

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

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 Orientierungswerte¹. 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.

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 Beihilfeverfahren 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 aufweisen². Die Folgekapitel 6 (Clearingstelle

¹ Vgl. Umweltbericht 2002 sowie Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung 2002.

² 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

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 einbezogen 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 -projektorer auch Erwartungen über die branchenspezifische Inflationsentwicklung zu berücksichtigen.

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.

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 konsequenten Nutzung von Innovationsspielräumen anhalten.

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

	<i>Jährl. Degression ab 1.1.2002</i>	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

Tab. 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).

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 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. 4.700³). 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. 2000 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. € 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, rund 35 Mio. Tonnen Kohlendioxid-Äquivalent an Treibhausgasen vermieden. Bei Erreichen des Verdopplungsziels werden dies im Jahr 2010 ca. 70 Mio. t CO₂ 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 untereinander: 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, so dass 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 sogenannte EEG-Quote⁴) zu einer bundesweit einheitlichen Durchschnittsvergütung.

Nach Angaben der Deutschen Verbundgesellschaft (DVG⁵) belief sich im Rumpfbjahr 2000 (01.04.2000 bis 31.12.2000) bei einer Erzeugung regenerativen Stroms in Höhe von 9,9 Mrd. kWh und einer Gesamtvergütung gemäß EEG von rd. 845,06 Mio. € die EEG-Quote auf 2,9 %, die Durchschnittsvergütung⁶ 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

³ Quelle: IWR (Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien).

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

⁵ Zum 01.01.2002 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.

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

rd. 1,54 Mrd. € 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) zeigt die Entwicklung der eingespeisten Strommengen nach Stromeinspeisungsgesetz (1991 bis 31.03.2000) und EEG (ab 1.4.2000).

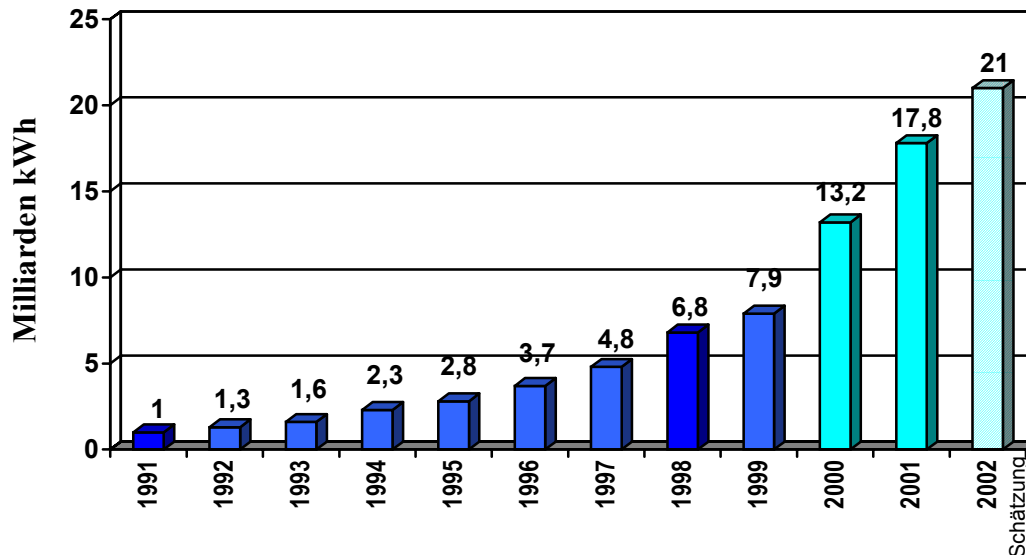


Abb. 1: Nach Stromeinspeisungsgesetz und EEG eingespeiste Strommenge seit 1991⁷.

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 Vergütungsvolumens des Jahres 2001 Kosten per kWh durch das EEG von etwa 0,18 – 0,26 €-Ct/kWh⁸.

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

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

⁸ Die mittel- und langfristige Strompreisentwicklung ist bei diesen Berechnungen nicht berücksichtigt.

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-Einspeise- 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 „Vergleich externer Kosten der Stromerzeugung in Bezug auf das Erneuerbare Energien-Gesetz“⁹.

⁹ 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

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 1000 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_p im Jahr 1999 binnen Jahresfrist auf 111 MW_p im Jahr 2000; für das Jahr 2001 wurden im Rahmen des 100.000 Dächer-Solarstrom-Programms Darlehenszusagen für weitere 67 MW_p erteilt. Für die Jahre 2002 und 2003 lassen sich weitere Darlehenszusagen von 80 MW_p bzw. 95 MW_p 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_p auf rd. 350 MW_p annähernd **verdoppeln**.

Energieträger. Damit trägt das EEG zur erforderlichen Internalisierung der externen Effekte der Energieversorgung bei.

Netzgekoppelte Anlagen¹⁰ dominieren eindeutig den Markt. Auch infolge eines steigenden Anteils gewerblicher Betreiber¹¹ haben sich die durchschnittlichen Anlagengrößen mit mittlerweile 5,1 kWp gegenüber dem Stand von 1999 mehr als verdoppelt.

Im Rumpfbjahr 2000 (01.04.2000-31.12.2000) 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. €¹². 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. €; 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 können¹³, 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 €/kWp zu Beginn bis Ende der neunziger Jahre halbiert. Im Jahresverlauf 2000 ergab sich ein weiterer durchschnittlicher Rückgang der Nettokosten von ca. 8 % auf rd. 6000

¹⁰ 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.

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

¹² 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 Ausgleichmechanismus aufgenommen worden.

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

€/kWp¹⁴, wobei die Kosten von Anlagen kleinerer Leistungsklassen über denen größerer Leistungsklassen lagen (Abbildung 2).

