

Neu, Axel D.

Working Paper — Digitized Version

Eine Zwischenbilanz zum Einsatz und zur Förderung erneuerbarer Energie in Deutschland

Kieler Diskussionsbeiträge, No. 363

Provided in Cooperation with:

Kiel Institute for the World Economy – Leibniz Center for Research on Global Economic Challenges

Suggested Citation: Neu, Axel D. (2000) : Eine Zwischenbilanz zum Einsatz und zur Förderung erneuerbarer Energie in Deutschland, Kieler Diskussionsbeiträge, No. 363, ISBN 3894562110, Institut für Weltwirtschaft (IfW), Kiel

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/48077>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Eine Zwischenbilanz zum Einsatz und zur Förderung erneuerbarer Energie in Deutschland

von Axel D. Neu

396 760 037

AUS DEM INHALT

- Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erhöhte sich in Deutschland zwischen 1990 und 1998 insgesamt von knapp 19 GWh auf gut 25 GWh, also um etwa ein Drittel. Gleichzeitig stieg das Subventionsäquivalent der nach dem Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) vergütungspflichtigen Stromeinspeisungen von 55 Mill. DM im Jahr 1991 auf etwa 500 Mill. DM im Jahr 1998; dies entsprach einem Beihilfeäquivalent von 0,11 Pf/kWh der an die Letztverbraucher gelieferten Strommenge. Durch das 1991 in Kraft getretene StrEG wurde den Erzeugern von Strom aus erneuerbaren Energien außerhalb des EVU-Sektors eine Mindestvergütung für den Stromabsatz an die EVU gezahlt, allerdings nur für einen begrenzten Kreis von Umwandlungstechnologien und nur bis zu Leistungshöchstgrenzen der einzelnen Anlagen.
- Nicht so sehr die Höhe, sondern die regionale Verteilung der durch das StrEG induzierten Sonderlasten stieß auf den zunehmenden Widerstand der EVU: Die Zunahme der vergütungspflichtigen Strommenge konzentrierte sich fast ausschließlich auf die Stromerzeugung aus Windenergie; dieses Aufkommen war regional stark auf die aufnehmenden EVU in den Küstenregionen Norddeutschlands konzentriert. Um hierdurch bewirkten Wettbewerbsverzerrungen vorzubeugen, wurde die Abnahmepflicht von vergütungspflichtigen Stromeinspeisungen ab 1998 „gedeckt“; Neuanlagen konnten so aus der Förderpflicht herausfallen. Das StrEG koppelte außerdem die Mindestvergütungen an die Entwicklung des Strompreises für Endabnehmer; diese haben sich nach der Deregulierung der Elektrizitätswirtschaft ab April 1998 deutlich vermindert mit der Folge, dass sich auch die Mindestvergütungen nach dem StrEG bei Fortbestehen dieses Gesetzes deutlich vermindert hätten.
- Diesen Nachteilen versuchte der Gesetzgeber in der am 1. April 2000 in Kraft getretenen Neufassung des Gesetzes für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG) zumindest in der Tendenz entgegenzuwirken. Dem Aspekt der regionalen Sonderlasten wurde durch einen bundesweiten Belastungsausgleich unter den abnahmepflichtigen Netzbetreibern Rechnung getragen. Zwar wurden die meisten Vergütungssätze zum Teil sehr deutlich angehoben, dafür aber die Vergütungssätze für Photovoltaikstrom und Windkraftstrom zeitlich degressiv gestaffelt. Eine Differenzierung der Vergütungssätze nach dem Standort der Anlagen ist für Windkraft eingeführt worden. Diese Neuregelungen im Vergleich zum StrEG haben die bisherige Kritik an den preisorientierten Förderungssystemen aber keineswegs verstummen lassen.
- Ein alternatives Förderungssystem zu den in Deutschland eingeführten preisorientierten Förderungsinstrumenten sind die Steuerungssysteme durch Mindestquoten an regenerativer Stromerzeugung. Hier ist eine breite Palette von Ausgestaltungsmodalitäten denkbar und auch in einzelnen europäischen Staaten bereits eingeführt worden. Bei Ausschreibungsmodellen mit Mengenkontingentierung, wie derzeit in Großbritannien praktiziert, kann das angestrebte Mengenziel ziemlich genau angesteuert werden; eine Förderung einzelner Technologien kann durch die Bildung von Unterquoten einbezogen werden. Dieses System garantiert in hohem Maße einen kosteneffizienten Einsatz der aufgewendeten Fördermittel, vermindert aber möglicherweise das Potential der technischen Fortentwicklung von Umwandlungstechnologien.
- Bei Quotensystemen mit einem Zertifikathandel wird der Handel mit den physischen Strommengen vom eigentlichen Zertifikathandel als Erfüllungsmechanismus der Quotenverpflichtung getrennt. Derartige Quotensysteme werden in Deutschland derzeit zur Förderung der Kraft-Wärme-Koppelung erwogen. Sie werden nach einer Übergangszeit wahrscheinlich auch bei der Förderung erneuerbarer Energie unumgänglich, wenn die Erfordernisse eines gemeinsamen Binnenmarktes für Energie eine einheitliche Regelung in allen Mitgliedsländern erzwingen.

Inhalt

1. Energiepolitik im Wechselbad der Fakten und Meinungen	3
2. Zunehmendes Primat der Umweltvorsorge bei der Energieversorgung?	4
3. Bisherige Fördermaßnahmen und Zunahme der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern unter dem Stromeinspeisungsgesetz	6
4. Die Gesetzesnovelle: Inhalt und Fördermaßnahmen nach dem Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien	15
5. Einschätzungen zum Potential sowie von Kosten und Preisen für den künftigen Einsatz von erneuerbaren Energien	17
6. Derzeitige und künftige Einsatzbereiche von Biomasse zur Stromerzeugung	20
7. Langfristige Szenarien und Perspektiven für den Einsatz erneuerbarer Energien	22
8. Alternative und komplementäre Maßnahmen zum Erneuerbare-Energien-Gesetz	25
8.1 Zusätzliche Fördermaßnahmen	27
8.2 Ökologische Steuerreform	29
8.3 Quotenregelungen und Erfüllungsmechanismen	31
8.4 „Grüne“ Stromtarife im liberalisierten Strommarkt	33
9. Zusammenfassung und Ausblick	37
Literatur	40

Die Deutsche Bibliothek – CIP-Einheitsaufnahme

Ein Titeldatensatz für diese Publikation ist bei Der
Deutschen Bibliothek erhältlich

<http://www.ddb.de>

ISBN 3-89456-211-0

© Institut für Weltwirtschaft an der Universität Kiel 2000.

Alle Rechte vorbehalten. Ohne ausdrückliche Genehmigung des Verlages ist es auch nicht gestattet, das Werk oder Teile daraus in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrofilm oder einem anderen Verfahren) zu vervielfältigen oder unter Verwendung elektronischer Systeme zu verarbeiten oder zu verbreiten.

Printed in Germany

ISSN 0455-0420

1. Energiepolitik im Wechselbad der Fakten und Meinungen

In der globalen Energiediskussion waren, ebenso wie in der deutschen, seit Beginn der siebziger Jahre mehrere Paradigmenwechsel zu verzeichnen, die sich unterschiedlich stark auf den Einsatz und die Förderung erneuerbarer Energieträger ausgewirkt haben. Zu Beginn der siebziger Jahre traf der Club of Rome mit seiner Studie zu den „Grenzen des Wachstums“ durchaus die Strömung des damaligen Zeitgeistes und verstärkte diesen; eine allgemein weitgehend geteilte Erwartung ging davon aus, dass die fossilen Energieträger — allen voran das Erdöl — bald erschöpft sein würden und eine zunehmende „Energiekrise“ einschneidende Veränderungen erzwingen könnte. Diese Erwartungen schienen sich durch die beiden Erdölpreiskrisen der Jahre 1973/74 (Yom-Kippur-Krise) und der Jahre 1979/80 (Iran-Krise) nachhaltig zu bestätigen.

Die Bundesregierung legte 1973 ein Energieprogramm vor, das erstmals auch von quantitativen Zielvorstellungen begleitet war. Dieses Energieprogramm wurde den jeweiligen Rahmenänderungen entsprechend in relativ kurzen zeitlichen Abständen (1974, 1977 und 1981) durch Fortschreibungen ergänzt und verändert. Allen diesen Programmen zugrunde liegenden Einschätzungen gemeinsam war die Suche nach Strategien, wie eine vermeintliche „Energielücke“ geschlossen werden könnte. Hierzu wurden die folgenden beiden Optionen mit Handlungsfeldern verbunden:

- Anreize zum Energiesparen durch Anwendung energiesparender Technologien insbesondere im Bereich des Wärmeverbrauchs;
- Beschleunigung des Substitutionsprozesses („Weg vom Öl“) durch Subventionen und Abbau von Substitutionshemmnissen.

Die Normwerte des Wärmeschutzes für Neubauten wurden in mehreren Schritten deutlich angehoben und Nachrüstungsinvestitionen zur Wärmedämmung in bestehende Gebäude zum Teil massiv durch Abschreibungserleichterungen und Investitionszuschüsse gefördert.

Schwerpunkte einer substitutionsorientierten Strategie der Angebotsausweitung waren zunächst:

- Stabilisierung des Einsatzes heimischer Steinkohle zur Stromerzeugung durch mehrere „Verstromungsgesetze“,
- Verwendungseinschränkungen von Gas und Öl bei der Elektrizitätserzeugung
- und nicht zuletzt ein forcierter Einsatz von Kernenergie zur Bereitstellung beim Stromangebot.

Das damalige Bundesministerium für Forschung und Technologie (BMFT) gab zwar mehrere umfangreiche Studien zur Evaluierung des Einsatzpotentials an erneuerbaren Energiequellen in Auftrag,¹ konkrete Handlungsfelder wurden daraus aber zunächst nicht abgeleitet. Die dominierenden Schwerpunkte staatlicher Förderung blieben für lange Zeit Maßnahmen der Wärmedämmung sowie eine Ausweitung des Energieangebots durch Anlagen der Kraft-Wärme-Koppelung und der damit einhergehenden Ausweitung des Angebots der Fernwärmeversorgung. Aber bereits in der zweiten Hälfte der siebziger Jahre geriet der forcierte Einsatz von Kernenergie zur Stromerzeugung in eine Akzeptanzkrise, bei der Gesichtspunkte der Umweltvorsorge in den Vordergrund rückten.²

¹ Bundesministerium für Forschung und Technologie (1975a, 1975b). Vgl. auch Sandtner et al. (1997: 255–272).

² Zu den Paradigmenwechseln in der Energiepolitik vgl. u.a. Neu (1988: 161–183) sowie Kübler (1999).

2. Zunehmendes Primat der Umweltvorsorge bei der Energieversorgung?

Spätestens seit dem Absturz der Rohölpreise Mitte der achtziger Jahre trat bei der Beurteilung der Resourcenlage bei fossilen Energieträgern eine nüchterne Betrachtungsweise ein: Geht man von den bekannten Reserven sowie den zusätzlichen Ressourcen aus, die aufgrund geologischer Zusammenhänge vermutet werden, so gelangt die Bundesanstalt für Geowissenschaft und Rohstoffe (1998) zu der Einschätzung, dass bei derzeitigem Verbrauch die Ölressourcen für 65 Jahre, die Gasressourcen für 150 Jahre und die Kohleressourcen gar für 2000 Jahre reichen würden. Eine Einschränkung der wirtschaftlichen Entwicklung durch eine Knappheit an fossilen Energieträgern wird in den meisten Studien seit der zweiten Hälfte der achtziger Jahre nicht mehr vorgetragen; eine Einschätzung, die auch durch die jüngste Prognos-Studie derzeit noch geteilt wird.³

Aber ist dies wirklich der entscheidende Gesichtspunkt zur Beurteilung von Energieversorgungssystemen? In den siebziger Jahren hatten die Kriterien der Versorgungssicherheit und der Kostengünstigkeit sowie die Besorgnisse hierüber im Vordergrund des Interesses gestanden. Im Zuge der Diskussionen um die Akzeptanzkrise der Kernenergie gewann zunehmend der Gesichtspunkt an Bedeutung, dass die privaten (betriebswirtschaftlichen) Kosten der Energieerzeugung und ihrer Bereitstellung in aller Regel nicht die gesamtwirtschaftlichen (sozialen) Kosten widerspiegeln. Mit der Gewinnung, dem Transport, der Umwandlung und Bereitstellung sowie auch mit dem Verbrauch von Energieträgern sind in aller Regel externe Effekte in Form von Gesundheitsschäden, Schäden an Flora und Fauna sowie Gebäudeschäden verbunden.⁴ Eine Hauptursache für diese schädlichen Effekte wurde zunächst in den Schadstoffemissionen bei der Elektrizitätserzeugung aus fossilen Energieträgern (Staub, Schwefeldioxid und Stickoxide) gesehen. Ab Beginn der achtziger Jahre wurden deshalb massive Standards und Auflagen zur Rückführung und Vermeidung dieser Emissionen erlassen, und neue Kraftwerke mussten mit Elektrofiltern sowie Entstickungs- und Entschwefelungsanlagen ausgerüstet und bestehende Anlagen nachgerüstet oder, soweit dies nicht möglich oder wirtschaftlich war, schrittweise stillgelegt werden.

In Deutschland wurden durch die Vorgaben des Bundesimmissionsschutzgesetzes (BImSchG) im Rahmen der Technischen Anleitung Luft (TA Luft) und der Großfeuerungsanlagen-Verordnung (GFAVO) die Emissionen der Kraft- und Fernheizwerke von Ende der siebziger Jahre bis Ende der neunziger Jahre bei Schwefeldioxid um knapp 80 Prozent, bei Staub um 95 Prozent und bei Stickoxiden um knapp zwei Drittel vermindert (Schiffer 1999: 301–308).

Eine weitere Emissionsminderung wäre nur zu erheblich höheren Vermeidungskosten möglich, die dann den dadurch bewirkten Nutzen (durch eine Herabsetzung der externen Kosten) deutlich übersteigen könnten. Dies lässt aber die Frage offen, ob die verbliebenen Schadstoffe dann nicht mit einer Abgabe belastet werden müssten, die — zumindest teilweise — dadurch bewirkte externe Nachteile und Schädigungen widerspiegeln. Mit anderen Worten: Auch bei Anwendung von Emissionsvermeidungstechnologien stellt sich die Frage nach einer Internalisierung externer Effekte.

