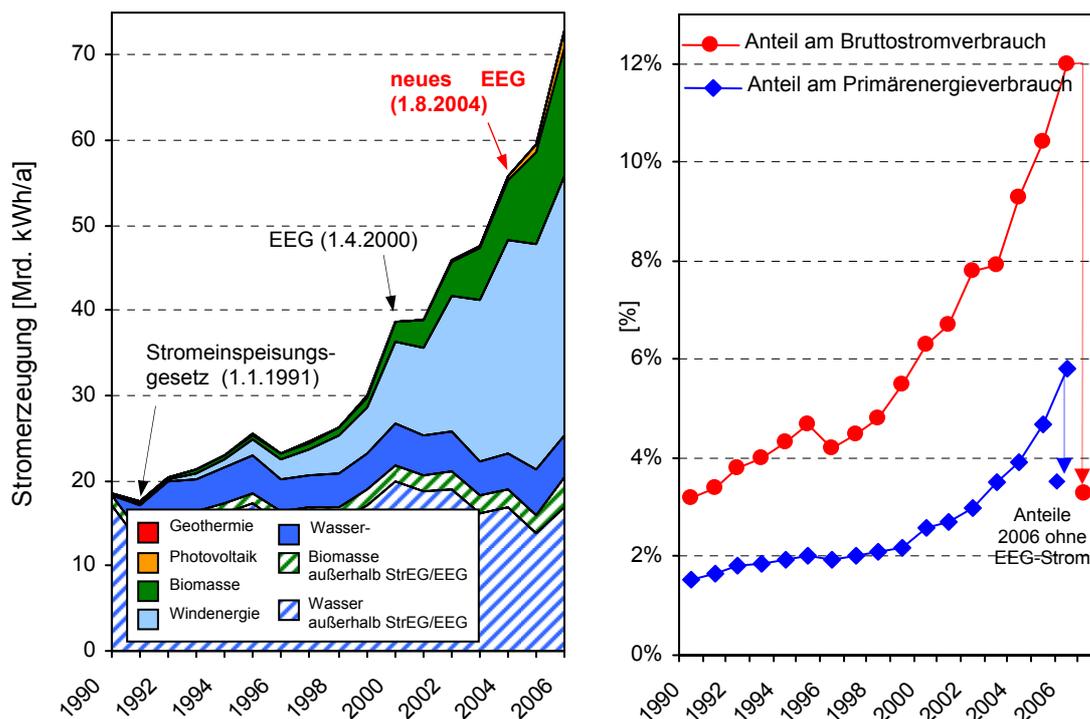


Abbildung 1: Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und Anteile an Bruttostromverbrauch und Primärenergieverbrauch im Zeitraum 1990-2006.

Tabelle 2: Stand der Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und Grubengas 2006 im Geltungsbereich des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (vorläufige Angaben, teilweise geschätzt)

	Anzahl installierter Anlagen	installierte Leistung (Neubau 2006)	Stromerzeugung EEG (Veränderung geg. 2004)	CO ₂ -Minderung	Investitionsvolumen	Arbeitsplätze
		[MW]	[Mrd. kWh]	[Mio. t]	[Mrd. EUR]	
Wasserkraft (§ 6 EEG)	7.679 ¹⁾	4.700 (+ 20)	4,739 ²⁾ (+ 2,7%)	23,547	0,07	rund 3.000
Deponiegas, Klärgas, Grubengas (§7 EEG)	770	598	3,035 (+16,7%)			
davon Klärgas	290 ⁴⁾	123 ⁴⁾	0,888 (+ 8,3%)	0,966		
davon Deponiegas	330 ⁴⁾	250 ⁴⁾	1,050 (+/- 0)	1,143		
davon Grubengas	150	225 (-2) ⁵⁾	1,097	(1,194)		
Biomasse (§ 8 EEG)	5.262	2.331 (+598)	14,2 (+ 166,6%)	11,618		
davon feste Biomasse	162	1.094 (+76)	7,2 ³⁾ (+ 84,6%)	6,380	1,35	rd. 22.000
davon Biogas	3.300	1.000 (+335)	5,4 (+ 300%)	4,041		
davon flüssige Biomasse	1.800	237 (+177)	1,6 (+ 1978%)	1,197		
Geothermie (§ 9 EEG)	1	0,2 (0)	0,0004 (+ 100%)	0		ca. 50
Windenergie (§ 10 EEG)	18.685	20.621 (+2.223)	30,5 (+ 19,6%)	26,289		
davon Repowering		286,8 ⁶⁾ (+140)			2,9	rd 74.000
davon offshore	0	0	0	0		
Photovoltaik (§ 11 EEG)	ca. 200.000	2.831 (+950)	2,0 (+ 335,7%)	1,367	3,99	rd. 25.000
davon Freiflächen	171	187,2 (+71)				

¹⁾ davon ca. 155 Anlagen außerhalb des EEG

²⁾ zusätzlich ca. 16,897 Mrd. kWh Strom aus Wasserkraft außerhalb des EEG

³⁾ zusätzlich ca. 3,6 Mrd. kWh Strom aus dem biogenen Anteil in Abfällen außerhalb des EEG

⁴⁾ Zahlen von 2005, aktuellere Daten nicht verfügbar

⁵⁾ In 2006 war die installierte Gesamtanlagenleistung erstmals rückläufig.

⁶⁾ Betrachtungszeitraum 2003-2006 bekannt.

Tabelle 3: Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien

	Wasserkraft ¹⁾	Windenergie	Biomasse Strom ²⁾	biogener Anteil des Abfalls ³⁾	Photovoltaik	Geothermie Strom	Summe Stromerzeugung
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]
1990	17.000	40	222	1.200	1	0	18.463
1991	15.900	140	250	1.200	2	0	17.492
1992	18.600	230	295	1.250	3	0	20.378
1993	19.000	670	370	1.200	6	0	21.246
1994	20.200	940	570	1.300	8	0	23.018
1995	21.600	1.800	670	1.350	11	0	25.431
1996	18.800	2.200	853	1.350	16	0	23.219
1997	19.000	3.000	1.079	1.400	26	0	24.505
1998	19.000	4.489	1.642	1.750	32	0	26.913
1999	21.300	5.528	1.791	1.850	42	0	30.511
2000	24.936	7.550	2.279	1.850	64	0	36.679
2001	23.383	10.509	3.206	1.859	116	0	39.073
2002	23.824	15.786	4.017	1.945	188	0	45.760
2003	20.350	18.859	6.970	2.162	313	0	48.654
2004	21.000	25.509	8.347	2.116	557	0,2	57.529
2005	21.524	27.229	10.495	3.039	1.282	0,2	63.569
2006	21.636	30.500	16.138	3.600	2.000	0,4	73.874

1) bei Pumpspeicherkraftwerken nur Stromerzeugung aus natürlichem Zufluss

2) bis 1998 nur Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung; enthält die Stromerzeugung aus Klär- und Deponiegas

3) Anteil des biogenen Abfalls in Abfallverbrennungsanlagen zu 50 % angesetzt

Tabelle 4: Entwicklung der installierten Leistung zur Stromerzeugung

	Wasserkraft	Windenergie	Biomasse Strom ¹⁾	Photovoltaik	Geothermie Strom	Gesamte Leistung (Strom)
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW _p]	[MW]	[MW]
1990	4.403	56	190	2	0	4.651
1991	4.403	98	k.A.	3	0	4.504
1992	4.374	167	227	6	0	4.774
1993	4.520	310	k.A.	9	0	4.839
1994	4.529	605	276	12	0	5.422
1995	4.521	1.094	k.A.	16	0	5.631
1996	4.563	1.547	358	24	0	6.492
1997	4.578	2.082	400	36	0	7.096
1998	4.601	2.875	409	45	0	7.930
1999	4.547	4.444	604	58	0	9.653
2000	4.572	6.112	664	100	0	11.448
2001	4.600	8.754	790	178	0	14.322
2002	4.620	11.965	952	258	0	17.795
2003	4.640	14.609	1.137	408	0	20.794
2004	4.660	16.629	1.550	1.018	0,2	23.857
2005	4.680	18.428	2.192	1.881	0,2	27.181
2006	4.700	20.622	2.740	2.831	0,2	30.893

1) enthält die gesamte installierte Leistung aus Klär- und Deponiegasanlagen

Angaben jeweils Stand zum Jahresende - kumuliert

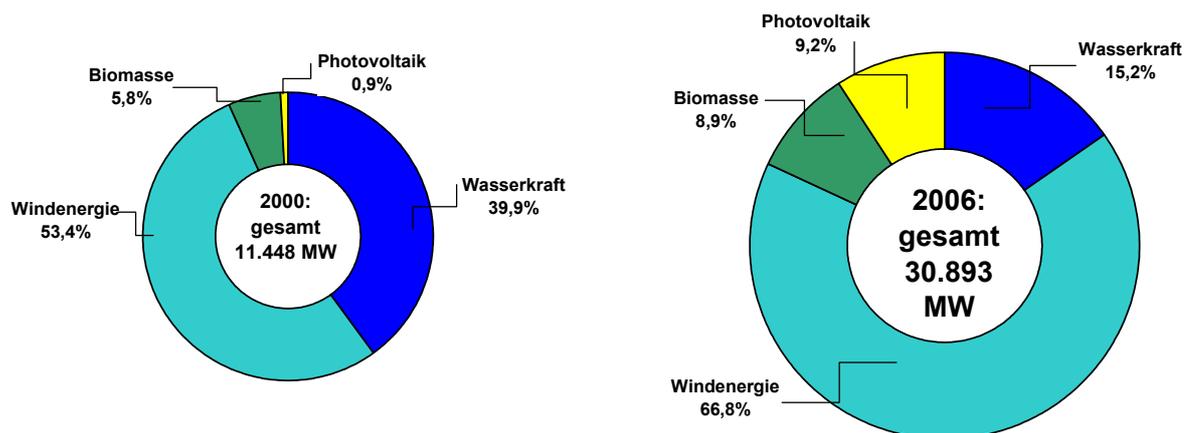


Abbildung 2: Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten Erneuerbarer Energien und Anteile an der installierten Gesamtleistung 2000 bis 2006.

Beitrag des EEG zum Klimaschutz

Das EEG leistet einen wichtigen Beitrag zur Reduktion der Emissionen von Treibhausgasen und Luftschadstoffen. Stellvertretend ist dazu in Abbildung 3 die Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland seit 1990 dargestellt. Insgesamt wurden im Jahr 2006 durch Erneuerbare Energien rund 100 Mio. t CO₂ vermieden. Dies bedeutet: Ohne ihre Nutzung lägen die gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen nicht bei etwa 796 Mio. t, sondern 12,5 % höher. Damit ist der Beitrag der Erneuerbaren Energien zum Klimaschutz deutlich höher als ihr Anteil am Primärenergieverbrauch. Dies erklärt sich daraus, dass nach der international angewandten Wirkungsgradmethode eine Kilowattstunde Strom aus Windenergie, Wasserkraft und Photovoltaik als eine Kilowattstunde Primärenergie bilanziert wird. Zur Produktion von einer Kilowattstunde Strom aus Kohle oder Erdgas werden dagegen faktisch und nach der international verwendeten Statistik abhängig vom Wirkungsgrad der Kraftwerke in Deutschland durchschnittlich rund 3 Kilowattstunden Primärenergie benötigt. Entscheidend für die CO₂-Bilanzierung ist dabei der Verbrauch der Primärenergie Kohle bzw. Erdgas. Der CO₂-Minderungseffekt Erneuerbarer Energien ist deshalb im Strommarkt auch sehr viel größer als im Wärme- oder Kraftstoffmarkt.

Auf die nach dem EEG geförderten Strommengen entfallen somit etwa die Hälfte der durch Erneuerbare Energien eingesparten CO₂-Emissionen. Die große Bedeutung des EEG als Instrument zum Klimaschutz ergibt sich nicht zuletzt daraus, dass die CO₂-Emissionen ohne die seit dem Jahr 2000 neu in Betrieb gegangenen EEG-Anlagen in Deutschland nicht gesunken, sondern gestiegen wären und die energiebedingte CO₂-Minderung ohne die gesamte EEG-Strommenge seit 1990 nur 11 % statt 16 % betragen hätte. Auch die Verpflichtung Deutschlands aus dem Kyoto-Protokoll - Senkung der gesamten Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2008/2012 gegenüber 1990 um 21 % - würde vermutlich ohne das EEG nicht erfüllt werden können.

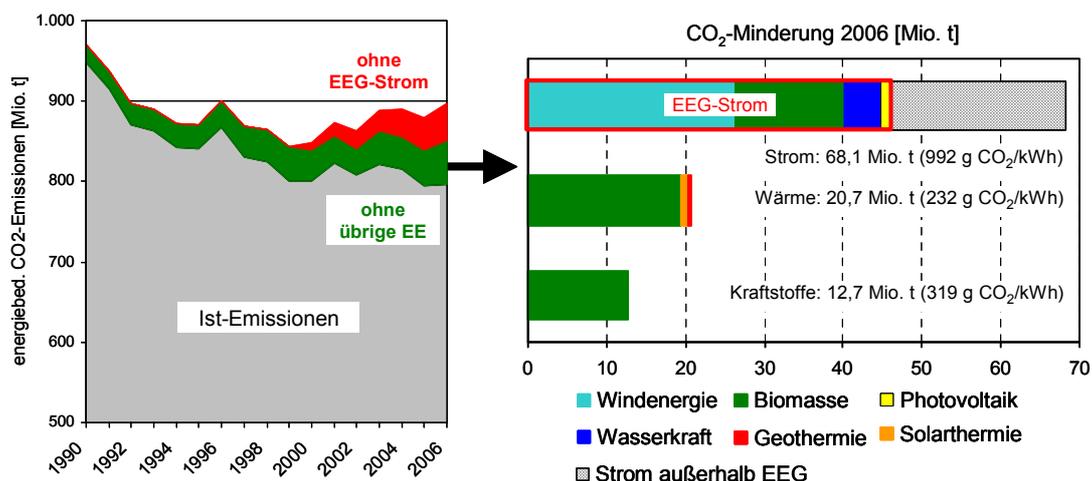


Abbildung 3: CO₂-Vermeidung durch die Nutzung Erneuerbarer Energien im Jahr 2006.