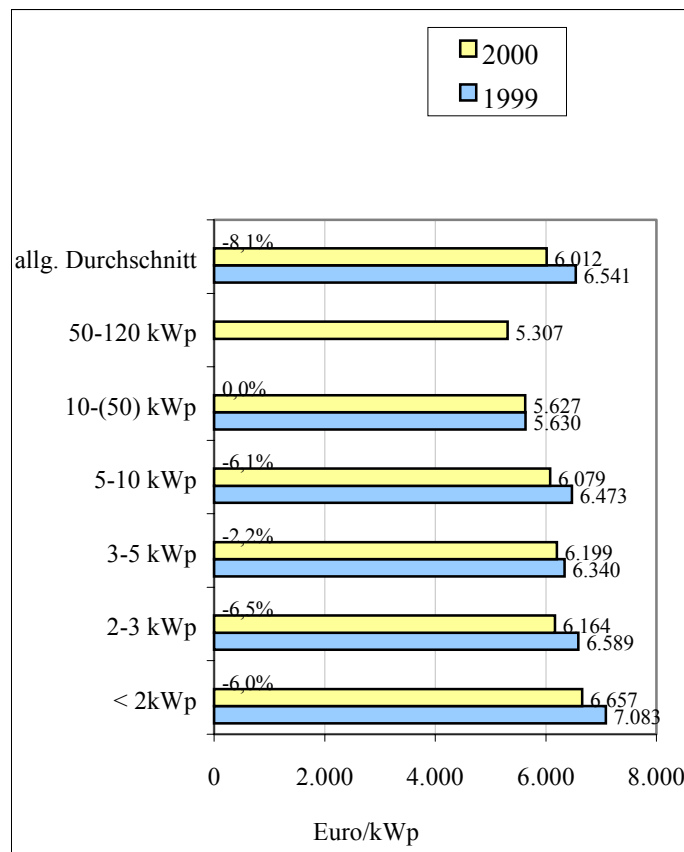


Abb. 2: Netto-Kostentwicklung im Jahresverlauf 1999 und 2000 für die Installation von PV-Anlagen, bezogen auf die Anlagengröße (Quelle: IÖW).

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 – 1,7 %) zu verzeichnen (Abbildung 3 unten).

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

¹⁴ 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).

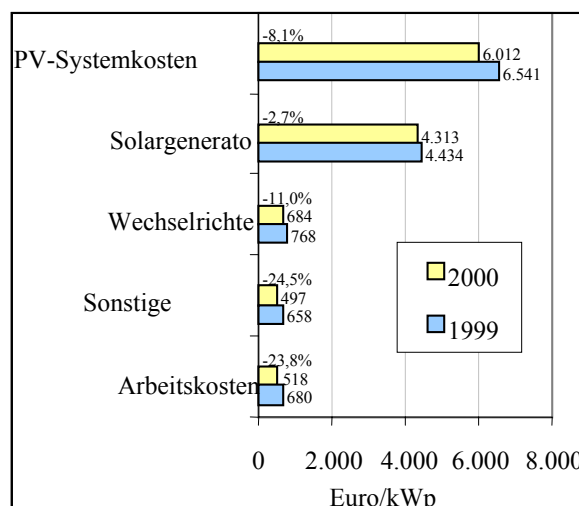
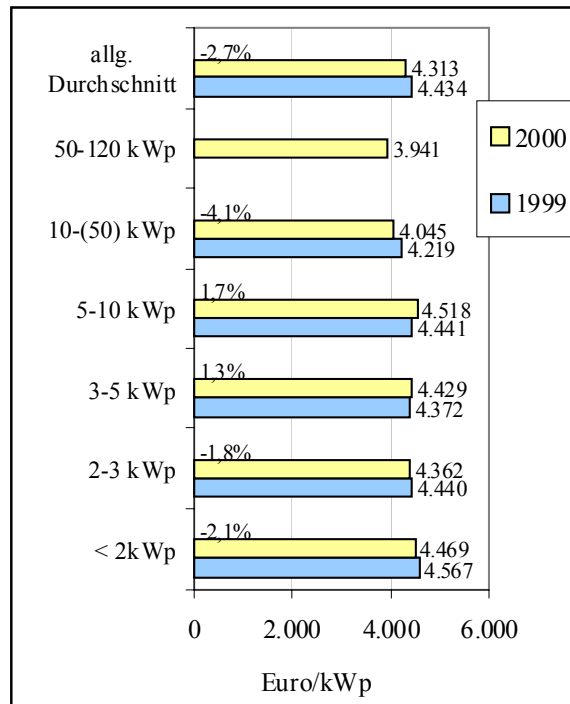


Abb. 3: Kostenentwicklung der Hauptbestandteile der PV-Systemkosten (oben) und Preisentwicklung von Solargeneratoren nach Größenklasse (unten); (Quelle: IÖW).

Die Stromgestehungskosten¹⁵ 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 der Bereich der

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

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).