Noch deutlicher stellt sich diese Frage bei der Emission von Kohlendioxid (CO₂) bei Verbrennung von fossilen Energieträgern, da es hier bislang eine effiziente und wirtschaftliche Rückhaltetechnolo-

³ Die Studie gelangt zu der folgenden zusammenfassenden Bewertung: „Die vorliegenden Informationen und bisherigen Erfahrungswerte über die Dynamik der Reserven und Ressourcen lassen erwarten, dass innerhalb des Perspektivzeitraums bis 2020 keine Engpässe bei der Verfügbarkeit kostengünstiger Energiereserven auftreten werden. Dies gründet sich in erster Linie auf weitere technologische Fortschritte bei der Ausschöpfung der vorhandenen Reserven, beim Aufspüren neuer Vorkommen und bei der Reduzierung der Förderkosten nicht-konventionellen Erdöls“ (Prognos AG 2000: 165–166).

⁴ Eine vergleichende Darstellung der verschiedenen Schätzmethode sowie bisheriger Ergebnisse der Abschätzung externer Kosten der Elektrizitätserzeugung liefern u.a. Krewitt (1999), Friedrich (1995) sowie Rennings und Koschel (1995). Für alle Schätzungen zu den externen Kosten der Elektrizitätserzeugung gilt generell: Die Abschätzungen von externen Kosten der Treibhausgase basieren auf sehr viel schwächeren Hypothesen als die Schätzungen externer Kosten der „klassischen“ Luftschadstoffe Schwefeldioxid, Stickoxide und Staub.

gie nicht gibt. Zwar ist CO₂ kein „Schadstoff“ wie die bislang besprochenen Emissionen mit unmittelbaren Schäden für Gesundheit und Umwelt, aber er wird hauptsächlich — neben anderen „Klimaschadstoffen“⁵ — als mögliche Ursache für eine langfristige nachteilige globale Klimaänderung (Treibhauseffekt) angesehen. Zwar sind noch nicht alle Aspekte des komplexen globalen Klimageschehens wissenschaftlich geklärt, aber international ist die Zielsetzung unbestritten, dass zumindest aus Vorsorge die Emission von Treibhausgasen künftig deutlich herabgesetzt werden müsste. Auf der 3. Weltklimakonferenz von Kyoto im Dezember 1997 verpflichteten sich die Mitglieder der Europäischen Union, bei Zugrundelegung eines 6-Gas-Ansatzes die Emission dieser Treibhausgase bis zur Budgetperiode 2008–2012 um insgesamt 8 Prozent zu reduzieren. Deutschland hat sich im Juni 1998 innerhalb der EU im Rahmen eines „burden sharing“ verpflichtet, seinen Ausstoß an Treibhausgasen bis zur Budgetperiode 2008–2012 im Vergleich zum Basisjahr 1990 um 21 Prozent zu verringern (ausführlich hierzu vgl. u.a. Lamprecht 1998). Auf nationaler Ebene hatte und hat sich die Bundesregierung sogar verpflichtet, die Emission an CO₂ im Vergleich zu 1990 bis zum Jahr 2005 um 25 Prozent zu reduzieren. Tatsächlich erreicht wurde bislang eine Reduktion um 14 Prozent, und dies unter Einschluss der massiven Rückführung des Braunkohleneinsatzes in den neuen Bundesländern. Als Wege zur weiteren Reduktion stehen zur Verfügung: Energieeinsparung; Substitution von Energieträgern; Optimierung von Energieanlagen.

Um die Substitutionsstrategie bei der Stromerzeugung ursachengerecht und effizient zu beschleunigen, müssten CO₂-intensive Energieträger massiv mit Abgaben belastet und die Marktpreise von Energieträgern mit einer weitgehend CO₂-freien Stromerzeugung deutlich entlastet werden. Weitgehend frei von Emissionen von Treibhausgasen bei der Stromerzeugung sind die folgenden beiden Energieträger: die Kernenergie und die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger.

Durch die Formulierung quantitativer Ziele und internationaler vertraglicher Verpflichtungen hat der Aspekt der Umweltschonung in der Energiepolitik in Deutschland gegenüber anderen Zielsetzungen einen herausragenden Stellenwert erlangt. Der Aspekt der Ressourcenschonung hat durch die Rio-Deklaration (Agenda 21) von 1992 anlässlich der Konferenz der Vereinten Nationen für Umwelt und Entwicklung durch den dort eingeführten Begriff „Sustainable Development“ eine spezifische Ausprägung erfahren; dieser Begriff wird meistens als „Prinzip der Nachhaltigkeit“ oder „dauerhaft durchhaltbare Entwicklung“ übersetzt.⁶ Hierdurch sollte ein Entwicklungspfad beschrieben werden, der *„die Bedürfnisse der Gegenwart befriedigt, ohne zu riskieren, daß künftige Generationen ihre eigenen Bedürfnisse nicht befriedigen können“* (Hauff 1987: 46). In dieser Formulierung hat Nachhaltigkeit neben der ökologischen auch eine sozialetische Dimension.

Das „Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz“ (Stromeinspeisungsgesetz) vom 1.1.1991 enthielt noch keine Gesetzesbegründung. Hingegen wurde dem Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz — EEG) vom 1.4.2000 im § 1 die folgende Zielsetzung vorangestellt:

„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.“

⁵ Neben dem Kohlendioxid (CO₂) werden auch den Emissionen von Methan (CH₄), Distickstoffoxid (N₂O), zwei Gruppen von Kohlenwasserstoffen (Hydrofluorcarbonat (HFC) und Perfluorcarbonat (PFC)) sowie von Schwefelhexafluorid (SF₆) klimaschädigende Effekte beigemessen.

⁶ Zwischenzeitlich sind eine Reihe von alternativen und ergänzenden Definitionen hinzugegetreten, die vor allem die Zielfunktion näher eingrenzen sollen. Ausführlich hierzu vgl. u.a. Bundesministerium für Wirtschaft (1998) und Prognos AG (1998).

3. Bisherige Fördermaßnahmen und Zunahme der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern unter dem Stromeinspeisungsgesetz

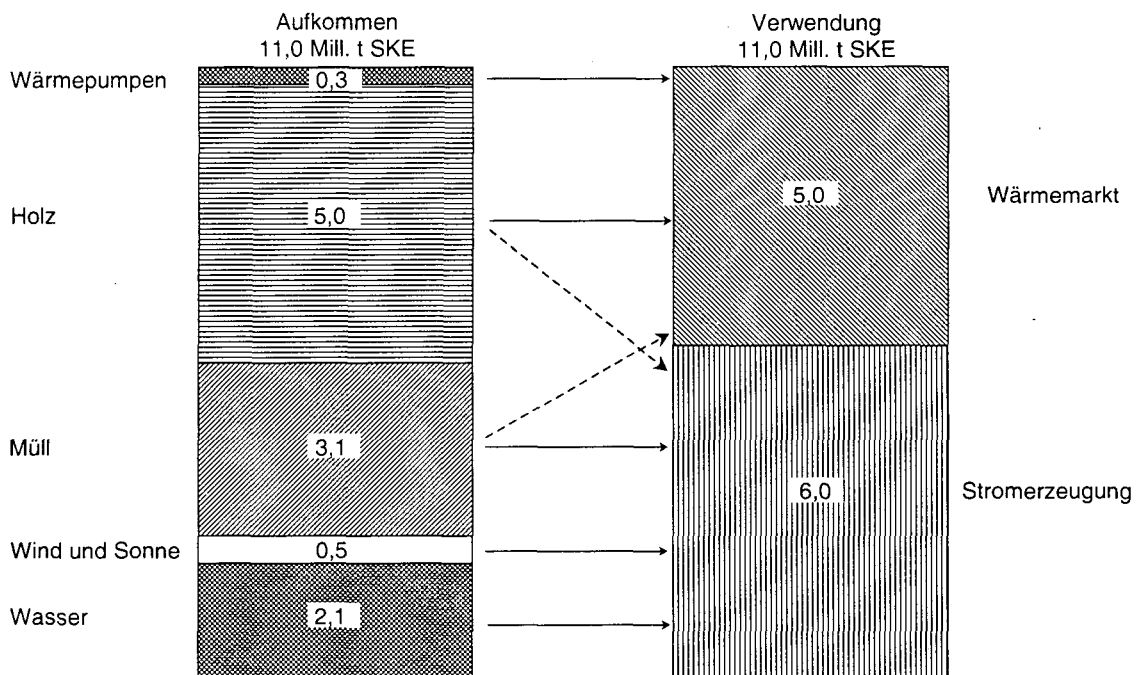
Zu den erneuerbaren Energiequellen werden alle Energieströme gezählt, die sich ableiten aus⁷

- der Sonneneinstrahlung (Photosynthese, Windenergie und Wasserkraft);
- der Gravitationswirkung zwischen Erde und Mond (Gezeitenenergie der Meere);
- der Erdwärme (geothermische Energiequellen).

Zwar stehen diese Energieströme in aller Regel „kostenlos“ zur Verfügung, nicht aber die zu ihrer Nutzung notwendigen Umwandlungstechnologien zu den Netzenergien Strom, Wärme und Brennstoffen. Hinzu tritt, dass die aus der Sonneneinstrahlung abgeleiteten Energieströme nur diskontinuierlich zur Verfügung stehen und dabei zusätzliche Technologien (und Kosten) der Energiespeicherung eingesetzt werden müssen. Diese Restriktionen erklären den Siegeszug der fossilen Energieträger seit Mitte des 19. Jahrhunderts; bis dahin dominierten Energienutzungssysteme auf Basis erneuerbarer Energieträger.

Betrachtet man den derzeitigen Stand der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland (Schaubild 1), so muss man zu der Schlussfolgerung gelangen, dass dieses Energieaufkommen auf dem Gesamtenergiemarkt noch einen sehr bescheidenen Platz einnimmt. Das Gesamtaufkommen an

Schaubild 1: Aufkommen erneuerbarer Energien nach Energieträgern sowie ihre Verwendung nach Einsatzbereichen in Deutschland 1998



Quelle: Angaben von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen im März 1999 in das Internet gestellt.

⁷ Zu den physikalischen Eigenschaften erneuerbarer Energien und den hierbei einsetzbaren Umwandlungstechnologien vgl. insbesondere Kaltenschmitt und Wiese (1997) sowie Wokaun (1999).

erneuerbaren Energien betrug in Deutschland 1998 schätzungsweise 11 Mill. t SKE; dies entsprach gut 2,2 Prozent des gesamten Primärenergieverbrauchs in Höhe von 491,9 Mill. t SKE. Sicherlich kann man sehr geteilter Meinung darüber sein, ob man — den Konventionen der Energiebilanz folgend — den Einsatz von Müll zur Wärme- und Stromerzeugung überhaupt zu den erneuerbaren Energieträgern zählen sollte. Schließt man diesen Posten aus der Betrachtung aus, so reduziert sich der Beitrag erneuerbarer Energieträger im Jahr 1998 auf knapp 8 Mill. t SKE oder 1,6 Prozent des Primärenergieverbrauchs in Deutschland.

Unter Einschluss des Einsatzes von Müll verteilte sich der Einsatz von erneuerbaren Energieträgern je etwa zur Hälfte auf die Verwendungsbereiche Wärmemarkt und Stromerzeugung. Die Erzeugung von Brennstoffen aus erneuerbaren Energieträgern hatte 1998 noch kein messbares Niveau erreicht. Grob zugerechnet entsprach der Verwendungsbereich Wärme in etwa dem Aufkommen an Holz (und sonstiger Biomasse) sowie der Verwendungsbereich Stromerzeugung dem Aufkommen an Wasserkraft, Wind und Sonne sowie Müll.

Eine genauere Zuordnung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern für die Jahre 1986–1998 wurde in Schaubild 2 vorgenommen. Auffällig ist hierbei vor allem, dass der Beitrag der Wasserkraft in Schaubild 2 sehr viel stärker zu Buche schlägt als in Schaubild 1. Dies erklärt sich aus dem primärenergetischen Buchungsansatz des Energieeinsatzes der Wasserkraft: Diese wird primärenergetisch mit dem Wärmeäquivalent des Stroms (entsprechend einem Wirkungsgrad von 100 Prozent) verbucht. Der Mülleinsatz wird hingegen primärenergetisch mit dem durchschnittlichen Wirkungsgrad eines konventionellen Wärmekraftwerks bewertet.

Bis Anfang der neunziger Jahre wurde die Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern fast zur Gänze aus Wasserkraft und Müllverwertung bestritten; bei der Wasserkraft entstammten wiederum gut 90 Prozent aus Eigenanlagen der öffentlichen Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU). Der Anteil erneuerbarer Energieträger betrug bis Anfang der siebziger Jahre im Gebiet der früheren Bundesrepublik Deutschland etwa 5 Prozent; die jährlichen Schwankungen resultierten aus unterschiedlichen Versorgungsbeiträgen der Wasserkraft (Schaubild 2).