Neben CO₂ werden durch EEG-Anlagen auch die Emissionen anderer Treibhausgase vermieden. Die gilt insbesondere für das gegenüber CO₂ sehr viel klimarelevantere Methan aus Deponiegas, Klärgas und Grubengas sowie aus Gülle aus der Landwirtschaft, die auf die Felder ausgebracht wird.

Tabelle 5: CO₂-Vermeidung durch Erneuerbaren Energien und Einsparungsfaktoren

	Einsparungs- faktor	eingesparte Emissionen
	[g/kWh]	[1.000 t]
Strom		
Wasserkraft	1.088	23.547
Windenergie	862	26.289
Photovoltaik	683	1.367
biogene FBSt	886	6.380
biog. fl. Brennstoffe	748	1.197
Biogas	748	4.041
Klärgas	1.088	966
Deponiegas	1.088	1.143
biog. Anteil des Abfalls	886	3.190
Geothermie	1.088	0,4
Summe Strom	-	68.120
Summe Wärme	Ø 232	20.677
Summe Kraftstoffe	Ø 319	12.748
Gesamt: Strom/Wärme/Kraftstoffe	-	101.545

Wirkungen des EEG auf Natur und Landschaft

Mit dem Ausbau Erneuerbarer Energien sind Wirkungen auf Natur und Landschaft verbunden. Das EEG enthält deshalb einige Vorschriften, um negative Wirkungen zu vermeiden oder zu minimieren. So wurde beispielsweise mit den Anforderungen in § 6 EEG an einen guten ökologischen Zustand der Gewässer die angestrebte Lenkungswirkung beim Bau von Wasserkraftanlagen insgesamt erreicht. Analog gilt dies für die Regelungen für Photovoltaikanlagen auf Freiflächen nach § 11 Abs. 3 und 4, wonach die Vergütung an die Genehmigung über einen Bebauungsplan und weitere Anforderungen geknüpft ist. Bei der Umwandlung von Acker- in Grünland, die im Fall der Installation einer Photovoltaik-Freiflächenanlage auf entsprechenden Flächen erfolgt, können sich in ansonsten intensiv genutzten Agrarlandschaften wertvolle Lebensräume für Tiere entwickeln.

Am intensivsten untersucht wurden bisher die Umweltwirkungen der Nutzung der Windenergie. Negative Effekte wie die Beeinträchtigung des Landschaftsbildes, die Störung von Anwohnern und Erholungssuchenden, aber auch von Tieren durch Lärm, Schattenwurf, Lichtreflexe usw. sowie die Kollisionsraten von Vögeln sind aufgrund des bewährten Zusammenspiels der Regelungen des EEG mit dem Raumordnungs- und Zulassungsrecht von wenigen Ausnahmen abgesehen gering. Für die Windenergienutzung auf See liegen heute praktische Erfahrungen im Ausland und umfassende F&E-Arbeiten insbesondere in der deutschen Nordsee vor, die die Flächenplanung, Genehmigung und ökologische Begleitforschung umfassen.

Neben der insgesamt positiven Bilanz sind jedoch auch unerwünschte Trends zu beobachten. Dies gilt primär für den Bereich der Bioenergieträger. Der Anbau von nachwachsenden Rohstoffen (ohne Getreidekorn) auf Stilllegungsflächen und auf Flächen mit Energieprämie ist in den vergangenen Jahren stark gewachsen: von 13.000 Hektar im Jahr 2004 auf 158.000 Hektar. Darüber hinaus werden aber auch auf sonstigen Flächen nachwachsende Rohstoffe für den Einsatz in Biogasanlagen angebaut. Eine vom Substratbedarf des Anlagenbestandes ausgehende Schätzung ergibt, dass 2006 vermutlich bereits 400.000 bis 500.000 ha mit Energiepflanzen für Biogasanlagen belegt waren. Davon ist der Großteil Maisanbau. Hier können bei einem weiteren stark wachsendem Anbau von Mais für die Biogaserzeugung negative Auswirkungen auf Boden und Wasser und die Lebensräume wildlebender Tiere und Pflanzen ausgehen. Zu einem potenziellen Problemfeld entwickelt sich auch der Import von Palmöl für die Stromerzeugung. Zwar wurden 2005 nur etwa 5 bis 6 % der importierten Palmölmenge verstromt, trotzdem ist der Einsatz kritisch zu bewerten, weil er mit der Vernichtung von tropischen Regenwäldern in Verbindung gebracht wird und in diesem Fall nicht mit der Zielsetzung des EEG vereinbar ist.

Neben der Minimierung von möglichen negativen Auswirkungen auf Natur und Landschaft sind die positiven Klimawirkungen des Ausbaus der Erneuerbaren Energien hervorzuheben. Diese tragen dazu bei, die Folgeschäden der Klimaänderungen zu vermindern, was wiederum Natur und Landschaft schützt (z.B. Verminderung von durch den Klimawandel hervorgerufenem Artenschwund und Änderungen der Vegetation, s. IPCC-Bericht 2007).

EEG-Vergütungszahlungen, EEG-Umlage und Besondere Ausgleichsregelung nach § 16 EEG

Die Förderung Erneuerbarer Energien durch das EEG ist mit einer Reihe ökonomischer Effekte verbunden. So stiegen die **EEG-Vergütungszahlungen** zwischen 2004 von 3,6 Mrd. € auf schätzungsweise 5,5 Mrd. € im Jahr 2006. Die – für den Stromverbraucher relevanten – EEG-Differenzkosten erhöhten sich im selben Zeitraum von 2,5 auf 3,2 Mrd. €. Unter Berücksichtigung der Sonderregelungen für stromintensive Unternehmen ergibt sich daraus eine durchschnittliche **EEG-Umlage** für die nicht privilegierten Stromverbraucher von etwa 0,72 ct/kWh. Im Falle eines Referenzhaushalts mit einem Jahresstromverbrauch von 3.500 kWh (für drei Personen, nach VDEW, 2007) entspricht dies einem Betrag von rund 2,20 € je Monat, was knapp 4 % der gesamten Stromkosten entspricht. Für den Strompreisanstieg zwischen 2000 und 2006 ist das EEG nur zu knapp 10 % verantwortlich. Rund 70 % dieses Anstiegs sind der Produktion, dem Transport und dem Vertrieb von konventionell erzeugtem Strom anzulasten, weiterhin entfallen rund 16 % auf die Stromsteuer und rund 4 % auf das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz. Haushaltskunden zahlten 2006 monatlich netto rund 14 € je Monat mehr als sechs Jahre zuvor, während die EEG-Umlage im gleichen Zeitraum nur um 1,80 € stieg.

Um zu verhindern, dass der fortschreitende Ausbau der Erneuerbaren Energien über das Umlageverfahren des EEG bei besonders stromintensiven Unternehmen zu unangemessenen Härten im internationalen Wettbewerb führt, können diese die **Besondere Ausgleichsregelung** nach § 16 EEG in Anspruch nehmen, die zuletzt mit dem EEG-Änderungsgesetz vom 1. Dezember 2006 neu gefasst wurde und rückwirkend ab 1. Januar 2006 gilt. Sie kann von Unternehmen des produzierenden Gewerbes mit einem Stromkostenanteil von mehr als 15 % an der Bruttowertschöpfung und einem jährlichen Strombezug aus dem öffentlichen Netz von mehr als 10 Mio. kWh sowie von Schienenbahnen mit einem Strombezug von ebenfalls mehr als 10 Mio. kWh in Anspruch genommen werden. Dabei gilt ein Selbstbehalt von 10 %, d. h. 10 % der bezogenen Strommenge unterliegen der EEG-Umlage. Für die darüber hinaus bezogene Strommenge wird die Umlage auf 0,05 ct/kWh begrenzt. Bei Unternehmen mit einem Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung von mindestens 20 % und einem jährlichen Strombezug von mindestens 100 Mio. kWh entfällt der Selbstbehalt.

Von der Besonderen Ausgleichsregelung profitierten im Jahr 2006 insgesamt 327 Unternehmen, vor allem der chemischen Industrie, der Metallverarbeitung und der Papierindustrie sowie Schienenbahnunternehmen. Die sog. privilegierte Strommenge betrug rund 70 Mrd. kWh. Bezogen auf den gesamten Letztverbrauch von 495 Mrd. kWh sind dies rund 14 %. Das gewährte Begünstigungsvolumen belief sich auf etwa 420 Mio. €, so dass die verbleibenden EEG-Kosten der begünstigten Unternehmen lediglich bei etwa 50 Mio. € lagen. Dies ist jedoch deutlich weniger als die Einsparungen, die den Unternehmen durch den sog. Merit-Order-Effekt der Stromspeisung aus Erneuerbaren Energien zugute gekommen sein dürften (s. unten).

Volkswirtschaftlicher Nutzen des EEG

Die aus dem EEG resultierenden Differenzkosten ergeben sich aus den Vergütungszahlungen und dem anlegbaren Wert für die entsprechenden Strommengen. Werden dafür die Kosten einer alternativen Strombeschaffung angesetzt, beläuft sich der Differenzbetrag im Jahr 2006 auf insgesamt 3,2 Mrd. €. Zu beachten ist hierbei jedoch, dass die vorrangige Abnahme von Strom aus Erneuerbaren Energien auch eine senkende Wirkung auf die Großhandelspreise hat, weil die Bestimmung des Preises an der Strombörse durch die Kosten der Strombereitstellung der jeweils teuersten fossilen Kraftwerke erfolgt, deren Einsatz durch die eingespeisten EEG-Strommengen vermieden wird. Dieser so genannte Merit-Order-Effekt hat 2006 zu Einsparungen von rund 5 Mrd. € geführt und überkompensiert die Differenzkosten des EEG.

Zudem ist aus volkswirtschaftlicher Sicht in Rechnung zu stellen, dass durch die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien die Kosten von Umweltschäden durch Luftschadstoffe und insbesondere des Klimawandels reduziert werden. Bewertet man die Schadenskosten von CO₂-Emissionen mit einem eher niedrigen Ansatz von 70 € je Tonne, so ergeben sich für 2006 vermiedene volkswirtschaftliche Kosten durch das EEG in Höhe von 3,4 Mrd. €.

Insgesamt bestehen somit in der Regel keine betriebswirtschaftlichen Kosten, während der volkswirtschaftliche Nutzen des EEG deutlich positiv ist.

Innovationen, Umsätze und Arbeitsplätze durch das EEG

Das EEG ist nicht zuletzt ein wichtiges technologie- und industriepolitisches Instrument. Die im Gesetz vorgegebene **Degression der Vergütungssätze** führt dazu, dass die Anlagen immer effizienter, zuverlässiger und/oder günstiger angeboten werden müssen, um die Rentabilität von Neuinvestitionen aufrecht zu erhalten. Beides lässt sich für die Vergangenheit sehr gut belegen. Beispielsweise liegen die heutigen Stromgestehungskosten von Windenergieanlagen um ca. 60 % niedriger als zu Beginn der Markteinführung Anfang der 90er Jahre.

Dem Zweck, neue technologische Entwicklungen zu stimulieren und diese zeitnah am Markt umzusetzen, dienen auch die **Bonusregelungen im EEG**. Auf diese Weise konnte im Bereich der Biomassenutzung die Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität und dessen Einspeisung ins Erdgasnetz angestoßen werden. Gleichzeitig basieren die Anlagen zur Nutzung fester Biomasse zunehmend auf neuen Technologien wie dem Organic Rankine Cycle, der einen Anlagenbetrieb in Kraft-Wärme-Kopplung auch in relativ kleinen Leistungsbereichen ermöglicht. Beides dient dazu, die Effizienz der Bioenergienutzung zu erhöhen. Insgesamt werden diese Entwicklungen durch umfangreiche **Ausgaben für Forschung und Entwicklung** unterstützt. Allein die Bundesregierung hat seit 2004 über die Projektförderung im Bereich der Erneuerbaren Energien 216 Mio. € bereitgestellt und liegt damit weltweit in der Spitzengruppe. Hinzu kommen die Fördermittel der Länder und insbesondere die Aufwendungen in den Unternehmen der EE-Branche selbst. Die deutsche Erneuerbare-Energien-Branche ist deshalb und aufgrund der langjährigen Erfahrung international als hoch wettbewerbsfähig einzustufen. Dies gilt gleichermaßen für Anlagen- und Komponentenhersteller (z. B. Getriebe und Generatoren für Windenergieanlagen) sowie Unternehmen, die Ausrüstungsgüter (z. B. für Produktionsanlagen im Bereich der Photovoltaik) und Dienstleistungen anbieten.

Durch die verschiedenen Maßnahmen zur Förderung Erneuerbarer Energien hat sich inzwischen ein umsatzstarker Markt entwickelt. **Im Jahr 2006** wurde mit der Nutzung Erneuerbarer Energien in Deutschland **ein Umsatz von rund 23 Mrd. € erwirtschaftet**. Dies entspricht einem Anstieg um 26 % gegenüber dem Vorjahr und etwa einer Verdoppelung gegenüber 2004. Etwa 11,6 Mrd. € entfallen auf Investitionen in den

Anlagenneubau. Das EEG spielt dabei eine wesentliche Rolle, denn drei Viertel dieser Investitionen wurden durch das EEG induziert.

Davon profitieren Unternehmen auf allen Wertschöpfungsstufen: von der Stahlindustrie über den Maschinenbau bis zum Anlagenhersteller, aber auch die Land- und Forstwirtschaft, das Handwerk und Dienstleister. Die sog. First-mover-Vorteile bei der Nutzung Erneuerbarer Energien mit modernen Technologien zahlen sich für Deutschland auch bereits im Export aus. Nach Erhebungen des Deutschen Windenergie-Instituts (DEWI) betrug die Wertschöpfung der deutschen Windindustrie an allen weltweit produzierten Anlagen und Komponenten 2005 bereits gut 4 Mrd. €; die Exportquote lag entsprechend bei 71%. Für 2006 ist von einem weiteren deutlichen Anstieg auszugehen.

Die positive Entwicklung der Erneuerbaren Energien spiegelt sich auch in entsprechenden **Beschäftigungswirkungen** wider. Der Branche der Erneuerbaren Energien sind **für 2006 insgesamt mehr als 210.000 Arbeitsplätze** zuzurechnen, wovon mehr als die Hälfte auf das EEG zurückzuführen sind (Abbildung 4). Gegenüber 2004 hat sich die Zahl der EEG-induzierten Arbeitsplätze dabei um etwa 25 % erhöht.

