

## Unterrichtung

durch die Bundesregierung

### Bericht über den Stand der Markteinführung und der Kostenentwicklung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (Erfahrungsbericht zum EEG)

#### Inhaltsverzeichnis

	Seite
<b>1 Einführung</b> .....	3
<b>2 Rechtsgrundlage: Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG)</b> .....	3
<b>3 Erfolge bei der Markteinführung erneuerbarer Energien</b> .....	4
<b>4 Kosten der EEG-Förderung</b> .....	5
<b>5 Stand der Markteinführung und der Kostenentwicklung</b> .....	7
5.1 Photovoltaik .....	7
5.1.1 Marktumfeld .....	7
5.1.2 Kostenentwicklung .....	7
5.1.3 Zusammenfassung und Ausblick .....	10
5.2 Windkraft .....	10
5.2.1 Marktumfeld .....	10
5.2.2 Kostenentwicklung .....	12
5.2.3 Zusammenfassung und Ausblick .....	15
5.3 Biomasse .....	15
5.3.1 Marktumfeld .....	15
5.3.1.1 Feste Biomasse .....	16
5.3.1.2 Gasförmige Biomasse .....	16
5.3.2 Kostenentwicklung .....	16
5.3.2.1 Kosten der Stromerzeugung aus fester Biomasse .....	16
5.3.2.2 Kosten der Stromerzeugung aus gasförmiger Biomasse .....	18
5.3.3 Zusammenfassung und Ausblick .....	19
5.4 Wasserkraft .....	19
5.4.1 Marktumfeld .....	19

	Seite
5.4.2 Kostenentwicklung .....	20
5.4.3 Zusammenfassung und Ausblick .....	22
5.5 Weitere Energieträger .....	22
5.5.1 Klär-, Deponie-, Grubengas .....	22
5.5.2 Geothermie .....	22
<b>6 Clearingstelle nach § 10 EEG .....</b>	<b>22</b>
<b>7 Perspektiven der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen im europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt .....</b>	<b>23</b>
<b>Anhang I</b>	
Gesetzestext EEG .....	24
<b>Anhang II</b>	
Text Biomasseverordnung .....	29
<b>Anhang III</b>	
Investitionsförderprogramme und gesetzliche Regelungen zur Förderung erneuerbarer Energien mit unmittelbarem Bezug zum EEG .....	32
<b>Anhang IV</b>	
Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Einspeisevergütungen für die Jahre 2000 und 2001 .....	33

## 1 Einführung

Die Realisierung einer nachhaltigen Energieversorgung ist ein zentrales Politikziel der Bundesregierung. Es gilt dabei, die Energieversorgung künftiger Generationen unter Berücksichtigung ökologischer Ziele und gleichzeitigem wirtschaftlichen Wachstum sicherzustellen. Ein Kernelement dieser Strategie ist es auch, den Anteil erneuerbarer Energien an der Energieversorgung im Interesse der Sicherung endlicher Energieressourcen und im Hinblick auf den Umwelt- und den Klimaschutz deutlich zu steigern. Die Bundesregierung hat das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung bis zum Jahr 2010 zu verdoppeln. Nach 2010 soll dieser Ausbau weiter deutlich vorangebracht werden. Bis Mitte des Jahrhunderts sollen erneuerbare Energien rund die Hälfte des Energieverbrauchs decken. Daraus ergeben sich zwischen 2010 und 2050 liegende Orientierungswerte.<sup>1</sup> Die Bundesregierung hat das Ziel, dass erneuerbare Energien mittel- bis langfristig ihre Wettbewerbsfähigkeit im Energiebinnenmarkt erreichen. Denn nur dann, wenn sich erneuerbare Energien ohne finanzielle Förderung auf dem Markt behaupten, können sie auf Dauer eine tragende Rolle im Energiemarkt spielen. Die Berücksichtigung der unterschiedlichen externen Kosten (insbesondere langfristige Umwelt- und Klimaschäden) der konventionellen und erneuerbaren Energien bei gleichzeitiger volkswirtschaftlicher Verträglichkeit bleibt weiter ein wichtiges Ziel.

Die Zielsetzung in Deutschland ist eingebettet in einen europäischen Rahmen. In der EU-Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt vom 27. September 2001 hat sich Deutschland zu dem Ziel bekannt, bis zum Jahr 2010 den Anteil regenerativ erzeugten Stroms im heimischen Elektrizitätsmarkt auf rd. 12,5 % zu steigern.

Trotz unverkennbarer Erfolge – nach einem Anteil der erneuerbaren Energien am Netto-Stromverbrauch von 5,2 % im Jahr 1998 und von annähernd 7 % im Jahr 2000 gab es im Jahr 2001 einen Anstieg auf knapp 7,5 % – erfordert der weitere Ausbau erneuerbarer Energien derzeit auf absehbare Zeit noch eine gezielte staatliche Unterstützung. Diese reicht von der Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich erneuerbarer Energien über die Gewährung von Investitionsanreizen zur Nachfragestimulierung bis hin zu gesetzlichen Einspeise- und Vergütungsregelungen.

Zu den zentralen Elementen des energiepolitischen Maßnahmenbündels der Bundesregierung zählt das Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG, Anhang I). Der Deutsche Bundestag hat dieses Gesetz am 29. März 2000 verabschiedet; es trat zum 1. April 2000 in Kraft. Mit dem EEG wurde das in Deutschland durch das Stromeinspeisungsgesetz bereits 1991 eingeführte Einspeise- und Vergütungssystem zugunsten regenerativen Stroms an die Bedingungen im liberalisierten Strommarkt angepasst und erheblich verbessert.

<sup>1</sup> Vgl. Umweltbericht 2002 sowie Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung 2002.

Mit seinem Urteil vom 13. März 2001 zum alten Stromeinspeisungsgesetz hat der Europäische Gerichtshof die Einspeise- und Mindestpreisregelung als EU-rechtskonform bestätigt. Mit ihrer Entscheidung vom 22. Mai 2002 hat die Europäische Kommission nunmehr auch das Beihilfverfahren zum EEG endgültig eingestellt.

Das EEG sieht regelmäßige Berichte über den Stand der Markteinführung für erneuerbare Energien und der Kostenentwicklung im Abstand von zwei Jahren, erstmals zum 30. Juni 2002, vor. Diesem Auftrag kommt die Bundesregierung mit dem vorliegenden Bericht nach. Nach dem Überblick über die Rechtsgrundlagen in Kapitel 2 folgen in Kapitel 3 Ausführungen zu den Erfolgen bei der Markteinführung und in Kapitel 4 zu den Kosten des EEG. Die Analyse der Einzelergebnisse für die verschiedenen erneuerbaren Energieträger in Kapitel 5 stützt sich auf Studien zur Markt- und Kostenentwicklung bei erneuerbaren Energien, die im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie durch das Institut für Ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) erstellt wurden. Daneben hat das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit Studien sowohl im Hinblick auf das Monitoring der Biomasseverordnung als auch im Zusammenhang mit anderen Fragestellungen erstellen lassen, die teilweise Berührungspunkte mit dem EEG aufweisen.<sup>2</sup> Die Folgekapitel 6 (Clearingstelle nach § 10 EEG) und 7 (Perspektiven der Stromerzeugung im europäischen Strombinnenmarkt) stellen weitere wesentliche Aspekte im Zusammenhang mit der finanziellen Unterstützung erneuerbarer Energien durch das EEG dar.

Neben der im EEG geregelten Abnahme- und Vergütungspflicht von regenerativ erzeugtem Strom in Verbindung mit der Biomasseverordnung (BiomasseV, Anhang II) bestehen eine Reihe von Investitionsfördermaßnahmen (u. a. Marktanzreizprogramm zugunsten erneuerbarer Energien, 100 000 Dächer-Solarstrom-Programm) und Regelungen, die den Ausbau erneuerbarer Energien unterstützen. Anhang III gibt einen Überblick über die wichtigsten Programme und Bestimmungen, in Anhang IV findet sich ein Überblick über die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Einspeisevergütungen für die einzelnen erneuerbaren Energieträger.

## 2 Rechtsgrundlage: Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG)

Das EEG regelt die Netzeinspeisung und Vergütung von Strom aus Wasserkraft, Windkraft, solarer Strahlungsenergie, Geothermie, Deponiegas, Klärgas, Grubengas und Biomasse. Die BiomasseV bestimmt, welche Stoffe als Biomasse im Sinne von § 2 EEG gelten und damit in die gesetzliche Einspeise- und Vergütungsregelung einbe-

<sup>2</sup> Forschungsarbeiten des Instituts für Energetik und Umwelt (IE), des Deutschen Instituts für Luft- und Raumfahrt (DLR) in Kooperation mit dem Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie (WI), des Deutschen Windenergie-Instituts (DEWI), des Instituts für Energie- und Umweltforschung (ifeu), des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung (ZSW), der Professur für Volkswirtschaftslehre, insbesondere Energie- und Ressourcenwirtschaft, der Universität Flensburg und RA Dr. Stefan Klinski.

zogen sind. Sie enthält darüber hinaus Bestimmungen über die anzuwendenden Verfahren bei der Stromerzeugung aus Biomasse und legt für bestimmte Altholzkategorien besondere Umwelanforderungen für die nach dem EEG vergüteten Biomasseanlagen fest.

Das EEG verpflichtet die Stromnetzbetreiber zur Abnahme regenerativ erzeugten Stroms und zur Zahlung von Mindestvergütungen an die Erzeuger. Die Vergütungshöhe orientiert sich an den Kosten, die bei der Gewinnung regenerativen Stroms entstehen, um den wirtschaftlichen Betrieb von Anlagen, mittels derer Strom aus regenerativen Energieträgern gewonnen wird, zu ermöglichen. Die Mindestvergütungen hängen ab von der Art des Energieträgers und teilweise von der elektrischen Leistung der Anlagen sowie bei Windkraftanlagen vom Standort. Sie sind – mit Ausnahme der Wasserkraft – auf zwanzig Jahre, bezogen auf das Jahr der Inbetriebnahme, befristet. Investoren und Kreditinstitute erhalten somit Planungssicherheit für ihre Investitions- und Kreditvergabeentscheidungen. Dabei haben Anlagenbetreiber und -projektierer auch Erwartungen über die branchenspezifische Inflationsentwicklung zu berücksichtigen.

Die Vergütungssätze für Neuanlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse, Windkraft und solarer Strahlungsenergie (insbesondere Photovoltaik) hängen auch ab vom Kalenderjahr, in dem diese Anlagen erstmals in Betrieb gehen: Erstmals für Strom aus Anlagen, die nach dem 1. Januar 2002 in Betrieb gegangen sind, greift eine Absenkung der Vergütungssätze um einen von der Art des Energieträgers abhängigen gesetzlich festgelegten Prozentsatz; diese Degression wird in den kommenden Jahren weiter fortgesetzt. Das degressive Vergütungsschema für Strom aus Neuanlagen soll die Hersteller zur kontinuierlichen Verbesserung der Wirtschaftlichkeit im Produktionsprozess und im Anlagenbetrieb und zur consequenten Nutzung von Innovationsspielräumen anhalten.

Die folgende Tabelle (Tabelle 1, siehe unten) gibt die Entwicklung der im Gesetz festgelegten Vergütungen im Zeitraum 2000 bis 2002 an (ohne Inflationseffekte).

### 3 Erfolge bei der Markteinführung erneuerbarer Energien

Die Maßnahmen der Bundesregierung im Bereich erneuerbarer Energien, vornehmlich die Einführung des EEG, haben in den vergangenen Jahren einen deutlichen Anstieg der Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung bewirkt. Dies gilt zunächst vor allem für die Windkraft, doch das EEG bietet auch den anderen erneuerbaren Energiequellen – Biomasse, Geothermie, Solarstrahlung und Wasserkraft – vorteilhafte Bedingungen dafür, ihren Anteil an der Stromproduktion zu steigern. Dies setzt voraus, dass das Einspeise- und Vergütungssystem des EEG und weitere Anstrengungen in Forschung und Entwicklung zu weiteren deutlichen Kostensenkungen führen, um die Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Energieträger unter Berücksichtigung der unterschiedlichen externen Kosten (insbesondere langfristige Umwelt- und Klimaschäden) der konventionellen und erneuerbaren Energieträger bei gleichzeitiger volkswirtschaftlicher Verträglichkeit weiter zu verbessern. Stromerzeugung aus Biomasse und Geothermie kann insbesondere zur Grundlastbereitstellung beitragen.

Das EEG hat seit seiner Einführung zusammen mit den anderen von der Bundesregierung eingesetzten Instrumenten in den verschiedenen Sparten der erneuerbaren Energien zur Entwicklung von Industriezweigen und zur Sicherung bestehender und Schaffung neuer Arbeitsplätze geführt. Die Ergebnisse der Begutachtung (IÖW) können sich nur auf Branchenangaben und Schätzungen stützen

Tabelle 1

#### Vergütungssätze regenerativer Energien für die Jahre 2000, 2001 und 2002 (die Werte gelten für Anlagen, die im betreffenden Kalenderjahr neu in Betrieb gegangen sind).

	Jährl. Degression ab 1.1.2002	2000 (€-Ct/kWh)	2001 (€-Ct/kWh)	2002 (€-Ct/kWh)
Wasserkraft (< 500 kW)	0 %	7,67	7,67	7,67
Wasserkraft (> 500 kW)	0 %	6,65	6,65	6,65
Biomasse (< 500 kW)	1 %	10,23	10,23	10,1
Biomasse (< 5 MW)	1 %	9,21	9,21	9,1
Biomasse (> 5 MW)	1 %	8,70	8,70	8,6
Geothermie (< 20 MW)	0 %	8,95	8,95	8,95
Geothermie (> 20 MW)	0 %	7,16	7,16	7,16
Windkraft (< 5 Jahre)	1,5 %	9,10	9,10	9,0
Windkraft (> 5 Jahre)	1,5 %	6,19	6,19	6,1
Photovoltaik	5 %	50,62	50,62	48,1

und beziehen sich ausschließlich auf Arbeitsplätze in den jeweiligen Wirtschaftszweigen selbst. Eine gesamtwirtschaftliche Bewertung der Arbeitsplatzeffekte ist auf Basis dieser Erhebungen nicht möglich. Danach sind im Bereich der Windenergiebranche ca. 35 000 Personen beschäftigt (davon direkte Arbeitsplätze: ca. 4 700<sup>3</sup>). In der Biomassebranche sind bis zu 40 000 direkte und indirekte Arbeitsplätze zu verzeichnen. Photovoltaik und Wasserkraft bieten (direkte und indirekte) Arbeitsplätze für etwa 5 000 bzw. 2 000 Personen. Unter Einbeziehung des deutlich gewachsenen Solarkollektormarktes belaufen sich aktuelle Schätzungen für den gesamten Bereich der erneuerbaren Energien auf bis zu 120 000 Arbeitsplätze im Jahr 2001. Die Arbeitsplätze befinden sich in den verschiedensten Bereichen: in der Bauwirtschaft, dem Maschinenbau, der Land- und Holzwirtschaft sowie der Forschung und Entwicklung.

Das EEG hat zusammen mit den anderen von der Bundesregierung eingesetzten Instrumenten bereits im Jahr 2001 zu einem Umsatzvolumen von weit mehr als 6 Mrd. Euro geführt. Die positive Branchenentwicklung verbessert auch Deutschlands Exportchancen. Der vermehrte Einsatz von erneuerbaren Energien leistet des Weiteren einen Beitrag zur Versorgungssicherheit.

Aus umwelt- und klimapolitischer Sicht besonders bemerkenswert sind die durch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien eingesparten Emissionen. Im Jahr 2001 wurden neben Luftschadstoffen, die für die bodennahe Ozonbildung (8 000 Tonnen) und die Versauerung der Böden (37 000 Tonnen) verantwortlich sind, rd. 35 Mio. t Kohlendioxid-Äquivalent an Treibhausgasen vermieden. Bei Erreichen des Verdopplungsziels werden dies im Jahr 2010 ca. 70 Mio. t CO<sub>2</sub> sein. Das EEG leistet so bereits heute einen wichtigen Beitrag zum Schutz des Klimas.

#### 4 Kosten der EEG-Förderung

Das EEG sieht – anders als sein Vorgängergesetz, das Stromeinspeisungsgesetz von 1991 – einen bundesweiten Ausgleich der sich aus dem Einspeise- und Vergütungssystem des EEG ergebenden Kosten zwischen den Netzbetreibern und damit eine gleichmäßige Verteilung der Kosten für die eingespeisten Strommengen auf den gesamten Stromverbrauch vor. Das System zur Unterstützung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach dem EEG basiert ausschließlich auf privatrechtlichen Beziehungen der Akteure untereinander. Das EEG begründet privatrechtliche Ansprüche der begünstigten Anlagenbetreiber auf Einspeisung und Vergütung des in den Anwendungsbereich des Gesetzes fallenden regenerativ erzeugten Stroms.

Auch der bundesweite Ausgleichsmechanismus basiert auf privatrechtlichen Ansprüchen der Netzbetreiber un-

tereinander: Dazu werden jährlich zunächst die von den jeweiligen Netzbetreibern aufgenommenen Strommengen aus erneuerbaren Energien und die dafür aufzubringenden gesetzlichen Vergütungen auf die Ebene des Übertragungsnetzes übergewälzt. Die Übertragungsnetzbetreiber gleichen Strommengen und Vergütungen untereinander aus, sodass jedes Unternehmen den gleichen Anteil an Strom aus erneuerbaren Energien im Sinne des EEG aufnimmt und an den Vergütungen trägt. Die danach verteilten Mengen und Vergütungsbeträge werden anschließend von den Übertragungsnetzbetreibern – ebenfalls anteilig – an die Energieversorgungs-Unternehmen (EVU), die Endkunden beliefern, und Stromhändler entsprechend deren Anteil am Stromabsatz weitergegeben. Im Ergebnis erhalten alle letztbeliefernden EVU und Stromhändler eine einheitliche Quote von EEG-Strom (die so genannte EEG-Quote<sup>4</sup>) zu einer bundesweit einheitlichen Durchschnittsvergütung.

Nach Angaben der Deutschen Verbundgesellschaft (DVG<sup>5</sup>) belief sich im Rumpfbjahr 2000 (1. April 2000 bis 31. Dezember 2000) bei einer Erzeugung regenerativen Stroms in Höhe von 9,9 Mrd. kWh und einer Gesamtvergütung gemäß EEG von rd. 845,06 Mio. Euro die EEG-Quote auf 2,9 %, die Durchschnittsvergütung<sup>6</sup> auf 8,54 €/Ct/kWh. Für das Jahr 2001 nennt der Verband der Netzbetreiber (VDN) ein Gesamtvolumen von rd. 17,820 Mrd. kWh an EEG-Einspeisungen mit rd. 1,54 Mrd. Euro an Vergütungszahlungen. Daraus ergibt sich für das Jahr 2001 eine EEG-Quote von 3,90 % und eine Durchschnittsvergütung von 8,64 €/Ct/kWh.

Die folgende Abbildung (Abbildung 1, Seite 6) zeigt die Entwicklung der eingespeisten Strommengen nach Stromeinspeisungsgesetz (1991 bis 31. März 2000) und EEG (ab 1. April 2000).

Die Umlage der EEG-Vergütungszahlungen auf die gesamte Stromerzeugung führt rein rechnerisch zunächst zu durchschnittlichen Kosten pro kWh in Höhe von rd. 0,3 €/Ct. Dieser Betrag überzeichnet allerdings die Wirkung des EEG, da der durch die Abnahmepflicht für EEG-Strom verdrängte alternative Strombezug (17,82 Mrd. kWh im Jahr 2001) bei den letztbeliefernden EVU und Stromhändlern ebenfalls kostenmäßig in Ansatz zu bringen ist.

Je nach erzielbarem Marktpreis für Strom aus konventionellen Energieträgern ergeben sich auf Basis des Ver-

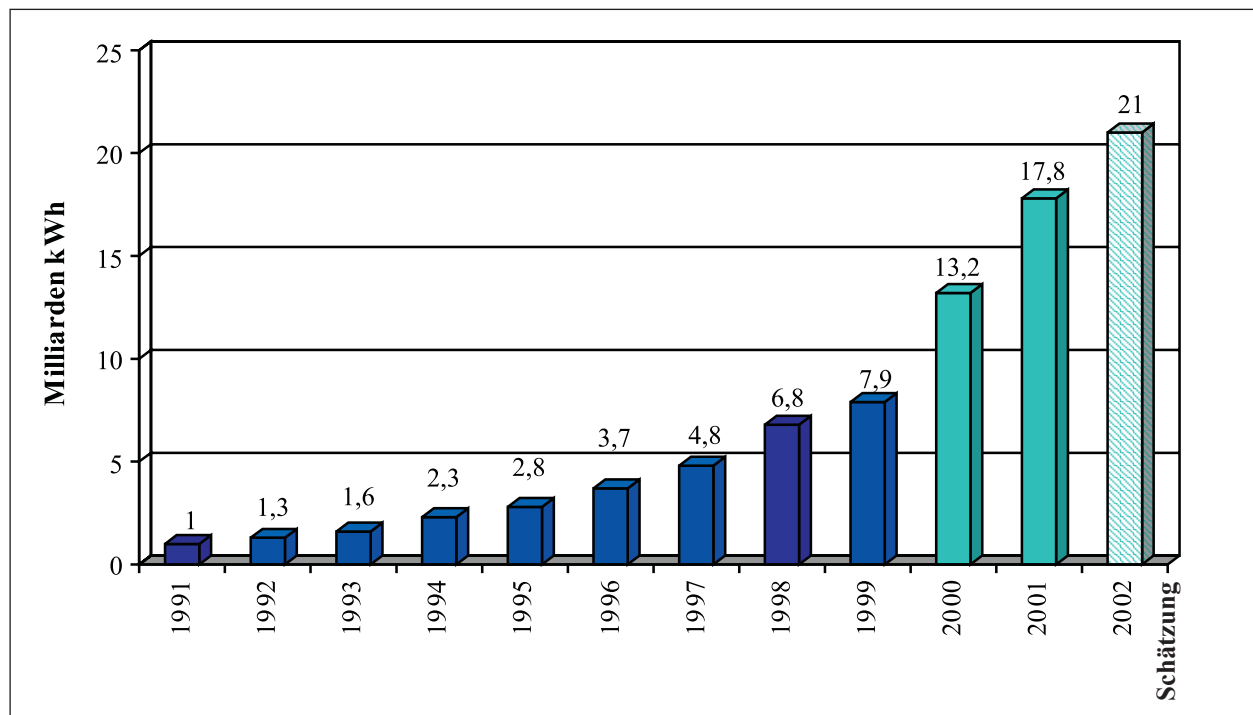
<sup>3</sup> Quelle: IWR (Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien).