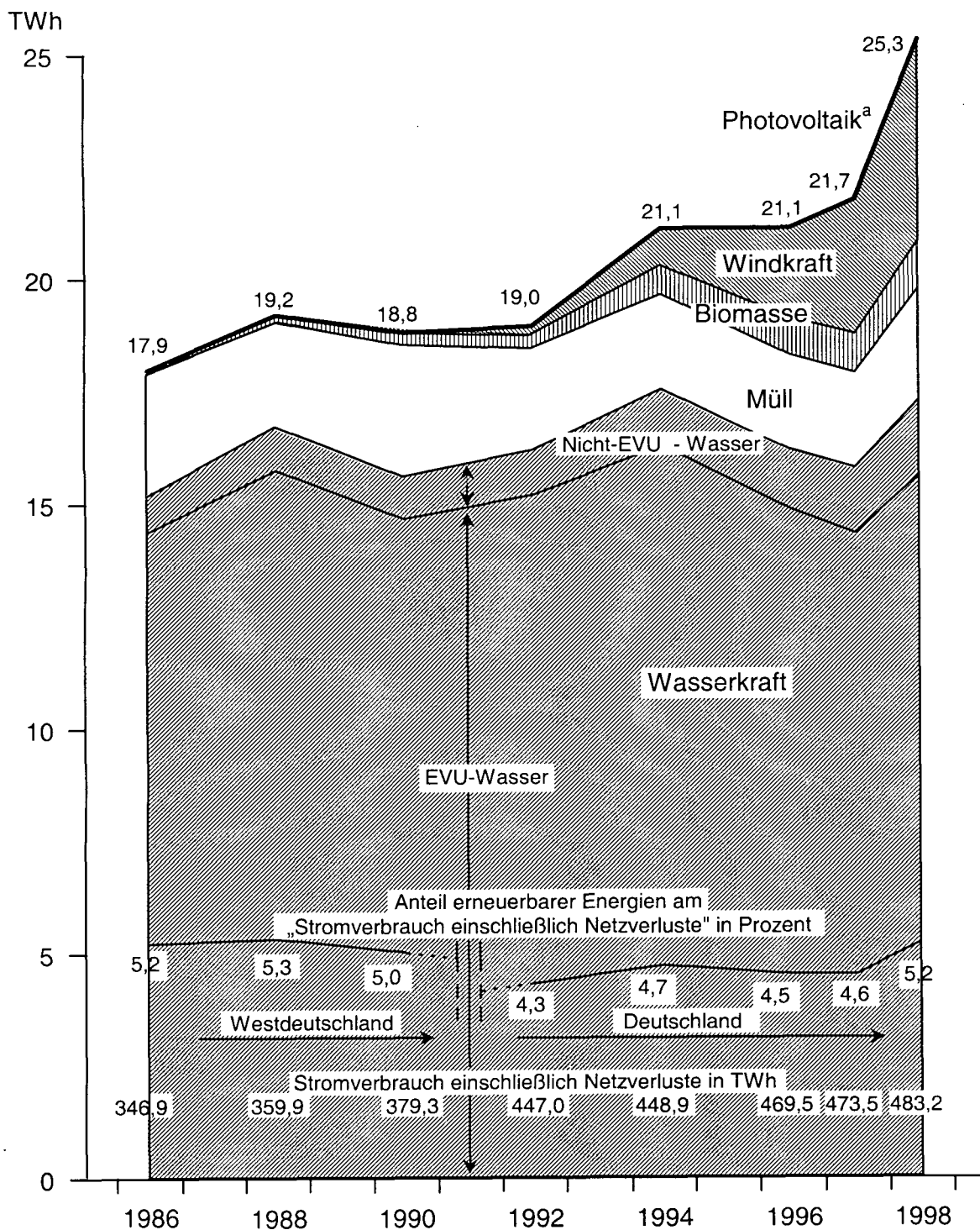
Deutlich steigende Versorgungsbeiträge bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern sind seit Beginn der neunziger Jahre insbesondere bei der Windenergie und in geringerem Maße auch bei dem Einsatz von Biomasse zu verzeichnen; die Stromerzeugung aus Photovoltaik-Anlagen hat nach wie vor nur marginale Bedeutung. Aufgrund der geographischen und klimatischen Unterschiede fällt auch der Versorgungsbeitrag erneuerbarer Energieträger zur Stromerzeugung in den einzelnen Bundesländern höchst unterschiedlich aus (Tabelle 1):

- Die höchsten Anteile der Wasserkraft an der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern sind 1998 in den Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg zu verzeichnen; auch der Anteil erneuerbarer Energieträger an der Stromerzeugung übersteigt dort deutlich (mit 16,4 Prozent in Bayern und 8,3 Prozent in Baden-Württemberg) den Durchschnitt aller Bundesländer (5,2 Prozent);
- hingegen hat die Windenergie bis 1998 vor allem in den Küstenländern Schleswig-Holstein (mit 91 Prozent), Niedersachsen (mit 74,3 Prozent) und Mecklenburg-Vorpommern (mit 81,5 Prozent) einen weit überdurchschnittlichen Anteil an der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern.

Für eine staatliche Förderung von Umwandlungstechnologien zur Nutzung von erneuerbaren Energieträgern sind diese regionalen Unterschiede des Beitrags erneuerbarer Energieträger von erheblicher Bedeutung:

- zum einen bei der Frage, welche Energieträger gefördert werden sollen (auch solche, die — wie die Wasserkraft — bislang schon auf breiter Basis genutzt wurden);

Schaubild 2: Entwicklung der Stromeinspeisung aller erneuerbaren Energien für die allgemeine Stromversorgung in Deutschland 1986–1998



^aNetzgekoppelt; im Schaubild oberste schwarze Linie.

Quelle: Nach Angaben des VDEW.

Tabelle 1: Stromeinspeisungen in das Netz der allgemeinen Elektrizitätsversorgung aus erneuerbaren Energien und Abfällen in Deutschland für ausgewählte Jahre

		Wasserkraft ^a		Müllver- brennung ^b	Klär- u. Deponie- gas, Biogas	Biomasse (fest und flüssig)	Wind- energie	Photo- voltaik	Insgesamt ^c
		insgesamt	EVU						
1		2	3	4	5	6	7	8	9
1990	GWh	15 579,7	14 633,0	2 926,0	217,6	4,0	42,8	0,62	18 770,7
	Prozent	83,0	78,0	15,6	1,2	0,02	0,23	0,0	5,0
1992	GWh	16 152,8	15 154,0	2 260,0	280,8	13,9	275,2	1,5	18 984,2
	Prozent	85,1	79,8	11,9	1,5	0,07	1,5	0,01	4,3
1994	GWh	17 499,1	16 228,0	2 100,0	518,0	51,9	909,2	4,2	21 082,4
	Prozent	83,0	77,0	10,0	2,5	0,3	4,3	0,02	4,7
1996	GWh	16 151,0	14 828,0	2 097,0	682,2	121,6	2 031,9	6,1	21 089,8
	Prozent	76,6	70,3	9,9	3,2	0,6	9,6	0,03	4,5
1997	GWh	15 763,5	14 293,0	2 113,0	696,1	183,0	2 965,7	10,6	21 731,9
	Prozent	72,5	65,8	9,7	3,2	0,8	13,7	0,05	4,6
1998	GWh	17 263,7	15 601,0	2 460,3	836,1	214,2	4 489,4	15,6	25 279,3
	Prozent	68,3	61,7	9,7	3,3	0,8	17,8	0,06	5,2
davon 1998:									
Baden-Württemberg	GWh	4 469,6	4 206,0	219,4	149,4		17,8	1,51	4 930,0
	Prozent	90,7	85,3	4,5	3,0		0,4	0,03	8,3
Bayern	GWh	10 085,5	9 316,0	690,5	181,1		23,4	3,28	10 984,0
	Prozent	91,8	84,8	6,3	1,7		0,2	0,03	16,4
Berlin	GWh	0	0	130,0	2,4		0	1,55	134,0
	Prozent	0	0	97,1	1,8		0	1,1	1,0
Brandenburg	GWh	13,7	2,0	0	36,9		175,8	0,16	227,0
	Prozent	6,0	0,9	0	16,3		77,4	0,07	1,6
Bremen	GWh	0	0	53,6	4,5		10,0	0,18	68,0
	Prozent	0	0	78,8	6,6		14,7	0,26	1,3
Hamburg	GWh	0	0	0	0		29,8	1,05	30,9
	Prozent	0	0	0	0		96,6	3,4	0,2
Hessen	GWh	346,5	250,0	188,7	80,9		172,8	0,36	789,0
	Prozent	43,9	31,7	23,9	10,3		21,9	0,05	2,4
Mecklenburg- Vorpommern	GWh	5,1	2,0	0	53,0		257,4	0,13	316,0
	Prozent	1,6	0,6	0	16,8		81,5	0,04	4,9
Niedersachsen	GWh	289,0	200,0	35,0	118,6		1 279,4	0,42	1 722,0
	Prozent	16,8	11,6	2,0	6,9		74,3	0,02	3,6
Nordrhein-Westfalen	GWh	515,5	415,0	791,2	244,2		417,2	3,56	1 972,0
	Prozent	26,1	21,0	4,0	12,4		21,2	0,18	1,5
Rheinland-Pfalz	GWh	994,3	969,0	105,9	73,5		103,6	0,68	1 278,0
	Prozent	77,8	75,8	8,3	5,8		8,1	0,05	4,9
Saarland	GWh	117,1	57,0	80,0	9,2		13,2	0,24	220,0
	Prozent	53,2	25,9	36,4	4,2		6,0	0,11	3,0
Sachsen	GWh	227,4	40,0	0	20,0		204,7	0,20	452,0
	Prozent	50,3	8,9	0	4,4		45,3	0,04	2,4
Sachsen-Anhalt	GWh	44,3	20,0	0	7,7		130,5	0,11	183,0
	Prozent	24,2	10,9	0	4,2		71,3	0,06	1,4
Schleswig-Holstein	GWh	9,1	8,0	90,7	54,0		1 574,0	2,05	1 730,0
	Prozent	0,5	0,5	5,2	3,1		91,0	0,12	11,8
Thüringen	GWh	146,4	116,0	0	14,8		79,8	0,14	241,0
	Prozent	60,8	48,1	0	6,1		33,1	0,06	2,4

^aOhne Erzeugung aus Pumpwasser in Pumpspeicher-Kraftwerken. — ^bAnlagen der EVU und kommunale Anlagen. —

^cProzentwert: Anteil der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energieträgern am Stromverbrauch einschließlich Netzverluste aus dem Netz der allgemeinen Versorgung.

Quelle: Elektrizitätswirtschaft (versch. Jgg.); eigene Berechnungen.

Tabelle 2: Förderung erneuerbarer Energien durch die Bundesländer und durch Bundesmittel nach Förderbereichen 1992–1998 (Mill. DM)

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Solarkollektoren	34,5	44,0	40,0	51,1	61,1	47,8	40,8
Photovoltaik	21,5	16,6	18,6	15,7	28,5	37,6	26,5
Windkraft	30,4	72,3	83,1	70,3	50,0	54,0	45,2
Wasserkraft	11,4	16,2	11,2	10,7	7,2	7,2	2,9
Biomasse/Biogase	12,5	34,0	12,7	53,7	59,9	74,9	25,3
Wärmepumpen	5,5	3,8	5,1	4,9	7,2	3,8	0,4
Geothermie	3,3	4,7	5,5	4,5	7,4	0,3	0,7
Beratung/Schulung	1,6	1,1	1,5	2,0	8,4	13,1	7,5
Sonstige	6,7	12,0	12,2	15,6	35,9	44,0	102,3
<i>Länder insgesamt</i>	127,4	204,7	189,8	228,5	265,6	282,7	251,6
Förderung durch Bundesmittel	36,0	38,8	38,9	46,1	58,4	46,4	27,0
Bund und Länder insgesamt	163,4	243,5	228,7	274,6	324,6	329,1	278,6

Quelle: Fachinformationszentrum (1999: 12 [Tabelle 1]).

Tabelle 3: Beitrag der erneuerbaren Energien zur Deckung des Stromverbrauchs aus dem Netz der öffentlichen Stromversorgung sowie Schätzung der Mehrkosten für die Stromeinspeisung durch Dritte zu Lasten der Stromunternehmen der öffentlichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland seit In-Kraft-Treten des Stromeinspeisungsgesetzes für ausgewählte Jahre

Jahr	Eigenerzeugung und Fremdeinspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen	Verbrauch aus dem Netz der Stromversorger	Sp. 2 in Prozent Sp. 3	Vergütung nach dem Stromeinspeisungsgesetz	Mehrkosten ^a im Vergleich zur Verbändevereinbarung	Mehrkosten (Sp. 6) in Prozent Vergütung (Sp. 5)
	Mrd. kWh	Mrd. kWh	Prozent	Mill. DM	Mill. DM	Prozent
1	2	3	4	5	6	7
1990	18,8	466,0	4,0	•	•	•
1991	•	•	•	140	55	39,3
1992	19,0	445,7	4,3	178	67	37,6
1994	21,1	449,3	4,7	363	166	45,7
1995	23,8	460,8	5,2	480	230	47,9
1996	21,1	469,5	4,5	592	291	49,2
1997	21,7	473,6	4,6	782	391	50,0
1998	25,3	483,2	5,2	1 000 ^b	500 ^b	50,0
darunter 1997:		Wasser	Wind	Photovoltaik ^c	Biomasse	Insgesamt ^d
Stromeinspeisungen insgesamt (GWh)		15 764,0	2 965,7	10,6	879,0	19 619,3
Vergütete Stromeinspeisung (GWh)		1 426,6	2 871,8	7,6	632,3	4 936,3
Vergütung nach dem StrEG (Mill. DM)		199,4	498,6	1,3	82,7	782,0

^aBerechnungsgrundlage: Differenz zwischen Vergütungen gemäß Verbändevereinbarung und Vergütung nach Stromeinspeisungsgesetz. — ^bVorläufige Schätzungen. — ^cNur netzgekoppelte Anlagen. — ^dErneuerbare Energiequellen ohne Müllverbrennung.

Quelle: VDEW via Internet: www.strom.de vom 16.11.1999; *Elektrizitätswirtschaft* (1999 (24): versch. Tabellen).

- zum anderen bei der Frage, wie die regionale Aufbringung der Mittel zu gestalten sei, die zur Förderung erneuerbarer Energien aufgebracht werden sollten.

In den siebziger und achtziger Jahren konzentrierten sich die Ausgaben aus Bundesmitteln vorrangig auf die Felder Forschung und Entwicklung, ohne dass die Markteinführung erneuerbarer Energieträger deutliche Fortschritte bei der Stromerzeugung zu verzeichnen hatte. Als sich Mitte der achtziger Jahre die Rohölpreise halbierten und dabei auch massive Preissenkungen bei den übrigen fossilen Energieträgern ausgelöst wurden, schien die Markteinführung erneuerbarer Energieträger in weite Ferne zu rücken, die bereits eingeführten Technologien der Wasserkraftwerke und Müllverbrennung hiervon ausgenommen.