Nach den bislang vorliegenden vorläufigen Forschungsergebnissen entfiel auf die Windenergie im Jahr 2006 mit rd. 74.000 Arbeitsplätzen deutlich mehr als die Hälfte der EEG-induzierten Beschäftigung (2004: rd. 64.000 Arbeitsplätze). Die Photovoltaik legte demnach 2006 gegenüber 2004 (rd. 18.000 Arbeitsplätze) deutlich um über 40 % auf (vorläufig) etwa 25.000 Arbeitsplätze zu. Auf die Stromerzeugung aus Biomasse entfielen rund 22.000 Arbeitsplätze (2004: 14.000), während der Beschäftigungsbeitrag der Wasserkraft mit knapp 3.000 Arbeitsplätzen in etwa konstant blieb. Die geothermische Stromerzeugung hatte im Untersuchungszeitraum noch keine nennenswerten Beschäftigungswirkungen; dies dürfte sich in Zukunft jedoch ändern.

Wichtig ist in diesem Zusammenhang, dass auch dann eine deutliche Zunahme der Beschäftigung zu verzeichnen ist, wenn die durch den Ausbau Erneuerbarer Energien wirksamen, negativen Beschäftigungseffekte (Wegfall von Arbeitsplätzen in der konventionellen Stromwirtschaft, Budgeteffekt) berücksichtigt werden. Auch in dieser „Netto-Sicht“ ist der Beschäftigungsbeitrag des EEG eindeutig positiv

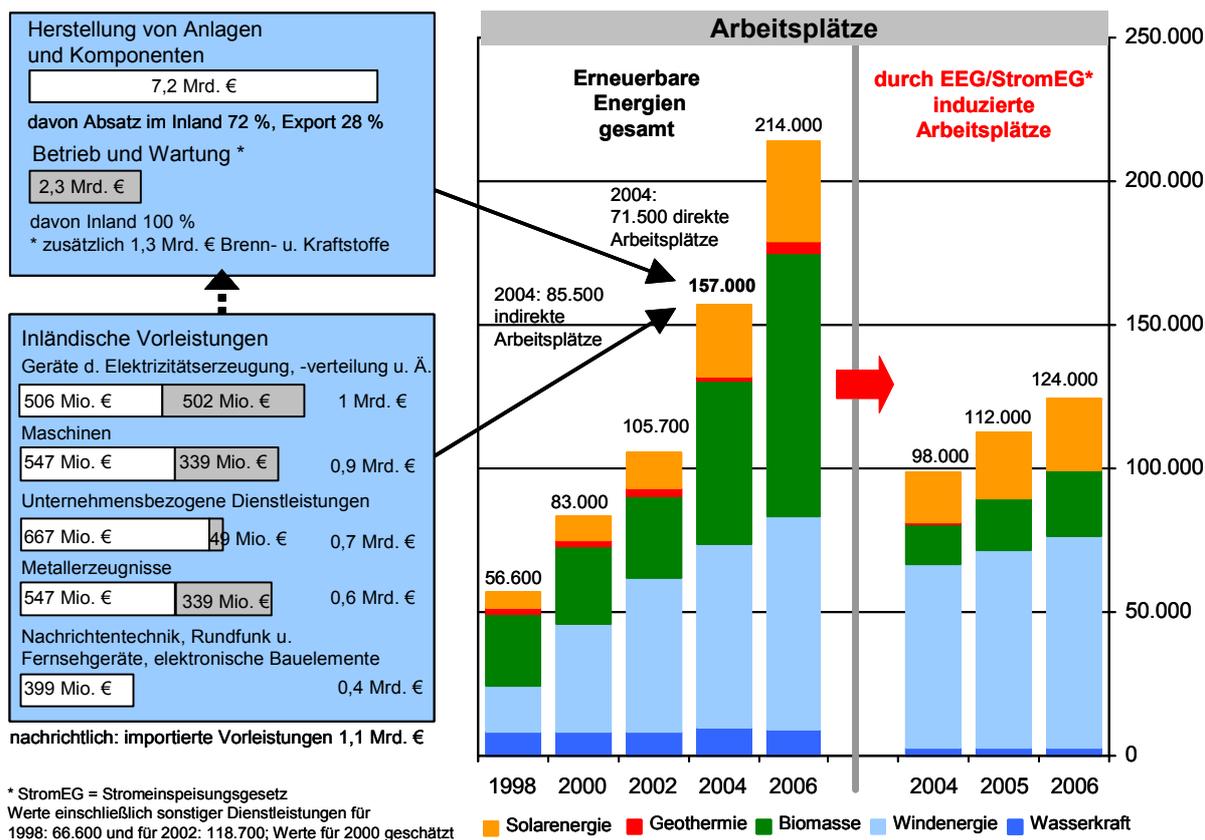


Abbildung 4: Arbeitsplatzentwicklung im Bereich der Erneuerbaren Energien in Deutschland.

5. Handlungsempfehlungen zur Fortschreibung des EEG im Überblick

Das EEG hat sich als sehr effektives umwelt-, energie-, wirtschafts- und industriepolitisches Instrument bewährt. Es besteht daher kein Anlass zu einer grundsätzlichen Anpassung. Vielmehr sollten die in § 1 Abs. 2 EEG festgelegten Zielwerte aufgrund der erreichten Erfolge, vor allem aber aufgrund des dringenden Handlungsbedarfes, die Rolle der Erneuerbaren Energien in der Energieversorgung deutlich zu stärken, angehoben werden: Der zu erreichende Anteil an der Stromversorgung im Jahr 2020 sollte von bisher mindestens 20 % auf mindestens 27 % angehoben werden und als neues Ziel für das Jahr 2030 ein Anteil von mindestens 45 % ergänzt werden. Dies ist kompatibel mit der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung.

Die weiteren Empfehlungen dienen der Optimierung des EEG und sind je nach Komplexität des Sachverhaltes unterschiedlich detailliert (siehe Übersicht). Unterschieden wird dabei nach spartenübergreifenden, spartenspezifischen und flankierenden Maßnahmen, deren Umsetzung die Lenkungswirkung des EEG zusätzlich unterstützen soll.

Im Folgenden wird zunächst eine Übersicht der Handlungsempfehlungen zur Fortschreibung des EEG gegeben, die im Anschluss erläutert wird.

Handlungsempfehlungen zur Fortschreibung des EEG im Überblick

	Regelungen innerhalb des EEG	Flankierende Maßnahmen
Ziele	<ul style="list-style-type: none"> • Erhöhung des in § 1 Abs. 2 EEG festgelegten Ziels für den Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung im Jahr 2020 von mindestens 20 % auf mindestens 27 % und Aufnahme eines Ziels von mindestens 45 % für das Jahr 2030. 	
Einspeise- management	<ul style="list-style-type: none"> • Bindung des Einsatzes des Einspeisemanagements an die Ausschöpfung aller zumutbaren technischen Netzoptimierungsmöglichkeiten. • Verpflichtung der Netzbetreiber zu dem Einsatz des Einspeisemanagements, der die größtmögliche Einspeisung von Strom aus EE- und Bestands-KWK- Anlagen in das Netz garantiert. • Verpflichtung der EE- und KWK- Anlagenbetreiber, sicherzustellen, dass ihre Anlagen im Netzengpassfälle vom Netzbetreiber ferngesteuert geregelt werden können. • Erhöhung der Transparenz des Einspeisemanagements. • Einführung einer besonderen Ausgleichsregelung für EE-Anlagenbetreiber, die in besonderem Maße (Härtefall) in ihrem Energieertrag durch das Einspeisemanagement betroffen sind. • Ausnahme von Anlagen unterhalb einer bestimmten Leistungsschwelle (Bagatellgrenze) von den Regelungen zum Einspeisemanagement. 	<ul style="list-style-type: none"> • Konkretisierung der Berichtspflicht in § 12 Abs. 3a EnWG.
Datenverfügbarkeit		<ul style="list-style-type: none"> • Die Bundesnetzagentur wird in die Lage versetzt, die notwendigen Daten zu erheben, auszuwerten und in anonymisierter Form für wissenschaftliche und statistische Zwecke zur Verfügung zu stellen. • Verbesserung der Datenlage, insbesondere hinsichtlich ökologischer Fragestellungen.
Ausschließlich- keitsprinzip	<ul style="list-style-type: none"> • Konkretisierung des Ausschließlichkeitsprinzips mit dem Ziel, die Vergütung von Strom aus einem Mix von Erneuerbaren Energien mit nicht Erneuerbaren Energien auch weiterhin auszuschließen, die Vergütung von Strom aus verschiedenen Erneuerbaren Energien jedoch problemlos möglich zu machen. 	-
Doppelvermarktung		<ul style="list-style-type: none"> • Ausschluss der Anerkennung einer Anlage als JI-Projekt in § 5 Pro-MechG, wenn eine Vergütung nach dem EEG erfolgt. Anerkennung einer Anlage als JI-Projekt (bei Vorliegen der Voraussetzungen nach ProMechG), wenn vor Inbetriebnahme der Anlage unwiderruflich auf Vergütungsanspruch nach EEG verzichtet wird.
Speicher- technologien/ Systemintegration	<ul style="list-style-type: none"> • Setzen von Anreizen zur Verbesserung der Systemintegration der Erneuerbaren Energien durch bedarfsgerechte Einspeisung bzw. Verstärkung der Einspeisung. Das BMU identifiziert bis zum Frühjahr 2008 Handlungsalternativen. • Regelung der Rahmenbedingungen für einen zeitweisen Ausstieg aus dem Vergütungssystem des EEG. 	<ul style="list-style-type: none"> • Förderung von Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben im Bereich der Speichertechnologien. • Einführung eines entsprechenden neuen Förderprogramms im MAP.

	Regelungen innerhalb des EEG	Flankierende Maßnahmen
Besondere Ausgleichsregelung	<ul style="list-style-type: none"> • Einführung einer zweiten Antragsfrist für neu gegründete Unternehmen in eng begrenzten Fällen. • Aufnahme einer Auskunftspflicht für begünstigte Unternehmen für die Erstellung des EEG-Erfahrungsberichts, unter Wahrung der Geschäftsgeheimnisse der Unternehmen. • Vereinfachung des Berechnungsverfahrens; Verzicht auf Pflicht zur Vorlage unternehmensspezifischer Werte mittels EVU-Bescheinigungen. 	
Wasserkraft	<ul style="list-style-type: none"> • Einheitlicher Vergütungszeitraum: 20 Jahre. • Änderung der Vergütungsklassen; Erhöhung der Vergütungssätze für den Leistungsbereich bis 0,5 MW_{el} von 9.67 ct/kWh auf 12.67 ct/kWh; für den Leistungsbereich von 0,5 bis 2 MW_{el} von 6,65 ct/kWh auf 8,85 ct/kWh und für den Leistungsbereich von 2 bis 5 MW_{el} von 6,65 ct/kWh auf 7,65 ct/kWh. • Für Anlagen ab 5 MW: Streichung der Stichtagsregelung, der Obergrenze von 150 MW und der mindestens zu erreichenden Leistungserhöhung um 15 %. • Ermöglichung alternativer geeigneter Nachweise für die Einhaltung der ökologischen Anforderungen. 	<ul style="list-style-type: none"> • Bindung der EEG-Vergütung von Wasserkraftanlagen aller Leistungsklassen an klar formulierte ökologische Anforderungen im EEG, WHG und UGB. • Vereinfachung des wasserrechtlichen Zulassungsverfahrens. • Ermöglichung der unentgeltlichen Nutzung von Bundeswasserstraßen für die Errichtung und den Betrieb von Wasserkraftanlagen. • Konzept zur Einführung eines anlagenübergreifenden Vergütungssystems für die gewässerökologische Modernisierung an mehreren Wasserkraftanlagen eines Flussgebietsabschnitts.
Biomasse	<ul style="list-style-type: none"> • Absenkung der Mindestvergütung nach § 8 Abs. 1 um 0,5 ct/kWh für Anlagen bis 5 MW_{el} (Inbetriebnahmejahr 2009). • Anhebung des KWK-Bonus von 2 auf 3 Cent/kWh, Konkretisierung des KWK-Begriffs. • Absenkung des Degressionssatzes für die Vergütung von Neuanlagen gemäß § 8 Abs. 5 von 1,5 % auf 1 % p. a. • Aufhebung der 20 MW-Obergrenze § 8 Abs. 1 EEG in Verbindung mit hohen Effizienzanforderungen; Absenkung der Vergütung für den Leistungsbereich über 5 MW_{el} um 2 ct/kWh. • Aufnahme einer Positiv- und Negativliste der "NawaRo-Bonusfähigen" Biomassen in einer Anlage des EEG, mit VO-Ermächtigung zur Änderung der Liste. • Ausschluss von Palmöl von der Vergütungspflicht, solange kein wirksames Zertifizierungssystem zur Sicherung eines nachhaltigen Anbaus besteht. • Einführung einer Ermächtigungsgrundlage zum Erlass einer Verordnung über die Nachhaltigkeitsanforderungen für die Erzeugung von nachwachsenden Rohstoffen, insbesondere zur Vermeidung von negativen Auswirkungen auf Naturhaushalt und Landschaftsbild. • Erweiterung des Geltungsbereichs des "KWK- Bonus" auf „Altanlagen“ (Inbetriebnahme bis 31.12.2003), sofern die Umrüstung der Anlage auf Wärmenutzung nach Inkrafttreten der Novelle/Neufassung des EEG auf Grundlage dieses Erfahrungsberichts erfolgt. • Begünstigte Technologien beim Technologiebonus: <ul style="list-style-type: none"> ➢ Aufnahme von Biogasmikronetzen mit einer Mindestlänge von 500 Meter in Verbindung mit Biogasanlagen. ➢ Streichung der Trockenfermentation. • Kopplung des Bonus für Einspeisung von aufbereitetem Biogas in das Erdgasnetz an die Einhaltung von Obergrenzen für Methanemissionen. 	<ul style="list-style-type: none"> • Überprüfung der Regeln der guten fachlichen Praxis und der anderweitigen Verpflichtungen für EU-Direktzahlungen (Cross Compliance-Anforderungen) hinsichtlich der Vermeidung von negativen Auswirkungen des Energiepflanzenanbaus auf Natur und Umwelt. • Sicherstellung von Maßnahmen zur Minderung der Methanemissionen aus Biogasanlagen, insbesondere durch Verpflichtung zur Abdeckung der Nachgärbehälter.