<sup>4</sup> EEG-Quote: Verhältnis der EEG-Einspeisungen in allen Regelzonen zur gesamten Strommenge, die an den Letztverbraucher abzüglich der Strommengen abgegeben wurde, die unter den Anwendungsbe- reich des § 11 Abs. 4 EEG fallen.

<sup>5</sup> Zum 1. Januar 2002 ist die Deutsche Verbundgesellschaft (DVG) in den Verband der Netzbetreiber (VDN) umgewandelt worden. Die Angaben zur Stromerzeugung und -einspeisung werden jeweils für das vergangene Kalenderjahr ermittelt. Angaben für das Jahr 2000 stammen deshalb von der DVG, diejenigen für das Jahr 2001 vom VDN.

<sup>6</sup> Durchschnittsvergütung: Mittelwert der Einspeisevergütungen für die verschiedenen regenerativen Energieträger, gewichtet gemäß ihrem Anteil am regenerativ erzeugten Strom.

Abbildung 1

Nach Stromeinspeisungsgesetz und EEG eingespeiste Strommenge seit 1991<sup>7</sup>

gütungsvolumens des Jahres 2001 Kosten per kWh durch das EEG von etwa 0,18 bis 0,26 €-Ct/kWh.<sup>8</sup>

Nach Auskunft der für die Strompreisaufsicht und die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht bei Strom (soweit allein Länderbezug) zuständigen Bundesländer war für das Jahr 2001 von anerkannten Kosten im Bereich von 0,25 €-Ct/kWh auszugehen.

Nicht berücksichtigt sind die nach Angaben der Anlagenbetreiber durch die vor allem dezentrale Einspeisung regenerativ erzeugten Stroms vermiedenen Netzkosten sowie die Kosten, die durch geringere Netzverluste eingespart werden. Ebenfalls nicht berücksichtigt sind die Kosten, die nach Angaben der Netzbetreiber durch zusätzlichen Regelenergiebedarf infolge der Einspeisung regenerativ erzeugten Stroms entstehen, sowie Netzausbaukosten infolge der Vorrangregelung nach dem EEG.

Die Weitergabe der Kosten aus dem EEG an die Endkunden ist im Gesetz nicht geregelt. Im liberalisierten Strommarkt sind Stromlieferanten und -händler grundsätzlich frei, wie sie ihre Kosten und derartige Belastungen auf ihre verschiedenen Kunden und Kundengruppen umlegen. Eine sachliche Begründung vorausgesetzt, können

die Lieferanten nach geltender Rechtslage eine Differenzierung zwischen verschiedenen Kunden und Kundengruppen vornehmen.

Dabei ist nicht auszuschließen, dass einzelne stromintensive Branchen von den sich aus dem EEG ergebenden Kosten besonders betroffen sind. Dabei ist allerdings auch zu berücksichtigen, dass Unternehmen des produzierenden Gewerbes im Zuge der ökologischen Steuerreform nur einem ermäßigten Steuersatz unterliegen. Unabhängig davon wird das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie in Zusammenarbeit mit den anderen beteiligten Ressorts und im Gespräch mit den Ländern die Problematik genau analysieren; dabei werden auch Möglichkeiten geprüft, die das Kartell- und Wettbewerbsrecht bietet.

Inwiefern den Kosten, die infolge der EEG-Einspeisung und Vergütungsregelung entstehen, bei Berücksichtigung der unterschiedlichen externen Kosten (insbesondere langfristige Umwelt- und Klimaschäden) konventioneller und erneuerbarer Energien bei gleichzeitiger volkswirtschaftlicher Verträglichkeit gesamtwirtschaftlich positive Effekte der EEG-Förderung gegenüberstehen, ist derzeit nicht mit Sicherheit festzustellen. Die unterschiedlichen externen Kosten zu identifizieren und eindeutig quantitativ zu bestimmen, ist mit großen empirischen und methodischen Problemen verbunden. Einen Überblick über den diesbezüglichen Stand der Untersuchungen gibt das vom Umweltbundesamt in Auftrag gegebene Gutachten „Ver-

<sup>7</sup> Quelle: 1991 bis 1999: Staiss, Jahrbuch 2001, II-24; 2001, 2000: VDN, 2002 (Schätzung): VDN.

<sup>8</sup> Die mittel- und langfristige Strompreisentwicklung ist bei diesen Berechnungen nicht berücksichtigt.

gleich externer Kosten der Stromerzeugung in Bezug auf das Erneuerbare-Energien-Gesetz“.<sup>9</sup>

## 5 Stand der Markteinführung und der Kostenentwicklung

### 5.1 Photovoltaik

Strom aus Photovoltaik-Anlagen, die bis Ende 2001 in Betrieb genommen wurden, wird mit 50,62 €-Ct/kWh vergütet, bei Anlagen, die im Verlauf des Jahres 2002 in Betrieb gehen, beträgt die Vergütung 48,1 €-Ct/kWh.

Zunächst hat das Einspeise- und Vergütungssystem für PV-Strom nach § 8 Abs. 2 Satz 1 EEG bis zum 31. Dezember des Jahres gegolten, das auf das Jahr folgt, in dem in Deutschland eine PV-Leistung von insgesamt 350 MW erreicht wurde („350 MW-Deckel“). Vor dem Hintergrund der aufwärts gerichteten Marktentwicklung bei PV, die ein Erreichen des 350 MW-Deckels schon im nächsten Jahr möglich erscheinen lässt, hat der Deutsche Bundestag noch im Juni dieses Jahres die Anhebung des Deckels auf 1 000 MW beschlossen, um mehr Planungssicherheit für die PV-Branche zu schaffen. Die Änderung des EEG tritt in Kürze in Kraft. Sie beschränkt sich auf die Anhebung des Deckels und beinhaltet mit Blick auf diesen Bericht keine Änderung der Einspeisetarife für Solarstrom oder des für die Solarstromvergütung gültigen Degressionspfades. Diese Entscheidung bleibt einer umfassenden Anpassung des Gesetzes auf Basis dieses Berichts vorbehalten.

#### 5.1.1 Marktumfeld

Die Photovoltaik (PV), die derzeit den geringsten Beitrag zur Stromversorgung in Deutschland leistet, weist im Vergleich zu den anderen regenerativen Energietechniken die höchsten Wachstumsraten auf.

Mit dem Start des 100 000 Dächer-Solarstrom-Programms (Anhang III) im Januar 1999 und der Einführung des EEG im April 2000 stieg die gesamte installierte PV-Leistung von insgesamt 67 MW<sub>p</sub> im Jahr 1999 binnen Jahresfrist auf 111 MW<sub>p</sub> im Jahr 2000; für das Jahr 2001 wurden im Rahmen des 100 000 Dächer-Solarstrom-Programms Darlehenszusagen für weitere 67 MW<sub>p</sub> erteilt. Für die Jahre 2002 und 2003 lassen sich weitere Darlehenszusagen von 80 MW<sub>p</sub> bzw. 95 MW<sub>p</sub> prognostizieren (gemäß Ausbauziel des 100 000 Dächer-Solarstrom-Programms); im Zeitraum von 2001 bis 2003 wird sich demnach die installierte Leistung von rd. 180 MW<sub>p</sub> auf rd. 350 MW<sub>p</sub> annähernd verdoppeln.

<sup>9</sup> Nach Auffassung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit ergibt die Studie, dass die überwiegende Zahl der wissenschaftlichen Untersuchungen, die sich mit dieser Frage beschäftigen, nach der Analyse der externen Kosten sowohl des anthropogenen Treibhauseffekts als auch der Luftschadstoffemissionen zu dem Ergebnis kommt, dass durch die Nutzung der erneuerbaren Energien in erheblichem Umfang externe Kosten vermieden werden im Vergleich zur Nutzung konventioneller Energieträger. Damit trägt das EEG zur erforderlichen Internalisierung der externen Effekte der Energieversorgung bei.

Netzgekoppelte Anlagen<sup>10</sup> dominieren eindeutig den Markt. Auch infolge eines steigenden Anteils gewerblicher Betreiber<sup>11</sup> haben sich die durchschnittlichen Anlagengrößen mit mittlerweile 5,1 kW<sub>p</sub> gegenüber dem Stand von 1999 mehr als verdoppelt.

Im Rumpffjahr 2000 (1. April 2000 bis 31. Dezember 2000) wurden nach Angaben der DVG rd. 26 Mio. kWh aus PV-Anlagen in das Netz eingespeist und nach EEG vergütet. Im Jahr 2001 wurden dem VDN zufolge 60 Mio. kWh Strom durch PV-Anlagen erzeugt und ins Netz eingespeist, die EEG-Gesamtvergütung für PV-Strom belief sich auf insgesamt rd. 30,4 Mio. Euro.<sup>12</sup> Der Anteil der Photovoltaik an der Stromversorgung belief sich damit im Jahr 2001 auf weniger als 0,05 %.

Bezüglich der installierten Leistung liegt Deutschland im europaweiten Vergleich an erster Stelle, weltweit liegt nur Japan noch vor Deutschland. Das EEG und andere Maßnahmen haben dazu beigetragen, dass Deutschland im Bereich der Photovoltaik wieder den Anschluss an die Weltspitze gefunden hat.

Nach Schätzungen des IÖW belief sich der Branchenumsatz im Jahr 2001 auf rd. 500 Mio. Euro; er hat sich damit gegenüber dem Stand von 1999 knapp verfünffacht. Der Umsatz wird vornehmlich mit Modulen und Wechselrichtern erzielt. Derzeit wird der inländische Markt für Module noch zu etwa zwei Dritteln durch Importe abgedeckt. Infolge des starken Aufbaus von Produktionskapazitäten für Module (die Branche erwartet, dass in den kommenden Jahren eine jährliche Produktionskapazität von 300 MW aufgebaut sein wird) wird in den kommenden Jahren nicht nur die Inlandsnachfrage voraussichtlich vollständig abgedeckt werden können<sup>13</sup>, sondern es werden zunehmend auch Auslandsmärkte ins Blickfeld der Hersteller rücken.

#### 5.1.2 Kostenentwicklung

Die Systemkosten einer PV-Anlage haben sich Schätzungen des IÖW zufolge von rd. 15 339 €/kW<sub>p</sub> zu Beginn bis Ende der Neunzigerjahre halbiert. Im Jahresverlauf 2000 ergab sich ein weiterer durchschnittlicher Rückgang der Nettokosten von ca. 8 % auf rd. 6 000 €/kW<sub>p</sub><sup>14</sup>, wobei die Kosten von Anlagen kleinerer Leistungsklassen über denen größerer Leistungsklassen lagen (Abbildung 2, Seite 8).

<sup>10</sup> Auf netzgekoppelte, über das EEG erfasste PV-Modulanlagen entfielen im Jahr 2000 über 90 % der installierten Leistung. Daneben umfasst der PV-Markt auch Inselanlagen und PV-unterstützte Elektrogeräte mit vergleichsweise geringem Anteil an der Stromerzeugung; diese Anlagen fallen nicht in den Anwendungsbereich des EEG.

<sup>11</sup> Im Jahr 2000 entfielen auf gewerbliche Betreiber, die 11 % aller Betreiber stellten, rd. 33 % der gesamten installierten Leistung.

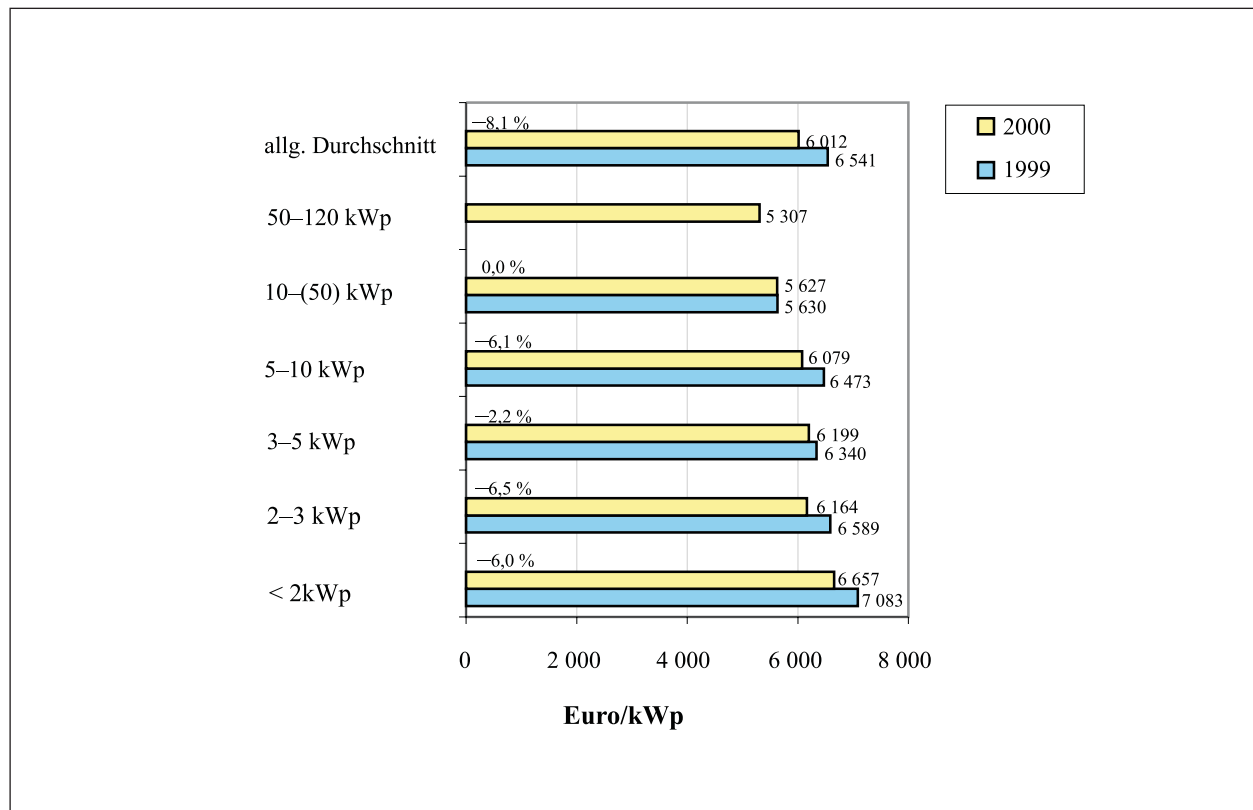
<sup>12</sup> Angaben des ZSW zufolge wurden im Jahr 2001 etwa 116 Mio. kWh eingespeist. Danach wäre ein erheblicher Teil der Einspeisungen nicht vergütet oder nicht in den Ausgleichsmechanismus aufgenommen worden.

<sup>13</sup> Zum Vergleich: Im Jahr 2000 betrug der Importanteil von PV-Modulen noch 70 %.

<sup>14</sup> Die Ausführungen zur Kosten- und Preisentwicklung von PV erfolgen auf Basis von Netto-Angaben; dabei wurde berücksichtigt, dass seit Einführung des EEG auch private Betreiber von PV-Anlagen nach Umsatzsteuerrecht als Unternehmer gelten (d. h. es besteht die Möglichkeit zur Inanspruchnahme der Vorsteuererstattung).

Abbildung 2

**Netto-Kostentwicklung im Jahresverlauf 1999 und 2000 für die Installation von PV-Anlagen,  
bezogen auf die Anlagengröße**



Quelle: IÖW

Solargeneratoren (mehrere elektrisch miteinander verschaltete Module), die den Hauptteil (mehr als 70 %) der Investitionskosten ausmachen (Abbildung 3, oben), trugen zu ca. 3 % zu den Kostenreduktionen im Jahresverlauf 1999/2000 bei. Diese Kostenreduktionen sind allerdings ungleich über die Leistungsklassen verteilt: In den vom Markt am stärksten nachgefragten Modulklassen bis 10 kWp waren im Jahresvergleich 1999/2000 sogar Preiserhöhungen (1,3 bis 1,7 %) zu verzeichnen (Abbildung 3, unten).

Wesentliche Kostendegressionen (über 20 %) ergaben sich bei den Arbeitskosten und den sonstigen Bauteilen der PV-Anlagen.

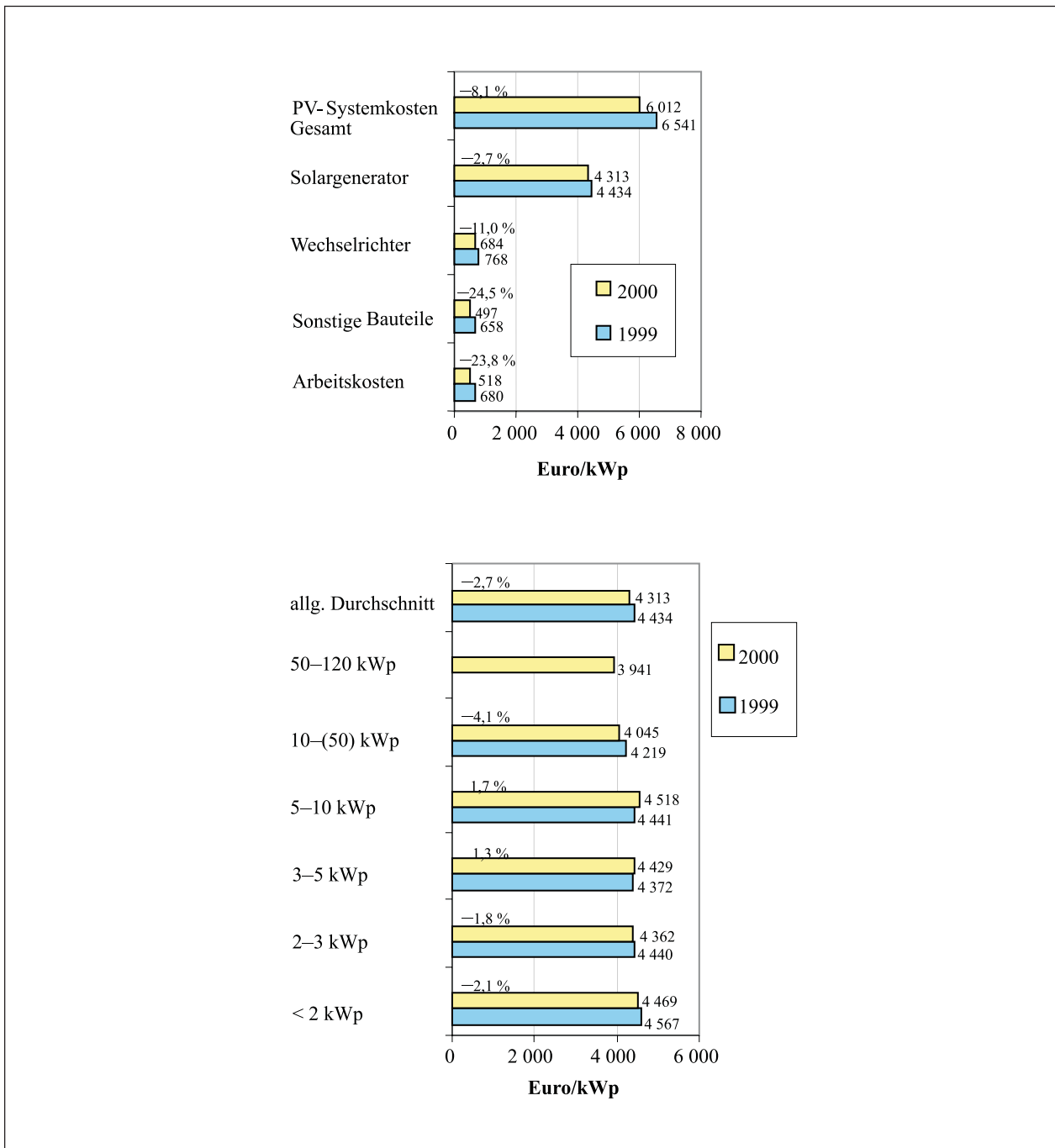
Die Stromgestehungskosten<sup>15</sup> lagen – auch bei Inanspruchnahme von Krediten im Rahmen des 100 000 Dächer-Solarstrom-Programms – bei Einführung des EEG im Jahr 2000 in allen Leistungsklassen noch über den gewährten Vergütungssätzen, seitdem sind sie kontinuierlich gesunken. Die Stromgestehungskosten sinken mit zunehmender installierter Leistung: Bei größeren Anlagen (>10 kWp) wurde im Jahr 2001 mit 53 €-Ct/kWh erstmals

<sup>15</sup> Bei der Ermittlung der Gestehungskosten für Strom aus erneuerbaren Energien sind u. a. zu berücksichtigen: Investitionskosten, Finanzierung und Kapitalzinsen, Betriebskosten, Nutzungsdauer, Energieerträge.