Ende der achtziger Jahre begannen zunächst die einzelnen Bundesländer Fördermittel für die Markteinführung erneuerbarer Energien bereitzustellen, die in aller Regel in Form von Investitionszuschüssen, Abschreibungserleichterungen und Zinsverbilligungen gewährt wurden. Der Größenordnung nach beliefen sich die Haushaltsmittel der Länder für diese Förderprogramme auf gut 100 Mill. DM; demgegenüber beliefen sich die Fördermittel des Bundes für erneuerbare Energieträger auf knapp 40 Mill. DM (Tabelle 2). Eine Aufteilung dieser Haushaltsmittel nach Umwandlungstechnologie und Energieträger ist nur für die Landesmittel darstellbar. Anfang 1990 betrug der Förderanteil von Umwandlungstechnologien für den Wärmemarkt (Solarkollektoren, Wärmepumpen und Geothermie) gut ein Drittel; dieser Anteil hat sich bis 1998 auf knapp 17 Prozent vermindert (Tabelle 2). Den größten Zuwachs an Fördermitteln hatten die nicht weiter aufteilbaren Fördermaßnahmen zu verzeichnen. Den größten Anteil an Fördermitteln vereinten während des betrachteten Förderzeitraums jene Umwandlungstechnologien auf sich, die der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern dienten.

Ausschließlich auf diese Umwandlungstechnologien zielte die wichtigste Maßnahme zur Förderung erneuerbarer Energieträger in Form des „Gesetzes über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz“ (Stromeinspeisungsgesetz — StrEG), das am 1.1.1991 in Kraft getreten ist. Durch dieses Gesetz wurde eine Mindestvergütung für die ausschließliche Erzeugung von Strom aus Wasserkraft, Wind- und Sonnenenergie, Deponie- und Klärgas sowie von Biomasse vorgeschrieben. Bemessungsgrundlage war der Durchschnittserlös der Stromversorgungsunternehmen aus der Abgabe an Letztverbraucher; der Vergütungssatz betrug je nach Anlagegröße und eingesetzter Energiequelle zwischen 65 und 90 Prozent dieser Durchschnittserlöse. Adressat der Zahlungsverpflichtung war das jeweilige Unternehmen der allgemeinen Stromversorgung; Mindestvergütung bedeutet, dass der Zahlungsverpflichtete diese Vergütungssätze auch (freiwillig) überschreiten darf. Adressat der Vergütungszahlungen waren die Anlagebetreiber außerhalb der Elektrizitätsunternehmen, die Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung einspeisten; Eigenanlagen der EVU waren mithin von der Vergütung ausgeschlossen und damit der überwiegende Teil der Wasserkraftwerke (Schaubild 2). Adressat der wirtschaftlichen Traglast dieser Mindestvergütungen waren (und sind) die Endverbraucher von Strom bei den zahlungsverpflichteten EVU; dies schonte die Haushalte von Bund und Ländern, die bislang derartige Fördermaßnahmen finanziert hatten.

Worin bestand nun das Förderelement dieses Vergütungssystems? Der Durchschnittserlös des Stromabsatzes an Endverbraucher umfasst nicht nur die Kosten der Stromerzeugung, sondern auch die Kosten für den Transport auf Hochspannungsebene und die Verteilung auf Niederspannungsebene. Nach einer — freilich sehr groben — Faustregel verteilen sich die Enderlöse auf diese drei Ebenen zu jeweils einem Drittel. Nimmt man als Anhaltspunkt jene Vergütungssätze, die Elektrizitätsversorgungsunternehmen für Stromlieferungen industrieller Stromeinspeiser zahlen, so belief sich der Subventionsanteil an den Vergütungen nach dem StrEG in der Zeitspanne von 1990 bis 1998 zwischen 37,6 Prozent (1992) und 50 Prozent (1997 und 1998: Spalte 7 in Tabelle 3). 1998 belief sich dieser Beihilfeanteil der Vergütungszahlungen nach dem StrEG auf etwa 500 Mill. DM und überstieg damit den Betrag der Förderbeihilfen aus den Haushaltsmitteln des Bundes und der Länder um fast das Doppelte.

Von den Gesamteinspeisungen an Stromerzeugung aus Wasserkraft entstammten 1997 nur 9 Prozent aus Lieferungen, die nach dem StrEG vergütet wurden; hingegen bestritten die nach dem StrEG vergüteten Einspeisungen aus Windenergie 1997 knapp 97 Prozent der Gesamteinspeisungen an Windenergie (Tabelle 3, unterer Teil). Von den Gesamtvergütungen für Stromeinspeisungen nach dem StrEG entfielen 1997 allein knapp zwei Drittel auf die Stromerzeugung aus Windenergie.

Die Begründungsmuster für die direkten staatlichen Haushaltsmittel und für die Abnahmegarantien zu präferentiellen Bedingungen zur Förderung erneuerbarer Energieträger sind sehr ambivalent. Die Hinweise zur Rechtfertigung einer Bezuschussung von Stromerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien basieren in aller Regel auf dem Hinweis auf die externen Effekte bei der Stromerzeugung auf Basis fossiler Energieträger, insbesondere mit Hinweis auf die damit verbundenen CO₂-Emissionen. Sofern eine Belastung der fossilen Energien zur Stromerzeugung bei Stein- und Braunkohle aus beschäftigungspolitischen Gründen nicht möglich sei, müsse man eben umgekehrt statt eines Malus für die fossilen Energieträger einen Bonus für die erneuerbaren Energieträger durchsetzen und einführen.

Dieser Begründungszusammenhang mit den externen Kosten ist zwar zutreffend, aber rechtfertigt für sich genommen nicht eine unterschiedliche Behandlung der verschiedenen Umwandlungstechnologien und Energieträger bei einer CO₂-freien Stromerzeugung (Hensing et al. 1998: 180–181). Zum einen müssten derartige Ausgleichszahlungen dann auch für die Stromerzeugung aus Kernenergie gewährt werden, was wohl der derzeitigen energiepolitischen Willensbildung der Bundesregierung diametral entgegenliefe. Zum anderen dürfte dann auch eine kWh aus erneuerbaren Energieträgern nicht unterschiedlich vergütet oder von der Vergütung ganz ausgeschlossen werden wie beim StrEG die großen Wasserkraftwerke und alle Anlagen im Eigentum der EVU (§ 1 StrEG).

Ein zweiter Begründungszusammenhang für Beihilfen und Sondervergütungen zum Einsatz erneuerbarer Energieträger stützt sich auf die Verminderung oder Beseitigung von Markteintrittsbarrieren (vgl. u.a. Erdmann 1995: 196–199). Diese Begründung staatlicher Unterstützung der Entwicklung und Markteinführung neuer Technologien und Produkte geht von der sicherlich richtigen Voraussetzung aus, dass diese Aktivitäten mit erheblich höheren Risiken behaftet sind als Vermarktungsaktivitäten bekannter und eingeführter Technologien. Hieraus wird weiter die Möglichkeit abgeleitet, dass wegen dieser Risiken eine rein privatwirtschaftlich organisierte Innovationstätigkeit unterbliebe, obgleich diese aus verschiedenen Gründen von politischen Entscheidungsträgern gesamtwirtschaftlich als sehr wünschenswert erachtet wird. Neben den Technologien für die Nutzung erneuerbarer Energieträger waren solchermäßen motivierte staatliche Unterstützungen bei der Markteinführung der Kernenergie zu verzeichnen; weitere prominente Beispiele aus jüngerer Zeit sind die Beihilfen zum Airbus und zur Magnetschwebebahn.

Selbst wenn die Aufwendungen für Forschung und Entwicklung zur Herstellung von Demonstrationsobjekten (Prototypen) geführt haben, bedarf es weiterer Lernprozesse, diese in vermarktungsfähige Produkte umzuwandeln.⁸ Aber auch die Phase der Markteinführung ist in aller Regel mit erheblichen Anlaufverlusten („Durststrecke“) verbunden, da die für die Produktion notwendigen Fertigungskapazitäten nur gering ausgelastet sind.

Um gleichwohl eine gewisse Berechenbarkeit der Effizienz staatlicher Hilfen zur Überwindung von Markteintrittsbarrieren zu gewährleisten, wird aus allokationstheoretischer Sicht in aller Regel gefordert, dass derartige Beihilfen

- nur für einen vorher festgelegten Zeitraum erfolgen (Vermeidung von Dauersubventionen);
- im Zeitverlauf mit abnehmender Intensität erfolgen (Degression)
- und nur in einer dem angestrebten Förderzweck angemessenen Höhe (und nicht nach dem „Gießkannenprinzip“) gewährt werden.

⁸ Ausführlich hierzu vgl. u.a. Klodt (1995: insb. 5–18). Speziell zur Forschungs- und Technologiepolitik bei erneuerbaren Energien vgl. insbesondere Reichel (1998).

Ob diese Kriterien bei der Festlegung der Mindestvergütungen nach dem StrEG Beachtung gefunden hatten, wurde nicht nur von ökonomischer und energiewirtschaftlicher Seite bestritten (Hensing et al. 1998: 180–181), sondern auch vom Sekretariat für Wettbewerb der Kommission der Europäischen Union mehrfach kritisch hinterfragt.

Wie bereits erwähnt (vgl. auch Tabelle 1), war die nach dem StrEG vergütungspflichtige Windenergie regional sehr stark auf die Küstenländer konzentriert, während die regional ebenfalls stark konzentrierte Wasserkraft in aller Regel nicht der Vergütungspflicht nach dem StrEG unterlag. Dies führte im Zeitverlauf zu einer starken finanziellen Belastung der EVU (und der Stromverbraucher) in diesen Regionen mit der Folge mehrerer Prozesse gegen diese Sonderlast über mehrere Gerichtsstufen mit zum Teil noch offenem Ausgang.

Im Zuge der Novellierung des Energiewirtschaftsrechts von Ende April 1998 wurde auch der Umfang der Abnahmepflicht als Härteklausele nunmehr präzisiert („Doppelte Deckelung“ im neuen § 4 des StrEG): Danach konnten diejenigen Netzbetreiber, die mehr als 5 Prozent des über ihr Netz abgesetzten Stroms nach dem StrEG vergüten mussten, die überschüssigen Mehrkosten auf den vorgelagerten Netzbetreiber weiterwälzen. Erreichte auch der vorgelagerte Netzbetreiber diese 5-Prozent-Grenze („zweiter Deckel“), gab es für Anlagen, die erst nach In-Kraft-Treten der neuen Bestimmungen (29. April 1998) erreicht wurden, keine präferentielle Vergütung nach dem StrEG mehr. Die Schleswig als regionales EVU reichte bereits 1998 nach Überschreiten des ersten 5-Prozent-Deckels einen Teil der Mindestvergütungen für Windstrom an die PreußenElektra als den vorgelagerten Netzbetreiber weiter; dieses Unternehmen erklärte bereits 1999, dass im Verlauf dieses Jahres der zweite 5-Prozent-Deckel überschritten werden könnte. Hier war also baldiger Handlungsbedarf geboten, wenn es bei neuen Projekten keinen „Fadenriss“ geben sollte.

Aber auch von einer anderen Seite her geriet das Vergütungssystem nach dem StrEG in eine Schieflage. Mit der bereits erwähnten Novellierung des Energiewirtschaftsrechts vom April 1998 wurde die „Besonderheitenlehre“ als Rechtfertigung für die Gebietsmonopole der leitungsgebundenen Energieversorgung zu den Akten gelegt und diese in den Wettbewerb „entlassen“.

Im Kern besagt diese energierechtliche Gesetzesnovelle, dass nach ihrem In-Kraft-Treten (Prognose 2000: 61–62; Schiffer 1999: 197–198):

- geschlossene Versorgungsgebiete durch Demarkationsabsprachen nicht mehr gestattet sind,
- die Gemeinden allen Verteilern von Strom und Gas das Wegerecht diskriminierungsfrei öffnen müssen (keine Ausschließlichkeitsklauseln bei Konzessionsverträgen),
- jedes Verteilungsunternehmen und jeder Strom- und Gasverbraucher sich — theoretisch — seinen Lieferanten selbst aussuchen kann,
- vertikal integrierte EVU ihre Aktivitäten — zumindest buchhalterisch — in die Bereiche Produktion, Transport und Verteilung aufspalten müssen (unbundling),
- die Netzbetreiber ihre Übertragungs- und Verteilungsnetze interessierten Produzenten diskriminierungsfrei öffnen müssen, freilich gegen Entgelt und mit Versagungsgründen.

Dies sind in aller Kürze nur die wichtigsten Kernpunkte; auf eine detaillierte Diskussion der Durchleitungsversagungsgründe und der schwierigen Frage der Festlegung von Durchleitungsentgelten muss in diesem Zusammenhang verzichtet werden.

Die von ökonomischer Seite erwarteten und erwünschten Folgen einer nachhaltigen Strompreissenkung stellten sich alsbald ein, und durch die Koppelung der Mindestvergütungssätze an die Stromerlöse nach dem StrEG tendierten diese auch nach unten (Tabelle 4). Allein von 1995 bis 2000 hatte sich der Basiswert der Vergütungssätze von 19,2 Pf/kWh auf 17,89 Pf/kWh um knapp 7 Prozent vermindert, und zwar mit der Tendenz künftig deutlicher Absenkungen. Dies lief zwar auf eine finanzwirtschaftlich durchaus befürwortete zeitliche Degression hinaus; sie war aber zumindest nicht mit diesem Zeitprofil und in dieser Höhe den Investoren in Umwandlungstechnologien für erneuerbare Energien

4. Die Gesetzesnovelle: Inhalt und Fördermaßnahmen nach dem Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien

Das bisherige Stromeinspeisungsgesetz aus dem Jahr 1991 war demnach von drei Seiten her unter Beschuss geraten:

- zunehmende Zweifel an der Vereinbarkeit der Regelungen dieses Gesetzes mit finanzwirtschaftlichen Grundsätzen;
- Herausfall neuer Projekte aus jeglicher Förderung infolge des Überschreitens des „doppelten 5-Prozent-Deckels“ nach der Novellierung des StrEG vom April 1998;
- drastische Reduzierung der Mindestvergütungen infolge der wettbewerblichen Transformation der leitungsgebundenen Energieträger Strom und Erdgas.

Mit einer grundlegenden Überarbeitung des StrEG in Form einer Novellierung der staatlichen Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wollte der Gesetzgeber den oben genannten Gesichtspunkten und Entwicklungen Rechnung tragen. Das daraus entstandene „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG) wurde am 25. Februar 2000 vom Bundestag verabschiedet und passierte den Bundesrat am 17. März 2000; es trat am 1. April 2000 in Kraft.