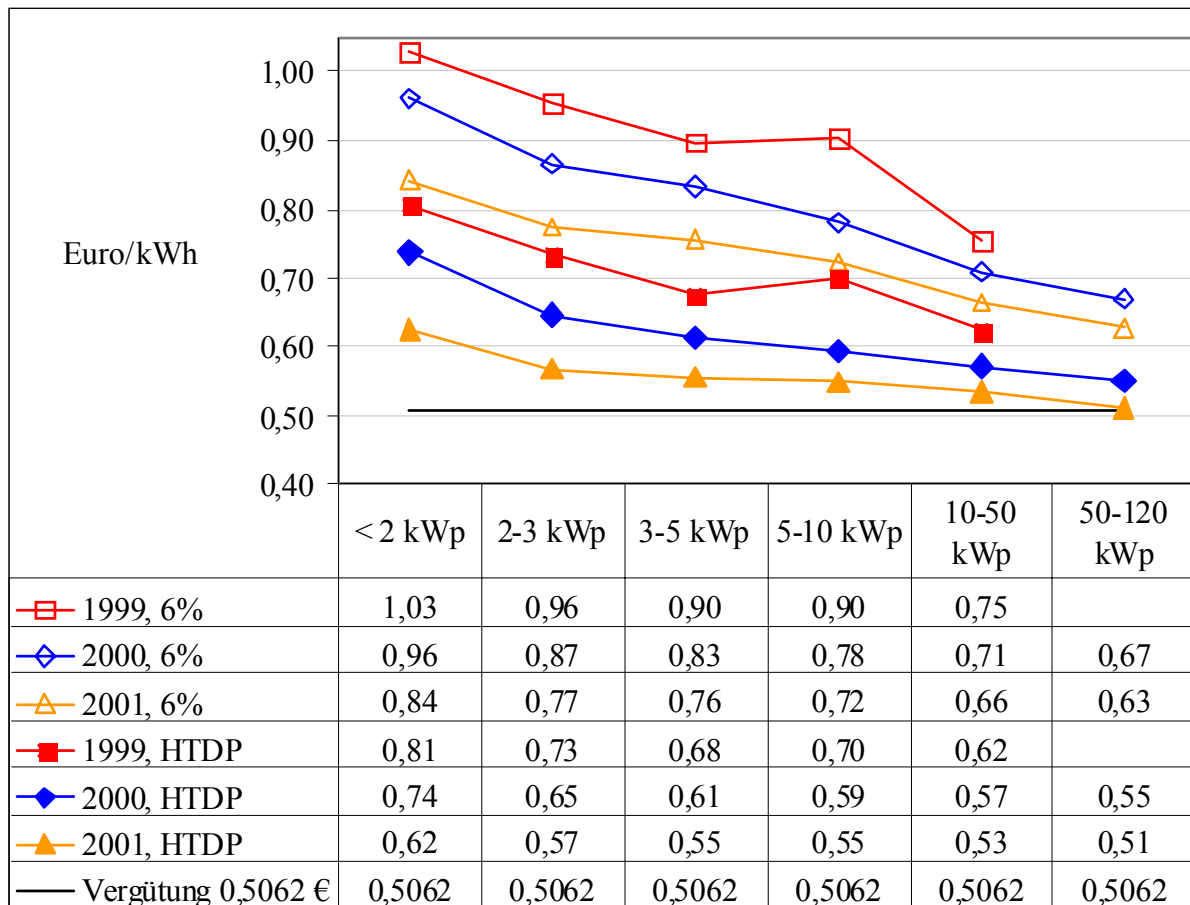


Abb. 4: Einspeisevergütung nach EEG und Stromgestehungskosten für PV-Anlagen unterschiedlicher Größenklassen für die Jahre 1999 – 2001 (Quelle: IÖW).

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, so dass 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-Programmes 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 rund 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 vergütet¹⁶; 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. €. Branchenangaben zufolge wurde im Jahr 2001 ein Umsatz von rund 3 bis 3,5 Mrd. € 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 2000¹⁷.

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

¹⁶ 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.

¹⁷ 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 %.

dort besteht eine dem EEG vergleichbare Mindestpreisregelung für die Einspeisung von Windenergie (Tabelle 2).

LAND	1997	1998	1999	2000	2001
Deutschland	529	812	1568	1665	2627
USA	29	577	477	165	1635
Spanien	116	368	932	1024	1050
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

Tabelle 2: Vergleich der jährlich installierten Windleistung (in MW) im Zeitraum 1997 bis 2001 (Quelle: BTM-Consult).

Für die Zukunft prognostizieren die Anlagenbauer **im Inland einen weiteren Ausbau der Windenergie auf hohem Niveau (wegen der begrenzten Küstenstandorte insbesondere 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 windhöffiger 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 neunziger Jahren erreicht werden wird. Angesichts der absehbaren Sättigung des Inlandsmarktes 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 rund 25.000 MW auf rund 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 Potentiale 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 in Frage 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 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 und 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 – 2000 bis 3000 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 Prozent 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 01. Januar 2002 erstmals um 1,5 % abgesenkt.

Kosten

Der stürmische Aufschwung der Windkraft seit Beginn der neunziger Jahre 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 rund 1.278 €/kW um rund 30 % gesunken.

Die für den EEG-Bericht vom ISET¹⁸ 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 € pro kW Nennleistung zugrundegelegt. 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 Klimaschutz¹⁹ 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 rund 400 realisierten Projekten mit über 1000 Windkraftanlagen verschiedenster Bauarten systematisch erfasst.

DEWI führt sein Ergebnis darauf zurück, dass bei den neu entwickelten Windkraftanlagen der Megawatt-Klasse²⁰ 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

¹⁸ ISET: Institut für Solare Energieversorgungstechnik (Unterauftragnehmer des IÖW).

¹⁹ 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.

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

(leistungsspezifische 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 € pro kWh und Jahr für ertragsschwächere Standorte bis rd. 0,6 € pro kWh und Jahr für ertragsstärkere Standorte.