Abbildung 3

**Kostenentwicklung der Hauptbestandteile der PV-Systemkosten (oben) und  
Preisentwicklung von Solargeneratoren nach Größenklasse (unten)**



Quelle: IÖW

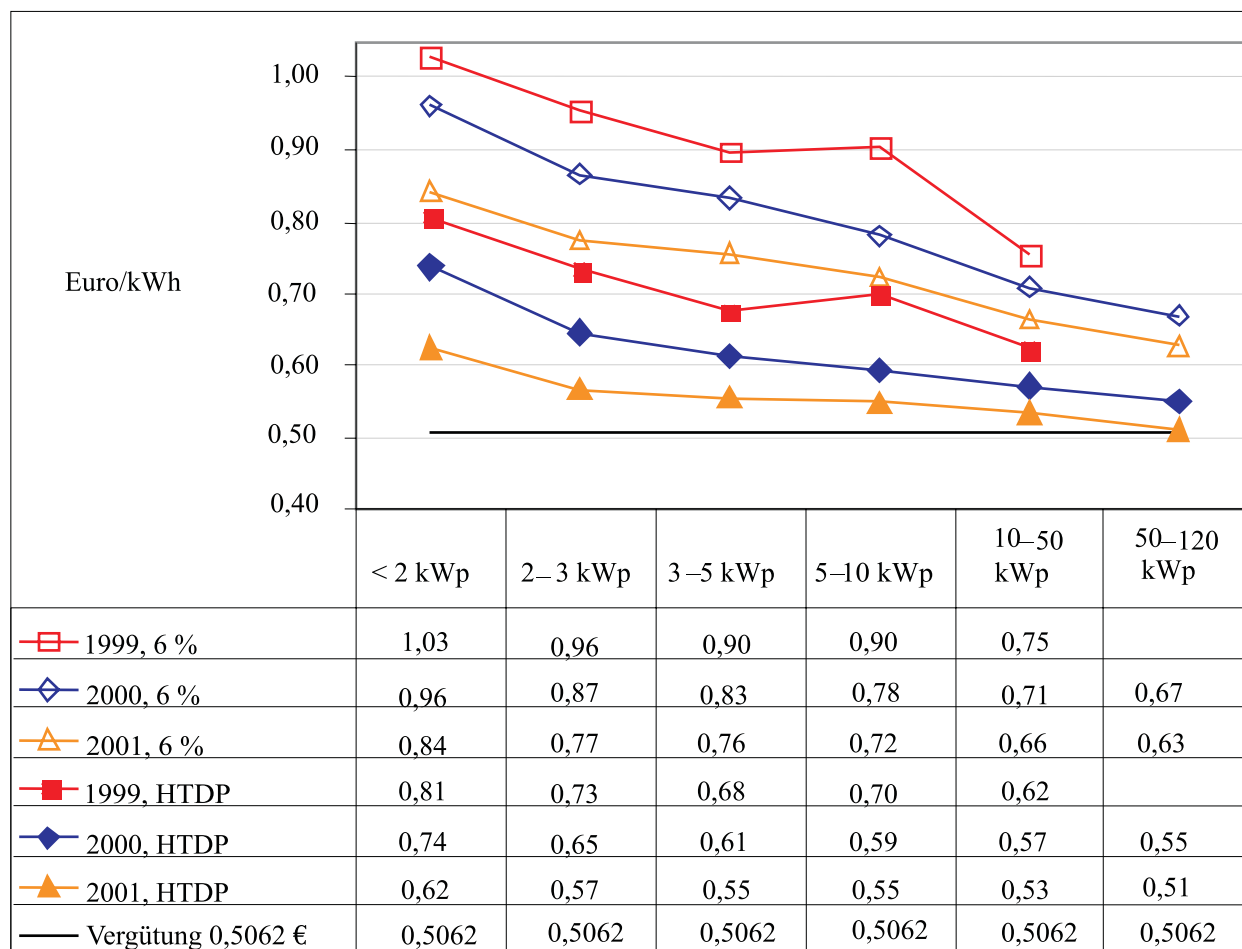
der Bereich der Einspeisevergütung (50,62 €-Ct/kWh) erreicht, während sie bei den kleinsten Anlagen (< 2 kWp) im Jahr 2001 immer noch bei 62 €-Ct/kWh lagen.

Diese Werte werden nur erreicht, wenn die Förderung des 100 000 Dächer-Solarstrom-Programms (HTDP) in

Anspruch genommen wird. Die Finanzierung unter Marktbedingungen ohne entsprechende Förderung aus dem HTDP (die Vergleichsrechnungen legen einen Marktzins von 6 % zugrunde), verteuert demgegenüber die PV-Stromerzeugung (Abbildung 4, Seite 10).

Abbildung 4

### Einspeisevergütung nach EEG und Stromgestehungskosten für PV-Anlagen unterschiedlicher Größenklassen für die Jahre 1999 bis 2001



Quelle: IÖW

### 5.1.3 Zusammenfassung und Ausblick

Die Einführung des EEG sowie des 100 000 Dächer-Solarstrom-Programms hat zu einem deutlichen Aufschwung im PV-Markt geführt. Die Bundesregierung geht davon aus, dass es aufgrund des in diesem und nächsten Jahr zu erwartenden weiteren massiven Marktwachstums bei PV – immerhin entfallen auf die Jahre 2002 und 2003 über 60 % des über das 100 000-Dächer-Solarstrom-Programm geförderten PV-Absatzes – zu weiteren Kosten- und Preissenkungen bei PV-Modulen kommen wird, sodass die PV-Förderung ab 2004 ausschließlich auf das EEG gestützt werden kann. Ob trotz der günstigen Finanzierungsbedingungen für PV-Anlagen mit Zinssätzen oberhalb der Konditionen des 100 000 Dächer-Solarstrom-Programms und unterhalb üblicher Marktzinsen (Eigenmittelprogramme z. B. der KfW) der Vergütungssatz für Solarstrom dann für einen wirtschaftlichen Betrieb von PV-Anlagen ausreicht, wird zu klären sein.

## 5.2 Windkraft

### 5.2.1 Marktumfeld

Der Ausbau der Windkraft ging in den vergangenen Jahren so stürmisch voran, dass Windkraft heute mit knapp 60 % den größten Anteil der durch das EEG unterstützten Strommenge stellt. Zu Beginn der 90er-Jahre waren nach Angaben der DVG in Deutschland lediglich 18 MW Windleistung installiert; vor allem infolge des Stromeinspeisungsgesetzes von 1991 belief sich die installierte Windleistung bis zur Einführung des EEG am 1. April 2000 bereits auf 4 500 MW. Nach über 6 000 MW installierter Leistung am Jahresende 2000 belief sich die gesamte installierte Windleistung Ende 2001 auf rd. 8 750 MW. Im etwa 20 % unter dem langjährigen Mittel liegenden Windjahr 2001 wurden nach Angaben des VDN rd. 10 500 Mio. kWh Strom aus Windkraft-Anlagen

ins Netz eingespeist und nach EEG vergütet<sup>16</sup>; dies entspricht etwa 1,8 % der heimischen Stromerzeugung bzw. 2,3 % des Stromverbrauches. Die EEG-Gesamtvergütung für Windstrom belief sich im Jahr 2001 auf insgesamt rd. 952 Mio. Euro. Branchenangaben zufolge wurde im Jahr 2001 ein Umsatz von rd. 3 bis 3,5 Mrd. Euro erzielt.

Die Windkraft trägt im Bundesgebiet regional unterschiedlich stark zur Stromversorgung bei. Spitzenreiter sind die norddeutschen Regionen. Schleswig-Holstein hat im Jahr 2000 seinen Strombedarf zu über 17 % aus Windkraft gedeckt, an zweiter Stelle folgt Mecklenburg-Vorpommern mit einem Anteil der Windkraft von 10 % im Jahr 2000.<sup>17</sup>

Im Hinblick auf die installierte Windleistung liegt Deutschland im internationalen Vergleich mit großem Abstand vor den USA an der Spitze. Etwa ein Drittel der weltweit installierten Leistung und etwa die Hälfte der in der EU installierten Leistung entfällt auf Deutschland. Innerhalb Europas erlebt die Windenergie auch in Spanien einen deutlichen Aufschwung; auch dort besteht eine dem EEG vergleichbare Mindestpreisregelung für die Einspeisung von Windenergie (Tabelle 2).

Tabelle 2

**Vergleich der jährlich installierten Windleistung  
(in MW) im Zeitraum 1997 bis 2001**

Land	1997	1998	1999	2000	2001
Deutschland	529	812	1 568	1 665	2 627
USA	29	577	477	165	1 635
Spanien	116	368	932	1 024	1 050
Italien	38	94	80	147	276
Indien	244	82	43	169	236
Japan	8	11	38	74	217
Dänemark	200	310	325	603	115
Großbritannien	55	10	24	63	107
Griechenland	0	26	103	116	84
China	67	54	25	84	54

Quelle: BTM-Consult

Für die Zukunft prognostizieren die Anlagenbauer im Inland einen weiteren Ausbau der Windenergie auf hohem Niveau (wegen der begrenzten Küstenstandorte insbe-

sondere im Binnenland). Bezogen auf die installierte Windkraft-Leistung werden für das Jahr 2005 insgesamt 15 800 MW und damit mehr als die Verdoppelung gegenüber dem Stand des Jahres 2000 erwartet. Die sinkende Verfügbarkeit windhöflicher Standorte auf dem Festland verbunden mit zunehmenden Akzeptanzproblemen von Windparks in der Bevölkerung, nicht zuletzt aber auch die Technologiesprünge hin zu leistungsstarken Anlagen der Megawatt-Klasse lassen erwarten, dass dieser prognostizierte Anstieg der installierten Leistung mit einer deutlich geringeren Anzahl neuer Anlagen als in den Neunzigerjahren erreicht werden wird. Angesichts der absehbaren Sättigung des Inlandmarktes einerseits und positiven Entwicklungen auf dem Weltmarkt andererseits – einer Studie des Deutschen Wind-Energie-Instituts zufolge wird bis zum Jahr 2010 weltweit ein deutlicher Anstieg der Windenergie-Leistung von derzeit rd. 25 000 MW auf rd. 120 000 MW erwartet – wird der Exportmarkt in nächster Zeit hohe Bedeutung erhalten. Die Exportquote lag im Jahr 2001 anlagenbezogen bereits bei ca. 20 %.

Wesentliche Bedeutung misst die Bundesregierung dem Ausbau von Windkraftanlagen im Offshore-Bereich zu. Der Staatssekretärsausschuss „Nachhaltige Entwicklung“ hat am 25. Juni 2001 im Rahmen der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung das Projekt „Offshore-Windparks“ beschlossen und das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit federführend mit der Erarbeitung einer Strategie beauftragt. Ziel war es, die Rahmenbedingungen dafür zu schaffen, dass die erheblichen Potenziale von Offshore-Windparks möglichst schnell erschlossen werden können. Im Januar 2002 wurde im Rahmen dieses Projektes eine Strategie zur Windenergienutzung auf See vorgelegt, die Eingang in die Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung vom April 2002 gefunden hat. Auf ihren Inhalt im Einzelnen wird verwiesen. Die Strategie zeigt Wege auf, wie die bestehenden Hemmnisse beim Ausbau der Windenergie im Offshore-Bereich überwunden werden können. Im Vordergrund steht dabei die Frage, welche Flächen unter Berücksichtigung bereits bestehender Nutzungen (z. B. Schifffahrtslinien, Fischerei, Kiesabbau, militärische Übungsflächen) sowie unter Umwelt- und Naturschutzgesichtspunkten für Windparks infrage kommen. Dazu wurden im Zuge der Novellierung des Bundesnaturschutzgesetzes und damit verbunden der Änderung der Seeanlagenverordnung die Voraussetzungen für die Ausweisung besonderer Eignungsgebiete für Offshore-Windparks und für die Ausweisung geschützter Gebiete und damit mehr Rechts- und Planungssicherheit geschaffen. Im Rahmen der Strategie wurden bereits unter Berücksichtigung konkurrierender Nutzungen potenzielle Eignungsgebiete und Erwartungsflächen für Eignungsgebiete zur Windkraftnutzung in der AWZ (Ausschließliche Wirtschaftszone) identifiziert. Die Bundesregierung wird die Prüfung dieser Flächen als besondere Eignungsgebiete für Offshore-Windparks im Hinblick auf eine möglichst schnelle Ausweisung der Gebiete zügig durchführen. Darüber hinaus soll der Ausbau von Offshore-Windparks über einen längeren Zeitraum durch Forschung begleitet werden. Im Rahmen des Zukunftsinvestitionsprogramms (ZIP) der Bundesregierung wurde ein Schwerpunkt auf die Offshore-Windenergienutzung gelegt. Es handelt sich dabei um Forschung zu technischen Fragestellungen, die auf

<sup>16</sup> DEWI berechnet bei Zugrundelegung eines durchschnittlichen Windjahres (Normaljahr) eine mit der bis Ende des Jahre 2001 installierten Windleistung erzielbare Windstromerzeugung in Höhe von 16,5 Mrd. kWh.

<sup>17</sup> DEWI errechnet für das Jahr 2001 unter Zugrundelegung eines durchschnittlichen Windjahres (Normaljahr) und der Ende des Jahres 2001 installierten Leistung einen Windkraft-Anteil in Schleswig-Holstein und in Mecklenburg-Vorpommern von 25 % bzw. 18,5 %.

mehreren Messplattformen durchgeführt wird, und um ökologische Begleitforschung. Im Zuge der Weiterentwicklung der Strategie sind nun Fragen der Netzanbindung der Offshore-Windparks und der Konzentrationswirkung der Genehmigungen vorrangig zu klären. Der ausführliche Strategietext ist abzurufen unter [www.bmu.de/erneuerbare-energien](http://www.bmu.de/erneuerbare-energien) und [www.deutsche-energie-agentur.de](http://www.deutsche-energie-agentur.de).

Auf den aus heutiger Sicht voraussichtlich verfügbaren Flächen in der AWZ könnten unter den gegenwärtigen Bedingungen in der Startphase bis 2006 insgesamt mindestens 500 MW und mittelfristig – bis 2010 – 2 000 bis 3 000 MW Leistung zur Windenergienutzung auf See erreicht werden. Langfristig – d. h. bis 2025 bzw. 2030 – sind bei Erreichen der Wirtschaftlichkeit der Windstromerzeugung etwa 20 000 bis 25 000 MW installierter Leistung möglich (Küstenmeer und AWZ). Dazu ist es erforderlich, dass Investoren von Offshore-Windparks und die Stromwirtschaft die Voraussetzungen für den Transport von offshore erzeugtem Strom in dieser Größenordnung schaffen. Eine solche Nutzung der Windenergie auf dem Meer entspräche 15 % des Stromverbrauchs – gemessen am Bezugsjahr 1998.

## 5.2.2 Kostenentwicklung

### Vergütung

Das EEG sieht für Strom aus Windkraftanlagen an begrenzt verfügbaren Küstenstandorten mit überdurchschnittlichen Erträgen, die bis Ende des Jahres 2001 in Betrieb gingen, in den ersten fünf Jahren ihrer Laufzeit eine Vergütung von 9,10 €-Ct/kWh vor, anschließend sinkt die Vergütung auf 6,19 €-Ct/kWh.

Für Anlagen an Standorten im Binnenland mit durchschnittlichen Erträgen verlängert sich die Anfangsphase erhöhter Vergütungssätze. Für Windkraftanlagen im Offshore-Bereich gelten die höheren Anfangsvergütungen für einen Zeitraum von neun Jahren, soweit sie bis einschließlich 31. Dezember 2006 in Betrieb gehen.

Gemäß der im EEG vorgegebenen Degression wurden die Vergütungssätze zum 1. Januar 2002 erstmals um 1,5 % abgesenkt.

### Kosten

Der stürmische Aufschwung der Windkraft seit Beginn der Neunzigerjahre ging mit größeren Anlagenstückzahlen, optimierten Fertigungsverfahren und Lern- und Wettbewerbseffekten einher. Dies führte zu sinkenden durchschnittlichen Marktpreisen für Windenergieanlagen. Seit dem Jahr 1990 sind die Listenpreise bis zum Jahr 2000 von rd. 1 278 €/kW um rd. 30 % gesunken.

Die für den EEG-Bericht vom ISET<sup>18</sup> durchgeführte Begutachtung der Marktentwicklung bei Windkraftanlagen kommt zu dem Ergebnis, dass die Durchschnittspreise der Anlagen seit 1996 nicht mehr wesentlich sinken. Bei seinen Berechnungen hat ISET die zur Darstellung von

Preisreduktionen einer Technologie durch Lern- und Skaleneffekte üblichen Verfahren angewandt und alle in Deutschland vorhandenen Anlagen (Datenbasis: 10 677 Anlagen) mit den zugehörigen Listenpreisen berücksichtigt. Dabei wurden – wie auch sonst gebräuchlich – die Ab-Werk-Preise als spezifische Preise in Euro pro kW Nennleistung zugrunde gelegt. Im Hinblick darauf verweisen Anlagenhersteller allerdings auf die kostenintensive Entwicklung leistungsstärkerer Windenergieanlagen der Megawatt-Klasse ab dem Jahr 1996, durch die stückzahlbedingte Größendegressionseffekte wieder überkompensiert worden seien. Aber auch dann, wenn man die erzielten Technologiefortschritte berücksichtigt und dazu die Ab-Werk-Preise in Bezug zu den erzielbaren Energieerträgen am Referenzstandort nach EEG setzt, weisen die Kosten allenfalls eine leichte Degression auf. Nach diesen Ergebnissen ist nicht auszuschließen, dass die hohe Nachfrage nach Anlagen zusammen mit den gewählten Einspeisevergütungen keine weiteren Preissenkungen bzw. -optimierungen nach sich gezogen hat.

Das DEWI kommt im Rahmen des Forschungsvorhabens des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zum weiteren Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz<sup>19</sup> zu folgendem Ergebnis: Die Kosten je installiertem kW Windleistung sind in den letzten Jahren etwa gleich geblieben. Gleichzeitig sind die Kosten je erzeugter kWh Strom infolge des technischen Fortschritts seit 1998 anlagenbezogen um insgesamt 9 % gesunken. Bei der Untersuchung des DEWI wurden die tatsächlichen Kosten von rd. 400 realisierten Projekten mit über 1 000 Windkraftanlagen verschiedenster Bauarten systematisch erfasst.

DEWI führt sein Ergebnis darauf zurück, dass bei den neu entwickelten Windkraftanlagen der Megawatt-Klasse<sup>20</sup> ein deutlicher Trend zu innovativen Konzepten zu verzeichnen ist, die für die Windbranche mit einem technologischen Vorteil verbunden sind. Motor der Technologieentwicklung bei Wind ist das Ziel, die begrenzt verfügbaren Standorte in Deutschland besser auszunutzen. Nach DEWI wird dieses Ziel insbesondere durch höhere Anlagenleistungen und größere Rotorflächen erreicht. Trotz der größeren technischen Herausforderungen (größere Rotoren, höheres Gewicht, bessere Regelung) konnten nach DEWI die spezifischen Preise (in €/kW) konstant gehalten werden. Infolge der technischen Verbesserungen liefern die Anlagen – so DEWI – einen höheren spezifischen Ertrag, d. h. sie produzieren je installiertem kW Leistung eine größere Menge Strom.

Betrachtet man die Gesamtinvestitionskosten ganzer Windparkprojekte bezogen auf die Standortqualität (jährliche Volllaststunden), kommt ISET in seinem Gutachten zu folgendem Ergebnis (Abbildung 5): Die Investitionskosten pro kW installierter Windleistung (leistungsspezi-

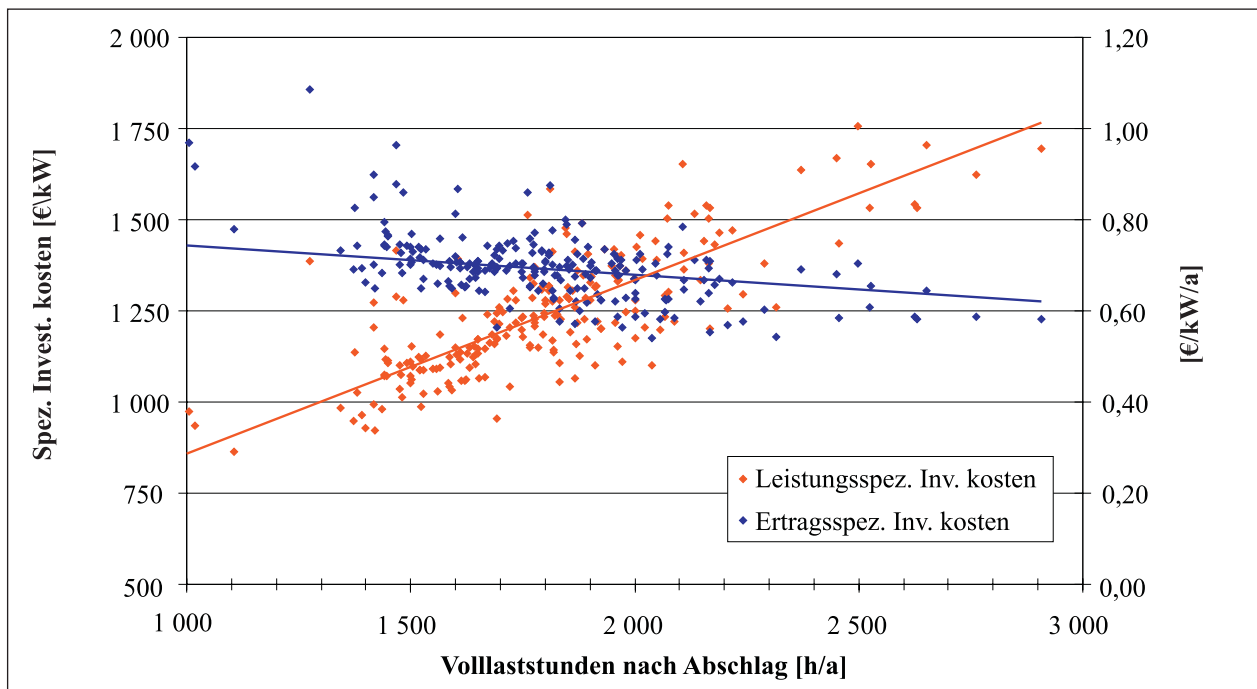
<sup>18</sup> ISET: Institut für Solare Energieversorgungstechnik (Unterauftragnehmer des IÖW).