Die Regelungen des EEG bedienen sich des gleichen Förderungsinstrumentariums (Abnahmepflicht mit Mindestvergütungen) wie das vorherige StrEG, weichen aber in wesentlichen Punkten auch davon ab:

1. *Umfang der Abnahmepflicht:* Die Deckelung (doppelter 5-Prozent-Deckel) des StrEG wird aufgehoben; Adressaten der Abnahme- und Vergütungspflicht sind nunmehr die vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber (§ 3 EEG); diese gleichen auf Bundesebene die regionalen Aufwendungen jährlich untereinander aus (§ 11 EEG). Örtliche und regionale EVU sind nunmehr in den Kreis der empfangsberechtigten Einspeiser aus eigenen Anlagen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien einbezogen.
2. *Festlegung der Mindestvergütungssätze:* Die Koppelung der Mindestvergütungssätze an die Entwicklung der Stromerlöse an Letztverbraucher wird zugunsten fester Vergütungssätze abgelöst; die Vergütungssätze sind in aller Regel höher, im Falle der Photovoltaik sogar deutlich höher (von 16,1 Pf auf 99 Pf je kWh) festgesetzt (vgl. hierzu Tabelle 4).

Gleichzeitig erfolgt aber auch eine stärkere zeitliche Differenzierung der Vergütungssätze, um auch hierdurch Kritikpunkten Rechnung zu tragen, die der Kommission der EU eingeschlossen. Eine Differenzierung zwischen (bereits nach dem StrEG geförderten) Altanlagen und Neuanlagen (nach In-Kraft-Treten des EEG) wird nur für die Vergütung für Einspeisungen aus Windenergie vorgenommen. Der Förderzeitraum wird für alle Anlagen auf einen Zeitraum von 20 Jahren begrenzt, die Wasserkraftwerke hiervon aber ausgenommen (§ 9 EEG).

Im Falle der Vergütungssätze für Windenergie erfolgt sowohl eine zeitliche als auch eine standortbezogene Differenzierung. Die Differenzierung nach dem Standort wird bei den Windkraftanlagen wie folgt vorgenommen (§ 7 EEG): Gemessen an einem definierten Referenzstandort (mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 5,5 Meter je Sekunde in einer Höhe von 30 Metern, vgl. Anhang zum EEG) wird für alle neuen Windkraftanlagen fünf Jahre lang ein einheitlicher Vergütungssatz von 17,8 Pf/kWh gezahlt. An sehr günstigen Standorten wird danach ein Vergütungssatz von 12,1 Pf/kWh gezahlt. Am Durchschnittsstandort erfolgt diese Rückstufung nach 11 Jahren, an ungünstigeren Standorten entsprechend später. Bezogen auf den Förderzeitraum von 20 Jahren können so die durchschnittlichen Gesamtvergütungen zwischen 13,5 Pf/kWh und 17,4 Pf/kWh differieren.

Altanlagen erhalten mindestens vier Jahre lang die höhere Anfangsvergütung. Im Endergebnis bedeutet dies, dass die Durchschnittsvergütung von Windkraftanlagen an günstigen Küstenstandorten für Altanlagen nur marginal günstiger ist als bei Neuanlagen, aber mit 13,5 Pf/kWh niedriger als der Vergütungssatz nach dem StrEG im Jahr 2000 mit 16,1 Pf/kWh (Tabelle 4). Allerdings hätten sich diese Vergütungssätze des StrEG in den Folgejahren infolge der Wettbewerbsdynamik auf dem Strommarkt kräftig vermindert, und eben dieser Effekt wird durch das neue EEG abgefangen.

Ab dem Jahr 2002 erfolgt zur Berücksichtigung des zwischenzeitlichen technischen Fortschritts und der damit voraussichtlich einhergehenden Kostensenkungen baujahreseinheitlich eine nominal degressiv ausgestaltete jährliche Absenkung der Vergütungssätze für Biomasse in Höhe von 1 Prozent, für Windenergie 1,5 Prozent und Photovoltaik 5 Prozent pro Jahrgang. Hingegen hielt der Gesetzgeber die Kostensenkungspotentiale bei den Anlagentechniken für Wasserkraft-, Deponie-, Klär- und Grubengasanlagen bereits für ausgeschöpft. Die bisherige Begrenzung der Vergütungspflicht auf Anlagen bis zu einer Leistung von 5 MW wird bei Wasserkraftwerken sowie für Deponie- und Klärgasanlagen beibehalten, bei der Stromerzeugung aus Biomasse hingegen auf die Leistungsklasse bis 20 MW ausgedehnt. Im Übrigen werden die festgelegten Vergütungssätze alle zwei Jahre überprüft und können dabei den Marktgegebenheiten angepasst und verändert werden (§ 12 EEG).

Der Gesetzgeber verbindet mit den geschilderten Differenzierungen bei der Mindestvergütung die Erwartung, dass hiermit den Anforderungen der EU-Kommission an eine *Differenzierung* (nach Standorten zwischen Küste und Binnenland im Falle der Windenergie) und *Degressivität* der Vergütungssätze (zur Vermeidung von Überförderung) hinreichend Rechnung getragen wurde.

Die Anschluss-, Abnahme- und Vergütungspflicht für regenerativ erzeugten Strom traf nach dem StrEG das Elektrizitätsunternehmen der allgemeinen Versorgung, in dessen Versorgungsgebiet der Einspeiser ansässig war (§ 2 StrEG). Durch die Novellierung des Energiewirtschaftsrechts und der wettbewerblichen Transformation der Elektrizitätswirtschaft sind die „geschlossenen Versorgungsgebiete“ aufgehoben worden und eine, zumindest buchhalterische, funktionale Trennung der EVU vorgeschrieben worden. Nunmehr trifft die Anschluss-, Abnahme- und Vergütungspflicht zunächst den nächstgelegenen Netzbetreiber (§ 3 Abs. 1 EEG). Dieser kann aber die eingespeisten Strommengen sowie die aufgewendeten Vergütungen an den vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber (auf Höchst- und Hochspannungsebene) weiterleiten (§ 3 Abs. 2 EEG). Begründet wird dies mit dem Fortbestand eines „natürlichen Monopols“ auf dieser funktionalen Ebene und der damit verbundenen Möglichkeit, die Zusatzlast aus dem EEG durch einen proportionalen Aufschlag auf die Netzdurchleitungsentgelte weiterzureichen.

Adressat zur Traglast der Fördermaßnahmen nach dem EEG sind mithin, wie schon beim StrEG, die Endverbraucher von Elektrizität im Inland. Die Größenordnung der bisherigen Belastung durch das Beihilfeäquivalent des StrEG für die Letztverbraucher lässt sich anhand von Tabelle 3 abschätzen. Das Beihilfeäquivalent des StrEG wurde für 1998 von der VDEW auf 500 Mill. DM geschätzt, das Volumen der nach dem StrEG geförderten Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien betrug 1997 knapp 5 Mrd. kWh (Tabelle 3). Dies ergibt ein Beihilfeäquivalent von ca. 10 Pf/kWh pro eingespeiste kWh oder bezogen auf den Gesamtabsatz an Letztverbraucher im Jahr 1998 mit 447,34 Mrd. kWh ein Beihilfeäquivalent von 0,11 Pf/kWh. Dieses Äquivalent wird nach dem In-Kraft-Treten des EEG aus zwei Gründen deutlich ansteigen:

- zum einen weil die Mindestvergütung allgemein und bei einigen Energien sehr deutlich durch das EEG im Vergleich zum StrEG angehoben wurde (Tabelle 4);
- zum anderen weil der Umfang der der Vergütungspflicht unterliegenden Stromerzeugung nach dem EEG im Zeitverlauf ansteigen wird.

Neben diesen preisstigernden Wirkungen werden sich noch die folgenden Entwicklungen und Maßnahmen auf den Strompreis mit teils gegenläufiger Tendenz auswirken:

- Die wettbewerbliche Transformation der Elektrizitätswirtschaft ab April 1998 hat die Strompreise in Deutschland bereits 1999 deutlich vermindert. Nach Angaben der VDEW (2000) haben sich die durchschnittlichen Strompreise im Vorjahresvergleich für die Sonderabnehmer um gut 30 Prozent und für die Tarifabnehmer um knapp 10 Prozent vermindert.
- Die wettbewerbliche Transformation der Elektrizitätswirtschaft führte die Anlagen der Kraft-Wärme-Koppelung (K-W-K) in Richtung von „standed investments“. Im März 2000 beschloss die Bundesregierung eine degressiv gestaltete Beihilfe von zunächst 3 Pf pro kWh der in K-W-K-Anlagen erzeugten Strommenge. Diese (Ad-hoc-)Hilfe soll in ein langfristiges Beihilfeprogramm münden.
- Im Zuge der ökologischen Steuerreform wird ab dem 1. April 1999 eine Stromsteuer mit für die einzelnen Absatzsegmente unterschiedlichen Steuersätzen und einer stufenweise bis zum 1.1.2003 ansteigenden Abgabenhöhe erhoben (Abschnitt 8.2).

Diese Preiselemente wirken sich bei den einzelnen Verbrauchergruppen höchst unterschiedlich aus, so dass eine Schätzung des Gesamteffektes für den gesamten Stromabsatz an Endverbraucher wenig sinnvoll ist, derartige Einzelabschätzungen aber den Inhalt dieses Beitrages überschreiten.

5. Einschätzungen zum Potential sowie von Kosten und Preisen für den künftigen Einsatz von erneuerbaren Energien

Der Gesetzgeber hat mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz für den künftigen Einsatz von erneuerbaren Energien bei der Stromerzeugung zumindest auf mittlere Sicht eine klare quantitative Zielvorgabe verbunden. In § 1 des EEG heißt es hierzu:

„Ziel dieses Gesetzes ist es, ... in der Bundesrepublik Deutschland den Anteil Erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch bis zum Jahr 2010 mindestens zu verdoppeln.“

Die Zielvorgabe des EEG geht also dahin, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von derzeit gut 5 Prozent (Schaubild 2 und Tabelle 1) bis zum Jahr 2010 auf mindestens 10 Prozent auszuweiten. Dies scheint auf den ersten Blick keine besonders ambitionöse Zielvorgabe darzustellen. Hierbei ist allerdings Folgendes zu beachten (Tabelle 3):

- (1) Unter den StrEG hat sich der Anteil des regenerativ erzeugten Stroms am Gesamtstromverbrauch aus dem öffentlichen Netz von etwa 4 Prozent im Jahr 1990 mit 5,2 Prozent bis zum Jahr 1998 deutlich schwächer erhöht.
- (2) Von den gesamten Stromeinspeisungen aus erneuerbaren Energien entstammten 1997 gut 80 Prozent der Wasserkraft; hiervon unterlagen wiederum nur knapp 10 Prozent der Vergütungspflicht nach dem StrEG.

Der gegenwärtige Beitrag an regenerativer Stromerzeugung wird demnach weit überwiegend durch traditionelle Stauwasserkraftwerke bestritten, deren Ausbaupotential gering ist. Die bis zum Jahr 2010 vorgesehene Expansion muss demnach fast ausschließlich von den „neuen“ erneuerbaren Energien bestritten werden; ihr derzeit genutztes Potential müsste sich bis zum Jahr 2010 in etwa verfünffachen. Bei dieser Zielsetzung stellen sich demnach vor allem die folgenden beiden Fragen:

- Inwieweit wird das theoretische Potential durch diese Zielvorgabe bereits ausgeschöpft, welche Beiträge sind darüber hinaus für die erneuerbaren Energien insgesamt und für einzelne Energieträger theoretisch möglich und wirtschaftlich vertretbar?
- Werden die bislang ergriffenen Fördermaßnahmen voraussichtlich ausreichen, um die gewünschte Zunahme an Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hervorzulocken? Sind voraussichtlich komplementäre Maßnahmen angezeigt oder könnte durch ein ganz anderes Fördersystem diese Zielsetzung schneller und mit weniger Mitteleinsatz erreicht werden?

Zur Abschätzung des Einsatzpotentials von erneuerbaren Energieträgern sind bislang schon eine Vielzahl von Untersuchungen vorgelegt worden, deren Ergebnisse aber aus mehreren Gründen nicht oder nicht ohne weiteres verglichen werden können.⁹ Die nachfolgende Synopsis der Kosten und Potentiale der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland basiert auf einer vergleichenden Studie, die am Forschungszentrum Jülich durchgeführt wurde und rund 20 Studien und Untersuchungen auswertete, die seit 1998 in Deutschland angefertigt und veröffentlicht worden sind (Semke und Markewitz 1998; Tabelle 5). Die aufgelisteten spezifischen Kosten sowie die Potentialschätzungen wurden jeweils getrennt für die Strom- und Wärmeerzeugung mittels Umwandlungstechnologien auf der Basis erneuerbarer Energien durchgeführt. Diesen Berechnungen liegt eine Vielzahl von technischen und ökonomischen Parametern zugrunde, die in Tabelle 5 nicht mit aufgenommen worden sind.¹⁰ Das technische Potential ist (einheitlich) jener Teil des theoretischen Potentials, der aufgrund gegebener Restriktionen nutzbar ist; diese Restriktionen können sowohl technischer (Wirkungsgrad u.a.) als auch nichttechnischer Art (Verfügbarkeit von Standorten, Umweltauflagen u.a.) sein. Da die Umwandlungstechnologien zum Teil bei Restriktionen nichttechnischer Art — etwa bei der Landnutzung — konkurrieren, sind die ausgewiesenen Potentiale nicht oder nicht ohne weiteres addierbar.

Inwieweit dieses technische Potential auch wirtschaftlich umsetzbar ist, hängt wesentlich von den Strom- und Wärmeerzeugungskosten im Zeitverlauf sowie den damit einhergehenden Förderungsmaßnahmen ab. Aber auch Umwandlungstechnologien, die ohne Fördermaßnahmen die Schwelle der Wirtschaftlichkeit überschritten haben, benötigen für die Phase der Marktdurchdringung einen Zeitpfad einer nur allmählichen Expansion.

Bei der *Stromerzeugung aus Sonnenenergie* wird langfristig in fast allen Studien der Photovoltaik das größte technische Potential beigemessen. Gleichzeitig übersteigen die Stromerzeugungskosten dieser Technologie der Stromerzeugung die Kosten konventioneller Stromerzeugung um fast das Fünffache. Wegen der hohen Herstellungskosten ist ein Überschreiten der Wirtschaftlichkeitsschwelle nicht in Sicht; eine massive Ausweitung der Stromerzeugung aus Photovoltaik müsste demnach auch auf mittlere Sicht mit deutlich steigenden Strompreisen „erkauft“ werden.