	Regelungen innerhalb des EEG	Flankierende Maßnahmen
Deponie-, Klär- und Grubengas	<ul style="list-style-type: none"> • Erhöhung des Vergütungssatzes für Deponiegasanlagen im Leistungsbereich bis 500 kW_{el}. • Anpassung der Vergütungssätze für Grubengas: Absenkung der Vergütung um 1 ct/kWh im Leistungsbereich 0,5-5 MW und um 2 ct/kWh im Leistungsbereich über 5 MW; Kopplung an stillgelegte oder aktive Schachtanlagen. 	
Geothermie	<ul style="list-style-type: none"> • Reduzierung der Leistungsklassen von vier auf zwei und Erhöhung der Grundvergütungen. • Einführung eines Wärmenutzungsbonus in Höhe von 3 ct/kWh. 	<ul style="list-style-type: none"> • Unterstützung des Baus von Nah- und Fernwärmenetzen durch andere Förderinstrumente. • Verstärkung der Forschungsaktivitäten. • Verbesserte Förderung im Marktanzreizprogramm (MAP). • Schaffung eines Fonds zur Deckung von Fündigkeitsrisiken.
Windenergie	<ul style="list-style-type: none"> • Absenkung des Degressionssatzes für die Vergütung von neuen Windenergieanlagen an Land von 2 % p.a. auf 1,0 % p.a. • Erhöhung der Netzstabilität durch Verbesserung der technischen Eigenschaften von Windenergieanlagen an Land: <ul style="list-style-type: none"> – <i>Bindung der Vergütung von neuen Windenergieanlagen an die Erfüllung bestimmter technischer Anlagenanforderungen zum Verhalten im Netzfehlerfall sowie zur Spannungs- und Frequenzstützung ab 1.1.2009; hierfür Erhöhung der Anfangsvergütung um 0,7 ct/kWh für Anlagen, die bis 31.12.2013 in Betrieb gehen</i> – <i>Einführung eines zeitlich befristeten Bonus von 0,7 ct/kWh für die technische Nachrüstung von Altanlagen, die seit dem 1. Januar 2002 in Betrieb genommen wurden</i> • Verbesserung des Repowering-Anreizes in § 10 Abs. 2: <ul style="list-style-type: none"> – <i>Ersatz der fixen zeitlichen Bedingung durch eine gleitende Regelung (ab 10 Betriebsjahren für Altanlagen),</i> – <i>Reduzierung der geforderten Leistungserhöhung vom 3-fachen auf das 2-fache; Einführung einer Obergrenzung der Leistungserhöhung des 5-fachen Wertes,</i> – <i>Einführung einer Regelung zur Übertragung des Vergütungssatzes von Alt- auf Repowering-Anlagen.</i> • Verbesserung der Vergütung für Windenergieanlagen auf See (Offshore) nach § 10 Abs. 3: <ul style="list-style-type: none"> – <i>Erhöhung des Anfangsvergütungssatzes für alle Anlagen, die ab 1. Oktober 2008 in Betrieb gehen, für die ersten 12 Jahre von 8,74 auf 11 – 14 ct/kWh (Bandbreite; exakter Wert wird noch ermittelt); Absenkung des niedrigeren Vergütungssatzes von 5,95 auf 3,5 ct/kWh.</i> – <i>Verschiebung des Termins für den Beginn der Degression von 1. Januar 2008 auf 1. Januar 2013. Erhöhung der Degression auf 5-7% (Bandbreite; exakter Wert wird noch ermittelt).</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • Erstellung eines Konzepts durch BMVBS und BMU zur Nutzung des Bauplanungsrechts, um die Repowering-Entwicklung zu verstärken; Implementierung im Dialog mit Ländern und Kommunen, auch mit dem Ziel des Abbaus administrativer Hemmnisse auf Landesebene (z.B. Höhenbegrenzungen und Abstandsregelungen). • Erstellung eines Repowering-Leitfadens durch BMU und BMVBS mit best-practice-Beispielen unter Beteiligung von Ländern und Kommunen. • Prüfung der Nutzung des Kommunal- und Steuerrechts durch BMI und BMF, um die Repowering-Entwicklung zu verstärken. • Streichung der Frist in § 118 Abs. 7 des Energiewirtschaftsgesetzes (Baubeginn bis 31. Dezember 2011) für die Übernahme des Netzanschlusses von Offshore-Windparks durch die Netzbetreiber. • Ermöglichung der unentgeltlichen Nutzung der Bundeswasserstraßen für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen. • Zügige Umsetzung der Raumordnung auf See.
Solare Strahlung	<ul style="list-style-type: none"> • Stufenweise Erhöhung der Degressionssätze um 2 % für 2009 und 2010 und ab 2011 um 3 %, d.h. für Dachanlagen von 5% auf 7 bzw. 8 % p. a. und für Freiflächenanlagen von 6,5% auf 8,5 bzw. 9,5 % p. a. • Einführung einer neuen Leistungsklasse für Dachanlagen ab 1.000 kW_p bei Absenkung des Vergütungssatzes. 	

Handlungsempfehlungen im Einzelnen

Einspeisemanagement

Zur weiteren Integration der Erneuerbaren Energien, insbesondere der fluktuierend einspeisenden Anlagen zur Stromerzeugung aus Wind- und solarer Strahlungsenergie in die Netzstruktur muss dem Netzbetreiber eine kurzfristige und begrenzte Abregelung der Anlagen möglich sein, falls die Netzstabilität ohne diese Maßnahme gefährdet wäre. Da die Nutzung dieser Option seitens des Netzbetreibers direkte Auswirkungen auf den Energieertrag und damit auf die Wirtschaftlichkeit einer Anlage hat, ist sie auf das geringst mögliche Maß zu begrenzen. Ferner sollte die Möglichkeit einer solchen Abregelung an eine Verpflichtung zur Ausschöpfung aller zumutbaren technischen Netzoptimierungsmöglichkeiten und – in Fällen, in denen dies wirtschaftlich zumutbar ist – an eine Verpflichtung zum zügigen Netzausbau geknüpft werden. Ein derart umfassendes Einspeisemanagement soll die größtmögliche Einspeisung von Strom aus EE- und KWK- Anlagen in das Netz garantieren.

Im Gegenzug sind die EE- und KWK- Anlagenbetreiber zu verpflichten, sicherzustellen, dass ihre Anlagen im Falle eines Netzengpasses vom Netzbetreiber ferngesteuert geregelt werden können. Weiterhin sollte die Transparenz des Einspeisemanagements erhöht und die Einführung einer besonderen Ausgleichsregelung für EE-Anlagenbetreiber eingeführt werden, die in besonderem Maße (Härtefall) durch das Einspeisemanagement und die damit einhergehenden, entsprechend großen Minderungen in ihrem Energieertrag betroffen sind. Anlagen unterhalb einer bestimmten Leistungsschwelle (Bagatellgrenze) sollten von den Regelungen zur Abregelung ausgenommen werden. Als flankierende Maßnahme ist eine Konkretisierung der Berichtspflicht in § 12 Abs. 3a EnWG zu implementieren.

Allgemeine Datenlage zur Entwicklung Erneuerbarer Energien im Strommarkt

Die verfügbare Datenbasis ist für ein effizientes Monitoring der Entwicklung der Erneuerbaren Energien im Sinne des EEG in praktisch allen Sparten als unzureichend einzustufen. Dies gilt beispielsweise hinsichtlich der Zahl der Anlagen, ihrer installierten Leistung, der eingesetzten Biomassearten sowie ökologischer Daten. Auch die Möglichkeit der stichprobenartigen Ermittlung der Stromgestehungskosten nach § 20 Abs. 2 EEG hat sich in der Praxis als nicht tragfähig erwiesen. Die entsprechenden Informationen müssen deshalb mit hohem Aufwand anderweitig beschafft oder geschätzt werden.

Das erste Änderungsgesetz zum EEG vom 1. Dezember 2006 erteilt der Bundesnetzagentur den Auftrag zur Erfassung, Dokumentation und Veröffentlichung von Anlagendaten mit dem Ziel der Steigerung der Transparenz des Wälzungsmechanismus (§§ 14a, 15 in Verbindung mit § 19a EEG). Ergebnisse hierzu liegen derzeit noch nicht vor. Unabhängig davon sollte die zu erhebende Datenbasis auf der Grundlage von § 15 erweitert und dem Bundesumweltministerium für wissenschaftliche Zwecke und für die Erfüllung der nationalen, europäischen und internationalen Berichtspflichten der Bundesregierung zu Erneuerbaren Energien, Energie und Klimaschutz zugänglich gemacht werden. Hierzu sollte die Bundesnetzagentur in die Lage versetzt werden. Neben der Nutzung und Erweiterung der bereits vorhandenen Strukturen zur Erhebung von ökonomisch relevanten Daten bei der Bundesnetzagentur sollte die Erhebung von ökologisch relevanten Daten verbessert werden.

Ausschließlichkeitsprinzip (§§ 5, 8 EEG) und Doppelvermarktungsverbot (§ 18 EEG)

Das **Ausschließlichkeitsprinzip** nach § 5 EEG lässt eine Vergütung nach EEG nur dann zu, wenn der Strom ausschließlich aus Erneuerbaren Energiequellen oder Grubengas erzeugt wird. Dies sollte beibehalten werden, denn die Hybridisierung Erneuerbarer Energien mit fossilen Brennstoffen wird hinreichend vom Treibhausgas-Emissionshandel abgedeckt. Hingegen sollte die Vergütung von Strom aus einem Mix verschiedener Erneuerbarer Energien generell zugelassen werden, um sich daraus ergebende Effizienz- und Innovationspotenziale ausschöpfen zu können. Dies betrifft insbesondere die Regelungen in § 8 zur Nutzung von Biomasse.

Eine **Doppelvermarktung** von Strom aus Erneuerbaren Energien ist weiterhin strikt abzulehnen. Ein Konfliktfeld, das diesbezüglich identifiziert wurde, liegt im Anwendungsbereich der flexiblen Kyoto-Mechanismen. Die Anerkennung eines Projekts als Joint-Implementation-(JI)-Projekt und die entsprechende Zuteilung von Emissionszertifikaten ist momentan auch dann möglich, wenn für die zugehörige Anlage eine Vergütung nach EEG in Anspruch genommen wird. Im Sinne des Doppelvermarktungsverbots ist die Anerkennung einer Anlage als JI-Projekt durch Einführung eines entsprechenden Passus in § 5 des Gesetzes zur Einführung der projektbezogenen Mechanismen nach dem Protokoll von Kyoto (Projekt-Mechanismen-Gesetz, ProMechG) auszuschließen, sobald die Vergütung nach dem EEG in Anspruch genommen wird. Dabei muss vor Inbetriebnahme der Anlage die Entscheidung getroffen werden, ob die EEG-Vergütung in Anspruch genommen werden soll oder ob im Rahmen des ProMechG die Möglichkeit der Nutzung von JI-Zertifikaten genutzt wird.

Strom aus Wasserkraft (§ 6 EEG)

Der Ausbau der Erzeugung von Strom aus Wasserkraft gemäß § 6 EEG blieb bisher deutlich hinter den Erwartungen zurück. Um die Attraktivität von Maßnahmen zur Nutzung der Wasserkraft zu steigern, sollten die Vergütungssätze für Anlagen bis 5 MW Leistung angehoben und eine zusätzliche Leistungsklasse über 0,5 MW bis einschließlich 2 MW eingeführt werden (Tabelle 6), so dass sich Investitionen schneller amortisieren. Im Gegenzug sollte der Vergütungszeitraum auf 20 Jahre befristet werden.

Tabelle 6: Empfehlung zur Anpassung der Vergütungssätze für Strom aus modernisierten oder neu errichteten Wasserkraftanlagen bis 5 MW Leistung (Inbetriebnahme 2009).

<i>Leistungsanteil</i>	<i>Bisheriger Vergütungssatz</i>	<i>Neuer Vergütungssatz</i>
bis 0,5 MW _{el}	9,67 ct/kWh	12,67 ct/kWh
über 0,5 MW _{el} bis 2 MW _{el}	6,65 ct/kWh	8,65 ct/kWh
über 2 MW _{el} bis 5 MW _{el}	6,65 ct/kWh	7,65 ct/kWh
Vergütungszeitraum	Inbetriebnahme vor 1.8.2004: unbefristet Inbetriebnahme ab 1.8.2004: 30 Jahre	20 Jahre

Im Sinne einer Vereinfachung und Vereinheitlichung der Regelungen im EEG wird empfohlen, den Vergütungszeitraum auch für Anlagen über 5 MW von 15 Jahren auf 20 Jahre festzusetzen. Ferner sollte für diese Anlagen aufgrund der langen Realisierungszeiträume die bestehende Stichtagsregelung (Inbetriebnahme bis 31. Dezember 2012) gestrichen werden. Dies gilt ebenfalls für die Leistungsobergrenze für die Vergütungsfähigkeit von 150 MW sowie die Anforderung an eine Erhöhung des elekt-

rischen Arbeitsvermögens von mindestens 15 %, die sich in der Praxis nicht bewährt haben.

Die ökologischen Anforderungen an neue, reaktivierte und modernisierte Anlagen sollten auch auf den Leistungsbereich 500 kW bis 5 MW ausgedehnt werden. Dabei sollten die gewässerökologischen Anforderungen im EEG und im WHG konkretisiert und später in die im UGB zu schaffenden wasserrechtlichen Zulassungsvoraussetzungen des Bundes für die Mindestwassermenge und die Gewässerdurchgängigkeit bei Wasserkraftanlagen aufgenommen werden. Weiterhin ist zu ermöglichen, dass neben der wasserrechtlichen Zulassung auch andere geeignete Nachweise über die Einhaltung der ökologischen Anforderungen akzeptiert werden, sofern diese eine verbindliche Bestätigung enthalten.