<sup>19</sup> Die im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit ermittelten Ergebnisse sind kompatibel mit der im Auftrag des VDMA und des Bundesverbandes Windenergie (BWE) erstellten Studie zur aktuellen Kostensituation 2002 der Windenergienutzung in Deutschland.

<sup>20</sup> Im Frühjahr 2000 wurde die erste 2,5 MW-Turbine errichtet. Anlagen der 3 bis 5 Megawatt-Klasse sind in der Entwicklung.

Abbildung 5

## Leistungsspez. (rot) und ertragsspezifische (blau) Investitionskosten über Standortqualität



Quelle: ISET

fische Investitionskosten) bei Windparkprojekten mit vergleichbaren Anlagen bleiben nicht gleich, sondern steigen mit zunehmender Standortqualität deutlich an. Die Investitionskosten pro jährlichem Stromertrag (ertragsspezifische Investitionskosten) von Windparks an Standorten mit hohen Jahresstromerträgen liegen nicht wesentlich unterhalb derjenigen von Windparks an Standorten mit niedrigen Jahresenergieerträgen. Sie variieren von rd. 0,8 Euro pro kWh und Jahr für ertragsschwächere Standorte bis rd. 0,6 Euro pro kWh und Jahr für ertragsstärkere Standorte.

Dieses Ergebnis stützt sich auf die Auswertung von insgesamt 231 aufliegenden Prospekten für Beteiligungsprojekte (Anlegermodelle in Form von Publikumsfonds), für die Prospekthaftung besteht. Es umfasst rd. 1 800 Windkraftanlagen mit insgesamt ca. 2 000 MW Nennleistung. Insgesamt dürfte es sich dabei um rd. 80 % der im Begutachtungszeitraum laufenden Beteiligungsprojekte handeln.

DEWI kommt in seiner Untersuchung (s. o.) demgegenüber zu einem abweichenden Ergebnis mit nur leicht steigenden leistungsspezifischen und deutlich fallenden ertragsspezifischen Investitionskosten (Abbildung 6, Seite 14). Die Untersuchung des DEWI wertet die tatsächlichen Kosten realisierter Projekte aus. Dabei sind nicht nur Anlegermodelle in Form von Publikumsfonds enthalten, sondern – anders als bei ISET – auch Projekte, die von den Betreibern selbst geplant und durchgeführt werden. Die Investitionskosten pro jährlichem Stromertrag

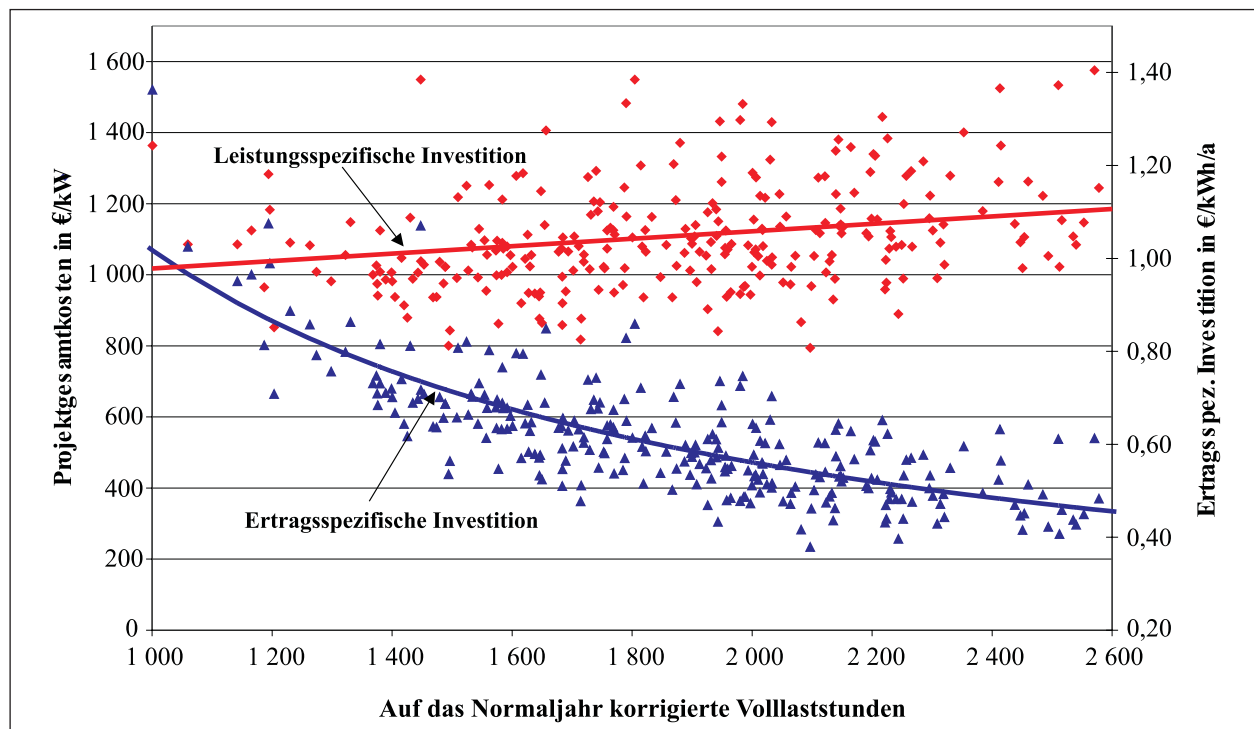
variieren nach diesen Erkenntnissen von rd. 0,7 Euro pro kWh und Jahr für ertragsschwächere Standorte bis rund 0,5 Euro pro kWh und Jahr für ertragsstärkere Standorte.

Für ein Gesamtbild ist zudem die Entwicklung der Stromgestehungskosten bei Windkraftanlagen zu betrachten. Diese hängen stark von den Betriebskosten und Nebenkosten ab. ISET kommt in seinem Gutachten zu folgendem Ergebnis: Unter Zugrundelegung niedriger Betriebskosten (z. B. Versicherungen, Wartungsverträge etc.) und Investitionsnebenkosten (z. B. Planungs- und Genehmigungskosten, Infrastruktur etc.) werden bei der geltenden Entwicklung der Einspeisevergütungen Windkraftprojekte bereits an Standorten mit relativ geringen Windenerträgen realisiert (Abbildung 7, Seite 14). Bereits an Standorten mit 1 500 Volllaststunden sind heute Windkraftanlagen durchaus zu finden (vgl. die zunehmende Erschließung von Binnenland-Standorten für Windkraftanlagen). Voraussetzung für die Wirtschaftlichkeit in solchen Fällen sind optimale Bedingungen während der gesamten Laufzeit der Anlage. Bei den an durchschnittlichen bis sehr guten Standorten für Strom aus Windkraft erzielbaren Vergütungen durch das EEG wird auch künftig darauf zu achten sein, dass weitere (technische bzw. kostenwirksame) Optimierungen, stimuliert werden.

Bei den Betriebskosten variiert ISET zwischen 3,5 % und 5 % bezogen auf die Kosten einer Windenergieanlage.

Abbildung 6

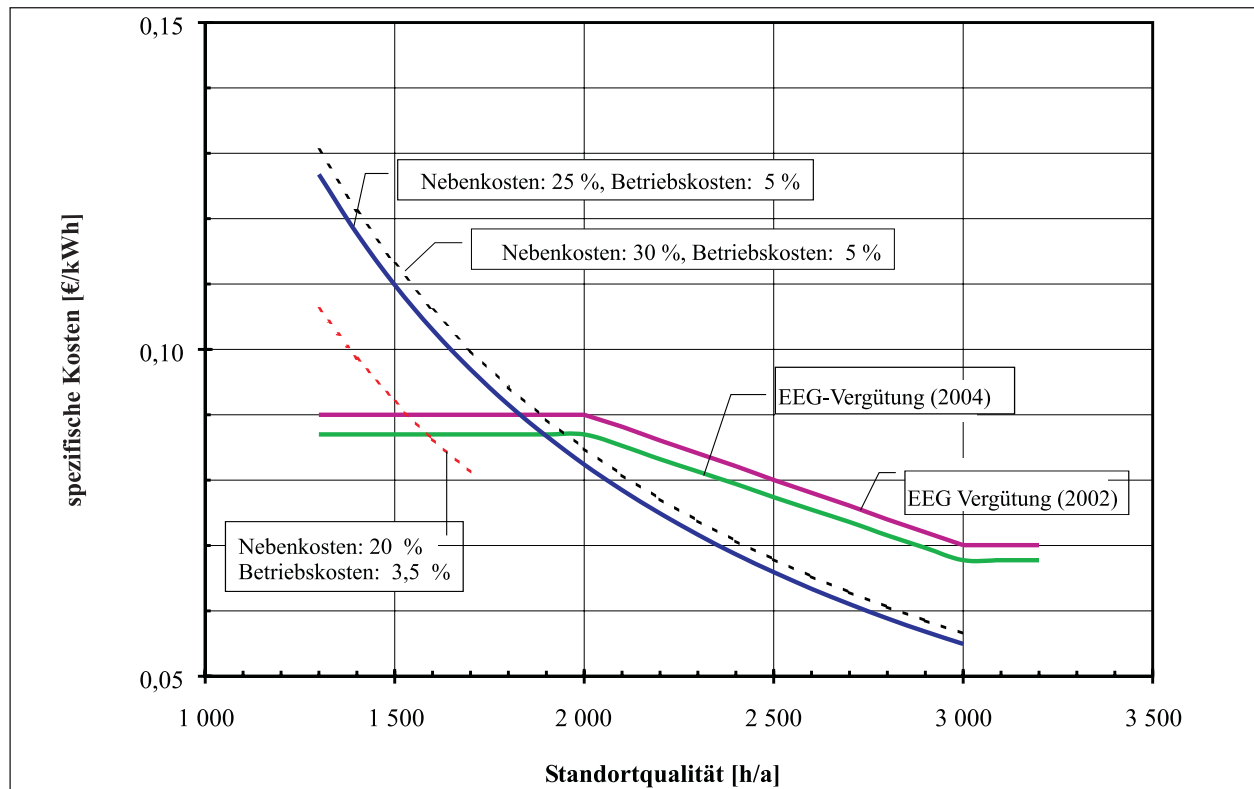
Leistungs- (rot) und ertragsspezifische (blau) Investitionskosten über Standortqualität



Quelle: DEWI

Abbildung 7

Einspeisevergütungen nach EEG und Stromgestehungskosten<sup>21</sup> für Windkraftanlagen in Abhängigkeit von der Standortqualität und unterschiedliche Anteile an Neben- und Betriebskosten



<sup>21</sup> Zur Berechnung der Stromgestehungskosten wurde eine Abschreibungsdauer von 16 Jahren für Windkraftanlagen zugrunde gelegt (vgl. Tabellen für allg. verwendbare Anlagengüter, Bundessteuerblatt 2000, Teil I, S. 1532).

Quelle: ISET

Eine Recherche bei Windenergieanlagenherstellern hat jedoch ergeben, dass bereits so genannte „Partnerkonzepte“ als Rundumschutz für den Windenergieanlagenbetrieb angeboten werden. Dieser Rundumschutz wird bezogen auf neueste Anlagen der 1,5 MW-Klasse bereits für jährlich unter 3 % der Windenergieanlagen ab Werk angeboten. Da allerdings Preissteigerungen nicht ausgeschlossen werden können und weitere Kosten, z. B. für Geschäftsführung, Pacht und Strombezug, anfallen, wird für die Berechnung der Stromgestehungskosten über 16 Jahre von jährlichen Betriebskosten von durchschnittlich 5 % ausgegangen. Daneben wird eine Variante mit 3,5 % gerechnet.

DEWI kommt in seiner Kostenuntersuchung zu dem Ergebnis, dass von Betriebskosten in Höhe von 4,8 % in der ersten und 6,6 % in der zweiten Betriebsdekade auszugehen ist. Dies wird u. a. darauf zurückgeführt, dass sich ein erheblicher Anteil der Betriebskosten insbesondere aus einem erwarteten Ersatzinvestitionsbedarf von mehr als 50 % der ursprünglichen Investition ergibt. Vor diesem Hintergrund weichen nach der Untersuchung des DEWI die Stromgestehungskosten deutlich von den Angaben des ISET ab (Abbildung 8).

### 5.2.3 Zusammenfassung und Ausblick

Der Erfolg der Windkraft ist maßgeblich bedingt durch das EEG und sein Vorgängergesetz, das Stromspeisungsgesetz. Bei den modernen, leistungsstarken Anlagen sind deutliche Technologiesprünge zu verzeichnen. Diese sind maßgeblich durch das EEG stimuliert worden. Im Hinblick auf die Bandbreite der Ergebnisse in den unterschiedlichen Gutachten ist zu entscheiden, ob auf dieser Grundlage eine Anpassung der Vergütungssätze z. B. für bessere Standorte kurzfristig erfolgen kann. In diesem Zusammenhang ist auch eine Verlängerung der Sonderregelung für die Offshore-Windkraftnutzung im EEG zu prüfen.

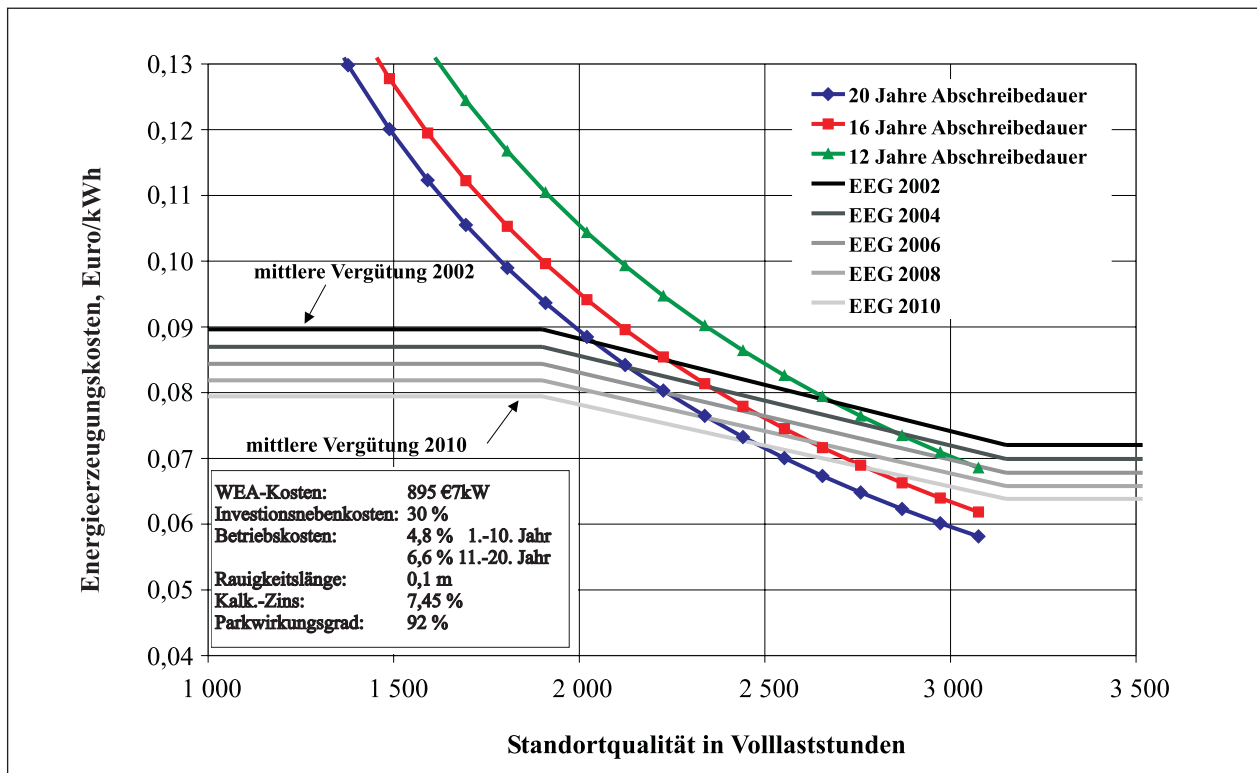
### 5.3 Biomasse

#### 5.3.1 Marktumfeld

Stromerzeugung aus Biomasse deckte im Jahr 2001 mit knapp 1 400 Mio. kWh etwa 0,3 % des heimischen Verbrauches. Wegen der flächendeckenden Verfügbarkeit der Biomasse und der vielfältigen Stromerzeugungsverfahren in einem weiten Leistungsbereich wird für die Stromerzeugung aus Biomasse mit einem wachsenden Markt gerechnet.

Abbildung 8

Einspeisevergütungen nach EEG und Stromgestehungskosten für Windkraftanlagen in Abhängigkeit von der Standortqualität



Quelle: DEWI

net. Stromerzeugung aus Biomasse steht gleichwohl in Konkurrenz zur Wärmeerzeugung (Biomasse stellt in Deutschland Angaben des IÖW zufolge etwa 3 % Anteil am Wärmeverbrauch) und zur Treibstoffherstellung. Herausragendes Charakteristikum des Biomassemarktes ist seine Heterogenität im Hinblick auf Brennstoffe<sup>22</sup> und Verfahren, die bei der Erzeugung von Strom aus Biomasse eingesetzt werden können. Diese Heterogenität ist Hintergrund für die vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie sowie dem Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft erlassene Biomasseverordnung (Anhang II), die näher bestimmt, welche Stoffe als Biomasse im Sinne des EEG gelten, welche technischen Verfahren zur Stromerzeugung aus Biomasse in den Anwendungsbereich des EEG fallen und welche Umweltauflagen einzuhalten sind. Im Rahmen eines Monitoringprozesses wird die Biomasseverordnung laufend evaluiert. Der erste Zwischenbericht des Instituts für Energetik und Umwelt (IE)<sup>23</sup> hat die Biomasseverordnung bestätigt.

Angaben der DVG zufolge wurden im Rumpffahr 2000 (1. April 2000 bis 31. Dezember 2000) knapp 540 Mio. kWh Biomassestrom auf Basis des EEG in das Netz eingespeist und vergütet. Für die im Jahr 2001 eingespeiste Strommenge von 1 400 Mio. kWh belief sich die EEG-Gesamtvergütung für Biomasse auf insgesamt rd. 132 Mio. Euro. Derzeit sind ca. 300 bis 350 MW installierter Leistung im Biomassebereich aufgebaut. Der Branchenumsatz im Jahr 2000 belief sich auf rd. 2,3 Mrd. Euro.<sup>24</sup>

### 5.3.1.1 Feste Biomasse

Die Verabschiedung der Biomasseverordnung (BiomasseV) im Jahr 2001 löste weit reichende Planungen für Anlagen zur Nutzung fester Biomasse (insbesondere Altholz und Industrierestholz) aus; bekannt sind Planungen für bis zu 80 Vorhaben, die einen Leistungszuwachs von 500 bis 700 MW gegenüber dem derzeitigen Stand von insgesamt 150 MW<sup>25</sup> erbringen würden. Große Biomasse-Kraftwerke (installierte Leistung: 10 MW und mehr) finden sich überwiegend bei überregional tätigen EVUs, während etwa die Holzverarbeitende Industrie in der Regel kleinere Anlagen einer installierten Leistung bis zu 6 MW plant. Bereits in der Realisierungsphase befindliche Vorhaben der Holzverarbeitenden Industrie (ca. zehn Anlagen mit elektrischer Leistung:  $\leq 6$  MW) und von EVUs (Holzheizkraftwerke mit 10 bis 20 MW Leistung) haben Investitionen in Höhe von rd. 250 Mio. Euro ausgelöst. Hemmend auf die Realisierung insbesondere großer

Holzheizkraftwerke wirken Unsicherheiten über die künftige Entwicklung der Brennstoffpreise (s. u.).

Die in der BiomasseV enthaltene Begrenzung für die Aufnahme in den Anwendungsbereich des EEG beim Einsatz belasteten Altholzes auf Anlagen, die bis Juni 2004 behördlich genehmigt worden sind, wird im Rahmen des Monitorings der BiomasseV durch das BMU überprüft. Bislang vorliegende Zwischenergebnisse bieten keinen Anlass für eine Änderung der BiomasseV. Im Gegenteil: Die Lösung in der BiomasseV, den Einsatz von belastetem Altholz an besonders hohe Umweltauflagen zu knüpfen und auf Anlagen zu beschränken, die im genannten Zeitraum genehmigt werden, hat sich diesen Zwischenergebnissen zufolge bewährt.

Im europäischen Vergleich liegt Deutschland bei der Stromerzeugung aus fester Biomasse hinter Schweden und Frankreich an dritter Stelle.

### 5.3.1.2 Gasförmige Biomasse

Biogasanlagen haben sehr stark von der Einführung des EEG und des Marktanzreizprogramms profitiert. Derzeit sind Angaben des IÖW zufolge etwa 1 600 Anlagen in Deutschland mit einer Gesamtleistung von 140 MW installiert; davon entfielen allein auf das Jahr 2001 600 Anlagen und 85 MW neu installierte Leistung<sup>26</sup> bei einem Branchenumsatz von 250 Mio. Euro. Allein für das Jahr 2001 werden für Biogasanlagen Umsätze von 230 bis 250 Mio. Euro genannt. Exporte spielen mit etwa 5 % nur eine vergleichsweise unbedeutende Rolle. Auch Importe werden nur in geringem Umfang getätigt.

### 5.3.2 Kostenentwicklung

#### Vergütung

Strom aus Biomasse wird leistungsabhängig vergütet.

- bis 500 kW<sub>el</sub>: 10,23 €-Ct/kWh; ab Januar 2002: 10,1 €-Ct/kWh;
- bis 5 MW<sub>el</sub>: 9,21 €-Ct/kWh; ab Januar 2002: 9,1 €-Ct/kWh;
- bis 20 MW<sub>el</sub>: 8,70 €-Ct/kWh; ab Januar 2002: 8,6 €-Ct/kWh.