Die solarthermische Stromerzeugung kommt praktisch nur für Regionen mit einem hohen Anteil von direkter Sonneneinstrahlung in Betracht, also den Ländern in Südeuropa und Nordafrika. Eine Lieferung von dort erzeugtem Strom in Verbrauchsregionen im Norden mittels Hochspannungs-Gleichstromübertragungssystemen (HGÜ) ist technisch zwar derzeit schon möglich, aber von den Stromerzeugungskosten her betrachtet kaum in dem Zeitraum vor 2020 zu erwarten.

Erheblich günstiger stellen sich die Stromerzeugungskosten auf Basis von *Windenergie* dar, wofür auch schon die starke Expansion der Stromerzeugung aus Windenergie in der Vergangenheit spricht

⁹ Die Untersuchungen unterscheiden sich häufig hinsichtlich des zugrunde gelegten Projektionszeitraums. Eine lineare Transformation auf einen einheitlich normierten Projektionszeitraum ist in aller Regel nicht sachadäquat, da technologische Entwicklungen selten linear verlaufen. Hierbei unterscheiden sich in aller Regel auch die Einschätzungen der einzelnen Autoren hinsichtlich des technischen Fortschritts, der im Zeitverlauf bei den Umwandlungstechnologien bei erneuerbaren Energien realisierbar ist.

¹⁰ Eine detaillierte Ergebniszusammenstellung der Parameter der einbezogenen Untersuchungen sowie die für die Ermittlung der Kosten und Potentiale wesentlichen Annahmen kann über das Internet abgerufen werden unter: www.kfa-juelich.de/beo/frhomenv.htm.

Tabelle 5: Kosten der Stromerzeugung und der Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern sowie Abschätzung des technischen Potentials in Deutschland

S t r o m e r z e u g u n g				
Umwandlungstechnologie	Zeitraum	Stromgestehungskosten (DM/kWh)	Technisches Potential (TWh/Jahr)	
Photovoltaik	Gegenwart	0,90–2,54	} zuzüglich Kosten des Stromtransports (HGÜ) nach Deutschland.	
	> 2020	0,44–1,0		
Dächer	Gegenwart	1,44–2,54		
	> 2020	0,44–1,0		
Freiflächen	Gegenwart	0,67–1,61		
	> 2020	0,59–0,88		
Solarthermie (Hochtemperatur)				
Rinnenkollektoren	Gegenwart	0,23–0,62		
	> 2000	0,19–0,25		
Solar-Tower	> 2000	0,16–0,27		
Hochtemperatur-Solarthermie	> 2020	0,14–0,20		
Wind			13–117	
a) 150 kW–1,5 MW, volkswirtschaftlich:				
v _w = 6,5 m/s, 10m		0,06–0,12	2,1–5,4	
v _w = 5,5 m/s, 10m		0,08–0,18	16,6–23,2	
v _w = 4,5 m/s, 10m		0,11–0,27	44,3–99,1	
b) 600 kW, betriebswirtschaftlich:				
v _w = 6,0 m/s, 30m		0,12–0,19		
Offshore			237	
Wasserkraft			21–35	
< 100 kW		0,19–0,34	1,04	
100–500 kW		0,13–0,26	1,02	
500–1000 kW		0,08–0,16	0,65	
> 1000 kW		0,03–0,05	23	
Biomasse (fest)				
Zusatzfeuerung		0,11		
Einzelfeuerung		0,24		
<i>Nachrichtlich:</i> Stromverbrauch insgesamt 1998: 550 TWh; darunter: aus dem Netz der allgem. Versorgung 1998: 484 TWh. Stromgestehungskosten in neu errichteten konventionellen thermischen Kraftwerken: 0,08–0,12 DM/kWh (Stand: 1998).				
W ä r m e e r z e u g u n g				
Umwandlungstechnologie	Zeitraum	Brennstoffkosten (DM/GJ)	Wärmeerzeugungskosten (DM/GJ)	Technisches Potential (PJ/Jahr)
Solarthermie	Gegenwart	–	34–117	288–4 945
	> 2020	–	20,4–37	
Biomasse, fest:	Gegenwart u.			
Restholz	Perspektive	9–27	14–76	100–270
Stroh	> 2020	4–27	24–83	84–108
Energiepflanzen		10–49	31–83	430–840
Biomasse, flüssig:			46–80	64–602
Öl		41–49	28–32	
Rapsmethylester – RME		47		
Alkohol			70–81	
Biomasse, gasförmig:				
Biogas (Gülle, Mist)			11–238	65–81
Geothermie	> 2020			380
Oberflächennah		–	23–64	
Hydrothermal		–	13–62	40–2000
Tiefe Sonden		–	27–42	
Revitalisierung		–	15–26	
<i>Nachrichtlich:</i> Gesamter Primärenergieverbrauch 1998: 14 436 PJ, darunter: Endenergieverbrauch 1998: 9 422 PJ; Gesamter Wärmemarkt 1998: 5 613 PJ, darunter: Raumwärme 1998: 3 172 PJ; derzeitige Wärmeerzeugungskosten einer Ölheizung: rund 20,– DM/GJ (Stand: 1998).				

Quelle: Semke und Markewitz (1998).

(Schaubild 1 und Tabelle 1). An günstigen Küstenstandorten können Windkraftanlagen der 1-MW-Größenordnung bei den Stromerzeugungskosten durchaus schon mit den vergleichbaren Kosten neu errichteter konventioneller Wärmekraftwerke konkurrieren. Allerdings stößt ein weiterer massiver Ausbau mit Windkraftanlagen in den Küstenregionen zunehmend auch auf Akzeptanzprobleme bei der ortsansässigen Bevölkerung. In Schleswig-Holstein werden deshalb bereits Projekte erwogen und geprüft, die neue Windparkzonen in den Offshore-Bereich verlegen wollen. Ähnliche Projekte werden auch in Mecklenburg-Vorpommern erwogen.

Das Potential der Stromgewinnung aus Windkraftanlagen im Offshore-Bereich wird auf knapp 240 TWh/Jahr auf mittlere Sicht geschätzt; dies entspräche in etwa der Hälfte des Energieverbrauchs aus dem Netz der allgemeinen Versorgung im Jahr 1998. Das Gesamtpotential der Stromerzeugung aus Windkraft wird im Offshore-Bereich doppelt so hoch veranschlagt wie bei den landgestützten Anlagen. Über die Kosten der Windstromerzeugung im Offshore-Bereich liegen noch keine konkreten Schätzungen vor. In § 7 Abs. 1 EEG ist vorgesehen, für Offshore-Anlagen mit einem Betriebsbeginn vor dem 31.12.2006 den Höchstsatz der Vergütung für einen Zeitraum von neun Jahren zu gewähren.

Der Hauptteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entstammt derzeit der *Wasserkraft*; sie stellte 1998 mit 17,3 TWh gut zwei Drittel der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Tabelle 1). Mit dieser Stromerzeugung war bereits die Hälfte des geschätzten Gesamtpotentials in Höhe von 21–35 TWh/Jahr (Tabelle 5) ausgeschöpft. Nennenswerte zusätzliche Potentiale werden sich hier auf mittlere Sicht kaum erschließen lassen, da das Potential der Wasserkraftwerke in den unteren Leistungsklassen sehr gering ist. Der Bau und die Inbetriebnahme großer Wasserkraftwerke ist jedoch mit langen Vorlaufzeiten der Planung und Genehmigungsverfahren verbunden.

Bei der *Wärmeerzeugung* auf der Basis erneuerbarer Energien ist zwischen zentraler und dezentraler Anwendung sowie der Nutzenergie beim Endverbraucher (Raum- oder Prozesswärme) zu unterscheiden. Diese Systeme bedingen in unterschiedlichem Ausmaß Wärmespeicher und/oder konventionelle Back-up-Systeme. Die erneuerbaren Energien steuerten 1998 etwa 5 Mill. t SKE zum Wärmemarkt bei (Schaubild 1); hierbei handelte es sich fast ausschließlich um den Holzeinsatz. Damit bestritten 1998 die erneuerbaren Energien etwa 1,6 Prozent des gesamten Wärmemarktes oder 2,8 Prozent bei der Raumwärme.

Die große Bandbreite der Wärmeerzeugungskosten bei *Solaranlagen* erklärt sich aus unterschiedlichen technischen Ausführungen der Anlagen sowie unterschiedlichen Deckungsgraden des Gesamtwärmebedarfs bei den jeweiligen Anwendern dieser Technologie. Gleiches gilt für die relativ hohe Bandbreite der Kostenschätzung bei der Wärmegewinnung aus Biomasse.

Nur am unteren Ende der Kostenschätzungen könnte die Schwelle der Wirtschaftlichkeit bei der Wärmeerzeugung aus *Biomasse* in absehbarer Zeit überschritten werden; für die solarthermischen Anlagen wird dies erst in der Zeit nach 2020 der Fall sein. Diese Einsatzbereiche der Nutzung erneuerbarer Energien sind nicht in das Förderungssystem des EEG einbezogen; die Anwendung dieser Systeme wird aber durch Förderprogramme des Bundes sowie der einzelnen Bundesländer gestützt.¹¹

6. Derzeitige und künftige Einsatzbereiche von Biomasse zur Stromerzeugung

Biomasse als „Gesamtheit aller lebenden, toten und zersetzenden Organismen und der von ihnen stammenden Substanzen“ umfasst eine Vielzahl von Substanzen in fester, flüssiger und gasförmiger Form,

¹¹ Eine umfassende Darstellung der einzelnen Förderprogramme sowie die Voraussetzungen ihrer Inanspruchnahme einschließlich der Zuwendungsgeber-Adressen befinden sich in Fachinformationszentrum Karlsruhe und Gesellschaft für wissenschaftlich-technische Information (1999).

die sich für eine energetische Nutzung eignen. Bevor diese zur Umwandlung in Wärme oder Strom genutzt werden können, müssen die organischen Ausgangsstoffe in aller Regel durch Umwandlungstechnologien (mechanische, thermochemische und biologische Verfahren) in Sekundärenergieträger transformiert werden. Prinzipiell eignen sich alle Sekundärenergien in fester, flüssiger und gasförmiger Form sowohl zur Wärme- als auch zur Stromerzeugung oder deren simultane Erzeugung in Kraft-Wärme-Koppelungsanlagen. Eine getrennte Abschätzung des Einsatzpotentials von Biomasse erfolgt deshalb in fast allen Untersuchungen nicht getrennt für den Wärme- und Strombereich, und insoweit gelten die in Tabelle 5 im unteren Teil angegebenen technischen Potentiale cum grano salis auch für die Stromerzeugung aus Biomasse.

Das StrEG sah zwar die Einbeziehung von Biomasse zur Stromerzeugung von Anfang an vor, definierte diesen Begriff aber nicht. Klar war nur, dass die Stromerzeugung aus der Müll- und Abfallverbrennung nicht vom Vergütungssystem des StrEG erfasst wurde. Dies führte in der Folge aber immer wieder zu Auslegungstreitigkeiten, ob die beimengende Verwertung von Abfällen aus forst- und landwirtschaftlichen Tätigkeiten durch das StrEG erfasst wird. Erst die Novellierung des StrEG von 1998 stellte eindeutig klar, dass die Verwertung dieser biogenen Abfallstoffe durch das StrEG mit erfasst ist (Pingel et al. 1998: 24–25). Auch das EEG schreibt die Vergütungspflicht für Biomasse vor (§ 5 EEG), ohne dass dieser Begriff näher erläutert oder eingegrenzt wird. Deshalb ist wohl davon auszugehen, dass die Vergütungspflicht für die Stromerzeugung aus Biomasse im EEG nicht enger gefasst ist als im StrEG nach der Novellierung von 1998.

Die gesamte eingespeiste Stromerzeugung aus Biomasse betrug 1998 gut 1 000 GWh (Tabelle 6); dies entsprach in diesem Jahr gut 4 Prozent der gesamten Stromeinspeisungen aus erneuerbaren Ener-

Tabelle 6: Nutzung von Biomasse^a zur Stromerzeugung in Deutschland, Stand Ende 1998

	Anlagen insgesamt				Nicht-EVU-Anlagen				EVU-Anlagen			
	Anzahl	Leistg. ^b	Arbeit ^c	h/Jahr ^d	Anzahl	Leistg. ^b	Arbeit ^c	h/Jahr ^d	Anzahl	Leistg. ^b	Arbeit ^c	h/Jahr ^d
Gase												
Biogas (Gülle)	378	25,5	60,8	2 382	376	25,5	60,7	2 382	2	0,1	0,1	2 376
Biogas (Gülle/Ko-fermentation)	23	5,5	19,0	3 472	22	5,4	18,9	3 470	1	0,0	0,1	3 761
Klärgas	224	92,0	41,0	445	204	88,0	26,1	297	20	4,0	14,8	3 713
Deponiegas	252	167,8	676,8	4 034	164	111,3	447,3	4 019	88	56,5	229,5	4 063
Holzgas	6	1,1	0,2	139	6	1,1	0,2	139	—	—	—	—
Sonstige	89	11,2	38,4	3 444	86	10,5	37,9	3 609	3	0,7	0,6	850
Zusammen	972	303,0	836,1	2 759	858	241,8	591,0	2 444	114	61,2	245,1	4 003
Feste Brennstoffe												
Holz, Rinde, Sägereste	69	100,5	209,5	2 085	69	100,5	209,5	2 085	—	—	—	—
Koppelprodukte (z.B. Stroh)	1	0,5	0,4	830	1	0,5	0,4	830	—	—	—	—
Ganzpflanzen (z.B. Schilf, Getreide)	1	0,1	0,1	1 820	1	0,1	0,1	1 820	—	—	—	—
Sonstige	1	0,0	0,0	2 229	1	0,0	0,0	2 229	—	—	—	—
Zusammen	72	101,1	210,1	2 078	72	101,1	210,1	2 078	0	0,0	0,0	—
Flüssige Brennstoffe												
Rapsöl	30	5,0	4,0	801	26	4,6	3,5	768	4	0,4	0,5	1 181
Rapsmethylester	4	0,1	0,1	870	4	0,1	0,1	870	—	—	—	—
Sonstige	2	0,1	0,1	389	2	0,1	0,1	389	—	—	—	—
Zusammen	36	5,2	4,1	791	32	4,8	3,6	758	4	0,4	0,5	1 181
Insgesamt	1 080	409,3	1 050,3	.^e	962	347,7	804,7	.^e	118	61,1	245,6	.^e

^aOhne Müllverbrennung. — ^bNennleistung in MW. — ^cEinspeisung in GWh. — ^dAusnutzungsdauer in Stunden/Jahr. — ^eAngaben nicht sinnvoll.