Die Umsetzung der genannten Empfehlungen innerhalb des EEG ist durch flankierende Maßnahmen zu ergänzen. Hier sind insbesondere eine Vereinfachung des wasserrechtlichen Zulassungsverfahrens im Umweltgesetzbuch, die Möglichkeit einer unentgeltlichen Nutzung von Bundeswasserstraßen für die Errichtung und den Betrieb von Wasserkraftwerken, sowie die Entwicklung eines Konzepts zur Einführung eines anlagenübergreifenden Vergütungssystems für die gewässerökologische Modernisierung an mehreren Wasserkraftanlagen eines Flussgebietsabschnittes, zu nennen.

Strom aus Deponiegas, Klärgas und Grubengas (§ 7 EEG)

Die Potenziale zur Stromerzeugung aus Deponie- und Klärgas sind weitgehend ausgeschöpft. Während für die Klärgasnutzung keine Anpassungen der Vergütungsregelungen erforderlich erscheint, ist bedingt durch die Abfallgesetzgebung davon auszugehen, dass die Deponiegasnutzung mittelfristig ausläuft. Kurzfristig können hier aber tendenziell kleinere Anlagen die bestehenden Anlagen sinnvoll ersetzen. Um dafür eine wirtschaftliche Basis zu schaffen, sollte der Vergütungssatz für Deponiegasanlagen im Leistungsbereich bis einschließlich 500 kW_{el} von bisher 7,67 ct/kWh (bzw. 7,33 ct/kWh bei Inbetriebnahme im Jahr 2007) auf 9,0 ct/kWh bei Inbetriebnahme im Jahr 2009 erhöht werden.

Die bestehende Vergütung für mittelgroße und große Grubengasanlagen liegt deutlich über den Stromgestehungskosten. Dies trifft sowohl auf Anlagen zu, die an guten Standorten unter entsprechenden Rahmenbedingungen optimal betrieben werden können, als auch auf Anlagen, die beispielsweise mit einer niedrigeren Volllaststundenzahl als im Idealfall arbeiten. Entsprechend sind zahlreiche Anlagen in den vergangenen Jahren in Betrieb genommen worden. Aufgrund der günstigen Kostenstrukturen kann die Vergütung für den Leistungsbereich über 500 kW bis einschließlich 5 MW um 1 ct/kWh und für den Leistungsbereich über 5 MW um 2 ct/kWh gesenkt werden. Ferner wird eine Eingrenzung der Vergütungspflicht auf Strom aus Schachtanlagen des aktiven und stillgelegten Bergbaus empfohlen.

Strom aus Biomasse (§ 8 EEG)

Die Stromerzeugung aus Biomasse verzeichnet seit 2004 ein dynamisches Wachstum. Die aus technologischer Sicht zu erwartenden Kostensenkungen konnten realisiert werden, allerdings wirken dem exogene Faktoren wie der weltweite Anstieg der Rohstoffpreise, insbesondere für Metalle entgegen, die zu steigenden Anlagenkosten führen. Hinzu kommt, dass sich die Preise für Bioenergien im Zuge des Preisanstiegs für fossile Energieträger heute ebenfalls auf einem höheren Niveau bewegen. Weil auf absehbare Zeit kein Rückgang zu erwarten ist, sollte die jährliche **De-**

gression der Vergütung für Neuanlagen gemäß § 8 Abs. 5 gesenkt werden; zur Aufrechterhaltung der Anreizwirkung für technische Weiterentwicklungen und die Ausschöpfung von Rationalisierungspotenzialen allerdings nur geringfügig von 1,5 % auf 1,0 % p. a.

In Bezug auf die Energieeffizienz der Biomassenutzung sind teilweise suboptimale Entwicklungen eingetreten. So wird nur ein kleiner Teil des aus Biomasse erzeugten Stroms in Anlagen mit effizienter **Kraft-Wärme-Kopplung** gewonnen. Deshalb sollte der Kraft-Wärme-Kopplungs-Bonus nach § 8 Abs. 3 von bisher 2 ct/kWh auf 3 ct/kWh angehoben werden. Zur Kompensation der daraus resultierenden höheren Differenzkosten kann im Gegenzug die Grundvergütung nach § 8 Abs. 1 gesenkt werden (Tabelle 7). Damit wird die Lenkungswirkung zur Kraft-Wärme-Kopplung verstärkt. In diesem Sinne sollte auch der Anwendungsbereich des Kraft-Wärme-Kopplungs-Bonus auf „**Altanlagen**“ erweitert werden, die vor dem 1. Januar 2004 in Betrieb genommen wurden.

Tabelle 7: Empfehlung zur Anpassung der Grundvergütung für Strom aus Biomasse (Inbetriebnahmejahr 2009).

<i>Leistungsanteil</i>	<i>Bisheriger Vergütungssatz</i>	<i>Neuer Vergütungssatz</i>
bis 150 kW _{el}	10,67 ct/kWh	10,17 ct/kWh
über 150 kW _{el} bis 500 kW _{el}	9,18 ct/kWh	8,68 ct/kWh
über 500 kW _{el} bis 5 MW _{el}	8,25 ct/kWh	7,75 ct/kWh
über 5 MW _{el}	7,79 ct/kWh	5,79 ct/kWh

Im Zusammenhang mit der Kraft-Wärme-Kopplung sollte der Begriff Nutzwärme präzisiert werden, um die bisher vereinzelt aufgetretene ineffiziente Wärmenutzung zu vermeiden. Und schließlich sollten im Sinne einer generellen Effizienzsteigerung im Rahmen der Biomasseverordnung die Anforderungen an die Wirkungsgrade der Anlagen erhöht werden. Dann kann auch die bisherige Leistungsobergrenze von 20 MW_{el} für den Vergütungsanspruch nach § 8 Abs. 1 EEG entfallen. Hierbei ist zu erwähnen, dass die bisherigen Regelungen zum Erhalt der verschiedenen Boni, auch und insbesondere mit deren Bindung an entsprechende Leistungsklassen, unverändert erhalten bleiben sollten.

Die Gewährung des Bonus für den Einsatz **nachwachsender Rohstoffe** (NawaRo) bis zur Leistungsklasse von 5 MW_{el} nach § 8 Abs. 2 ist der Marktentwicklung durch die Aufnahme einer Positiv- und Negativliste der bonus-fähigen Einsatzstoffe in einer Anlage zum EEG anzupassen. Durch eine Verordnungsermächtigung im Gesetz sollte die Möglichkeit geschaffen werden, diese Liste zeitnah dem Bedarf anzupassen. Zur Vermeidung nachteiliger Wirkungen auf Natur und Landschaft durch den Anbau von nachwachsenden Rohstoffen sollte eine Ermächtigungsgrundlage für den Erlass einer entsprechenden Verordnung über zu erfüllende Nachhaltigkeitsanforderungen eingeführt werden. Aus eben diesem Grund ist Palmöl, das zwar bisher nur in vergleichsweise geringen Mengen, aber mit deutlichen relativen Zuwächsen in stationären Anwendungen eingesetzt wird, solange von der Vergütungspflicht auszuschließen, wie kein wirksames Zertifizierungssystem zur Sicherung eines nachhaltigen Anbaus besteht.

Die Einführung des **Technologie-Bonus** nach § 8 Abs. 4 im Jahr 2004 erzielte eine positive Lenkungswirkung. So wurden von den im Jahr 2005 insgesamt 140 betriebenen Anlagen in einem Viertel aller Fälle Alternativen zum Dampfturbinenprozess eingesetzt. Die bestehenden Regelungen sind jedoch dem technischen Fortschritt

anzupassen. So sollte der Bonus künftig Biogasmikronetze mit einer Mindestlänge von 500 Metern in Verbindung mit Biogasanlagen einschließen, während die Trockenfermentation heute keiner besonderen Förderung mehr bedarf. Die Inanspruchnahme des Bonus für die Einspeisung von aufbereitetem Biogas in das Erdgasnetz sollte an die Einhaltung von Obergrenzen für Methanemissionen gekoppelt werden, um den Klimaschutzeffekt der Erneuerbaren Energien nicht durch die Unterstützung einer neuen Emissionsquelle zu konterkarieren.

Als **flankierende Maßnahmen** sind in erster Linie die Überprüfung der Regeln der guten fachlichen Praxis und der anderweitigen Verpflichtungen für EU-Direktzahlungen (Cross Compliance Anforderungen) hinsichtlich der Vermeidung von negativen Auswirkungen des Energiepflanzenanbaus auf Natur und Umwelt zu nennen. Dies gilt insbesondere für den durch das EEG hervorgerufenen Maisanbau zu energetischen Zwecken, der in den vergangenen beiden Jahren sehr stark zugenommen hat. Hierbei sollte Natur- und Umweltschutzaspekten entsprechende Bedeutung beigemessen werden. Darüber hinaus sollte durch entsprechende Maßnahmen sichergestellt werden, dass die Methanemissionen aus Biogasanlagen minimiert werden, was insbesondere durch eine Verpflichtung zur Abdeckung der Nachgärbehälter erreicht werden kann.

Strom aus Geothermie (§ 9 EEG)

Die geothermische Stromerzeugung beschränkt sich u. a. wegen der langen Planungs- und Bauzeiten zurzeit auf den Betrieb einer Pilotanlage. Es befinden sich jedoch mehrere Projekte in der Umsetzung. Auf der anderen Seite haben auch hier äußere Faktoren zu einer Verteuerung der Projekte beigetragen. Zum einen sind dies drastisch gestiegene Bohrkosten, die sich aus der hohen Nachfrage nach Bohrgeräten zur Exploration von Erdöl- und Erdgaslagerstätten ergeben, zum anderen die gestiegenen Weltmarktpreise für Stahl. Dem ist Rechnung zu tragen, weil die Kosten für Bohrungen, Verrohrungen u. ä. etwa die Hälfte der Gesamtkosten geothermischer Kraftwerke ausmachen. Deshalb sollte die Grundvergütung für die Stromerzeugung aus Geothermie erhöht werden (Tabelle 8). Gleichzeitig kann die Zahl der Leistungsklassen von vier auf zwei reduziert werden.

Tabelle 8: Empfehlung zur Anpassung der Grundvergütung für Strom aus Geothermie (Inbetriebnahmejahr 2009).

<i>Bisheriger Leistungsanteil</i>	<i>Neuer Leistungsanteil</i>	<i>Bisherige Vergütung</i>	<i>Neue Vergütung</i>
bis 5 MW _{el}	bis 10 MW _{el}	15,0 ct/kWh	17,0 ct/kWh
von 5 MW _{el} bis 10 MW _{el}		14,0 ct/kWh	
von 10 MW _{el} bis 20 MW _{el}	ab 10 MW _{el}	8,95 ct/kWh	12,0 ct/kWh
ab 20 MW _{el}		7,16 ct/kWh	

Damit aus der Perspektive der Energieeffizienz eine optimale Nutzung der vorhandenen Geothermiepotenziale gewährleistet werden kann, ist die Einführung eines Wärmenutzungsbonus analog zum Kraft-Wärme-Kopplungs-Bonus für die Stromerzeugung aus Biomasse sinnvoll. Er sollte 3 ct/kWh betragen.

Bei den notwendigen flankierenden Maßnahmen außerhalb des EEG handelt es sich vornehmlich um die Förderung des Baus von Nah- und Fernwärmenetzen zur Verteilung der anfallenden Wärme. Darüber hinaus sollte ein Fonds zur Deckung der geologischen Risiken (Fündigkeitsrisiken) geschaffen werden, die auf die einzelne Anlage bezogen häufig ein erhebliches Investitionshemmnis darstellen. Und schließlich

sollten die Forschungsaktivitäten insbesondere im Bereich fortgeschrittener Technologien verstärkt werden, womit zusätzlich eine Verbesserung der Darlehensförderung im Marktanreizprogramm (MAP) zur Deckung besonderer Investitionsrisiken bei nicht-hydrothermalen Vorhaben verbunden werden sollte.

Strom aus Windenergie (§ 10 EEG)

Mit einer Strommenge von über 30 Mrd. kWh ist Deutschland weltweit führend in der Stromerzeugung aus Windenergie. Seit 1991 wurden Anlagen mit einer Leistung von über 20.000 MW installiert und damit nicht nur erhebliche technologische Fortschritte erzielt, sondern auch die Stromgestehungskosten um ca. 60 % gesenkt. Die Technologie der Windenergienutzung an Land ist allerdings mittlerweile relativ ausgereift, so dass die Erschließung weiterer Kostensenkungspotenziale künftig langsamer erfolgen wird. Außerdem schlagen sich auch hier die gestiegenen Rohstoffpreise in den Anlagenkosten nieder. Der **Degressionssatz** für die Vergütung von neuen Windenergieanlagen an Land sollte deshalb von 2 % p. a. auf 1,0 % p. a. gesenkt werden.

Mit dem Ziel, die mit der **fluktuierenden Einspeisung** verbundenen Netzbelastungen zu minimieren und somit die Integration der Windenergieanlagen in den Kraftwerkspark zu unterstützen, sollte ab dem 01.01.2009 der Vergütungsanspruch für neue Windenergieanlagen an die Erfüllung bestimmter technischer Anlagenanforderungen zum Verhalten im Netzfehlerfall sowie zur Spannungs- und Frequenzstützung gebunden werden. Der hiermit verbundene finanzielle Mehraufwand sollte durch eine Erhöhung der Vergütung um 0,7 ct/kWh kompensiert werden. Diese Erhöhung kann im Zeitverlauf abgeschmolzen werden oder für Anlagen, die ab 1.1.2014 in Betrieb gehen, wieder entfallen. Um auch die Netzintegration bzw. Netzverträglichkeit von Bestandsanlagen zu verbessern, sollte ein auf fünf Jahre befristeter Bonus von 0,7 ct/kWh für die technische Nachrüstung von Altanlagen, die seit dem 01.01.2002 in Betrieb genommen wurden, eingeführt werden. Die Inanspruchnahme dieses Bonus soll an eine Bestätigung des Netzbetreibers gebunden sein, dass eine entsprechende Nachrüstung im konkreten Fall sinnvoll ist.

Weil die erwarteten Impulse aus der **Repowering-Regelung** nach § 10 Abs. 2 EEG bisher weitgehend ausgeblieben sind, sollten diesbezüglich die Rahmenbedingungen verbessert werden. Konkret bedeutet dies den Ersatz der fixen zeitlichen Bedingung (Inbetriebnahme bis zum 31.12.1995) durch eine gleitende Regelung (ab 10 Betriebsjahren für Altanlagen), die Reduzierung der geforderten Leistungserhöhung vom 3-fachen auf das 2-fache bei gleichzeitiger Einführung einer Obergrenze der Leistungserhöhung in Höhe des 5-fachen Wertes, auch für die Kombination mehrerer Alt- und Neuanlagen, sowie die Einführung einer Regelung zur Übertragung des Vergütungssatzes von Alt- auf Repowering-Anlagen.