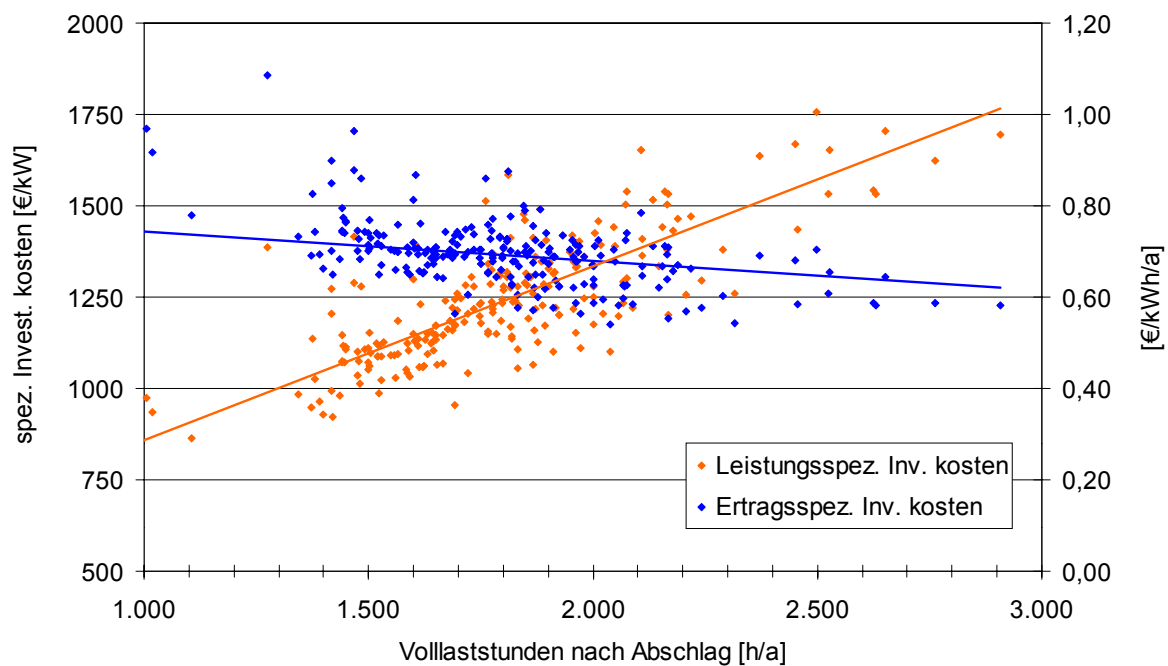


Abb. 5: Leistungs- (rot) und ertragsspezifische (blau) Investitionskosten über Standortqualität (Quelle: ISET).

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). 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 rund 0,7 € pro kWh und Jahr für ertragsschwächere Standorte bis rund 0,5 € pro kWh und Jahr für ertragsstärkere Standorte.

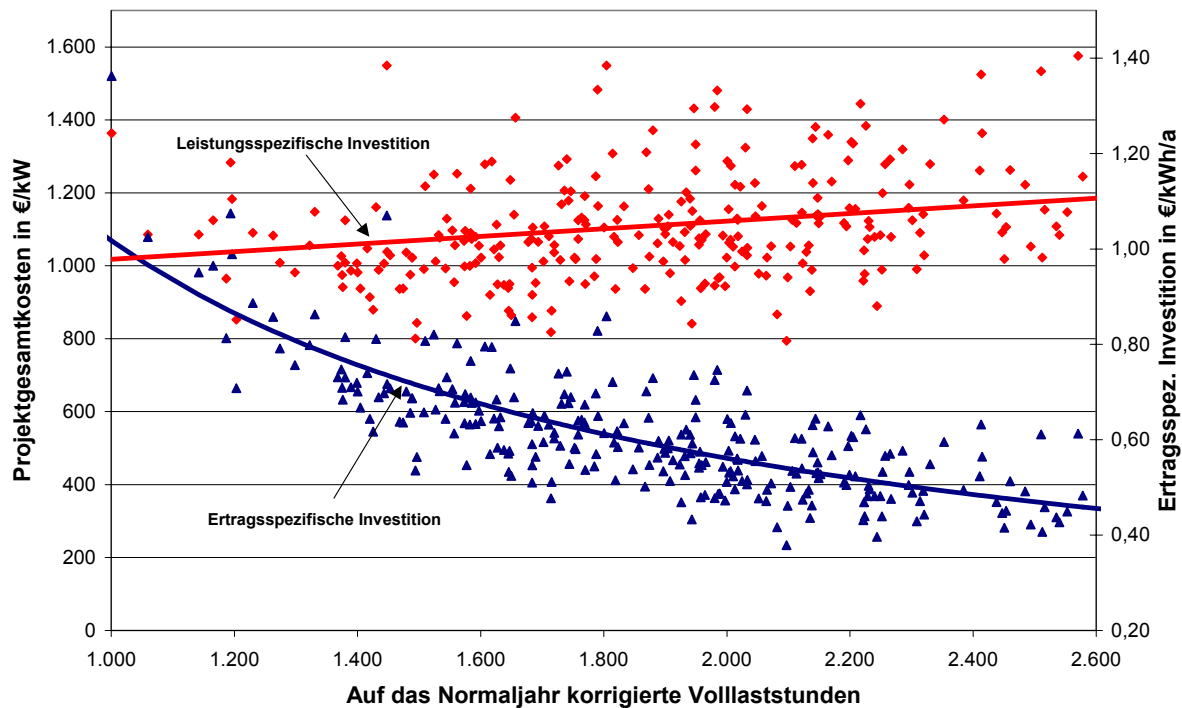


Abb. 6: Leistungs- (rot) und ertragsspezifische (blau) Investitionskosten über Standortqualität (Quelle: DEWI).

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 Winderträgen realisiert (Abbildung 7). 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.