Quelle: Elektrizitätswirtschaft (1999 (24): Tafel 10).

gien (einschließlich Müllverbrennung). Den mit Abstand größten Beitrag mit 677 GWh steuerte hierzu die Verwertung von Deponiegas bei; diese Gasmengen müssen seit In-Kraft-Treten der Technischen Anleitung Siedlungsabfall (14.5.1993) nicht nur erfasst, sondern soweit möglich auch energetisch verwertet werden. Dies lässt wohl den Schluss zu, dass diese Energiebasis künftig nur noch in geringem Umfang steigerungsfähig ist.

Biogasanlagen basieren hauptsächlich auf der Gülleverwertung bei der Viehhaltung; aber auch die Kofermentation mit Abfällen aus dem gewerblichen und industriellen Bereich ist seit dem Jahr 1994 eindeutig durch das StrEG vergütungspflichtig. Die Zahl der Anlagen hat sich von gut 100 im Jahr 1994 auf gut 400 bis 1998 erhöht (Tabelle 6, Kofermentationsanlagen eingeschlossen). Hierbei hat sich die eingespeiste Strommenge von 5,7 GWh im Jahr 1994 bis zum Jahr 1998 auf knapp 80 GWh erhöht. Da die Mindestvergütung der Stromeinspeisung aus Biomasse nach dem EEG mit 20 Pf/kWh (nach vorher 14,31 Pf/kWh, Tabelle 4) kräftig angehoben wurde, ist mit einer deutlichen Zunahme der Stromeinspeisungen aus Biogas zu rechnen.

Bei den festen Brennstoffen aus Biomasse konzentrierte sich die bisherige Verwertung fast ausschließlich auf die Stromerzeugung aus Holz, Rinde und Sägeresten. 1998 wurden in 69 Anlagen knapp 210 GWh Strom eingespeist. Im Jahr 1994 gab es zwar auch schon 40 Anlagen; diese speisten damals aber nur gut 51 GWh in das allgemeine Stromnetz ein. Auch hier ist aufgrund der deutlichen Anhebung der Mindestvergütung nach dem EEG eine kräftige Ausweitung der Stromerzeugung zu erwarten.

Die Stromerzeugung aus Sonne und Wind hat den erheblichen Nachteil, dass sie in hohem Maße witterungsabhängig ist. Dies hat zur Folge, dass das zur Abnahme verpflichtete netzbetreibende EVU diese Strommengen nur unter erschwerenden Umständen in seine Lastplanung integrieren kann. Das Versorgungsunternehmen spart hier in der Regel nur die Brennstoffkosten der durch die Einspeisung verdrängten Eigenerzeugung, nicht aber oder nur in geringem Umfang die mit dieser verdrängten Strommenge einhergehenden Kapazitätskosten.

Dieses die Lastplanung mindernde Element der Stromeinspeisung dieser Energieträger entfällt aber oder reduziert sich erheblich bei den Stromeinspeisungen aus Biomasse. Insofern ist bei der energetischen Lastbewertung die Stromeinspeisung aus Biomasse eine sehr hilfreiche Ergänzung zu den Stromeinspeisungen aus den stark witterungsabhängigen Erzeugungskapazitäten auf Wind- und Sonnenbasis. Die Stromeinspeisung aus der Erzeugung aus Biomasse könnte also, ähnlich wie bislang bei den Wasserkraftwerken, vorrangig in Zeiten der Spitzenbelastung der aufnehmenden Netzbetreiber erfolgen. Eine Differenzierung der Einspeisevergütung nach dem Zeitpunkt der Einspeisung sah allerdings weder das StrEG vor, noch differenziert das EEG die Einspeisevergütungen zeitabhängig. Dieser komplementäre Aspekt der Lastplanung bei der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien dürfte bei den Grundlagen für „grüne Stromtarife“ ein erhebliches Gewicht erlangen. Dies soll in Abschnitt 8.4 näher betrachtet werden.

7. Langfristige Szenarien und Perspektiven für den Einsatz erneuerbarer Energien

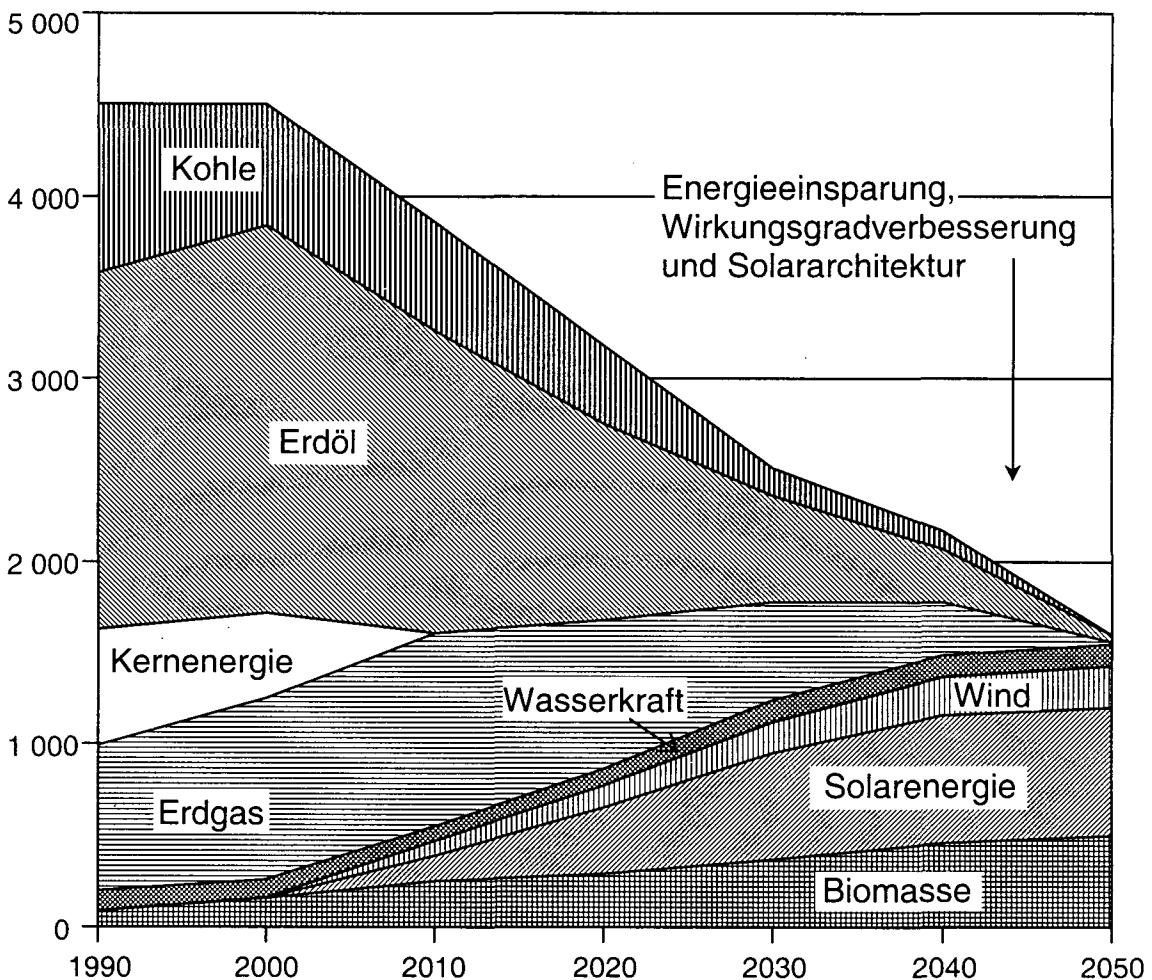
Wie bereits erwähnt, verband der Gesetzgeber mit der Novellierung des StrEG durch das EEG die Zielvorstellung, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung von derzeit 5 Prozent bis zum Jahr 2010 zu verdoppeln. Im Hinblick auf das Potential an erneuerbaren Energien (vgl. dazu Kapitel 5 und 6) ist dies eine eher bescheidene Zielvorgabe, aber gemessen an der Ausweitung des Beitrags der erneuerbaren Energien bei der Stromerzeugung unter der Ägide des StrEG (Schaubild 2) wiederum eine deutliche Beschleunigung.

Eine langfristige Abschätzung würde einen Zeitraum von etwa 50 Jahren umfassen. In einer Vielzahl von Szenarien wurden bislang Versuche unternommen, mögliche und wahrscheinliche Entwicklungspfade des Energiesystems über einen derart langen Zeitraum aufzuzeigen. Bei der Abschätzung von langfristigen Entwicklungspfaden des Energiesystems unter Einschluss des Beitrags von erneuerbaren Energieträgern liefern die Abschätzungen ihres theoretischen Potentials (Kapitel 5, Tabelle 5) allenfalls Anhaltspunkte über maximale Beiträge erneuerbarer Energien. Wie sich das Energiesystem insgesamt entwickeln wird, hängt weitgehend von den technologischen, ökonomischen und rechtlichen Rahmenbedingungen ab, die mit diesem Entwicklungspfad einhergehen.

Nachfolgend soll ein Szenario etwas näher dargestellt werden, das langfristig einen besonders drastischen Wandel des Energiesektors aufzeigt. Dieses Szenario wurde, neben einem weiteren Szenario, von einer Forschungsgruppe an sieben europäischen Forschungsinstituten im Auftrag der Europäischen Kommission evaluiert und sollte mögliche Entwicklungstendenzen des Energiesektors in den Mitgliedsländern der Europäischen Union für den Zeitraum bis 2050 aufzeigen (LTI-Research Group 1998). Die wichtigsten Ergebnisse des Szenarios „Sustainable Future Energy System“ (LTI-Szenario), das unter der Federführung des Wuppertal-Instituts für Klima, Umwelt und Energie entwickelt wurde, sind aus Schaubild 3 ersichtlich.

Schaubild 3: Szenario des Primärenergieverbrauchs pro Kopf in Europa 1990–2050

Watt pro Kopf



Quelle: Nach Angaben des Wuppertal-Instituts für Klima, Umwelt und Energie 1997.

Das Szenario basiert auf der Annahme, dass sich staatliche Normen und Regulierungen strikt am Leitbild einer nachhaltigen Entwicklung (sustainable development) orientieren. Das spektakulärste Ergebnis dieses Szenarios ist eine Abnahme des Primärenergieverbrauchs in den Mitgliedsländern der EU von 4 500 Watt/Kopf im Jahr 1990 bis auf 1 700 Watt/Kopf im Jahr 2050; dies entspricht einer Gesamtreduktion von 63 Prozent oder einer jährlichen Einsparrate von 1,6 Prozent. Eine solche langfristige Erhöhung der Energieeffizienz hat es in der Vergangenheit noch nicht gegeben. Der verbleibende Primärenergieverbrauch in der EU wird dann zur Mitte des Jahrhunderts, diesem Szenario folgend, zu 95 Prozent auf der Basis erneuerbarer Energieträger abgedeckt; nur ein Rest von 5 Prozent wird durch Öl für die Verwendung im Verkehrssektor abgedeckt. Die Einsatzrelationen von konventionellen zu erneuerbaren Energien würden sich nach diesen Szenarioergebnissen während des Betrachtungszeitraums umkehren. Für den Einsatz von erneuerbaren Energien bedeutet dies, dass deren theoretisches Potential gegen 2050 zu etwa 60 Prozent ausgeschöpft sein wird. Der Ausstoß von Kohlendioxid würde sich dann, verglichen mit der Ausgangslage von 1990, um 90 Prozent vermindern.

Obgleich die Systempreise zur Wandlung erneuerbarer Energien nach den Szenarioannahmen deutlich abnehmen, führt die Analyse nicht zu dem Ergebnis, das Energiesystem auf Basis erneuerbarer Energien sei kostengünstiger als ein System mit konventionellen Energien zur Abdeckung des verbliebenen Energiebedarfs im Jahr 2050. Ohne Berücksichtigung von externen Effekten übersteigen die Energiekosten im Jahr 2050 auf Basis von erneuerbaren Energien jene auf Basis konventioneller Energien um knapp 40 Prozent. Zieht man externe Kosten ohne Klimaschadstoffe in die Berechnung mit ein, so vermindert sich der Kostenabstand des Systems auf Basis erneuerbarer Energien auf knapp 17 Prozent. Werden hingegen die externen Kosten der Klimaschadstoffe mit einbezogen, so übersteigen die Kosten des konventionellen Energiesystems Mitte des Jahrhunderts jene auf der Basis von erneuerbaren Energien um das fast Dreifache (LTI-Research Group 1998: 115 [Tabelle 2.8]). Dieses Ergebnis ist natürlich sehr stark abhängig von der Abschätzung der Höhe der externen Kosten durch Schadstoffemissionen konventioneller Energiesysteme (vergleiche hierzu Kapitel 2).

Nicht ganz so spektakulär sind die Ergebnisse eines Langzeitszenarios („Solare Energiewirtschaft“), das im Rahmen einer Studie von einer Arbeitsgemeinschaft von fünf Forschungsinstituten über den Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit erstellt und Ende 1999 veröffentlicht wurde (BMU 1999). Nach diesem Langzeitszenario wird sich der Endenergieverbrauch in Deutschland von derzeit 9,5 Petajoule (PJ) bis zum Jahr 2050 um gut 40 Prozent auf dann 5,4 PJ vermindern und der Anteil erneuerbarer Energien von derzeit knapp 2 Prozent auf dann knapp 60 Prozent erhöhen. Wärme aus Solarenergie, Biomasse und Geothermie stellen dann nach diesem Szenario 36 Prozent des Endenergiebedarfs, Strom aus erneuerbaren Energien gut 22 Prozent. Von der Bruttostromerzeugung von 600 TWh im Jahr 2050 stammen dann 63 Prozent aus erneuerbaren Energien und bilden die Hauptquelle der Stromerzeugung; ein Viertel des Stroms werden danach in Anlagen der Kraft-Wärme-Koppelung und nur noch 12 Prozent in Kondensationskraftwerken auf Basis von fossilen Energieträgern erzeugt, hauptsächlich zum Ausgleich von Lastfluktuationen bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern.