Anlagen über 500 kW erhalten jeweils für den Anteil des eingespeisten Stroms, der dem Verhältnis von 500 kW zur Nennleistung der Anlage in kW entspricht, die Vergütung für den Leistungsbereich bis 500 kW. Gleiches gilt für Anlagen über 5 MW. Die Mindestvergütungen werden ab dem 1. Januar 2002 für neu in Betrieb genommene Anlagen jährlich um 1 % gesenkt.

#### 5.3.2.1 Kosten der Stromerzeugung aus fester Biomasse

Bei fester Biomasse zeigt sich eine deutliche Abhängigkeit der Stromgestehungskosten vom eingesetzten Brennstoff, dessen Preis und Verfügbarkeit. Die Preise unterliegen starken Schwankungen (Tabelle 3).

<sup>22</sup> Stromerzeugung aus Biomasse ist prinzipiell mit festen, flüssigen und gasförmigen Brennstoffen möglich. Flüssige Brennstoffe werden allerdings heute nur in geringem Maße zur Stromerzeugung eingesetzt, sodass sich der Erfahrungsbericht auf feste und gasförmige Brennstoffe beschränkt.

<sup>23</sup> Institut für Energetik und Umwelt (IE), Monitoring zur Biomasseverordnung auf Basis des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) aus Umweltsicht, Zwischenbericht, April 2002.

<sup>24</sup> F. Staiß: Jahrbuch Erneuerbare Energien (2001).

<sup>25</sup> Das IE geht demgegenüber von 240 MW aus.

<sup>26</sup> Dem IE zufolge sind im Jahr 2001 dagegen nur 285 Anlagen mit einer installierten Leistung von 40 MW ans Netz gegangen.



Tabelle 3

**Preise für Holzbrennstoffe in €/t (negativ: Erlöse)**

	Zusammenstellung verschiedener Literaturquellen <sup>27</sup>	Planerbefragung (2002)
Waldrestholz	30 bis 166	20 bis 75
Industrierestholz	0 bis 35	5 bis 45
Altholz, unbelastet	0 bis 30	5 bis 40
Altholz, belastet	-130 bis 0	-45 bis 5

Aktuelle Planungen für Holz-Heizkraftwerke werden derzeit ausschließlich auf Basis von Altholz und Industrierestholz kalkuliert, da diese beiden Brennstoffe im Gegensatz zu Waldrestholz zu vergleichsweise niedrigen Preisen erhältlich sind. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass aufgrund der notwendigen Holz Mengen nicht unbedingt davon ausgegangen werden kann, dass der Brennstoffbedarf einer Anlage ausschließlich aus Altholz gedeckt werden kann. Darüber hinaus werden derzeit Lieferverträge von den Altholzhändlern nur mengenorientiert angeboten. Die jeweiligen Preise müssen z. T. vierteljährlich neu ausgehandelt werden. Steigende Nachfrage bei gleichzeitig begrenzter Verfügbarkeit lässt künftig für Altholz und Industrierestholz Preissteigerungen realistisch erscheinen. Insgesamt ist davon auszugehen, dass die belasteten Althölzer (nach Altholz-Verordnung) kurzfristig vollständig der energetischen Nutzung zugeführt werden.

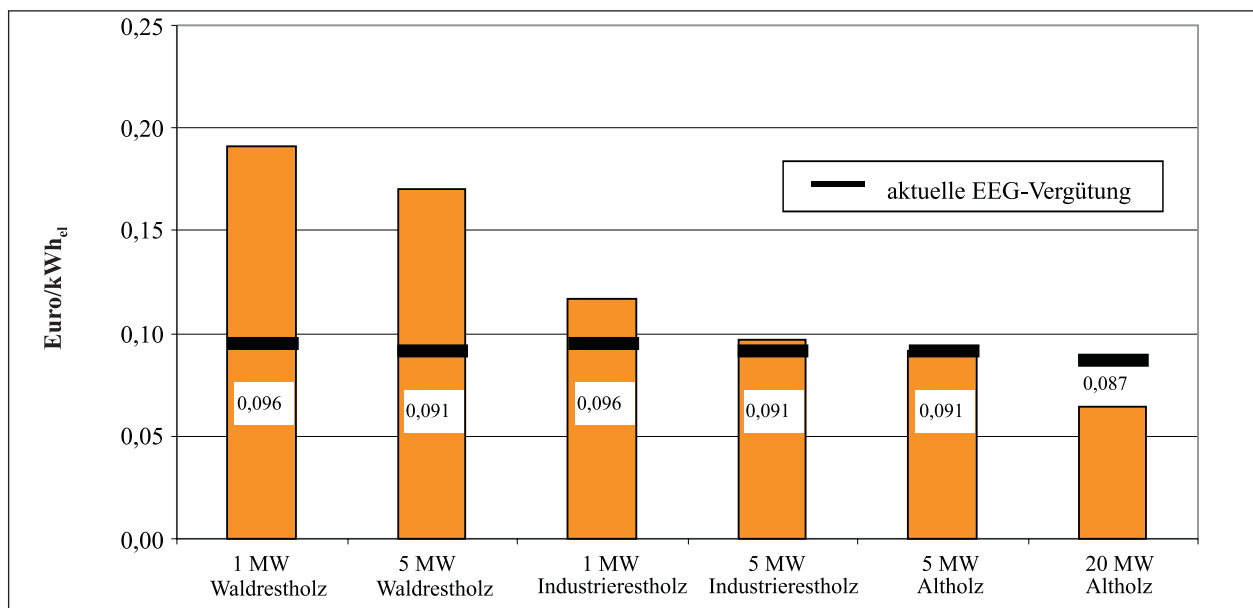
Waldrestholz ist demgegenüber gegenwärtig weitgehend ungenutzt. Da für einen kostendeckenden Betrieb aus gegenwärtiger Sicht die Betreiber maximal 20 bis 25 €/t für den Brennstoff zahlen können, verhindern die hohen Brennstoffkosten für Waldrestholz derzeit einen ausschließlich auf naturbelassenem Holz ausgerichteten Betrieb.

Unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen ist ein wirtschaftlicher Betrieb in der Regel nur für Altholzanlagen möglich.

Bereits bei Industrierestholz stellt sich die Situation differenziert dar: Anlagen im Leistungsbereich von rd. 5 MW erreichen in der Regel die Wirtschaftlichkeitsgrenze, während die Stromgestehungskosten von Anlagen einer Größenordnung von 1 MW mit ca. 10 bis 13 €/Ct/kWh deutlich oberhalb der für diese Anlagen geltenden EEG-Vergütung von 9,6 €/Ct/kWh liegen (Abbildung 9).

Abbildung 9

**Einspeisevergütungen nach EEG und Stromgestehungskosten für Holzheizkraftwerke in Abhängigkeit vom Brennstoff bei Annahme von Durchschnittspreisen (Altholz: 5 €/t, Industrierestholz: 15 €/t, Waldrestholz: 60 €/t)/ohne Berücksichtigung von Inflationseffekten<sup>28</sup>**



<sup>27</sup> Europäischer Wirtschaftsdienst: Marktbericht für Altholz. In EUWID Recycling und Entsorgung, Jhg. 11, Re Nr. 43 vom 23. Oktober 2001; Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe: Leitfaden Bioenergie. Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen; Wagner/Wittkopf. Der Energieholzmarkt Bayern. In: Berichte aus der Bayerischen Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft (2000).

<sup>28</sup> Andere Studien kommen für den Bereich von 5 bis 20 MW zu höheren Stromgestehungskosten.

Steigende Anlagengröße wirkt sich nicht immer eindeutig auf die Stromgestehungskosten aus: Zwar sinken die spezifischen Anlagenkosten, doch gleichzeitig steigt der Aufwand der Brennstoffbeschaffung und -logistik erheblich. Gleichzeitiger Wärmeverkauf wird bei Großanlagen in der Praxis dadurch erschwert, dass an den Standorten dieser Anlagen oft nicht genügend Abnehmer für die erzeugte Wärme zu finden sind.<sup>29</sup>

### 5.3.2.2 Kosten der Stromerzeugung aus gasförmiger Biomasse

Die Investitionskosten sind seit Inkrafttreten des EEG gestiegen. Dies ist zum einen auf eine zunehmende Professionalisierung (geringere Eigenleistung in der Herstellung und Betreuung, zunehmender Automatisierungsgrad), zum anderen auf strengere Genehmigungsauflagen (und in deren Folge vermehrte Aufwendungen für Anlagensicherheit) zurückzuführen (s. u.). Derzeit ist eine deutliche Veränderung der Kostensituation von Reststoffen für die Kovergärung festzustellen. Während Biogaserzeuger bisher Entsorgungserlöse für Bioabfälle und Lebensmittelindustrierückstände erzielen konnten, sind diese inzwischen aufgrund der steigenden Nachfrage deutlich gesunken. Mittelfristig ist damit zu rechnen, dass für diese Einsatzstoffe Kosten anfallen.

<sup>29</sup> Die Wärmenutzung kann jedoch zu Kostensenkungen bei kleineren, dezentralen Anlagen bzw. in der Holzverarbeitenden Industrie (Wärmenutzung der entstehenden Wärme) führen.

Auch die Stromgestehungskosten von Biogasanlagen zeigen eine deutliche Abhängigkeit von der Anlagengröße und von den Einsatzstoffen (z. B. Bioabfälle und nachwachsende Rohstoffe)<sup>30</sup>; ein weiterer wesentlicher Faktor ist auch die Prozesseffizienz.

Anlagen im kleinen Leistungsbereich können derzeit in der Regel nicht wirtschaftlich betrieben werden. Während im Jahr 2000 noch Anlagen erst ab 70 kW annähernd wirtschaftlich betrieben werden konnten, nähern sich inzwischen Anlagen erst ab etwa 200 kW in ihren Stromgestehungskosten dem Bereich der EEG-Vergütung (Abbildung 10) an; Wärmenutzung wirkt nicht kostensenkend.

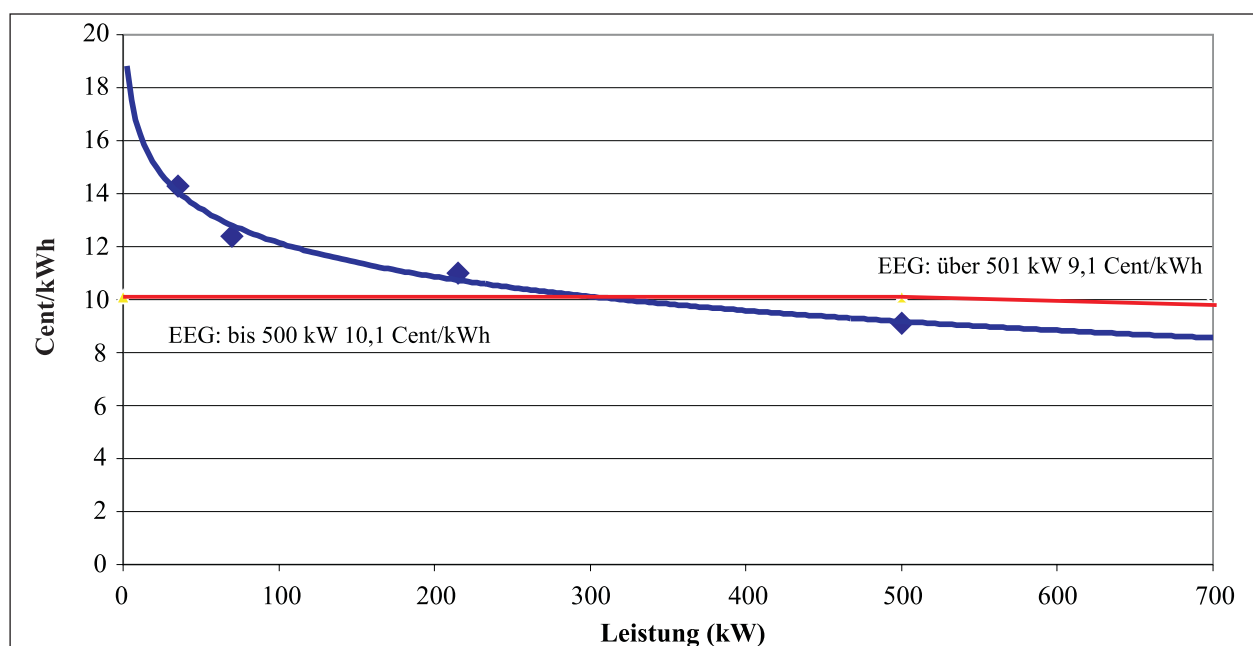
Offen ist derzeit, inwiefern künftig weitere Kostendegressionspotenziale zum Tragen kommen können.

- Positive Auswirkungen werden von höherer Prozesseffizienz sowie von Fortschritten bei Anlagenbau und -planung erwartet (modulare Bauweise, Standardkomponenten und Vorfertigung beim Hersteller etc., insbesondere bei kleineren Anlagen).
- Potenziell kostensenkend wirkt auch die Kofermentation mit Bioabfällen, die den Stromertrag erhöhen und deren energetische Entsorgung mit Erlösen verbunden sein kann. Das Potenzial an Bioabfällen für diese Anwendung ist jedoch begrenzt.

<sup>30</sup> Anders als bei den anderen erneuerbaren Energieträgern ist bei der Biomasse die Preisentwicklung der eingesetzten Roh- und Brennstoffe ein wichtiger Kostenfaktor.

Abbildung 10

### Einspeisevergütungen nach EEG und Stromgestehungskosten für Biogasanlagen in Abhängigkeit von der Leistung/ohne Berücksichtigung von Inflationseffekten



Quelle: IÖW

- Potenziell kostenerhöhend wirkt ein Zusatz nachwachsender Rohstoffe: je höher ihre Beimengung, desto höher der Stromertrag, aber auch die Stromgestehungskosten. Ausgehend von der Art der nachwachsenden Rohstoffe und dem Mischungsverhältnis nachwachsender Rohstoffe zu Gülle ergeben sich nach IÖW für Anlagen < 50 kW Gestehungskosten von bis zu 17 €/Ct/kWh, für Anlagen im Leistungsbereich über 250 kW Gestehungskosten von bis zu 12 €/Ct/kWh. Bei den geltenden Vergütungssätzen von 10,1 €/Ct/kWh ist damit ein wirtschaftlicher Betrieb nicht möglich.
- Zunehmende Anforderungen an Sicherheit und Zuverlässigkeit sowie neue Servicekonzepte lassen die Anlagenpreise steigen und zehren damit Kostensenkungspotenzial auf (s. o.).<sup>31</sup>

### 5.3.3 Zusammenfassung und Ausblick

Die Ergebnisse zeigen und bestätigen die Heterogenität der Marktsituation bei der Stromerzeugung aus Biomasse. Nennenswerte Aktivitäten im Bereich der Stromerzeugung aus Holz sind erst seit etwa einem Jahr zu verzeichnen. Für den Regelfall kann festgehalten werden, dass bei der Stromerzeugung aus kleineren Anlagen, die mit Industrierestholz und mit Waldholz befeuert werden, sowie bei Biogasanlagen unter 200 kW<sub>el</sub>, insbesondere auch wenn nachwachsende Rohstoffe für die Kofermentation eingesetzt werden, die gegenwärtigen Vergütungssätze nicht für einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen ausreichen. Insgesamt ist die Marktentwicklung bei Biomasse durch die ungewisse Preisentwicklung bei den Brenn- und Einsatzstoffen geprägt. Bei einer Entscheidung über die Anpassung der Vergütungsregelung bei Biomasse sind folgende Fragen zu prüfen:

- Inwieweit wirkt eine stärkere Differenzierung nach Anlagengrößen mit einer Anhebung der Vergütungssätze bei Kleinanlagen dem Ziel stärkerer Effizienzgewinne bei der Stromerzeugung aus Biomasse entgegen? Wäre unter wirtschaftlichen Aspekten eine Konzentration auf Großanlagen oder aus agrar- und umweltpolitischen Aspekten die Nutzung einer Bandbreite von Anlagen vorzuziehen?
- Wie müssen die Vergütungen unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Strukturen in der Land- und Forstwirtschaft ausgestaltet werden, damit insbesondere land- und forstwirtschaftliche Investitionen in die Stromerzeugung aus Biomasse angestoßen werden? Wie könnte eine Differenzierung der Vergütung sachgerecht und praktikabel gelöst werden?
- Inwieweit kann das Problem der Preisentwicklung bei Holz für den Einsatz zur Stromerzeugung und bei Einsatzstoffen für die Biogaserzeugung durch die EEG-Vergütungsregelung gelöst werden (lösen z. T. höhere Vergütungssätze einen weiteren Preisschub bei Brennstoffen bzw. Einsatzstoffen aus)?
- Wie wirkt sich die stärkere energetische Nutzung der Biomasse auf andere Verwendungsbereiche aus?

<sup>31</sup> Andererseits haben verbesserte Servicekonzepte Effizienzsteigerungen bewirkt.

## 5.4 Wasserkraft

### 5.4.1 Marktumfeld

Durch Wasserkraft wurden im Jahr 2001 mit 19 800 Mio. kWh (Angaben des VDEW/Verband der Elektrizitätswirtschaft) insgesamt etwa 4,4 % des heimischen Stromverbrauches gedeckt. Dies entspricht weit über der Hälfte des Stroms, der in Deutschland insgesamt aus erneuerbaren Energien erzeugt wird. Wasserkraft ist damit bislang der bedeutendste der erneuerbaren Energieträger. Im Sinne des EEG vergütungsfähig ist Strom, der aus Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 5 MW stammt.<sup>32</sup>

Eine genaue Angabe der eingespeisten Strommenge sowie der Vergütungszahlungen, die auf die knapp 6 000 Wasserkraftanlagen im Anwendungsbereich des EEG entfallen, ist nicht möglich, da der VDN diese Angaben gemeinsam für Strom aus Wasserkraft, Deponie-, Gruben- und Klärgas erhebt (alle diese Energieträger fallen unter § 4 EEG). Der VDN nennt hierfür summarisch eine eingespeiste Strommenge von 5 909 Mio. kWh, für die EEG-Einspeisevergütungen in Höhe von 426 Mio. Euro gezahlt wurden. Davon entfallen schätzungsweise rd. 4 200 Mio. kWh bzw. ca. 322 Mio. Euro auf Wasserkraft.<sup>33</sup>

Wasserkraftwerke finden sich vor allem in Süddeutschland. Die geringe Verfügbarkeit bislang ungenutzter Standorte unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen mit betriebswirtschaftlich rentabler Prognose, hohe Umweltauflagen und schwierige Genehmigungsverfahren lassen für die Zukunft einen eher moderaten Zubau neuer Anlagen erwarten. Branchenangaben zufolge ließe sich das heutige Ausbaувolumen von 20 bis 25 MW pro Jahr noch zehn bis 15 Jahre fortsetzen (auf insgesamt weitere 200 bis 300 MW).

Eine besondere Bedeutung kommt auch der Modernisierung oder dem Ersatz alter Anlagen zu. In beiden Fällen lassen sich die Stromerträge steigern und gleichzeitig ökologische Verbesserungen (z. B. Wiederherstellung der Durchwanderbarkeit) erreichen.

Die mittlere Leistung der Wasserkraftanlagen hat in den vergangenen Jahren infolge von Modernisierung und Ersatz durch leistungsstärkere Anlagen zugenommen. Gleichwohl zählen heute knapp 3 200 (d. h. mehr als die Hälfte) der Wasserkraftanlagen im Anwendungsbereich des EEG zur Größenklasse < 50 kW; sie liefern etwa 200 Mio. kWh Strom im Jahr.

Nach Branchenangaben beläuft sich der Gesamtumsatz bei Wasserkraft (Anlagenbau, Betrieb, Planung und Projektierung) auf rd. 220 Mio. Euro pro Jahr.

Wegen der weitgehenden Sättigung des Inlandsmarktes nimmt der Export bereits heute eine wichtige Stellung ein; Turbinenhersteller weisen einen hohen Exportanteil (bis zu 90 %) aus.

<sup>32</sup> In den Anwendungsbereich des EEG fallen Anlagen von Energieversorgungsunternehmen (EVUs) gleichermaßen wie Anlagen, die nicht von EVUs betrieben werden.

<sup>33</sup> Die Einspeisung von Deponie-, Gruben- und Klärgas betrug im Jahr 2001 rd. 1 700 Mio. kWh (vgl. Kapitel 5.5.1).

## 5.4.2 Kostenentwicklung

### Vergütung

Strom aus Wasserkraftanlagen wird mit 7,67 €-Ct/kWh (< 500 kW) bzw. 6,65 €-Ct/kWh (500 kW bis 5 MW) vergütet. Das Gesetz sieht keine Degression der Vergütungsbeträge vor. Die Einspeisevergütung für Strom aus Wasserkraftanlagen ist seit Beginn der 90er-Jahre (im Stromeinspeisungsgesetz) faktisch unverändert.

### Kosten

Die Analyse der spezifischen Investitionskosten pro kWh ergibt ein facettenreiches Bild:

- Zunehmende Anlagengröße führt zu sinkenden spezifischen Investitionskosten. Während in der Leistungsklasse < 100 kW bei neuen Anlagen die spezifischen Investitionskosten zwischen 7 500 €/kW und 12 500 €/kW zu veranschlagen sind, werden bei Neuanlagen in der Leistungsklasse von 1 bis 10 MW Kosten von 4 000 €/kW bis 4 500 €/kW beobachtet.
- Gegenüber dem Zubau neuer Anlagen sind für die (häufigeren) Fälle einer Revitalisierung von Altanlagen bzw. einer Modernisierung bei großen Anlagen erheblich niedrigere Kosten zu veranschlagen. So werden für die Revitalisierung von Anlagen zwischen 1 und 10 MW Kosten von etwa 1 500 €/kW genannt, für Modernisierung etwa 1 000 €/kW. Für Anlagen unter 100 kW werden dagegen für die Revitalisierung 3 500 bis

10 000 €/kW und für die Modernisierung 2 000 bis 3 000 €/kW veranschlagt, die sich weniger deutlich von den Kosten für einen Neubau unterscheiden.