Die Entwicklung der **Windenergienutzung auf See** im Sinne von § 10 Abs. 3 ist mit den Genehmigungen der beantragten Standorte zum Stillstand gekommen, weil primär ökonomische Gründe eine Realisierung der Vorhaben bisher verhinderten. Mit dem Inkrafttreten des Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetzes am 17. Dezember 2006 ist eine wesentliche Hürde beseitigt worden, dennoch ist eine Wirtschaftlichkeit aufgrund der deutlichen Kostensteigerungen nicht gegeben. Daher sollte der Anfangsvergütungssatz für die ersten 12 Jahre angehoben werden. Die Höhe sollte sich in einer Bandbreite von 11 – 14 ct/kWh bewegen, womit sich Deutschland im europäischen Vergleich im unteren Drittel bewegen würde (der exakte Wert wird auf der Basis aktueller Wirtschaftlichkeitsberechnungen noch ermittelt). Die Höhe der Vergütung wird maßgeblichen Einfluss auf die Ausbaustruktur, die verwendete Technologie, die erschließbaren Standorte sowie die Ausbaudynamik haben. Gleichzeitig kann der niedrige Vergütungssatz ab dem 13. Lebensjahr von 5,95 ct/kWh auf 3,5

ct/kWh reduziert werden. Zusätzlich sollte der Beginn der jährlichen Degression der Vergütung für Neuanlagen vom 1.1.2008 auf den 1.1.2013 verschoben und auf 5 - 7 % p. a. erhöht werden, denn erst dann dürften in hinreichender Zahl Anlagen installiert sein, die eine Absenkung der Vergütung auf Basis der gewonnenen Betriebserfahrungen rechtfertigen (exakter Wert wird noch ermittelt, s.o.).

Flankierende Maßnahmen zur Windenergienutzung sollen vor allem einer Stärkung der Repowering-Entwicklung dienen. Hierzu sollte durch das Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung und das Bundesumweltministerium im Dialog mit den Ländern und Kommunen ein Konzept zur Nutzung des Bauplanungsrechts entwickelt werden, mit dem nicht zuletzt administrative Hemmnisse auf Landesebene, z. B. in Bezug auf Höhenbegrenzungen und Abstandsregelungen, abgebaut werden können. Ebenfalls unter Beteiligung von Ländern und Kommunen sollten die genannten Ministerien BMVBS und BMU einen Repowering-Leitfaden mit best-practice-Beispielen erstellen. Parallel hierzu sollte durch BMI und BMF geprüft werden, ob Möglichkeiten zur Nutzung des Kommunal- und Steuerrechts zur Verstärkung der Repowering-Entwicklung bestehen.

Für die Planungs- und Kalkulationssicherheit zur weiteren Entwicklung im Offshore-Bereich ist die Streichung der Frist in § 118 Abs. 7 des Energiewirtschaftsgesetzes (Baubeginn bis 31. Dezember 2011) für die Übernahme des Netzanschlusses von Offshore-Windparks durch die Netzbetreiber erforderlich. Die Übertragung der Aufgabe der Netzplanung und -errichtung im Offshore-Bereich auf die Netzbetreiber hat sich bewährt. Weiterhin sind Maßnahmen zur zügigen Umsetzung der Raumordnung in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) ebenso angezeigt wie die Ermöglichung der unentgeltlichen Nutzung der Bundeswasserstraßen für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen. Letztere Regelung kann alternativ auch in das EEG aufgenommen werden.

Strom aus solarer Strahlungsenergie (§ 11 EEG)

Die Nachfrage nach Photovoltaikanlagen hat sich seit dem Jahr 2003 ausgesprochen dynamisch entwickelt und Deutschland als weltweit größten Markt etabliert. Dadurch wurden Milliardenbeträge in den Aufbau von Produktionsanlagen und mehrere zehntausend Arbeitsplätze investiert, die die deutsche Solarwirtschaft zu internationaler Wettbewerbsfähigkeit geführt haben. Unterstützt durch Forschung und Entwicklung wurden unerwartet hohe Produktivitätsfortschritte sowohl quantitativer als auch qualitativer Art erreicht. Dem sollte durch eine stufenweise Erhöhung der Degressionssätze für Dachanlagen nach § 11 Abs. 5 von 5 % p.a. auf 7 % p.a. (Inbetriebnahme 2009 und 2010) und 8 % p.a. (Inbetriebnahme ab 2011) und für Freiflächenanlagen von 6,5 % p.a. auf 8,5 % p.a. (Inbetriebnahme 2009 und 2010) und 9,5% p.a. (Inbetriebnahme ab 2011) Rechnung getragen werden. Die erhöhten Degressionssätze schaffen einen Anreiz, die Stromgestehungskosten in den nächsten Jahren ganz erheblich zu senken. Damit können sich insbesondere unter günstigen Einstrahlungsbedingungen, wie sie beispielsweise in Südeuropa oder im Süden der USA herrschen, bereits vor 2015 wettbewerbsfähige Stromkosten von zum Teil unter 10 ct/kWh im netzgekoppelten Betrieb ergeben, so dass dort ein Markt ohne zusätzliche finanzielle Förderung bedient werden kann, der auch deutschen Unternehmen interessante Perspektiven eröffnet. Dies würde die Lenkungswirkung des EEG in Richtung auf eine erfolgreiche Akquisition im Ausland fördern.

Weiterhin sollte eine neue EEG-Vergütungsklasse für Dachanlagen ab 1.000 kW_p installierter Leistung eingeführt werden. Um die Kostensituation adäquat zu berücksichtigen, ist für diese Leistungsklasse der Vergütungssatz von 41,79 ct/kWh auf 35,48 ct/kWh (beginnend mit dem Inbetriebnahmejahr 2009) abzusenken.

Speichertechnologien und Systemintegration (§ 20 Abs. 1 EEG)

Der Einsatz Erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung stellt neue Anforderungen an die Übertragungsnetze, da sie überwiegend Strom in dezentralen Erzeugungseinheiten produzieren und deshalb mit dem bisherigen, vor dem Hintergrund großer, zentraler Erzeugungseinheiten entwickelten Layout der Übertragungsnetze nicht ohne Weiteres kompatibel sind. Von besonderer Bedeutung ist hierbei der Ausgleich der Stromerzeugung aus Wind- und solarer Strahlungsenergie, soweit die tatsächliche Stromproduktion von der Prognose abweicht. Heute wird die dafür benötigte Regelenergie durch fossil befeuerte Kraftwerke wie Gasturbinen und durch Pumpspeicherkraftwerke bereitgestellt. Im Rahmen eines auf Dauer angelegten umfassenden Modernisierungsprozesses des gesamten elektrischen Versorgungssystems müssen deshalb weitere Fortschritte bei der Optimierung des Zusammenspiels von erneuerbaren und nicht-erneuerbaren Energien erreicht werden, die eine Verbesserung der Systemintegration der Erneuerbaren Energien durch bedarfsgerechte Einspeisung bzw. Verstetigung der Einspeisung u. a. durch den Einsatz von Speichertechnologien, die bessere Vernetzung von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien zu „virtuellen Kraftwerken“ usw. zum Ziel haben. Die oben genannten Maßnahmen des Einspeisemanagements und die Anforderungen an Windenergieanlagen, Systemdienstleistungen zu erbringen, sind Schritte in Richtung Integration der Erneuerbaren Energien in den bestehenden Kraftwerkspark. Ihre Verbreitung und Nutzung sollte daher bei der Weiterentwicklung des Gesamtsystems einbezogen werden.

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt ist es zu früh, hier konkrete Maßnahmen zu empfehlen. Das Bundesumweltministerium wird deshalb geeignete Optionen identifizieren und dem Bundestag darüber berichten. Des Weiteren sind die Rahmenbedingungen für ein zeitweises Ausscheiden von Anlagen aus dem Vergütungssystem des EEG bei Verkauf des erzeugten Stroms auf dem Markt zu regeln, da das Fehlen einer entsprechenden Regelung derzeit zu Mitnahmeeffekten auf Seiten der Anlagenbetreiber und zu Problemen bei Stromhändlern und Netzbetreibern führen kann. Als flankierende Maßnahmen außerhalb des EEG ist eine verstärkte Förderung von Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben im Bereich der Speichertechnologien, insbesondere von Druckluftspeichern, unterirdischen Pumpspeicherkraftwerken, Wasserstoffspeichern und Akkumulatoren vorzusehen. Dies sollte im Rahmen des Marktanreizprogramms des Bundes zur Förderung von Erneuerbaren Energien erfolgen.

Besondere Ausgleichsregelung (§ 16 EEG)

Bezüglich der Besonderen Ausgleichsregelung nach § 16 EEG, mit der die Entlastung von stromintensiven Unternehmen des produzierenden Gewerbes und von Schienenbahnen hinsichtlich der EEG-Umlage geregelt wird, ergibt sich aus den bisher gewonnenen Erfahrungen ebenfalls Handlungsbedarf: Es sollte in eng begrenzten Fällen eine zweite Antragsfrist für neu gegründete Unternehmen eingeführt werden. Gleichzeitig sollte allen begünstigten Unternehmen eine zweckgebundene Auskunftspflicht für die Erstellung des Erfahrungsberichts auferlegt werden, wobei die Wahrung der Geschäftsgeheimnisse der betroffenen Unternehmen zu gewährleisten ist. Das Berechnungsverfahren sollte durch Rückgriff auf einen einheitlichen Differenzkosten-Referenzwert vereinfacht werden. In Verbindung hiermit kann auf die Pflicht zur Vorlage unternehmensindividueller Werte mittels EVU-Bescheinigungen verzichtet werden.

6. Erwartete Wirkungen der Umsetzung der Handlungsempfehlungen

Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030

Die folgenden Betrachtungen knüpfen an die „Leitstudie Erneuerbare Energien 2007“ des Bundesumweltministeriums an, die entsprechend der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung zeigt, wie die CO₂-Emissionen bis zur Mitte des Jahrhunderts um etwa 80 % gegenüber dem Basisjahr 1990 gesenkt werden können. Im Strommarkt erreichen danach Erneuerbare Energien bis zum Jahr 2010 einen Anteil von 15,5 % und bis 2020 einen Anteil von 27 % an einem von derzeit 612 TWh auf dann 570 TWh leicht zurückgehenden Bruttostromverbrauch (Abbildung 5).

Die regenerative Stromerzeugung steigt von 74 Mrd. kWh im Jahr 2006 auf 156 TWh im Jahr 2020 und ist kompatibel mit dem Erneuerungsbedarf im gesamten Kraftwerkspark. Dabei verdreifacht sich die Verstromung von Biomasse bis 2020, während der Beitrag aus Windenergie an Land durch die weitgehende Erschließung der noch verbleibenden Standorte und vor allem durch vermehrtes Repowering innerhalb der nächsten 10 Jahre noch um etwa 50% zunimmt. Von erheblich größerer Bedeutung wird langfristig die Entwicklung der Windenergienutzung auf See sein. Die Photovoltaik liefert im Jahr 2020 mit 9 Mrd. kWh Strom bereits einen nennenswerten Beitrag. Dabei geht der jährliche Anlagenzubau auf 500 MW_p im Jahr 2015 zurück. Die geothermische Stromerzeugung trägt 2020 etwa 3 Mrd. kWh bei.

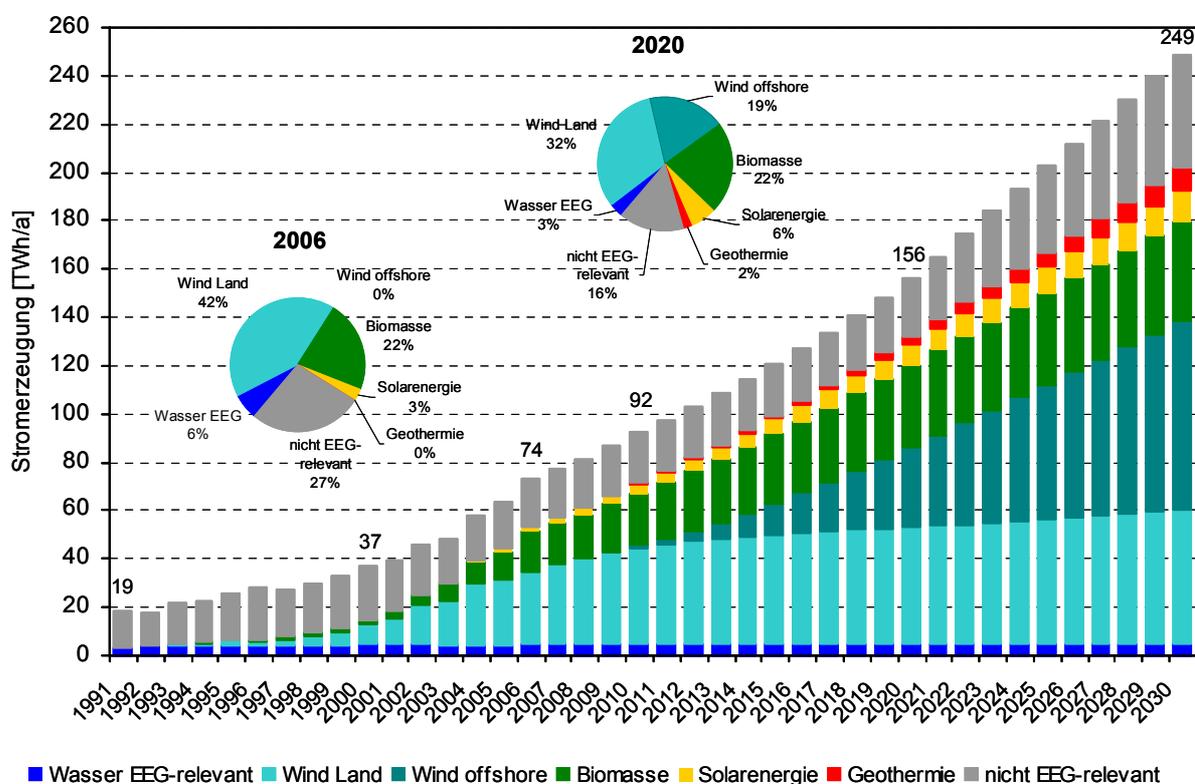


Abbildung 5: Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030.