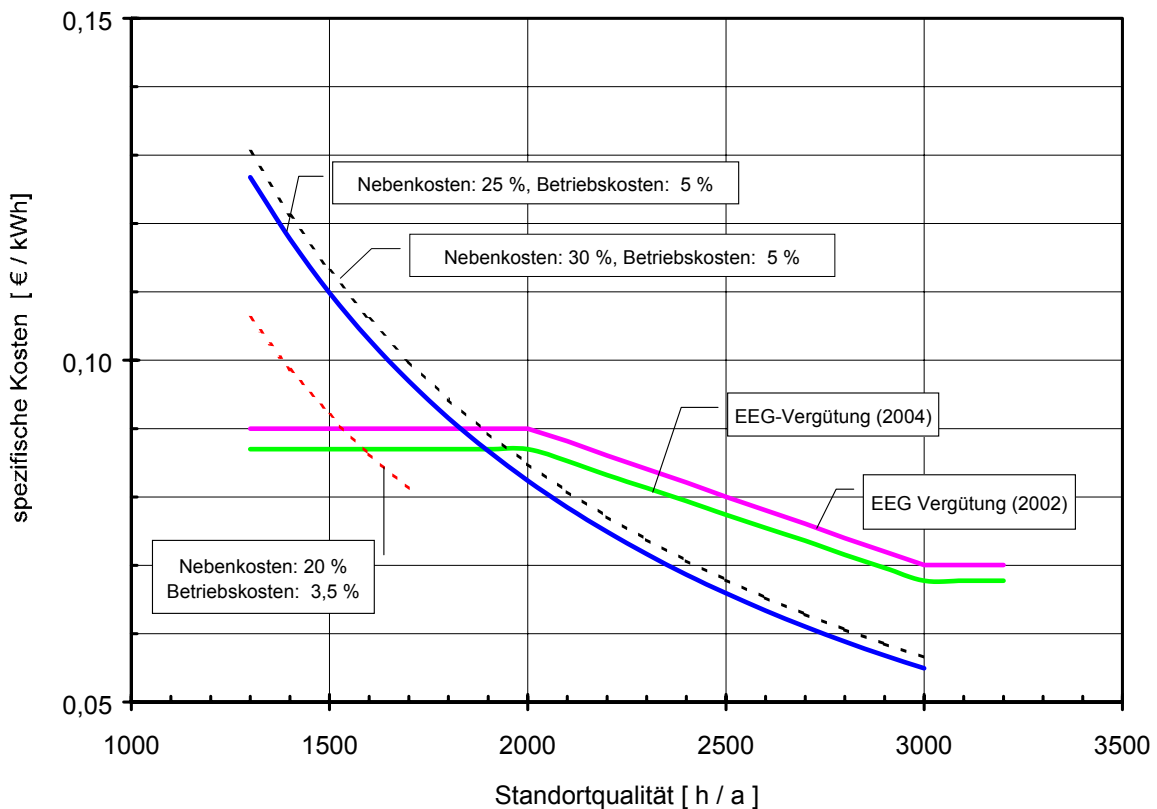


Abb. 7: Einspeisevergütungen nach EEG und Stromgestehungskosten²¹ für Windkraftanlagen in Abhängigkeit von der Standortqualität und unterschiedliche Anteile an Neben- und Betriebskosten (Quelle: ISET).

Bei den Betriebskosten variiert ISET zwischen 3,5 % und 5 % bezogen auf die Kosten einer Windenergieanlage. Eine Recherche bei Windenergieanlagenherstellern hat jedoch ergeben, dass bereits sog. „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.

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

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).

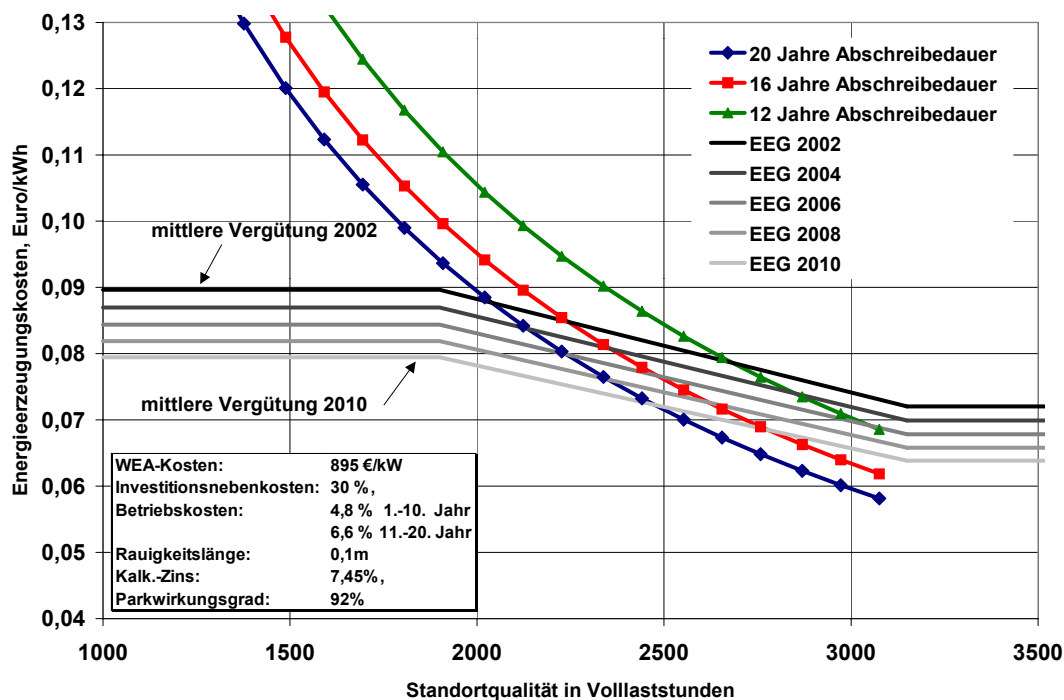


Abb. 8: Einspeisevergütungen nach EEG und Stromgestehungskosten für Windkraftanlagen in Abhängigkeit von der Standortqualität (Quelle: DEWI).

5.2.3 Zusammenfassung und Ausblick

Der Erfolg der Windkraft ist maßgeblich bedingt durch das EEG und sein Vorgängergesetz, das Stromeinspeisungsgesetz. 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. 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 Brennstoffe²² 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 Umwelanforderungen einzuhalten sind. Im Rahmen eines Monitoringprozesses wird die Biomasseverordnung laufend evaluiert. Der erste Zwischenbericht des Instituts für Energetik und Umwelt (IE)²³ hat die Biomasseverordnung bestätigt.

Angaben der DVG zufolge wurden im Rumpffjahr 2000 (01.04.2000 bis 31.12.2000) 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. €. Derzeit sind ca. 300 bis 350 MW installierter Leistung im Biomassebereich aufgebaut. Der Branchenumsatz im Jahr 2000 belief sich auf rund 2,3 Mrd. €²⁴.

5.3.1.1 Feste Biomasse

Die Verabschiedung der Biomasseverordnung (BiomasseV) im Jahr 2001 löste weitreichende Planungen für Anlagen zur Nutzung fester Biomasse (insbes. Altholz und Industrierestholz) aus;

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

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

bekannt sind Planungen für bis zu 80 Vorhaben, die einen Leistungszuwachs von 500 bis 700 MW gegenüber dem derzeitigen Stand von insgesamt 150 MW²⁵ erbringen würden. Große Biomasse-Kraftwerke (installierte Leistung: 10 MW und mehr) finden sich überwiegend bei überregional tätigen EVU's, 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. 10 Anlagen mit elektr. Leistung: = 6MW) und von EVU's (Holzheizkraftwerke mit 10 bis 20 MW Leistung) haben Investitionen in Höhe von rd. 250 Mio. € 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 Marktanreizprogramms 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 Leistung²⁶ bei einem Branchenumsatz von 250 Mio. €. Allein für das Jahr 2001 werden für Biogasanlagen Umsätze von 230 bis 250 Mio. € genannt. **Exporte** spielen mit etwa 5% nur eine vergleichsweise unbedeutende Rolle. Auch Importe werden nur in geringem Umfang getätigt.