- Etwa 40 bis 50 % der Gesamtkosten beanspruchen die Baukosten, weitere 20 bis 30 % der Gesamtkosten entfallen auf die Turbinen (und Getriebe, Generator usw.), deren Kosten im Einzelfall stark von den jeweiligen hydraulischen Eigenschaften und Wirkungsgraden abhängen. Zusätzlich fallen noch Betriebskosten etc. an.

Einflussgrößen für die Ermittlung der Stromgestehungskosten sind vor allem die Art der Wasserkraftanlage (Neubau, revitalisierte, modernisierte Anlage; Abbildung 11)<sup>34</sup>, die Abflussmenge und die Fallhöhe sowie ihre Größe. Bei der Modernisierung oder dem Ersatz alter Anlagen ist es von großer Bedeutung, dass sowohl ein höherer Stromertrag als auch eine Verbesserung der gewässerökologischen Situation erreicht wird, sodass energiepolitischen und naturschutzrechtlichen Anliegen gleichermaßen Rechnung getragen wird.

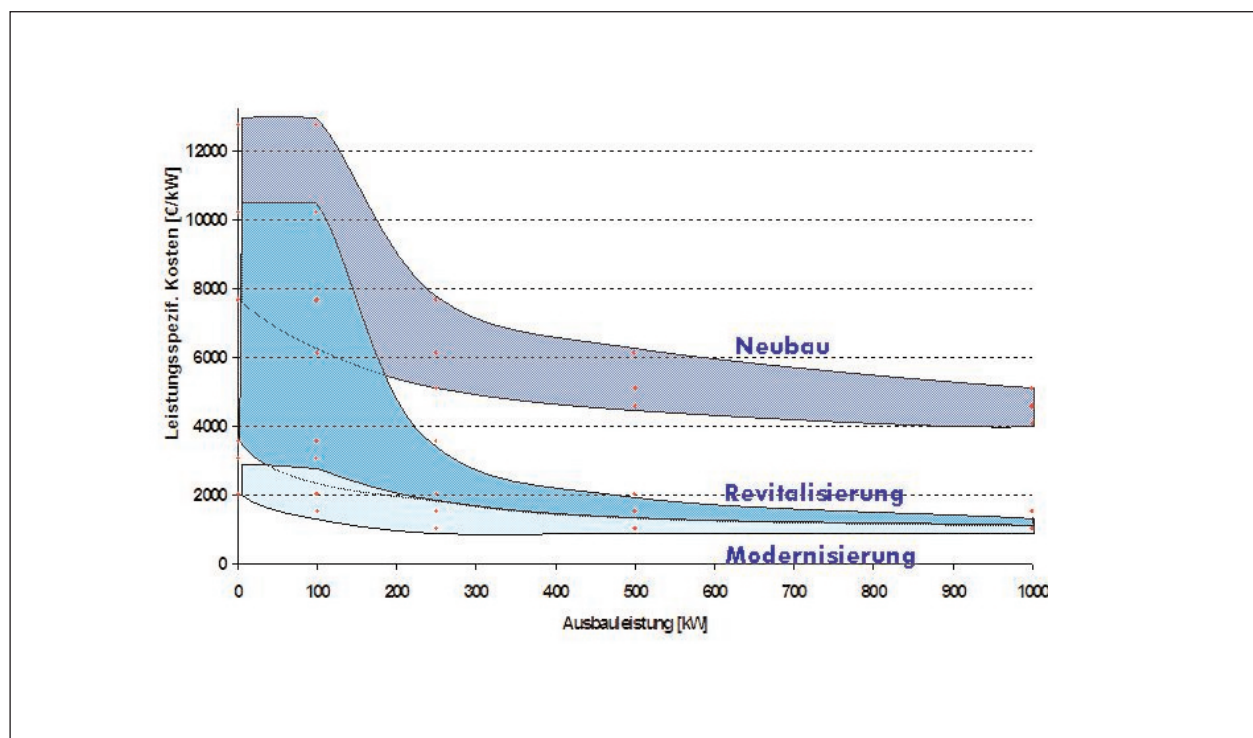
Berechnungen des ISET<sup>35</sup> zufolge erreichen neu gebaute Anlagen bei der Stromerzeugung ab einer Mindestgröße

<sup>34</sup> Für modernisierte Anlagen können keine Aussagen zu den Stromgestehungskosten gemacht werden, da hier die spezifischen Gegebenheiten im Einzelfall berücksichtigt werden müssen.

<sup>35</sup> Zur Wirtschaftlichkeit kleiner Wasserkraftwerke liegen andere Erhebungen mit z. T. variierenden Ergebnissen vor.

Abbildung 11

### Leistungsspezifische Kosten für neue, revitalisierte und modernisierte Wasserkraftanlagen



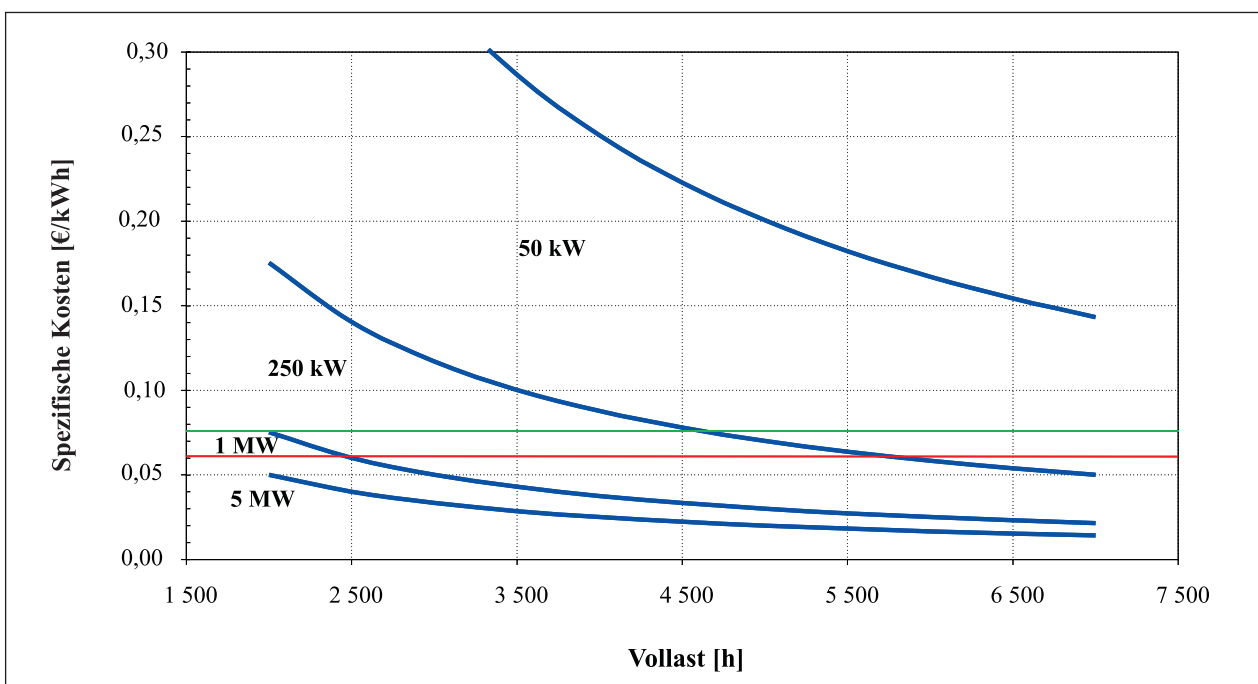
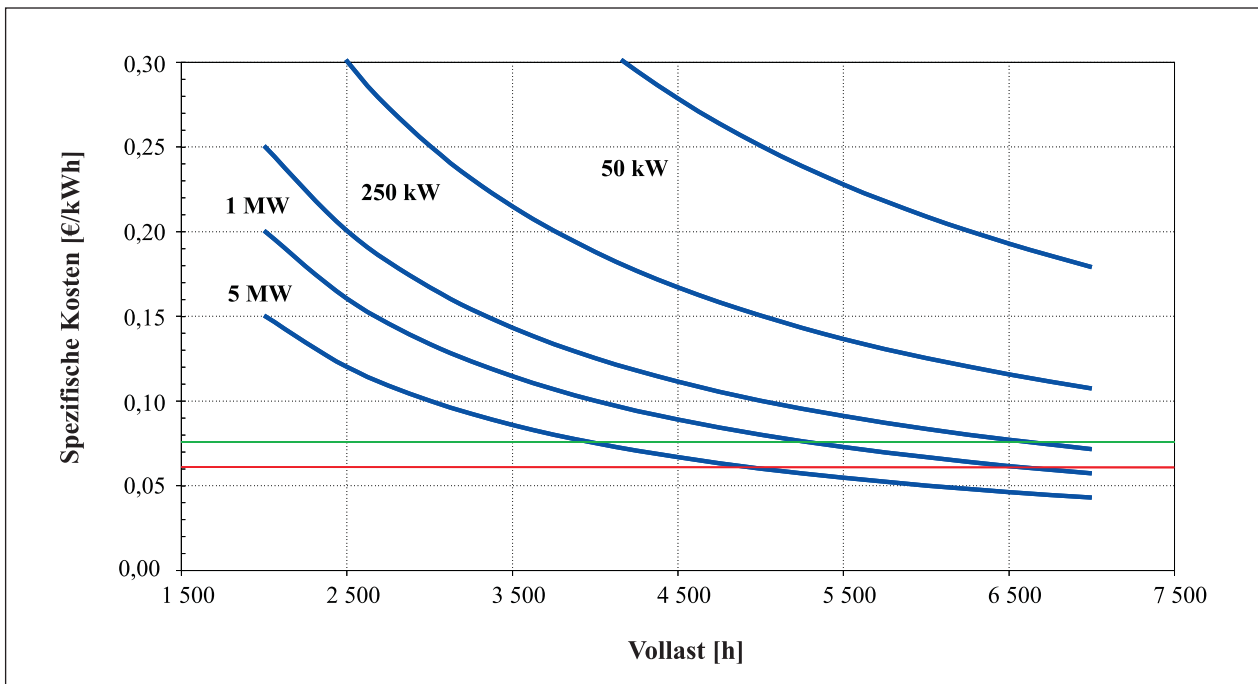
Quelle: ISET

von 250 kW und auch dann nur bei sehr guter Auslastung (6 500 Volllaststunden) mit der EEG-Vergütung die Wirtschaftlichkeitsgrenze, Anlagen mit 5 MW arbeiten bei etwa 5 000 Volllaststunden auf Basis des EEG wirtschaftlich (Abbildung 12 oben). Revitalisierte Anlagen einer installierten Leistung von 250 kW arbeiten ab ca. 4 500 Volllaststunden wirtschaftlich, 1 MW-Anlagen erreichen bei

2 500 Volllaststunden die Wirtschaftlichkeitsgrenze (jeweils auf Basis der EEG-Vergütung) (Abbildung 12, unten). Es ist jedoch davon auszugehen, dass es in Deutschland kaum noch revitalisierbare Standorte gibt, an denen Anlagen im Megawatt-Bereich betrieben werden können. In allen Fällen steigt mit zunehmender Anlagengröße die Wirtschaftlichkeit.

Abbildung 12

**Einspeisevergütungen nach EEG und Stromgestehungskosten für Wasserkraftanlagen (Quelle: ISET);  
oben: Neugebaute Anlagen; unten: Reaktivierte Anlagen**



### 5.4.3 Zusammenfassung und Ausblick

Strom aus Wasserkraft trägt bereits heute zu einem guten Teil zur umweltfreundlichen Stromerzeugung bei. Der – prinzipiell mögliche – weitere Ausbau der Wasserkraft steht dabei im Spannungsfeld zwischen Wirtschaftlichkeits-erwägungen einerseits und Umweltaspekten andererseits. So können Kostenreduktionspotenziale, beispielsweise aufgrund vereinfachter und standardisierter Fertigungsverfahren, ggf. wieder aufgezehrt werden, wenn im Einzelfall hohe Umwelanforderungen und komplizierte Genehmigungsverfahren greifen. Insbesondere bei der Modernisierung oder dem Ersatz alter Anlagen lassen sich sowohl höhere Stromerträge als auch eine Verbesserung der gewässerökologischen Situation erzielen.

## 5.5 Weitere Energieträger

### 5.5.1 Klär-, Deponie-, Grubengas

In den Anwendungsbereich des EEG fallen auch Deponie-, Klär- und Grubengasanlagen bis zu einer Leistungsgröße von 5 MW. Strom aus Anlagen bis zu einer Leistung von 500 kW wird mit 7,67 €-Ct/kWh vergütet. Bei größeren Anlagen gilt dies nur für den Anteil des eingespeisten Stroms, der dem Verhältnis von 500 kW zur Leistung der Anlage entspricht; der Vergütungssatz für den darüber hinaus erzeugten Strom beträgt 6,65 Cent/kWh.

Schätzungen des Umweltbundesamtes zufolge ist das Potenzial von Klär- und Deponiegasanlagen bereits zu 70 % erschlossen. Nach Angaben des IÖW hat das EEG in den beiden vergangenen Jahren kaum zum Neuzubau von Anlagen geführt, doch zur Sicherung bestehender Anlagen beigetragen. Die Anlagen werden überwiegend in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben, ein kleiner Teil nutzt das Gas nur zur Stromerzeugung. Die elektrische Leistung der Anlagen liegt zwischen 50 und 6 400 kW<sub>el</sub>. Sie befinden sich überwiegend in kommunalem Besitz.

Angaben des VDEW zufolge wurden im Jahr 2000 268 netzeinspeisende Deponiegasanlagen mit einer gesamten installierten Leistung von 227 MW<sub>el</sub> betrieben, rd. 873 Mio. kWh aus Klär- und Deponiegas wurden in das Netz eingespeist. Im Jahr 2001 wurde in Deponiegasanlagen einer installierten Leistung von rd. 400 MW<sub>el</sub> rd. 1 700 Mio. kWh Strom erzeugt und in das Netz eingespeist.

Zur Stromerzeugung aus Grubengas liegen derzeit nur unzureichende Daten vor. Ausbaupotenziale sind zudem regional stark begrenzt.

### 5.5.2 Geothermie

Seit Einführung des EEG (und auch zuvor) sind keine Anlagen zur geothermischen Stromerzeugung in Betrieb gegangen. Derzeit sind acht Planungen für Projekte im Leistungsbereich von rd. 1 MW<sub>el</sub> bis 12 MW<sub>el</sub> bekannt. Diese Forschungs- und Entwicklungs- sowie Demonstrationsvorhaben werden aus Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie sowie des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit unterstützt. Erste Abschätzungen zeigen, dass die gelten-

den Vergütungssätze noch keinen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen ermöglichen würden. Unter anderem wirken sich die Bohrrisiken erschwerend auf die Finanzierung dieser Vorhaben aus. Aus den ersten Erfahrungen mit den vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie sowie dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit geförderten Projekten geht hervor, dass die Stromgestehungskosten stark von der Größe der jeweiligen Anlage abhängen.

## 6 Clearingstelle nach § 10 EEG

Das EEG sieht in § 10 (Netzkosten) vor, dass zur Klärung von Streitigkeiten eine Clearingstelle beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie eingerichtet wird, an der die betroffenen Kreise zu beteiligen sind. Die Clearingstelle hat im Herbst 2000 ihre Arbeit aufgenommen. Den gesetzlichen Vorgaben entsprechend sind die Anlagenbetreiber aller mit dem EEG geförderter Technologien und die Netzbetreiber – sowohl über die jeweiligen Verbände, als auch direkt auf Unternehmensebene – sowie die Bundesländer in der Clearingstelle vertreten.

Aufgabe der Clearingstelle ist es, Fragen bei der Umsetzung der Vorschriften des EEG zum Netzanschluss mit den Netzbetreibern und den Betreibern von Anlagen zur Gewinnung von Strom auf Basis erneuerbarer Energien zu klären. Die Clearingstelle sieht ihren Schwerpunkt in der Behandlung technischer und wirtschaftlicher Fragestellungen des Netzanschlusses. Ziel ist es, auf freiwilliger Basis zu Verständigungen zwischen den Verbänden und Unternehmensvertretern beider Seiten zu kommen (Konsensprinzip), anhand derer sich Einzelfälle in der Praxis ohne gerichtliche Auseinandersetzung lösen lassen. Die Erarbeitung genereller Lösungsansätze schloss die Behandlung von Einzelfällen nicht aus. Es hat sich gezeigt, dass die Diskussionen häufig auf rechtliche Fragestellungen hinauslaufen, deren Klärung nicht von der Clearingstelle geleistet werden kann. Da das EEG privatrechtliche Ansprüche und Verpflichtungen von Erzeugern regenerativen Stroms und Netzbetreibern begründet, sind für eine rechtsverbindliche Auslegung des EEG im Streitfall die Gerichte zuständig. Die Clearingstelle ist kein Schiedsgericht und kann den Rechtsweg daher nicht ersetzen.

Schwerpunkthemen der Arbeit der Clearingstelle waren Fragen im Zusammenhang mit der Abgrenzung von Netzanschluss und Netzausbau, die Einspeisung von Strom aus Photovoltaik-Anlagen ins Kundennetz, Fragen der Messung und Verrechnung und der netztechnischen Vorprüfung.

Zu Fragen im Zusammenhang mit der Abgrenzung von Netzanschluss und Netzausbau und der Einspeisung von Strom aus Photovoltaik-Anlagen ins Kundennetz konnte die Clearingstelle am 8. Mai 2001 Ergebnisse verabschieden und über die Homepage des BMWi veröffentlichen. Weitere Verständigungen konnten zu dem Anlagenbegriff und dem Begriff der installierten Leistung nach EEG und bei Abrechnungsfragen im Zusammenhang mit der Zünd- und Stützfeuerung auf Basis fossiler Brennstoffe bei Bio-gasanlagen erreicht werden.

In Zukunft werden Fragen der Organisation des Netzzugangs und der Zumutbarkeit eines Netzausbaus eine wichtige Rolle spielen.

## **7 Perspektiven der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen im europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt**

Am 27. Oktober 2001 ist die EU-Richtlinie über die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien im Elektrizitätsbinnenmarkt in Kraft getreten. In der Richtlinie haben sich die Mitgliedstaaten darauf verständigt, den Anteil regenerativ erzeugten Stroms in ihren Strommärkten und im Elektrizitätsbinnenmarkt verstärkt auszubauen, und sich zu anspruchsvollen nationalen Ausbauzielen bekannt.

In diesem Zusammenhang ist auch auf eine EU-Regelung zur Energiebesteuerung hinzuweisen. Die vorliegenden Entwürfe sehen eine Befreiung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen von der Energiebesteuerung vor.

Die nationalen Ziele in der o. g. EU-Richtlinie über die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien im Elektrizitätsbinnenmarkt orientieren sich am Richtwert einer Verdopplung des Anteils erneuerbarer Energiequellen in der Gemeinschaft bis 2010. Für den EU-weiten Elektrizitätsbinnenmarkt wird ein Anteil regenerativ erzeugten Stroms von rd. 22 % in diesem Zeitraum angestrebt. Deutschland hat dabei sein Verdopplungsziel bestätigt und will mit einer Steigerung des Anteils von Strom aus erneuerbaren Energien im nationalen Elektrizitätsmarkt auf rd. 12,5 % zum gemeinschaftsweit angestrebten Ziel beitragen.

Hintergrund der Erneuerbaren-Richtlinie ist der sich dynamisch weiterentwickelnde Strombinnenmarkt in der Gemeinschaft. Darüber hinaus bestehen engagierte Umwelt- und Klimaziele, die u. a. durch einen starken Ausbau erneuerbarer Energieträger erreicht werden können. Mit der Richtlinie ist ein gemeinschaftsweiter Rahmen für ein kohärentes Vorgehen der Mitgliedstaaten beim Ausbau regenerativ erzeugten Stroms in einem EU-weiten Wettbewerbsmarkt für Elektrizität unter Berücksichtigung der Erfordernisse des Umweltschutzes geschaffen worden. Ziel ist es, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den Elektrizitätsbinnenmarkt auf Dauer mit einem tragenden Anteil zu integrieren. In den Brüsseler Verhandlungen über die Erneuerbaren-Richtlinie bestand Konsens über die Notwendigkeit einer gezielten Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, um deren Markteinführung zu beschleunigen. Übereinstim-

mung besteht auch darin, dass es Ziel der Förderung sein muss, die Wirtschaftlichkeit der erneuerbaren Energien so weit zu verbessern, dass sie mittel- bis langfristig ihre Wettbewerbsfähigkeit im Strombinnenmarkt erreichen. Auch auf europäischer Ebene bleibt die Berücksichtigung der unterschiedlichen externen Kosten (insbesondere langfristige Umwelt- und Klimaschäden) der konventionellen und erneuerbaren Energien bei gleichzeitiger volkswirtschaftlicher Verträglichkeit weiter ein wichtiges Ziel.

Auf dieser Grundlage haben sich Rat, Kommission und Europäisches Parlament darauf verständigt, dass die Wahl der jeweils geeigneten Förderinstrumente den Mitgliedstaaten überlassen bleibt. Die Kommission wird das Nebeneinander der verschiedenen Förderinstrumente überprüfen und bis Ende 2005 einen Bericht über den Entwicklungsstand und die Erfahrungen mit unterschiedlichen Unterstützungssystemen in den Mitgliedstaaten vorlegen. Zusammen mit dem Bericht soll die Kommission ggf. einen Vorschlag für eine Harmonisierung der Förderung regenerativ erzeugten Stroms für den Zeitraum nach 2010/2011 unterbreiten.

In den meisten Mitgliedstaaten laufen derzeit noch die Verfahren zur Umsetzung der Vorgaben aus der Erneuerbaren-Richtlinie. Bis zum 27. Oktober dieses Jahres haben die Mitgliedstaaten erstmals einen Bericht über die ergriffenen und geplanten Fördermaßnahmen zu veröffentlichen. Erst dann liegt ein vollständiger Überblick über die Förderung erneuerbarer Energien in den einzelnen Mitgliedstaaten der EU vor. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie wird dem deutschen Bundestag hierüber im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und dem Bundesministerium für Verbraucherschutz Ernährung und Landwirtschaft einen gesonderten Bericht vorlegen.