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

Die Ermittlung der EEG-Vergütungszahlungen basiert auf dem Anlagenzubau und dem Ersatz von Altanlagen in den einzelnen Vergütungskategorien des EEG, wobei zukünftige Zahlungen mit 2% jährlich auf heutige Preise abgezinst werden. Der Umfang der künftig nach EEG vergüteten Strommengen hängt aber auch davon ab, in wieweit die Regelungen von den Anlagenbetreibern in Anspruch genommen werden. So ist eine alternative Vermarktung für Strom aus Windenergieanlagen, die keinen Anspruch mehr auf die erhöhte Anfangsvergütung des EEG haben, schon heute teilweise attraktiver. Dieser Trend wird sich – abhängig von der zukünftigen diesbezüglichen Ausgestaltung des EEG – weiter fortsetzen und verstärkt auch bei Neuanlagen greifen, so dass im Jahr 2025 voraussichtlich weniger als 40 % der gesamten EEG-relevanten Strommenge im EEG-Vergütungssystem verbleiben dürften. Weil dies in hohem Maße von der Entwicklung des allgemeinen Strompreisniveaus beeinflusst wird, werden im Folgenden zwei Varianten betrachtet:

Die **Hauptvariante** geht von einer Zunahme der Strompreise frei Kraftwerk bis 2020 auf etwa 6 ct/kWh und bis 2030 auf 7 ct/kWh in heutigen Preisen aus und entspricht der Variante „C“ in der Leitstudie Erneuerbare Energien. Darin sind CO₂-Aufschläge von 20 bzw. 30 €/t CO₂ enthalten (Durchschnittswert für 2006: 17 €/t). Maßnahmen zur Abtrennung von CO₂ in fossilen Kraftwerken und dessen Speicherung werden nicht berücksichtigt, weil sie mit schätzungsweise 35-45 € je t CO₂ im Jahr 2020 deutlich höhere CO₂-Vermeidungskosten verursachen würden. Entsprechend höher wäre dann auch der anlegbare Wert für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien.

Als Kriterium für die Bewertung der zu erwartenden Kosten des EEG ist die Betrachtung der **Differenzkosten** Ziel führender als die EEG-Umlage, denn hier wird berücksichtigt, dass die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien nicht nur zusätzliche Kosten (positive Differenzkosten) im Vergleich zum konventionellen System verursacht, sondern zunehmend auch die Wettbewerbsfähigkeit erreicht und damit zu negativen Differenzkosten führt. Abbildung 9 zeigt dies, wobei im Sinne einer konservativen Darstellung nicht eingerechnet wurde, dass durch das erhöhte EEG-Stromangebot eine Reduktion der allgemeinen Strompreise bewirkt wird. Da die EEG-Umlage in der politischen Diskussion allerdings eine wichtige Rolle spielt, wird sie im Folgenden ebenfalls betrachtet.

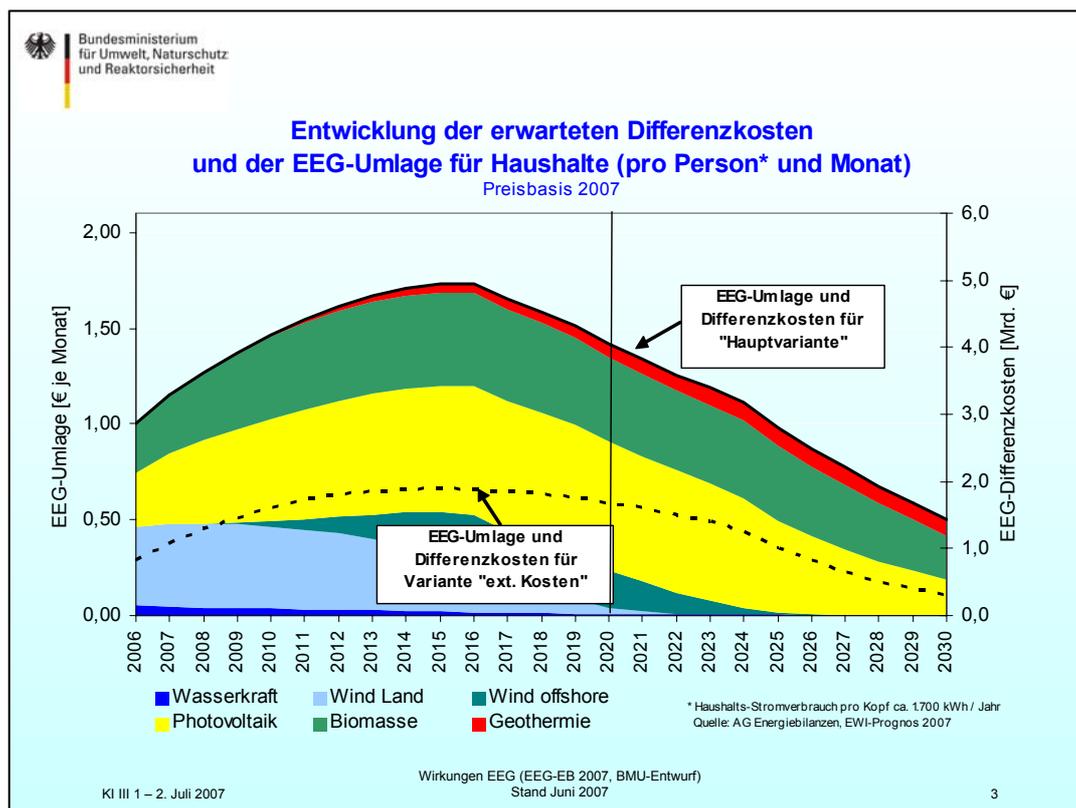


Abbildung 6: Entwicklung der EEG-Differenzkosten sowie der EEG-Umlage für Haushalte (Preisbasis 2007; nach Leitstudie 2007).

Abb. 6 zeigt die EEG-Differenzkosten auf Basis des EE-Ausbauszenarios, der veränderten Vergütungsregelungen (für Wind auf See wurde statt der Bandbreite ein mittlerer Wert angesetzt) und den Verläufen für die anlegbaren Strompreise für EEG-Strom. Dabei ist berücksichtigt, dass die Stromerzeugung aus Windenergie, Wasserkraft und teilweise aus Biomasse die Wettbewerbsfähigkeit früher erreicht als die Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie, Geothermie und einem anderen Teil der Biomasse.

Werden diese Kosten rechnerisch auf den gesamten nicht-privilegierten Stromletzverbrauch umgelegt, ergibt sich im Maximum eine Erhöhung der Stromendkundenpreise um etwa 1,2 Cent/kWh (Abb. 7).

Im statistischen Mittel verbrauchen Haushaltskunden (Tarifkunden) **pro Person** rund 1.700 kWh Strom im Jahr. Dies entspricht einer EEG-Umlage von rund 1 € pro Monat im Jahr 2006 und von rund 1,40 € im Jahr 2020. Dieser Durchschnitt schwankt stark in Abhängigkeit der Energieeffizienz und der Anzahl der Personen der Haushalte. Die EEG-Umlage für Privatkunden liegt damit 2020 rund 40 Cent pro Monat und Person über der des Jahres 2006, davon entfallen rund 4 Cent auf die Empfehlungen des vorliegenden Erfahrungsberichts. Hier führt insbesondere die Erhöhung der Vergütung für Windenergie auf See, mit der der Durchbruch in diesem Bereich erzielt wird, zu steigenden Kosten.

Die **Variante „Externe Kosten“** geht in Bezug auf CO₂ von den marginalen Schadenskosten der fossilen Stromerzeugung aus, wofür aus heutiger Sicht ein Orientierungswert von 70 €/t CO₂ angesetzt werden kann (siehe Abbildung 7).

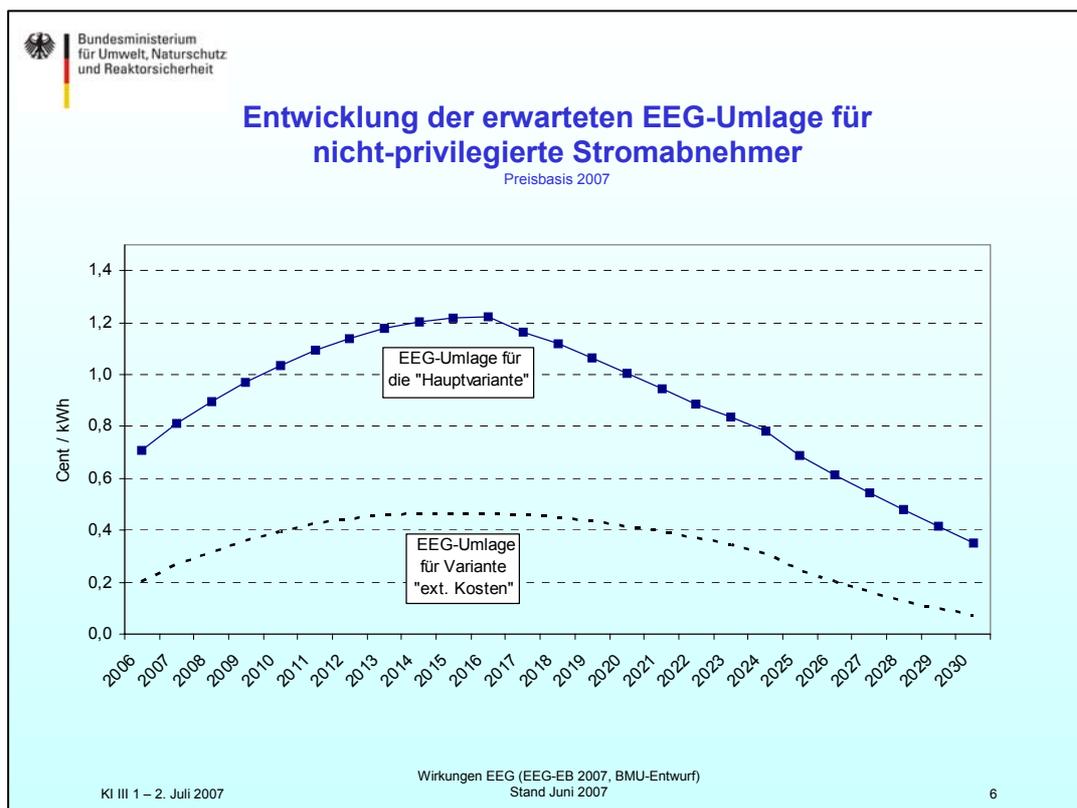


Abbildung 7: Entwicklung der EEG-Umlage für nicht privilegierte Stromabnehmer mit und ohne Berücksichtigung der Vermeidung von externen Kosten.

Unter Berücksichtigung der Entwicklung der Strommengen aus Erneuerbaren Energien, der Handlungsempfehlungen für die Anpassung der Vergütungsregelungen im EEG und des anlegbaren Wertes ergibt sich in Preisen von 2007 ein Anstieg des **EEG-Vergütungsvolumens** von schätzungsweise 5,5 Mrd. € im Jahr 2006 auf 11,6 Mrd. € bis 2018 in der Hauptvariante und geht danach dauerhaft zurück.

Für die Ermittlung der **EEG-Umlage** ist davon auszugehen, dass die Entlastung energieintensiver Unternehmen nach der Besonderen Ausgleichsregelung des § 16 EEG im Wesentlichen unverändert bleibt und sich dadurch die EEG-Umlage für den nicht privilegierten Stromverbrauch um etwa 15 % erhöht. Für einen Referenzhaushalt mit einem Jahresstromverbrauch von kWh (für drei Personen, nach VDEW, 2007) steigt dann die Umlage von rund 2,20 € je Monat in 2006 auf maximal etwa 3,60 € im Jahr 2016 und sinkt anschließend auf rund 3 € im Jahr 2020 und danach weiter (in heutigen Preisen) (Abbildung 6 und 7). Allerdings kann man im Kontext einer Effizienzsteigerung bei Elektrohaushaltsgeräten und Änderungen des Nutzerverhaltens davon ausgehen, dass sich der Stromverbrauch in privaten Haushalten in diesem Zeitraum verringert. Damit fällt auch die Mehrbelastung entsprechend geringer aus.

Der Anstieg der EEG-Umlage resultiert im Wesentlichen aus den Strommengen der neuen und innovativen Technologien in den Bereichen Solarstromerzeugung, Biomasse, Windenergie auf See und Geothermie, während große Teile der Stromerzeugung aus Windenergie an Land, Teile der Biomasse und Wasserkraft zunehmend aus dem Vergütungssystem des EEG ausscheiden dürften. Spezifisch entspricht die Steigerung der EEG-Umlage einer Erhöhung des Strompreises inkl. Umsatzsteuer um etwa 0,6 ct/kWh. Verglichen mit dem Gesamtanstieg der Haushaltsstrompreise im Zeitraum 2000-2006 um 5,5 ct/kWh ist dies relativ wenig.

Die im Erfahrungsbericht gemachten Handlungsvorschläge zur Anpassung der Vergütungssätze, Degressionen und Laufzeiten führen zu Mehr- bzw. Minderkosten gegenüber den geltenden EEG-Vergütungsregelungen. In Abb. 8 sind die spartenspezifischen Mehr- bzw. Minderkosten bei den Differenzkosten gegenüber einem unveränderten EEG dargestellt. Die schwarze Linie zeigt die Summe diesen aus Mehr- und Minderkosten an.