²⁴ F. Staiß: Jahrbuch Erneuerbare Energien (2001).

²⁵ Das IE geht demgegenüber von 240 MW aus.

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

5.3.2 Kostenentwicklung

Vergütung

Strom aus Biomasse wird leistungsabhängig vergütet.

- bis 500 kW_{el}: 10,23 €-Ct/kWh; ab Januar 2002: 10,1 €-Ct/kWh;
- bis 5 MW_{el}: 9,21 €-Ct/kWh; ab Januar 2002: 9,1 €-Ct/kWh;
- bis 20 MW_{el}: 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).

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

Tab. 3: Preise für Holzbrennstoffe in €/t (negativ: Erlöse).

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 Holzmengen 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

²⁷ Europäischer Wirtschaftsdienst: Marktbericht für Altholz. In EUWID Recycling und Entsorgung, Jhg. 11, Re Nr. 43 vom 23.10.2001; Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe: Leitfaden Bioenergie. Planung, Betrieb und

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 kosten-deckenden 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. 10-13 €/kWh deutlich oberhalb der für diese Anlagen geltenden EEG-Vergütung von 9,6 €/kWh liegen (Abbildung 9).

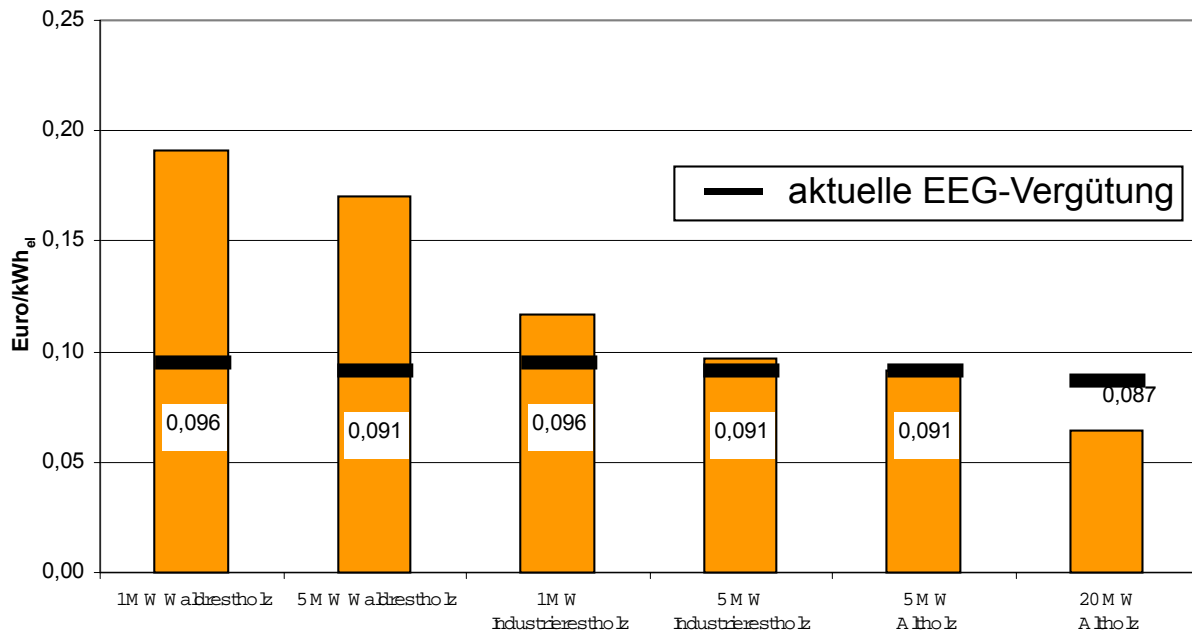


Abb. 9: Einspeisevergütungen nach EEG und Stromgestehungskosten für Holzheizkraftwerke in Abhängigkeit vom Brennstoff bei Annahme von Durchschnittspreisen (Altholz: 5 €/t, Industrierestholz: 15 €/t, Waldrestholz: 60 €/t)/ohne Berücksichtigung von Inflationseffekten; Quelle: IÖW²⁸.

Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen; Wagner/Wittkopf: Der Energieholzmarkt Bayern. In: Berichte aus der Bayerischen Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft (2000).

²⁸ 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 sind²⁹.

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 Genehmigungsaufgaben (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.

Auch die Stromgestehungskosten von Biogasanlagen zeigen eine deutliche Abhängigkeit von der Anlagengröße und von den Einsatzstoffen (z.B. Bioabfälle und nachwachsende Rohstoffe)³⁰; 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.