Mit der gefundenen Lösung ist zunächst die notwendige Planungssicherheit für Investitionen in die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen geschaffen worden. Das EEG ist ein geeignetes und effizientes Instrument, um die Ziele der Richtlinie zu erreichen. Andere europäische Länder orientieren sich an den Regelungen des Gesetzes. Insbesondere Frankreich hat im Hinblick auf den Erfolg des EEG eine vergleichbare Bestimmung erlassen. Die Weiterentwicklung der Unterstützung für regenerativen Strom durch das EEG muss sich verstärkt daran orientieren, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen in Deutschland auch künftig einen bedeutenden Anteil im europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt erreichen und behaupten kann.

## ANHANG I

Bundesgesetzblatt Jahrgang 2000 Teil I Nr. 13, ausgegeben zu Bonn am 31. März 2000

305

**Gesetz  
für den Vorrang Erneuerbarer Energien  
(Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG)  
sowie zur Änderung des  
Energiewirtschaftsgesetzes und des Mineralölsteuergesetzes**

Vom 29. März 2000

Der Bundestag hat mit Zustimmung des Bundesrates das folgende Gesetz beschlossen:

**Artikel 1**

**Gesetz  
für den Vorrang Erneuerbarer Energien  
(Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG)**

**§ 1****Ziel des Gesetzes**

Ziel dieses Gesetzes ist es, im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen und den Beitrag Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung deutlich zu erhöhen, um entsprechend den Zielen der Europäischen Union und der Bundesrepublik Deutschland den Anteil Erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch bis zum Jahr 2010 mindestens zu verdoppeln.

**§ 2****Anwendungsbereich**

(1) Dieses Gesetz regelt die Abnahme und die Vergütung von Strom, der ausschließlich aus Wasserkraft, Windkraft, solarer Strahlungsenergie, Geothermie, Deponiegas, Klärgas, Grubengas oder aus Biomasse im Geltungsbereich dieses Gesetzes oder in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone gewonnen wird, durch Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Netze für die allgemeine Versorgung betreiben (Netzbetreiber). Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit wird ermächtigt, im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten sowie dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie durch Rechtsverordnung, die der Zustimmung des Bundestages bedarf, Vorschriften zu erlassen, welche Stoffe und technischen Verfahren bei Biomasse in den Anwendungsbereich des Gesetzes fallen, und welche Umweltauflagen einzuhalten sind.

(2) Nicht erfasst wird Strom

1. aus Wasserkraftwerken, Deponiegas- oder Klärgasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung über fünf Megawatt oder aus Anlagen, in denen der Strom aus Biomasse gewonnen wird, mit einer installierten elektrischen Leistung über 20 Megawatt sowie
2. aus Anlagen, die zu über 25 Prozent der Bundesrepublik Deutschland oder einem Land gehören, und
3. aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie mit einer installierten elektrischen Leistung über fünf Megawatt. Soweit Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie nicht an oder auf baulichen Anlagen angebracht sind, die vorrangig anderen Zwecken als der Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie dienen, beträgt die Leistungsgrenze des Satzes 1 100 Kilowatt.

(3) Neuanlagen sind Anlagen, die nach dem 1. April 2000 in Betrieb genommen worden sind. Reaktivierte oder erneuerte Anlagen gelten als Neuanlagen, wenn die Anlage in wesentlichen Teilen erneuert worden ist. Eine wesentliche Erneuerung liegt vor, wenn die Kosten der Erneuerung mindestens 50 vom Hundert der Kosten einer Neuinvestition der gesamten Anlage betragen. Altanlagen sind Anlagen, die vor dem 1. April 2000 in Betrieb genommen worden sind.

**§ 3****Abnahme- und Vergütungspflicht**

(1) Netzbetreiber sind verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom nach § 2 an ihr Netz anzuschließen, den gesamten angebotenen Strom aus diesen Anlagen vorrangig abzunehmen und den eingespeisten Strom nach §§ 4 bis 8 zu vergüten. Die Verpflichtung trifft den Netzbetreiber, zu dessen technischer für die Aufnahme geeignetem Netz die kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage besteht. Ein Netz gilt auch dann als technisch geeignet, wenn die Abnahme des Stroms unbeschadet des Vor-



rangs nach Satz 1 erst durch einen wirtschaftlich zumutbaren Ausbau des Netzes möglich wird; in diesem Fall ist der Netzbetreiber auf Verlangen des Einspeisewilligen zu dem unverzüglichen Ausbau verpflichtet. Soweit es für die Planung des Netzbetreibers und des Einspeisewilligen sowie für die Feststellung der Eignung erforderlich ist, sind Netzdaten und Anlagendaten offen zu legen.

(2) Der vorgelagerte Übertragungsnetzbetreiber ist zur Abnahme und Vergütung der von dem Netzbetreiber nach Absatz 1 aufgenommenen Energiemenge entsprechend §§ 4 bis 8 verpflichtet. Wird im Netzbereich des abgabeberechtigten Netzbetreibers kein inländisches Übertragungsnetz betrieben, so trifft die Pflicht zur Abnahme und Vergütung nach Satz 1 den nächstgelegenen inländischen Übertragungsnetzbetreiber.

#### § 4

##### **Vergütung für Strom aus Wasserkraft, Deponiegas, Grubengas und Klärgas**

Für Strom aus Wasserkraft, Deponiegas, Grubengas und Klärgas beträgt die Vergütung mindestens 15 Pfennig pro Kilowattstunde. Bei Anlagen mit einer elektrischen Leistung über 500 Kilowatt gilt dies nur für den Teil des eingespeisten Stroms des jeweiligen Abrechnungsjahres, der dem Verhältnis von 500 Kilowatt zur Leistung der Anlage in Kilowatt entspricht; dabei bemisst sich die Leistung nach dem Jahresmittel der in den einzelnen Monaten gemessenen mittleren elektrischen Wirkleistung. Der Preis für sonstigen Strom beträgt mindestens 13 Pfennig pro Kilowattstunde.

#### § 5

##### **Vergütung für Strom aus Biomasse**

(1) Für Strom aus Biomasse beträgt die Vergütung für Anlagen

1. bis einschließlich einer installierten elektrischen Leistung von 500 Kilowatt mindestens 20 Pfennig pro Kilowattstunde,
2. bis einschließlich einer installierten elektrischen Leistung von fünf Megawatt mindestens 18 Pfennig pro Kilowattstunde und
3. ab einer installierten elektrischen Wirkleistung von fünf Megawatt mindestens 17 Pfennig pro Kilowattstunde; dies gilt jedoch erst ab dem Tag des Inkrafttretens der Verordnung nach § 2 Abs. 1 Satz 2.

§ 4 Satz 2 erster Halbsatz findet entsprechende Anwendung.

(2) Die Mindestvergütungen nach Absatz 1 werden beginnend ab dem 1. Januar 2002 jährlich jeweils für mit diesem Zeitpunkt neu in Betrieb genommene Anlagen um jeweils eins vom Hundert gesenkt; die Beträge sind auf eine Stelle hinter dem Komma zu runden.

#### § 6

##### **Vergütung für Strom aus Geothermie**

Für Strom aus Geothermie beträgt die Vergütung

1. bis einschließlich einer installierten elektrischen Leistung von 20 Megawatt mindestens 17,5 Pfennig pro Kilowattstunde und
2. ab einer installierten elektrischen Leistung von 20 Megawatt mindestens 14 Pfennig pro Kilowattstunde.

§ 4 Satz 2 erster Halbsatz findet entsprechende Anwendung.

#### § 7

##### **Vergütung für Strom aus Windkraft**

(1) Für Strom aus Windkraft beträgt die Vergütung mindestens 17,8 Pfennig pro Kilowattstunde für die Dauer von fünf Jahren, gerechnet ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Danach beträgt die Vergütung für Anlagen, die in dieser Zeit 150 vom Hundert des errechneten Ertrages der Referenzanlage (Referenzertrag) gemäß dem Anhang zu diesem Gesetz erzielt haben, mindestens 12,1 Pfennig pro Kilowattstunde. Für sonstige Anlagen verlängert sich die Frist des Satzes 1 für jedes 0,75 vom Hundert des Referenzertrages, um den ihr Ertrag 150 vom Hundert des Referenzertrages unterschreitet, um zwei Monate. Soweit der Strom in Anlagen erzeugt wird, die in einer Entfernung von mindestens drei Seemeilen, gemessen von den zur Begrenzung der Hoheitsgewässer dienenden Basislinien aus seewärts, errichtet und bis einschließlich des 31. Dezember 2006 in Betrieb genommen worden sind, beträgt die Frist des Satzes 1 sowie der Zeitraum des Satzes 2 neun Jahre.

(2) Für Altanlagen gilt als Zeitpunkt der Inbetriebnahme im Sinne von Absatz 1 Satz 1 der 1. April 2000. Für diese Anlagen verringert sich die Frist im Sinne von Absatz 1 Satz 1 bis 3 um die Hälfte der bis zum 1. April 2000 zurückgelegten Betriebszeit; sie läuft jedoch in jedem Fall mindestens vier Jahre, gerechnet vom 1. April 2000. Soweit für solche Anlagen eine Leistungskennlinie nicht ermittelt wurde, kann an ihre Stelle eine auf der Basis der Konstruktionsunterlagen des Anlagentyps vorgenommene entsprechende Berechnung einer gemäß Anhang berechtigten Institution treten.

(3) Die Mindestvergütungen nach Absatz 1 werden beginnend mit dem 1. Januar 2002 jährlich jeweils für ab diesem Zeitpunkt neu in Betrieb genommene Anlagen um jeweils 1,5 vom Hundert gesenkt; die Beträge sind auf eine Stelle hinter dem Komma zu runden.

(4) Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie wird ermächtigt, zur Durchführung des Absatzes 1 in einer Rechtsverordnung Vorschriften zur Ermittlung des Referenzertrages zu erlassen.

#### § 8

##### **Vergütung für Strom aus solarer Strahlungsenergie**

(1) Für Strom aus solarer Strahlungsenergie beträgt die Vergütung mindestens 99 Pfennig pro Kilowattstunde. Die Mindestvergütung wird beginnend mit dem 1. Januar 2002 jährlich jeweils für ab diesem Zeitpunkt neu in Betrieb genommene Anlagen um jeweils fünf vom Hundert gesenkt; der Betrag der Vergütung ist auf eine Stelle hinter dem Komma zu runden.

(2) Die Verpflichtung zur Vergütung nach Absatz 1 entfällt für Fotovoltaikanlagen, die nach dem 31. Dezember des Jahres in Betrieb genommen werden, das auf das Jahr folgt, in dem Fotovoltaikanlagen, die nach diesem Gesetz vergütet werden, eine installierte Leistung von insgesamt 350 Megawatt erreichen. Vor Entfallen der Vergütungsverpflichtung nach Absatz 1 trifft der Bundestag

im Rahmen dieses Gesetzes eine Anschlussvergütungsregelung, die eine wirtschaftliche Betriebsführung unter Berücksichtigung der inzwischen erreichten Kostendegression in der Anlagentechnik sicherstellt.

#### § 9

##### Gemeinsame Vorschriften

(1) Die Mindestvergütungen nach §§ 4 bis 8 sind für neu in Betrieb genommene Anlagen jeweils für die Dauer von 20 Jahren ohne Berücksichtigung des Inbetriebnahmejahres zu zahlen, soweit es sich nicht um Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wasserkraft handelt. Für Anlagen, die vor Inkrafttreten des Gesetzes in Betrieb genommen worden sind, gilt als Inbetriebnahmejahr das Jahr 2000.

(2) Wird Strom aus mehreren Anlagen über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet, so ist für die Berechnung der Höhe differenzierter Vergütungen die maximale Wirkleistung jeder einzelnen Anlage maßgeblich. Soweit es sich um Strom aus mehreren Windkraftanlagen handelt, sind abweichend von Satz 1 für die Berechnung die kumulierten Werte dieser Anlagen maßgeblich.

#### § 10

##### Netzkosten

(1) Die notwendigen Kosten des Anschlusses von Anlagen nach § 2 an den technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des Netzes trägt der Anlagenbetreiber. Die Ausführung des Anschlusses muss den im Einzelfall notwendigen technischen Anforderungen des Netzbetreibers und dem § 16 des Energiewirtschaftsgesetzes vom 24. April 1998 (BGBl. I S. 730) entsprechen. Der Anlagenbetreiber kann den Anschluss von dem Netzbetreiber oder einem fachkundigen Dritten vornehmen lassen.

(2) Die notwendigen Kosten eines nur infolge neu anzuschließender Anlagen nach § 2 erforderlichen Ausbaus des Netzes für die allgemeine Versorgung zur Aufnahme und Weiterleitung der eingespeisten Energie trägt der Netzbetreiber, bei dem der Ausbau erforderlich wird. Der Netzbetreiber muss die konkret erforderlichen Investitionen unter Angabe ihrer Kosten im Einzelnen darlegen. Die Netzbetreiber können den auf sie entfallenden Kostenanteil bei der Ermittlung des Netznutzungsentgelts in Ansatz bringen.

(3) Zur Klärung von Streitigkeiten wird eine Clearingstelle bei dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie errichtet, an der die betroffenen Kreise zu beteiligen sind.

#### § 11

##### Bundesweite Ausgleichsregelung

(1) Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, den unterschiedlichen Umfang der nach § 3 abzunehmenden Energiemengen und Vergütungszahlungen zu erfassen und nach Maßgabe des Absatzes 2 untereinander auszugleichen.

(2) Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln bis zum 31. März eines jeden Jahres die Energiemenge, die sie im Vorjahr nach § 3 abgenommen haben, und den Anteil dieser Menge an der gesamten Energiemenge, die sie unmittelbar oder mittelbar über nachgelagerte Netze an Letztverbraucher abgegeben haben. Übertragungsnetz-

betreiber, die größere Mengen abzunehmen hatten als es diesem durchschnittlichen Anteil entspricht, haben gegen die anderen Übertragungsnetzbetreiber einen Anspruch auf Abnahme und Vergütung nach §§ 3 bis 8, bis auch diese Netzbetreiber eine Energiemenge abnehmen, die dem Durchschnittswert entspricht.

(3) Auf die zu erwartenden Ausgleichsmengen und -vergütungen sind monatliche Abschläge zu leisten.

(4) Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, sind verpflichtet, den von dem für sie regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber nach Absatz 2 abgenommenen Strom anteilig abzunehmen und zu vergüten. Satz 1 gilt nicht für Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die, bezogen auf die gesamte von ihnen gelieferte Strommenge, zu mindestens 50 vom Hundert Strom im Sinne des § 2 Absatz 1 in Verbindung mit Absatz 2 liefern. Der nach Satz 1 abzunehmende Anteil wird bezogen auf die von dem jeweiligen Elektrizitätsversorgungsunternehmen gelieferte Strommenge und ist so zu bestimmen, dass jedes Elektrizitätsversorgungsunternehmen einen relativ gleichen Anteil erhält. Der Umfang der Abnahmepflicht (Anteil) bemisst sich nach dem Verhältnis des nach § 3 insgesamt eingespeisten Stroms zu dem insgesamt an Letztverbraucher abgesetzten Strom, von dem die Strommenge abzuziehen ist, die von Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Sinne von Satz 2 geliefert wird. Die Vergütung im Sinne von Satz 1 errechnet sich aus dem Durchschnitt der nach § 3 von der Gesamtheit der Netzbetreiber je Kilowattstunde in dem vorvergangenen Quartal gezahlten Vergütungen. Der nach Satz 1 abgenommene Strom darf nicht unter der nach Satz 5 gezahlten Vergütung verkauft werden, soweit er als Strom im Sinne des § 2 oder als diesem vergleichbarer Strom vermarktet wird.

(5) Jeder Netzbetreiber ist verpflichtet, den anderen Netzbetreibern die für die Berechnungen nach den Absätzen 1 und 2 erforderlichen Daten rechtzeitig zur Verfügung zu stellen. Jeder Netzbetreiber kann verlangen, dass die anderen ihre Angaben durch einen im gegenseitigen Einvernehmen bestellten Wirtschaftsprüfer oder vereidigten Buchprüfer testieren lassen. Ist ein Einvernehmen nicht erzielbar, so bestimmt der Präsident des zuständigen Oberlandesgerichts am Sitz des ausgleichsberechtigten Netzbetreibers den Wirtschaftsprüfer oder vereidigten Buchprüfer.

#### § 12

##### Erfahrungsbericht

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie hat dem Bundestag bis zum 30. Juni jedes zweiten auf das Inkrafttreten dieses Gesetzes folgenden Jahres im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit sowie dem Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten über den Stand der Markteinführung und der Kostenentwicklung von Anlagen zur Erzeugung von Strom im Sinne des § 2 zu berichten, sowie gegebenenfalls zum 1. Januar des jeweils übernächsten Jahres eine Anpassung der Höhe der Vergütungen nach den §§ 4 bis 8 und der Degressionsätze entsprechend der technologischen und Marktentwicklung für Neuanlagen sowie eine Verlängerung des Zeitraums für die Berechnung des Ertrages einer Windkraftanlage gemäß dem Anhang in Abhängigkeit von den Erfahrungen mit dem nach diesem Gesetz festgelegten Berechnungszeitraum vorzuschlagen.

**Anhang**

1. Referenzanlage ist eine Windkraftanlage eines bestimmten Typs, für die sich entsprechend ihrer von einer dazu berechtigten Institution vermessenen Leistungskennlinie an dem Referenzstandort ein Ertrag in Höhe des Referenzertrages errechnet.
2. Der Referenzertrag ist die für jeden Typ einer Windkraftanlage einschließlich der jeweiligen Nabenhöhe bestimmte Strommenge, die dieser Typ bei Errichtung an dem Referenzstandort rechnerisch auf Basis einer vermessenen Leistungskennlinie in fünf Betriebsjahren erbringen würde.
3. Der Typ einer Windkraftanlage ist bestimmt durch die Typenbezeichnung, die Rotorkreisfläche, die Nennleistung und die Nabenhöhe gemäß den Angaben des Herstellers.
4. Referenzstandort ist ein Standort, der bestimmt wird durch eine Rayleigh-Verteilung mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 5,5 Metern je Sekunde in einer Höhe von 30 Metern über Grund, einem logarithmischen Höhenprofil und der Rauigkeitslänge von 0,1 Metern.
5. Die Leistungskennlinie ist der für jeden Typ einer Windkraftanlage ermittelte Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Leistungsabgabe unabhängig von der Nabenhöhe. Die Leistungskennlinie ist zu ermitteln nach dem einheitlichen Verfahren gemäß den Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen, Revision 13, Stand: 1. Januar 2000, herausgegeben von der Fördergesellschaft Windenergie e. V. (FGW) mit Sitz in Hamburg, oder der technischen Richtlinie Power Performance Measurement Procedure Version 1 vom September 1997 des Network of European Measuring Institutes (MEASNET) mit Sitz in Brüssel, Belgien. Soweit die Leistungskennlinie nach einem vergleichbaren Verfahren vor dem 1. Januar 2000 ermittelt wurde, kann diese anstelle der nach Satz 2 ermittelten Leistungskennlinie herangezogen werden, soweit nach dem 31. Dezember 2001 nicht mehr mit der Errichtung von Anlagen des Typs, für die sie gelten, im Geltungsbereich dieses Gesetzes begonnen wird.
6. Zur Vermessung der Leistungskennlinien und Berechnung der Referenzerträge von Anlagentypen am Referenzstandort sind für die Zwecke dieses Gesetzes die Institutionen berechtigt, die entsprechend der technischen Richtlinie „Allgemeine Kriterien zum Betreiben von Prüflaboratorien“ (DIN EN 45 001), Ausgabe Mai 1990, für die Vermessung der Leistungskennlinien im Sinne von Nummer 5 akkreditiert sind. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie veröffentlicht diese Institutionen nachrichtlich im Bundesanzeiger.

**Artikel 2**

**Gesetz zur Änderung des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung**

§ 2 Abs. 5 des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) vom 24. April 1998 (BGBl. I S. 730), das durch Artikel 2 Abs. 8 des Gesetzes vom 26. August 1998 (BGBl. I S. 2521) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

Das Wort „Stromeinspeisungsgesetz“ wird durch die Worte „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ ersetzt.