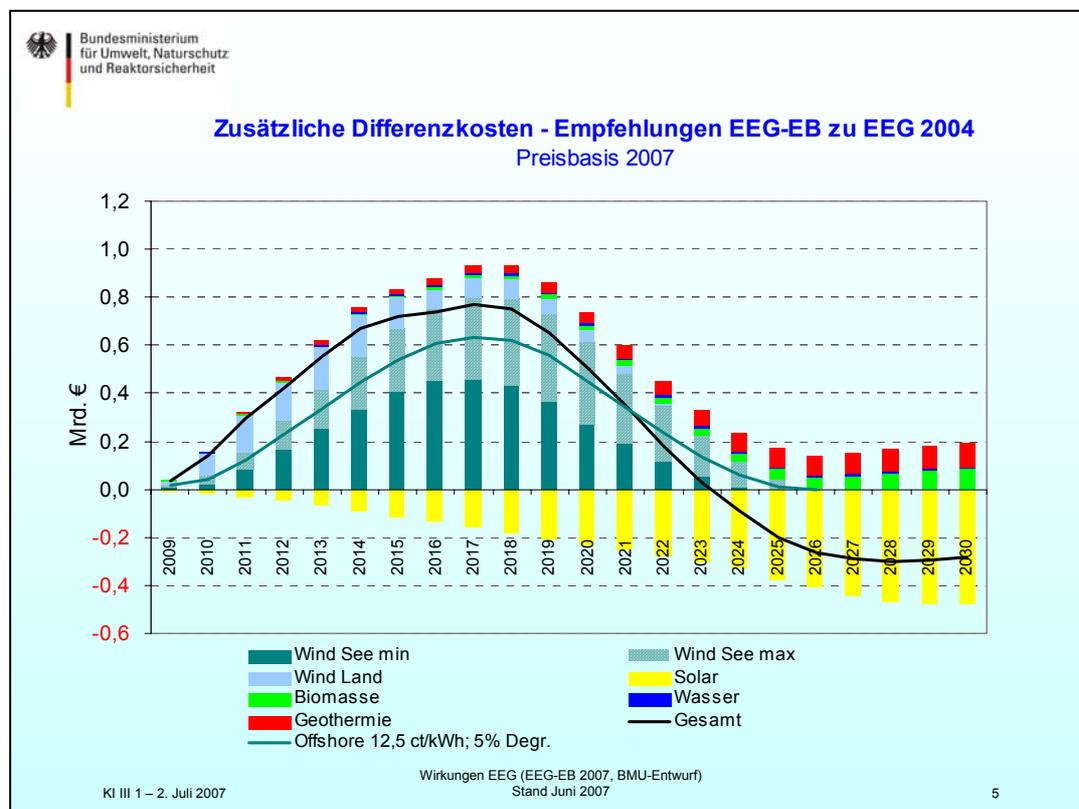


Abbildung 8: Veränderung der Differenzkosten bei Veränderung der Vergütungsregelungen des EEG entsprechend den Empfehlungen des Erfahrungsberichtes.

Ohne die vorgeschlagenen Erhöhungen für Wind auf See senken die Handlungsempfehlungen gegenüber dem jetzigem EEG die Differenzkosten im Jahr 2020 um insgesamt rund 110 Mio. €:

- Reduktion um 230 Mio. € bei Solarstrom;
- Erhöhung um 20 Mio. € bei Biomasse, 40 Mio. € bei Geothermie, 10 Mio. € bei Wasser und 50 Mio. € bei Windenergie an Land.

Die Empfehlungen für Wind Offshore (Bandbreite von 11-14 Cent/kWh und 5-7% Degression) führen zu einer Erhöhung der Differenzkosten um rund 300 – 600 Mio. € im Jahr 2020.

Alle Maßnahmen zusammen führen damit zu einer Erhöhung der Differenzkosten um rund 200 – 500 Mio. € im Jahr 2020. Die durchgezogenen Linien geben den Mittelwert der Bandbreite für Wind-Offshore allein und für alle Sparten zusammen wieder.

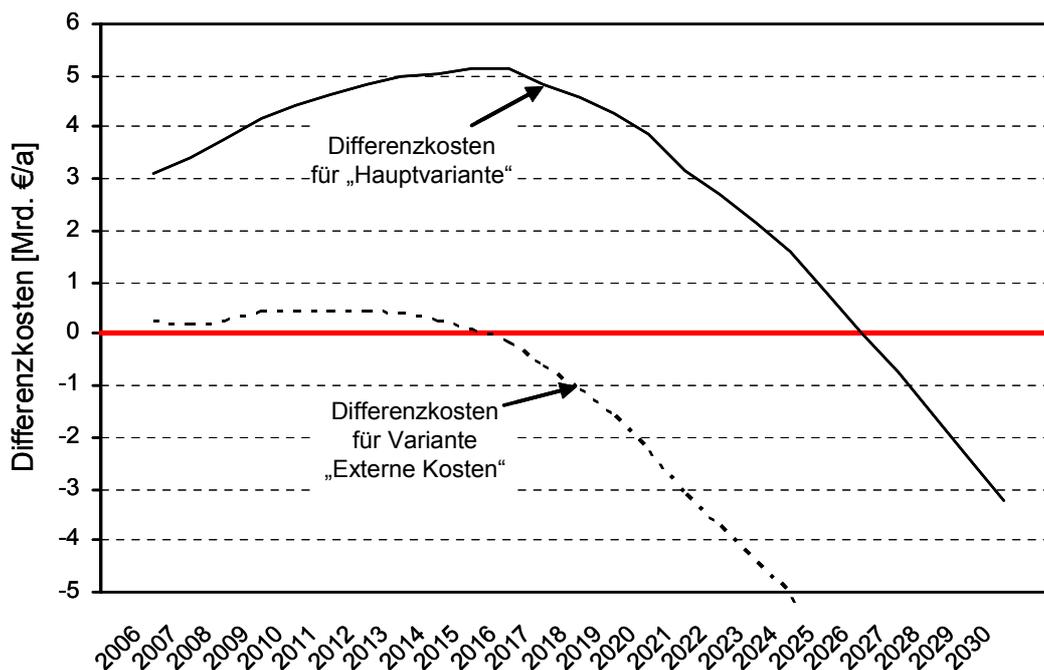


Abbildung 9: Entwicklung der Differenzkosten der EEG-relevanten Stromerzeugung (Preisbasis 2007).

Deutlich erkennbar ist, dass der Mix Erneuerbarer Energien unter Einbeziehung der externen Kosten des Klimawandels schon heute gesamtwirtschaftlich sinnvoll ist. Zusätzlich bestehen noch die positiven wirtschaftlichen Effekte wie der Merit-Order-Effekt (Stromkosteneinsparungen für die Stromhändler in Höhe von rund 5 Mrd. € im Jahr 2006), die Schaffung von Arbeitsplätzen oder die Einsparung von Kosten für den Import von fossilen Rohstoffen bzw. Uran (siehe Kapitel 5). In der Hauptvariante des anlegbaren Wertes für Strom aus Erneuerbaren Energien steigen die Differenzkosten hingegen noch für einige Jahre an, gehen dann aber ebenfalls zurück. Gegen Ende des Betrachtungszeitraumes ist die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien insgesamt wettbewerbsfähig, selbst wenn einige der neuen, und auf lange Sicht wichtigen Technologien auch dann noch positive Differenzkosten aufweisen. Daran wird nicht zuletzt deutlich, dass das EEG nicht als kurzfristiges least cost-Förderinstrument angelegt ist, sondern im Sinne einer Nachhaltigkeitsstrategie eine Reihe weiterer Ziele berücksichtigt. Gerade die langfristige Perspektive spielt dabei für die Stromerzeugung aus Geothermie und Solarenergie eine Rolle, die über beträchtliche Nutzungspotenziale verfügen. Für beide Bereiche gilt, dass sie unter Berücksichtigung der Schadenskosten des Klimawandels zwischen 2025 und 2030 ebenfalls wirtschaftlich darstellbar sind. Dies setzt andererseits voraus, dass rechtzeitig eine Marktentwicklung einsetzt, mit der die Kostenreduktionspotenziale sukzessive ausgeschöpft werden. Das EEG leistet dies. So sinkt beispielsweise die Vergütung für Photovoltaikanlagen auf Hausdächern innerhalb von 10 Jahren auf unter 20 ct/kWh, so dass es dann für private Haushalte durchaus interessant sein wird, den Solarstrom nicht mehr einzuspeisen, sondern selbst zu nutzen.

Klimaschutz- und industriepolitische Wirkungen des EEG

Für den Klimaschutz kommt dem EEG heute und in Zukunft eine zentrale Bedeutung zu. Die für Deutschland nach dem Kyoto-Protokoll vorgegebenen und weitergehen-

den Ziele sind ohne die Förderung Erneuerbarer Energien im Strommarkt nicht erreichbar. Bis 2020 kann alleine durch das EEG eine Minderung der energiebedingten CO₂-Emissionen um knapp 100 Mio. t induziert werden, wobei eingerechnet ist, dass die CO₂-Intensität der Stromerzeugung in fossilen Kraftwerken durch Effizienzsteigerungen und Veränderungen des Energiemixes um etwa 16 % abnimmt. Die in der Klimaagenda 2020 der Bundesregierung vorgesehene CO₂-Minderung gegenüber 1990 um 40 % kann somit zu einem Viertel durch das EEG erreicht werden (Abbildung 8).

Die mittleren CO₂-Vermeidungskosten des EEG-Strommixes sinken dabei im Hauptszenario des anlegbaren Wertes von etwa 70 €/t CO₂ im Jahr 2006 auf rund 35 €/t CO₂ im Jahr 2020 und gehen bis etwa 2025 auf Null zurück.

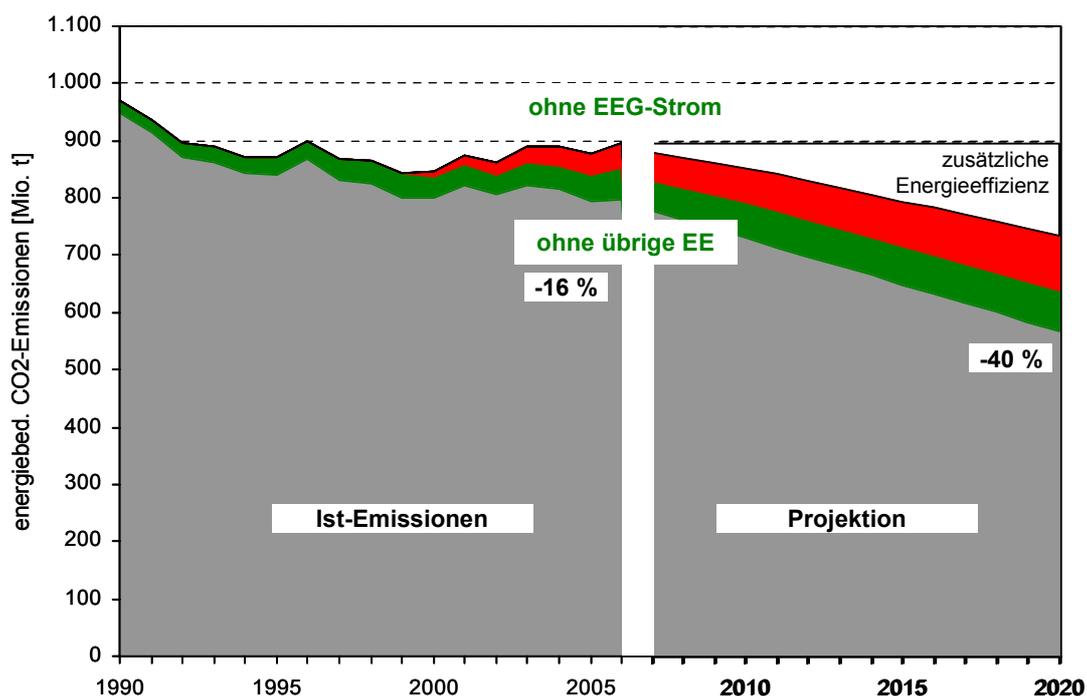


Abbildung 10: Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland im Zeitraum 1990 bis 2020.

Mit dem Ausbau Erneuerbarer Energien im Strommarkt sind erhebliche positive Wirkungen auf den **Wirtschaftsstandort Deutschland** verbunden. Denn von den gesamten Investitionen in Erneuerbare Energien, die sich im Zeitraum 2005-2020 auf über 150 Mrd. € belaufen, sind mehr als 95 Mrd. € bzw. 60 % auf das EEG zurückzuführen. Hinzu kommen Umsätze in Verbindung mit dem Betrieb und der Instandhaltung der Anlagen. Sie belaufen sich auf etwa 54 Mrd. € einschließlich der Kosten für Bioenergieträger in Höhe von 12 Mrd. €. Dies kommt Unternehmen auf allen Wertschöpfungsstufen zugute.

Gleichzeitig erfüllt das EEG eine wichtige industriepolitische Funktion. Die durch das EEG induzierten technologischen Innovationen und die weitere Senkung der Kosten für Strom aus Erneuerbaren Energien werden die hervorragende internationale Wettbewerbsposition der deutschen Erneuerbare-Energien-Branche weiter stärken. Erneuerbare Energien sind ein internationaler Wachstumsmarkt. So ist bis zum Jahr 2020 durchaus zu erwarten, dass sich das weltweite Investitionsvolumen in diese Technologien auf etwa 250 Mrd. € pro Jahr versechsfacht, wobei die höchsten Zuwächse im Bereich der Stromerzeugung aus Windenergie, Biomasse und Solarener-

7. Fazit

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Fortsetzung der Förderung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien durch das EEG nicht nur aus Gründen des Klimaschutzes und der Sicherung der deutschen Energieversorgung, sondern auch wegen der damit verbundenen Chancen für die deutsche Wirtschaft und damit die Schaffung qualifizierter, zukunftsfähiger Arbeitsplätze von herausragender Bedeutung ist. Die empfohlenen Anpassungen haben das Ziel, die Förderung noch zielgerichteter und effizienter zu gestalten. Sie vermeiden zum einen Überförderungen und steuern zum anderen dort nach, wo der erwünschte Ausbauschub bisher ausgeblieben ist.

Die mit der EEG-Umlage über einen begrenzten Zeitraum verbundenen Kostenbelastungen der Verbraucher werden als vertretbar angesehen. Sie werden bei Weitergabe von Kosten senkenden Effekten des EEG an die Stromkunden kompensiert. Sie stoßen zudem auf eine hohe Akzeptanz, denn in allen Umfragen spricht sich die weitaus überwiegende Mehrheit für einen konsequenten Umstieg auf Erneuerbare Energien aus. Dies gilt für Deutschland ebenso wie für die Europäische Union und viele andere Länder. In sofern überrascht es nicht, dass die Mehrzahl der EU-Mitgliedstaaten inzwischen Regelungen eingeführt haben, die dem EEG vergleichbar sind. Und schließlich ist festzustellen, dass gesamtwirtschaftlich gesehen schon heute der ökonomischen Nutzen des EEG überwiegt.