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

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

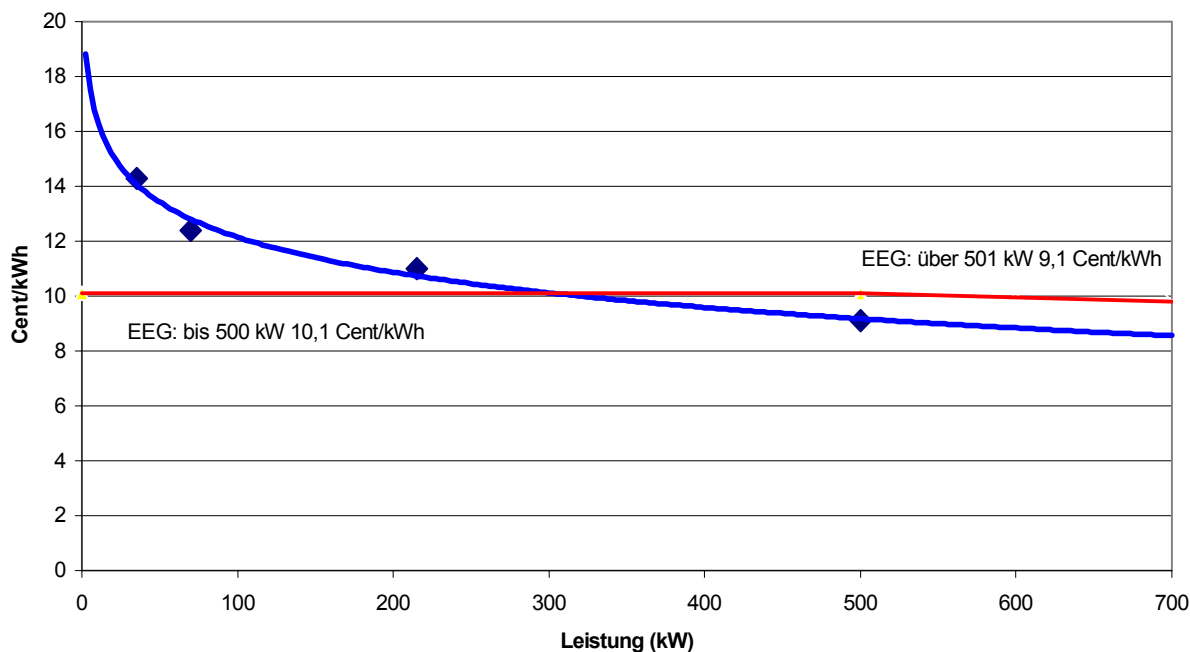


Abb. 10: Einspeisevergütungen nach EEG und Stromgestehungskosten für Biogasanlagen in Abhängigkeit von der Leistung/ohne Berücksichtigung von Inflationseffekten (Quelle: IÖW).

Offen ist derzeit, inwiefern künftig weitere Kostendegressionspotentiale 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.
- **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 Kostensenkungspotential auf³¹ (s.o.).

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_{el}, 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?

³¹ 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 stammt³².

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. € gezahlt wurden. Davon entfallen schätzungsweise rd. 4.200 Mio. kWh bzw. ca. 322 Mio. € auf Wasserkraft³³.

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 Ausbauvolumen von 20 bis 25 MW pro Jahr noch zehn bis fünfzehn 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.

³² In den Anwendungsbereich des EEG fallen Anlagen von Energieversorgungsunternehmen (EVU's) gleichermaßen wie Anlagen, die nicht von EVU's betrieben werden.

³³ Die Einspeisung von Deponie-, Gruben- und Klärgas betrug im Jahr 2001 rd. 1.700 Mio. kWh (vgl. Kapitel 5.5.1).

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

5.4.2 Kostenentwicklung

Vergütung

Strom aus Wasserkraftanlagen wird mit 7,67 €-Ct/kWh (< 500 kW) bzw. 6,65 €-Ct/kWh (500 kW - 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 1-10 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 1500 €/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 **40-50 % der Gesamtkosten beanspruchen die Baukosten, weitere 20-30 % 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)³⁴, 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, so dass energiepolitischen und naturschutzrechtlichen Anliegen gleichermaßen Rechnung getragen wird.

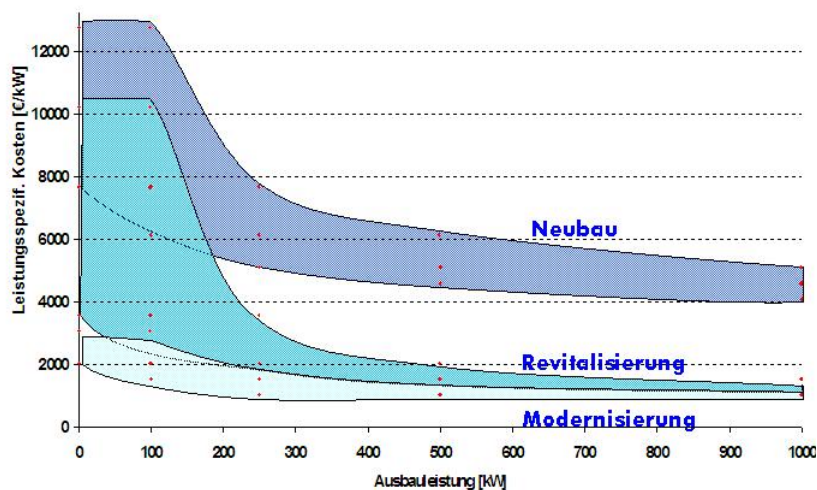


Abb. 11: Leistungsspezifische Kosten für neue, revitalisierte und modernisierte Wasserkraftanlagen (Quelle: ISET).

Berechnungen des ISET³⁵ zufolge erreichen neu gebaute Anlagen bei der Stromerzeugung ab einer Mindestgröße 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 5000 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.

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

³⁵ Zur Wirtschaftlichkeit kleiner Wasserkraftwerke liegen andere Erhebungen mit z.T. variierenden Ergebnissen vor.