**Artikel 3**

**Gesetz zur Änderung des Mineralölsteuergesetzes**

§ 25 des Mineralölsteuergesetzes vom 21. Dezember 1992 (BGBl. I S. 2150, 2185; 1993 I S. 169), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 16. Dezember 1999 (BGBl. I S. 2432; 2000 I S. 147) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. Absatz 1 Nr. 4a wird wie folgt gefasst:

„4a. für Benzine nach § 2 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 oder Gasöle nach § 2 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4 sowie für Flüssiggase, Erdgase und andere gasförmige Kohlenwasserstoffe nach § 3 Abs. 1 Nr. 1 und 2, die nachweislich nach den jeweils am 1. Januar 2000, 1. Januar 2001, 1. November 2001, 1. Januar 2002 oder 1. Januar 2003 geltenden Steuersätzen des § 2 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 oder 4 oder des

§ 3 Abs. 1 Nr. 1 oder 2 versteuert worden sind oder für die jeweils am 1. Januar 2000, 1. Januar 2001, 1. November 2001, 1. Januar 2002 oder 1. Januar 2003 eine Nachsteuer nach § 35 entstanden ist, und die

- a) in zur allgemein zugänglichen Beförderung von Personen bestimmten Schienenbahnen mit Ausnahme von Bergbahnen oder
- b) in Kraftfahrzeugen im genehmigten Linienverkehr nach den §§ 42 und 43 des Personenbeförderungsgesetzes in der Fassung der Bekanntmachung vom 8. August 1990 (BGBl. I S. 1690), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 26. August 1998 (BGBl. I S. 2521, 2544)

verwendet worden sind, wenn in der Mehrzahl der Beförderungsfälle eines Verkehrsmittels die gesamte Reiseweite 50 Kilometer oder die gesamte Reisezeit eine Stunde nicht übersteigt.“

2. Absatz 3 wird wie folgt gefasst:

„(3) Der Erlass, die Erstattung oder die Vergütung nach Absatz 1 Satz 1 Nr. 4a beträgt:

1. für 1000 l Benzine nach § 2 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 Buchstabe a oder 1000 l Gasöle nach § 2 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4 Buchstabe a
 

vom 1. Januar 2000	
bis zum 31. Dezember 2000	30,00 DM,
vom 1. Januar 2001	
bis zum 31. Oktober 2001	60,00 DM,
vom 1. November 2001	
bis zum 31. Dezember 2001	75,00 DM,

Bundesgesetzblatt Jahrgang 2000 Teil I Nr. 13, ausgegeben zu Bonn am 31. März 2000

309

- |  |            |  |            |
|--|------------|--|------------|
| vom 1. Januar 2002<br>bis zum 31. Dezember 2002  | 53,70 EUR, | vom 1. Januar 2000<br>bis zum 31. Dezember 2000  | 0,55 DM,   |
| 2. für 1000 l Benzine nach § 2 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1<br>Buchstabe b                          |            | vom 1. Januar 2001<br>bis zum 31. Dezember 2001  | 1,10 DM,   |
| oder 1000 l Gasöle nach § 2 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4<br>Buchstabe b                             |            | vom 1. Januar 2002<br>bis zum 31. Dezember 2002  | 0,85 EUR,  |
| vom 1. Januar 2000<br>bis zum 31. Dezember 2000  | 30,00 DM,  | vom 1. Januar 2003<br>bis zum 31. Dezember 2009  | 1,15 EUR.“ |
| vom 1. Januar 2001<br>bis zum 31. Dezember 2001  | 60,00 DM,  | 3. In Absatz 3a Satz 1 Nr. 1.1, 2, 3.1 und 4.1 werden nach<br>dem Wort „Monatsnutzungsgrad“ jeweils die Wörter<br>„oder einem Jahresnutzungsgrad“ eingefügt.   |            |
| vom 1. Januar 2002<br>bis zum 31. Dezember 2002  | 46,05 EUR, | 4. Absatz 3b wird wie folgt geändert:  |            |
| 3. für 1000 l Benzine nach § 2 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1<br>Buchstabe c                          |            | a) Nach Satz 1 wird folgender Satz 2 eingefügt:  |            |
| oder 1000 l Gasöle nach § 2 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4<br>Buchstabe c                             |            | „Satz 1 gilt für die Berechnung des Jahresnut-<br>zungsgrades sinngemäß.“  |            |
| ab 1. Januar 2003  | 69,05 EUR, | b) Der bisherige Satz 2 wird Satz 3.   |            |
| 4. für 1000 l Benzine nach § 2 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1<br>Buchstabe d                          |            | 5. Absatz 3c wird wie folgt gefasst:   |            |
| oder 1000 l Gasöle nach § 2 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4<br>Buchstabe d                             |            | „(3c) Der Erlass, die Erstattung oder die Vergütung<br>nach Absatz 1 Satz 1 Nr. 5 wird im Fall des Absatzes 3a<br>Nr. 1.1, 2, 3.1 und 4.1 nur für den Monat oder das Jahr<br>gewährt, in dem der Nutzungsgrad von mindestens<br>70 Prozent erreicht worden ist.“ |            |
| ab 1. Januar 2003  | 61,40 EUR, |  |            |
| 5. für 1000 kg Flüssiggase nach § 3 Abs. 1 Nr. 1 Buch-<br>stabe a                          |            |  |            |
| vom 1. Januar 2000<br>bis zum 31. Dezember 2000  | 7,40 DM,   |  |            |
| vom 1. Januar 2001<br>bis zum 31. Dezember 2001  | 14,80 DM,  |  |            |
| vom 1. Januar 2002<br>bis zum 31. Dezember 2002  | 11,40 EUR, |  |            |
| vom 1. Januar 2003<br>bis zum 31. Dezember 2009  | 15,20 EUR, |  |            |
| 6. für eine MWh Erdgas und andere gasförmige Koh-<br>lenwasserstoffe nach § 3 Abs. 1 Nr. 2 |            |  |            |

**Artikel 4****Inkrafttreten, Außerkrafttreten**

(1) Die Artikel 1 und 2 dieses Gesetzes treten am ersten Tag des auf die Verkündung folgenden Monats in Kraft. Gleichzeitig tritt das Stromeinspeisungsgesetz vom 7. Dezember 1990 (BGBl. I S. 2633), zuletzt geändert durch Artikel 3 Nr. 2 des Gesetzes vom 24. April 1998 (BGBl. I S. 730) außer Kraft.

(2) Artikel 3 tritt mit Wirkung vom 1. Januar 2000 in Kraft.

Das vorstehende Gesetz wird hiermit ausgefertigt und wird im Bundesgesetzblatt verkündet.

Berlin, den 29. März 2000

Der Bundespräsident  
Johannes Rau

Der Bundeskanzler  
Gerhard Schröder

Der Bundesminister  
für Wirtschaft und Technologie  
Müller

Der Bundesminister der Finanzen  
Hans Eichel

## ANHANG II

1234

Bundesgesetzblatt Jahrgang 2001 Teil I Nr. 29, ausgegeben zu Bonn am 27. Juni 2001

**Verordnung  
über die Erzeugung von Strom aus Biomasse  
(Biomasseverordnung – BiomasseV)**

Vom 21. Juni 2001

Auf Grund des § 2 Abs. 1 Satz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 29. März 2000 (BGBl. I S. 305) in Verbindung mit Artikel 56 Abs. 1 des Zuständigkeitsanpassungs-Gesetzes vom 18. März 1975 (BGBl. I S. 705) und dem Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 22. Januar 2001 (BGBl. I S. 127) verordnet das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit im Einvernehmen mit den Bundesministerien für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft und für Wirtschaft und Technologie unter Wahrung der Rechte des Bundestages:

§ 1

**Aufgabenbereich**

Diese Verordnung regelt für den Anwendungsbereich des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, welche Stoffe als Biomasse gelten, welche technischen Verfahren zur Stromerzeugung aus Biomasse in den Anwendungsbereich des Gesetzes fallen und welche Umweltauflagen bei der Erzeugung von Strom aus Biomasse einzuhalten sind.

§ 2

**Anerkannte Biomasse**

(1) Biomasse im Sinne dieser Verordnung sind Energieträger aus Phyto- und Zoomasse. Hierzu gehören auch aus Phyto- und Zoomasse resultierende Folge- und Nebenprodukte, Rückstände und Abfälle, deren Energiegehalt aus Phyto- und Zoomasse stammt.

(2) Biomasse im Sinne des Absatzes 1 sind insbesondere:

1. Pflanzen und Pflanzenbestandteile,
2. aus Pflanzen oder Pflanzenbestandteilen hergestellte Energieträger, deren sämtliche Bestandteile und Zwischenprodukte aus Biomasse im Sinne des Absatzes 1 erzeugt wurden,
3. Abfälle und Nebenprodukte pflanzlicher und tierischer Herkunft aus der Land-, Forst- und Fischwirtschaft,
4. Bioabfälle im Sinne von § 2 Nr. 1 der Bioabfallverordnung,

5. aus Biomasse im Sinne des Absatzes 1 durch Vergärung oder Pyrolyse erzeugtes Gas und daraus resultierende Folge- und Nebenprodukte,

6. aus Biomasse im Sinne des Absatzes 1 erzeugte Alkohole, deren Bestandteile, Zwischen-, Folge- und Nebenprodukte aus Biomasse erzeugt wurden.

(3) Unbeschadet von Absatz 1 gelten als Biomasse im Sinne dieser Verordnung:

1. Altholz, bestehend aus Gebrauchtholz (gebrauchte Erzeugnisse aus Holz, Holzwerkstoffe oder Verbundstoffe mit überwiegendem Holzanteil) oder Industriealtholz (in Betrieben der Holzbe- oder -verarbeitung anfallende Holzreste sowie in Betrieben der Holzwerkstoffindustrie anfallende Holzwerkstoffreste), das als Abfall anfällt, sofern nicht Satz 2 entgegensteht oder das Altholz gemäß § 3 Nr. 4 von der Anerkennung als Biomasse ausgeschlossen ist,
2. aus Altholz im Sinne von Nummer 1 erzeugtes Gas, sofern nicht Satz 3 entgegensteht oder das Altholz gemäß § 3 Nr. 4 von der Anerkennung als Biomasse ausgeschlossen ist,
3. Pflanzenölmethylester, sofern nicht Satz 4 entgegensteht,
4. Treibsel aus Gewässerpflege, Uferpflege und -reinhaltung,
5. durch anaerobe Vergärung erzeugtes Biogas, sofern zur Vergärung nicht Stoffe nach § 3 Nr. 3, 7, 9 oder mehr als 10 Gewichtsprozent Klärschlamm eingesetzt werden.

Satz 1 Nr. 1 gilt für Altholz, das Rückstände von Holzschutzmitteln enthält oder das halogenorganische Verbindungen in der Beschichtung enthält, nur sofern es in Anlagen eingesetzt wird, deren Genehmigung nach § 4 in Verbindung mit § 6 oder § 16 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes zur Errichtung und zum Betrieb spätestens drei Jahre nach Inkrafttreten dieser Verordnung erteilt ist; als Holzschutzmittel gelten insoweit bei der Be- und Verarbeitung des Holzes eingesetzte Stoffe mit biozider Wirkung gegen Holz zerstörende Insekten oder Pilze sowie Holz verfärbende Pilze, ferner Stoffe zur Herabsetzung der Entflammbarkeit von Holz. Auf den Einsatz von

Gas aus Altholz gemäß Satz 1 Nr. 2 findet Satz 2 entsprechende Anwendung. Satz 1 Nr. 3 gilt nur bei einem Einsatz in Anlagen, die spätestens drei Jahre nach Inkrafttreten dieser Verordnung in Betrieb genommen werden oder, sofern es sich um nach den Vorschriften des Bundes-Immissionsschutzgesetzes genehmigungsbedürftige Anlagen handelt, deren Genehmigung nach § 4 in Verbindung mit § 6 oder § 16 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes zur Errichtung und zum Betrieb erteilt ist.

(4) Stoffe, aus denen in Altanlagen im Sinne von § 2 Abs. 3 Satz 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes Strom erzeugt und vor dem 1. April 2000 bereits als Strom aus Biomasse vergütet worden ist, gelten in diesen Anlagen weiterhin als Biomasse. Dies gilt nicht für Stoffe nach § 3 Nr. 4. § 5 Abs. 2 findet keine Anwendung.

### § 3

#### Nicht als Biomasse anerkannte Stoffe

Nicht als Biomasse im Sinne dieser Verordnung gelten:

1. fossile Brennstoffe sowie daraus hergestellte Neben- und Folgeprodukte,
2. Torf,
3. gemischte Siedlungsabfälle aus privaten Haushaltungen sowie ähnliche Abfälle aus anderen Herkunftsbereichen,
4. Altholz
  - a) mit einem Gehalt an polychlorierten Biphenylen (PCB) oder polychlorierten Terphenylen (PCT) in Höhe von mehr als 0,005 Gewichtsprozent entsprechend der PCB/PCT-Abfallverordnung vom 26. Juni 2000 (BGBl. I S. 932),
  - b) mit einem Quecksilbergehalt von mehr als 0,0001 Gewichtsprozent,
  - c) sonstiger Beschaffenheit, wenn dessen energetische Nutzung als Abfall zur Verwertung auf Grund des Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetzes ausgeschlossen worden ist,
5. Papier, Pappe, Karton,
6. Klärschlämme im Sinne der Klärschlammverordnung,
7. Hafenschlick und sonstige Gewässerschlämme und -sedimente,
8. Textilien,
9. Tierkörper, Tierkörperteile und Erzeugnisse im Sinne von § 1 Abs. 1 des Tierkörperbeseitigungsgesetzes, die nach dem Tierkörperbeseitigungsgesetz und den auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnungen in Tierkörperbeseitigungsanstalten zu beseitigen sind, sowie Stoffe, die durch deren Beseitigung hergestellt worden oder sonst entstanden sind,
10. Deponiegas,
11. Klärgas.

### § 4

#### Technische Verfahren

(1) Als technische Verfahren zur Erzeugung von Strom aus Biomasse im Sinne dieser Verordnung gelten einstufige und mehrstufige Verfahren der Stromerzeugung durch folgende Arten von Anlagen:

1. Feuerungsanlagen in Kombination mit Dampfturbinen-, Dampfmotor-, Stirlingmotor- und Gasturbinenprozessen, einschließlich Organic-Rankine-Cycle-(ORC)-Prozessen,
2. Verbrennungsmotoranlagen,
3. Gasturbinenanlagen,
4. Brennstoffzellenanlagen,
5. andere Anlagen, die wie die in Nummern 1 bis 4 genannten technischen Verfahren im Hinblick auf das Ziel des Klima- und Umweltschutzes betrieben werden.

(2) Soweit eine Stromerzeugung aus Biomasse im Sinne dieser Verordnung mit einem Verfahren nach Absatz 1 nur durch eine Zünd- oder Stützfeuerung mit anderen Stoffen als Biomasse möglich ist, können auch solche Stoffe eingesetzt werden.

(3) In Anlagen nach Absatz 1 und 2 darf bis zu einem Anteil von 10 vom Hundert des Energiegehalts auch Klärgas oder durch thermische Prozesse unter Sauerstoffmangel erzeugtes Gas (Synthesegas) eingesetzt werden, wenn das Gas (Synthesegas) aus Klärschlamm im Sinne der Klärschlammverordnung erzeugt worden ist.

### § 5

#### Umweltanforderungen

(1) Zur Vermeidung und Verminderung von Umweltverschmutzungen, zum Schutz und zur Vorsorge vor schädlichen Umwelteinwirkungen und zur Gefahrenabwehr sowie zur Schonung der Ressourcen und zur Sicherung des umweltverträglichen Umgangs mit Abfällen sind die für die jeweiligen technischen Verfahren sowie den Einsatz der betreffenden Stoffe geltenden Vorschriften des öffentlichen Rechts einzuhalten.

(2) Bei Verwendung von Altholz im Sinne von § 2 Abs. 3 Nr. 1, das

1. Rückstände von Holzschutzmitteln oder
2. halogenorganische Verbindungen in der Beschichtung enthält,

muss die Anlage auf Grund ihrer Zulassung den Anforderungen der Verordnung über Verbrennungsanlagen für Abfälle und ähnliche brennbare Stoffe vom 23. November 1990 (BGBl. I S. 2545, 2832), zuletzt geändert durch Artikel 8 des Gesetzes vom 3. Mai 2000 (BGBl. I S. 632), entsprechen; § 1 Abs. 2 Satz 1 und § 5 Abs. 3 der Verordnung finden keine Anwendung. Für die Verwendung von Gas im Sinne von § 2 Abs. 3 Nr. 2, das aus Altholz im Sinne von Satz 1 Nr. 1 oder 2 hergestellt worden ist, gilt Entsprechendes.

(3) Bei Verwendung von Altholz im Sinne von Absatz 2 Satz 1 müssen Feuerungsanlagen in Kombination mit Dampfturbinenprozessen gemäß § 4 Abs. 1 Nr. 1 mit einer installierten elektrischen Leistung von über 5 Megawatt, deren entstehende Wärme nicht an Dritte abgegeben wird und für die im Rahmen des immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahrens keine Pflicht zur Nutzung der erzeugten Wärme in eigenen Anlagen festgelegt ist, darüber hinaus folgende Wirkungsgrade für die Bruttostromerzeugung erreichen:

- a) im elektrischen Leistungsbereich von über 5 Megawatt bis einschließlich 10 Megawatt in Höhe von mindestens 25 Prozent,

1236 Bundesgesetzblatt Jahrgang 2001 Teil I Nr. 29, ausgegeben zu Bonn am 27. Juni 2001

b) im elektrischen Leistungsbereich von über 10 Megawatt bis einschließlich 15 Megawatt in Höhe von mindestens 27 Prozent,

c) im elektrischen Leistungsbereich von über 15 Megawatt bis einschließlich 20 Megawatt in Höhe von mindestens 29 Prozent.

Diese Anforderungen an den elektrischen Wirkungsgrad gelten auch für den reinen Kondensationsbetrieb von Anlagen dieser Art, die zeitweise mit Wärmeauskopplung,

jedoch überwiegend in reinem Kondensationsbetrieb betrieben werden. Der elektrische Wirkungsgrad ist dabei definiert als das Verhältnis von Klemmleistung zur Feuerungswärmeleistung im 100 Prozent-Punkt ohne Wärmeauskopplung.

§ 6

**Inkrafttreten**

Diese Verordnung tritt am Tage nach der Verkündung in Kraft.

Der Bundesrat hat zugestimmt.

Bonn, den 21. Juni 2001

Der Bundesminister  
für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit  
Jürgen Trittin

**ANHANG III****Investitionsförderprogramme und gesetzliche Regelungen zur Förderung erneuerbarer Energien mit unmittelbarem Bezug zum EEG****1 Marktanreizprogramm zugunsten erneuerbarer Energien**

Aus Mitteln des Marktanreizprogramms wird die Errichtung von Anlagen zur Erzeugung von Strom und/oder Wärme aus erneuerbaren Energien unterstützt; in der Praxis betrifft die überwiegende Anzahl der Förderanträge im Marktanreizprogramm Anlagen zur Wärmeerzeugung (z. B. Solarkollektoren, Biomasseanlagen etc.). Für das Marktanreizprogramm sind seit seinem Start im September 1999 bis 2002 Mittel in Höhe von rd. 550 Mio. Euro im Bundeshaushalt bereitgestellt worden.

Bis zum 6. Mai 2002 wurden beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) insgesamt mehr als 252 000 Anträge auf Zuschussförderung gestellt, hinter denen ein Investitionsvolumen von rd. 2,58 Mrd. Euro bei Solarkollektoren, kleineren Anlagen zur Verfeuerung fester Biomasse, Wärmepumpen und Energieeinsparmaßnahmen an Gebäuden, die in Kombination mit der Errichtung von Solarkollektoren durchgeführt wurden, steht. Knapp 238 000 Anträge wurden in diesem Zeitraum bewilligt und Zuschüsse in Höhe von rd. 360 Mio. Euro zugesagt. Für rd. 156 000 Vorhaben sind Zuschüsse in Höhe von über 228 Mio. Euro bereits ausgezahlt worden.

Die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) erteilte im gleichen Zeitraum bei Biogasanlagen, größeren Anlagen

zur Verfeuerung fester Biomasse, Anlagen zur Nutzung der Tiefengeothermie und kleineren Wasserkraftanlagen 880 Zusagen für Förderdarlehen mit einem Volumen von über 195 Mio. Euro. Diese Darlehen werden vom Bund mit Teilschulderlassen in Höhe von 39,4 Mio. Euro zusätzlich verbilligt.

Seit dem 23. März 2002 gelten im Marktanreizprogramm verbesserte Förderkonditionen für Solarkollektoren und Biomasseanlagen.

**2 100 000 Dächer-Solarstrom-Programm**

Das 100 000 Dächer-Solarstrom-Programm, gestartet am 1. Januar 1999, fördert die Errichtung von Photovoltaik-Anlagen zur Stromerzeugung. Ziel ist es, bis Ende 2003 insgesamt zusätzlich 300 MW installierter PV-Leistung aufzubauen. Bis zum 31. Mai 2002 sind für über 35 000 Vorhaben mit einer PV-Leistung von 142 MW Förderdarlehen mit einem Volumen von über 784 Mio. Euro zugesagt worden.

Nach den Ausbauzielen des 100 000 Dächer-Solarstrom-Programms soll für das Jahr 2001 ein Zubau von 65 MW, für das Jahr 2002 ein Zubau von 80 MW<sub>p</sub> und für das Jahr 2003 ein Zubau von 95 MW<sub>p</sub> erreicht werden.

**3 KfW-CO<sub>2</sub>-Minderungsprogramm**

Das KfW-CO<sub>2</sub>-Minderungsprogramm ermöglicht die Finanzierung von Anlagen zur regenerativen Energieerzeugung mit zinsgünstigen Darlehen in Höhe von maximal 5 Mio. Euro in Einzelfall.



**ANHANG IV****Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Einspeisevergütungen  
für die Jahre 2000 und 2001****Verteilung der EEG-Einspeisungen nach Energiearten laut §§ 4 bis 8 EEG  
im Jahr 2000 (1. April bis 31. Dezember 2000)**

	<b>Mio. kWh</b>	<b>Anteil</b>	<b>Vergütung (Mio. €)</b>
Wasserkraft, Deponiegas, Grubengas, Klärgas (§ 4 EEG)	3 623	36,6 %	261,267
Biomasse (§ 5 EEG)	537	5,4 %	51,620
Geothermie (§ 6 EEG)	0	0,0 %	0
Windkraft (§ 7 EEG)	5 704	57,7 %	519,078
Solare Strahlungsenergie (§ 8 EEG)	26	0,3 %	13,099
<b>Gesamt</b>	<b>9 888</b>	<b>100 %</b>	<b>845,062</b>

Quelle: DVG

**Verteilung der EEG-Einspeisungen nach Energiearten laut §§ 4 bis 8 EEG im Jahr 2001**

	<b>Mio. kWh</b>	<b>Anteil</b>	<b>Vergütung (Mio. €)</b>
Wasserkraft, Deponiegas, Grubengas, Klärgas (§ 4 EEG)	5 909	33,2 %	426,211
Biomasse (§ 5 EEG)	1 393	7,8 %	131,750
Geothermie (§ 6 EEG)	0	0,0 %	0
Windkraft (§ 7 EEG)	10 456	58,7 %	951,628
Solare Strahlungsenergie (§ 8 EEG)	60	0,3 %	30,413
<b>Gesamt</b>	<b>17 818</b>	<b>100 %</b>	<b>1 540,002</b>

Quelle: VDN