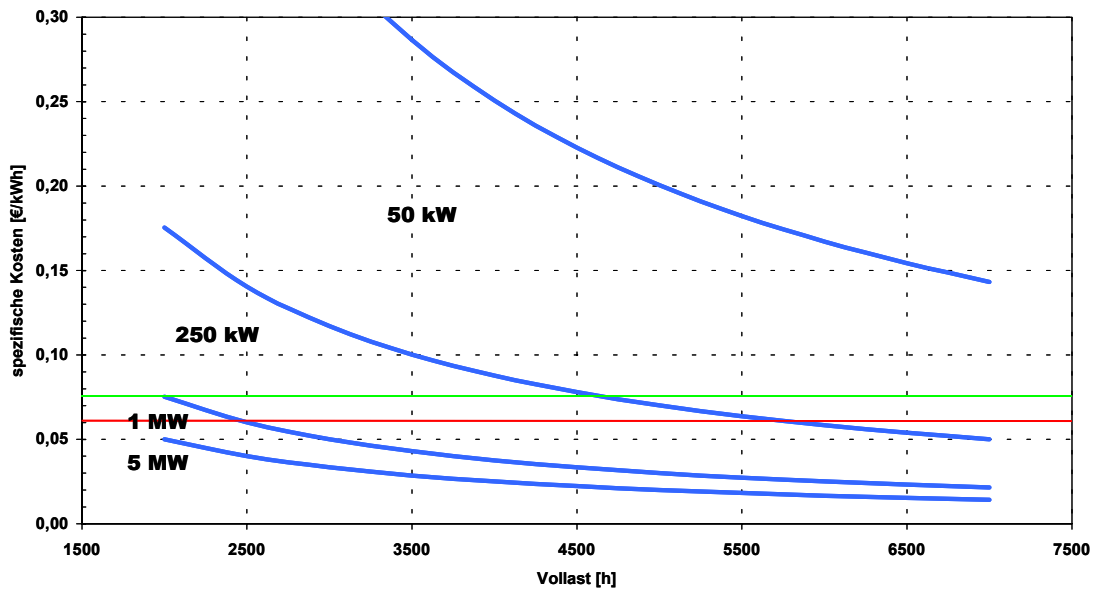
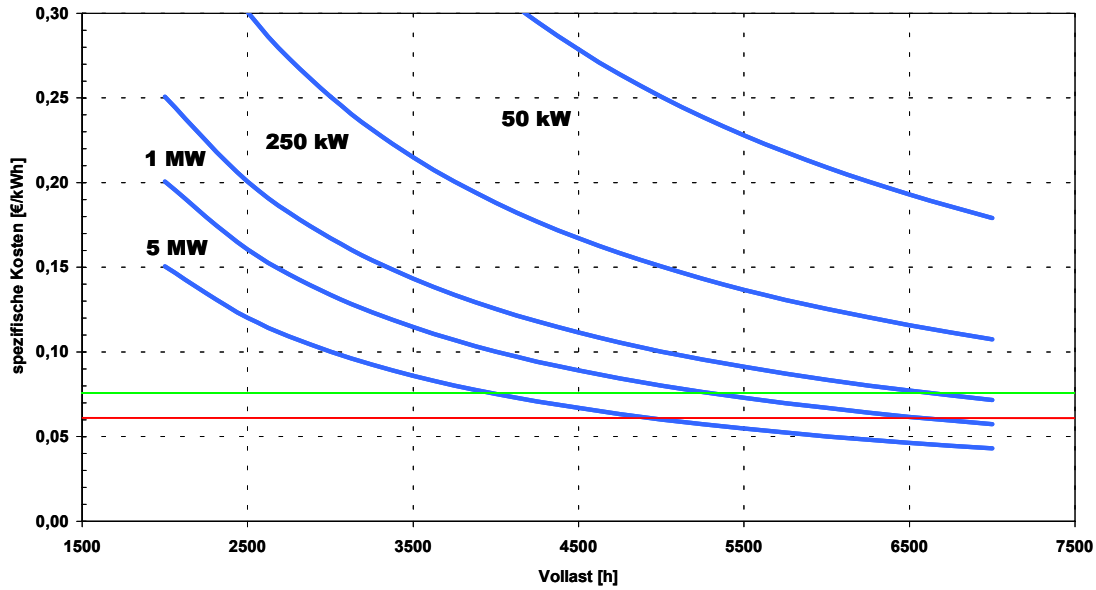


Abb. 12: Einspeisevergütungen nach EEG und Stromgestehungskosten für Wasserkraftanlagen (Quelle: ISET); oben: Neugebaute Anlagen; unten: Reaktivierte Anlagen.

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 Wirtschaftlichkeitserwägungen einerseits und Umweltaspekten andererseits. So können Kostenreduktionspotentiale, beispielsweise aufgrund vereinfachter und standardisierter Fertigungsverfahren, ggf. wieder aufgezehrt werden, wenn im Einzelfall hohe

Umweltanforderungen 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_{el}. 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_{el} 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_{el} rd. 1.700 Mio. kWh Strom erzeugt und in das Netz eingespeist.

Zur Stromerzeugung aus Grubengas liegen derzeit nur unzureichende Daten vor. Ausbaupotentiale 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_{el} bis 12 MW_{el} 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 geltenden 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 bei dem 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 Verbände- 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.

Schwerpunktthemen 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 Biogasanlagen 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 weiter entwickelnde 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. Übereinstimmung 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: (Gesetzestext EEG)

ANHANG II: (Text Biomasseverordnung)

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. € im Bundeshaushalt bereitgestellt worden.

Bis zum 06.05.2002 wurden beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) insgesamt mehr als 252.000 Anträge auf Zuschussförderung gestellt, hinter denen ein Investitionsvolumen von rund 2,58 Mrd. € 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. € zugesagt. Für rd. 156.000 Vorhaben sind Zuschüsse in Höhe von über 228 Mio. € 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. €. Diese Darlehen werden vom Bund mit Teilschulderlassen in Höhe von 39,4 Mio. € 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 31.05.2002 sind für über 35.000 Vorhaben mit einer PV-Leistung von 142 MW Förderdarlehen mit einem Volumen von über 784 Mio. € 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_p und für das Jahr 2003 ein Zubau von 95 MW_p erreicht werden.

3. KfW-CO₂-Minderungsprogramm

Das KfW-CO₂-Minderungsprogramm ermöglicht die Finanzierung von Anlagen zur regenerativen Energieerzeugung mit zinsgünstigen Darlehen in Höhe von maximal 5 Mio. € in Einzelfall.

**Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Einspeisevergütungen für die Jahre 2000
und 2001**

Verteilung der EEG-Einspeisungen nach Energiearten laut §§ 4-8 EEG
im Jahr 2000 (1.4.-31.12.2000)
(Quelle: DVG)

	Mio. kWh	Anteil	Vergütung (Mio. €)
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
GESAMT	9.888	100 %	845,062

Verteilung der EEG-Einspeisungen nach Energiearten laut §§ 4-8 EEG im Jahr 2001
(Quelle: VDN)

	Mio. kWh	Anteil	Vergütung (Mio. €)
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
GESAMT	17.818	100 %	1.540,002