Bei einer derart nachhaltigen Transformation des Energieversorgungssystems würde sich der Ausstoß von energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland von derzeit rund 890 Mill. t/Jahr bis zum Jahr 2050 auf 200 Mill. t, mithin um knapp vier Fünftel, vermindern. Die Nutzung der Kernenergie wäre in diesem Szenario gegen 2020, die der Braunkohle bei der Stromerzeugung gegen 2040 beendet.

Dieser nachhaltige Strukturwandel des Energieversorgungssystems würde sich freilich nach diesen Szenario-Prämissen ebenso wenig wie bei dem LTI-Szenario „Sustainable Future Energy Systems“ allein durch die Marktkräfte einstellen, sondern (allenfalls) das Ergebnis eines zielgerichteten Einsatzes der folgenden Strategieelemente sein (BMU 1999: 511–512):

- *rationeller Energieeinsatz*: beschleunigte Verringerung der Energieintensität mittels deutlich rationellerer Energienutzung einschließlich der Verringerung des Nutzwärmebedarfs (Wärmedämmung) und dem Ausbau der Kraft-Wärme-Koppelung; insbesondere im Zeitraum bis 2020;
- *begrenzte Substitution*: mittelfristig (bis ungefähr 2030) Verringerung der CO₂-Intensität des fossilen Beitrags durch relativ stärkere Nutzung von Erdgas;
- *Ausbau erneuerbarer Energien*: kontinuierliche Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien über gut 50 Jahre mit der langfristigen Perspektive einer nahezu vollständigen Deckung des Energiebedarfs.

Ein wesentliches Ziel des Forschungsauftrags bei dieser Studie bestand darin, auf Basis einer Analyse bisheriger Förderinstrumente Vorschläge für die anstehende Novellierung des StrEG zu erarbeiten. Die dort entwickelten wichtigsten Vorschläge (BMU 1999: 467–473) wurden bei der Novellierung des StrEG durch das EEG weitestgehend umgesetzt (vgl. dazu Kapitel 4). Das sind:

- Wegfall der Härteklause (§ 4 StrEG);
- Finanzierungs- und Ausgleichsregelung durch wettbewerbsneutralen Netzaufschlag oder netzbetreiberseitiges Umlageverfahren;
- kostenorientierte Vergütung mit festem Vergütungssatz und zeitlicher Begrenzung differenziert nach Technologien, danach verringerte Vergütung (Degression);
- Einbeziehung von EVU-Anlagen (mit gleicher Leistungsbegrenzung wie für Nicht-EVU-Anlagen);
- Einbeziehung der geothermischen Stromerzeugung und der Zufeuerung von Biomasse, Erhöhung der Leistungsgrenze bei Biomasse auf 15 MW.

Die bislang besprochenen Modellanalysen im Rahmen der LTI-Studie sowie der BMU-UFOPLAN-Studie basieren auf Szenarioansätzen; sie sind keine langfristigen Energieprognosen. Im Energiebereich überlagern sich gesellschafts-, wirtschafts- und technikrelevante Problem- und Regelkreise, bei denen ein abgesichertes Wissen um Gesetzmäßigkeiten ihrer Verknüpfung nicht vorliegen; Richtung und Intensität derartiger Verknüpfungen sind zeit- und raumabhängig und somit selbst Gegenstand der Vorausschätzungen. Während *Energieprognosen* hierbei die aus Sicht des Prognostiker wahrscheinlichsten Entwicklungen aufzuzeigen versuchen, werden mit Hilfe des *Szenarioansatzes* alternative, aber in sich konsistente zukünftige Entwicklungen aufgezeigt; denkbare Entwicklungen werden mit den dafür notwendigen Rahmenbedingungen und Realisierungsvoraussetzungen verknüpft (vgl. hierzu insbesondere Härter 1986 sowie Fulda und Härter 1997). Welche konkreten, direkten oder indirekten staatlichen Lenkungsinstrumente hierbei in welchem Ausmaß zum Einsatz gelangen müssten, bleibt allerdings in den beiden bislang besprochenen Szenarioanalysen weitgehend offen.

Alle bislang dargestellten Szenarien gehen jedoch davon aus, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien während des Projektionszeitraumes (bis zum Jahr 2050) im Vergleich zur herkömmlichen Stromerzeugung trotz zwischenzeitlicher Innovationen und Skaleneffekte betriebswirtschaftlich nur zu höheren Kosten möglich sein wird. Dies steht im Einklang zu den Einschätzungen in Tabelle 5. Es bleibt also die Frage offen, ob die bislang durch das EEG gesetzten Rahmenbedingungen ausreichen werden, um das angestrebte Marktziel zu erreichen, oder ob hier alternative und komplementäre Maßnahmen angezeigt sein könnten.

8. Alternative und komplementäre Maßnahmen zum Erneuerbare-Energien-Gesetz

Das Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien trat nach der Verabschiedung durch den Bundestag (25.2.2000) und den Bundesrat (17.3.2000) ab dem 1. April 2000 in Kraft. Anfang März 2000 hatte

die Europäische Kommission beschlossen, wettbewerbsrechtliche Einwände gegen die Beihilfesysteme von erneuerbaren Energien in den Mitgliedsländern der Gemeinschaft fünf Jahre lang zurückzustellen (*Frankfurter Allgemeine Zeitung* 2000). Gleichwohl erhielt die Bundesregierung am 7. April 2000 von der Generaldirektion Wettbewerb der Kommission der Europäischen Union die Mitteilung, dass man dort die Notifizierung und beihilferechtliche Prüfung des am 1. April 2000 in Kraft getretenen Gesetzes für den Vorrang erneuerbarer Energien für unerlässlich hält. Geprüft werden soll insbesondere, ob die Beihilfen in jeder Hinsicht notwendig und angemessen seien, um das Umweltschutzziel zu erreichen (*Handelsblatt* 2000). Das Ergebnis dieser Prüfung ist bislang noch offen; das Prüfungsverfahren wird mindestens drei Monate in Anspruch nehmen. Bis dahin können die neuen Mindestvergütungen nach dem EEG nur mit Vorbehalt gewährt werden, da bei Abschluss des Prüfungsverfahrens erneute Gesetzesänderungen am EEG notwendig werden könnten.

Die Systeme der Förderung und der Vergütungsregelungen für Strom aus Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien differieren bislang in den einzelnen Mitgliedsländern der Europäischen Union erheblich. Ähnlich wie in Deutschland werden preisregulierte Förderungssysteme bislang in Dänemark, Österreich und Spanien angewendet. Hingegen werden in den Niederlanden und in Großbritannien mengengesteuerte Förderungssysteme angewendet, die in unterschiedlichem Ausmaß auf Mindestquoten, Ausschreibungsmodalitäten und Zertifikatlösungen zurückgreifen. Dänemark wird das bisher preisstützende System ab dem Jahr 2000 auf ein quotengesteuertes System umstellen (Drillisch 1999a: 84–88). In Italien wurde die Einführung einer Quotenregelung ab dem Jahr 2002 beschlossen. Ab dem Jahr 2006 wären dann in allen Mitgliedsländern der Europäischen Union Fördersysteme zu implementieren, die einen Wettbewerb zwischen den erneuerbaren Energieträgern und einen diskriminierungsfreien Stromaustausch auch für regenerativen Strom zwischen den Mitgliedsländern ermöglichen. Ob die Förderinstrumente des EEG dann diesen Kriterien genügen werden, ist derzeit noch eine offene Frage, Zweifel erscheinen aber durchaus angebracht zu sein.

Die Novellierung des StrEG durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz ab April 2000 wurde von der Regierung als „Einstieg ins Solarzeitalter“ apostrophiert, von der CDU/CSU- sowie der FDP-Fraktion im Bundestag sowie von den durch sie geführten Landesregierungen im Bundesrat nachhaltig abgelehnt. Auf ein ähnlich geteiltes Echo stieß die Gesetzesnovelle in den Verbänden. Während das EEG von den Erzeugern von Strom aus erneuerbaren Energien sowie ihren Verbänden, dem Gewerkschaftsbund und dem Deutschen Bauernverband einhellige Zustimmung fand, stieß es bei den Wirtschaftsverbänden Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI), Deutscher Industrie- und Handelstag (DIHT), Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) sowie Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) auf deutliche Kritik (VWD 2000). Diese lässt sich zu folgenden Punkten zusammenfassen:

- Das gewählte Festpreissystem mit mengenmäßig nicht begrenzter Abnahmepflicht sei ineffizient und wettbewerbsfeindlich; durch eine weiterhin mögliche kumulative Förderung sei es zudem intransparent.
- Die Differenzierung bei der Windenergie und der teilweisen Degression der Vergütungssätze führe nicht zu einer Konkurrenz der geförderten Systeme, sondern begünstige weiterhin massive Mitnahmeeffekte.
- Die mangelnde Mengenbegrenzung der Abnahmepflicht bei gleichzeitiger Überwälzung an die Stromverbraucher führe zu einem „unkontrollierbaren Anstieg“ des Fördervolumens und damit auch der Strompreise; dies könne geeignet sein, die Wettbewerbsposition der exportorientierten und energieintensiven Segmente in der deutschen Wirtschaft im internationalen Wettbewerb tendenziell zu schwächen.

Die zwischenzeitlichen Strompreissenkungen durch den Wettbewerb sind infolge der europaweiten Liberalisierung auch in den anderen Mitgliedsländern eingetreten; die Preiserhöhungen durch das EEG

und zusätzlich dazu die Bonusregelung der Stromerzeugung in Anlagen der Kraft-Wärme-Koppelung seien hingegen eine nationale Sonderlast.

Vertreter des BDI, DIHT und des VDEW plädierten für einen grundsätzlichen Wandel hin zu einem Ausschreibungssystem, bei dem gezielt nur jene Anlagen gefördert werden, die am wettbewerbsfähigsten und marktnähesten sind.

8.1 Zusätzliche Fördermaßnahmen

Bereits das Stromeinspeisungsgesetz wurde von einer ganzen Reihe von ergänzenden oder flankierenden Förderinstrumenten begleitet, insbesondere in Form von Investitions- und Betriebskostenzuschüssen, zinsverbilligten Krediten und Steuervergünstigungen. Träger dieser Förderinstrumente waren die Europäische Union, der Bund (zusammen mit dem Bundesamt für Wirtschaft und der Kreditanstalt für Wiederaufbau), die Bundesländer und Kommunen sowie Förderprogramme bei einzelnen Energieversorgungsunternehmen (vgl. hierzu auch Kap. 3).¹²

Auf Bundesebene werden neben den laufenden Zuwendungen für Forschung und Entwicklung (FuE) im Rahmen des (seit Mai 1996 laufenden) „4. Programms Energieforschung und Energietechnologie“ auch nach In-Kraft-Treten des EEG vor allem die nachfolgenden Förderprogramme durchgeführt.

100 000-Dächer-Solarstrom-Programm

Durch dieses im Januar 1999 gestartete Programm mit einer Laufzeit bis zum Jahr 2004 werden Fördermittel von insgesamt 1 Mrd. DM bereitgestellt; die Fördermittel werden als zinsverbilligte Darlehen mit einer Laufzeit bis zu zehn Jahren oder als Investitionskostenzuschuss von bis zu 40 Prozent gewährt.¹³

Unterstützt wird die Errichtung oder Erweiterung von Photovoltaik-Anlagen ab einer neu installierten Spitzenleistung von 1 kW-Peak; antragsberechtigt sind Privatpersonen, Freiberufler sowie kleine und mittlere Unternehmen. Zielgröße des 100 000-Dächer-Solarstrom-Programms ist eine zusätzliche Kapazität von Stromerzeugungsanlagen auf photovoltaischer Basis in Höhe von 300 MW; hier erfolgt eine Rückkoppelung zur Vergütungsregelung für Solarstrom nach dem EEG (§ 8 Abs. 2): Für Strom aus Solarenergie endet die Verpflichtung zur Zahlung der Mindestvergütung von 99 Pf/kWh (vgl. dazu Tabelle 4) mit dem 31. Dezember des Jahres, das auf das Jahr folgt, in dem die installierte Gesamtleistung an Photovoltaik, die nach dem EEG vergütet wird, die Grenze von 350 MW übersteigt. Der ausschöpfbare Kreditanteil mit reduziertem Zinssatz wurde an die Höhe der Vergütung gekoppelt; bei dem derzeitigen Vergütungssatz von 99 Pf/kWh beträgt er maximal 55 Prozent. Bei gleichzeitiger Förderung aus Landesmitteln wird der dort gewährte Förderbetrag von der maximalen Kredithöhe abgezogen.

Das Programm wurde im Haushaltsjahr 1999 nicht voll ausgeschöpft: Statt der erwarteten 6 000 Förderungsanträge über 18 MW wurden nur knapp 4 000 Anträge über 10 MW gestellt und bewilligt. Durch die Diskussion und Verabschiedung des EEG mit der deutlichen Heraufsetzung der Mindestvergütung für eingespeisten Solarstrom (auf 99 Pf/kWh) hat das Interesse an dem Programm aber deutlich zugenommen: Die Planzahlen für das Jahr 2000 (Fördermittel 180 Mill. DM, 27 MW geförderte Leistung) waren bereits Anfang April 2000 deutlich überschritten und führten zunächst zu einem Bewilligungsstopp. Am 10. Mai 2000 wurden vom Haushaltsausschuss der Koalitionsfraktionen die folgenden Modifikationen der bisherigen Vergaberichtlinien verabschiedet (BMWi 2000):

¹² Eine ausführliche Darstellung der Förderprogramme sowie der Förderinstitutionen befindet sich in Fachinformationszentrum Karlsruhe und Gesellschaft für wissenschaftlich-technische Information (1999).

¹³ Kurzinformationen des BMWi über das 100 000-Dächer-Solarstrom-Programm über Internet: www.bmwi.de/solarstrom_daecher.html. Hier befinden sich auch Links zu den jeweiligen Bewilligungsbehörden.

- Das Förderprogramm wird unter Beibehaltung der Gesamtfördermittel und des geplanten Kapazitätsausbaus (300 MW) von bislang sechs auf fünf Jahre verkürzt;
- die Zinssubvention von 4,5 Prozent wird beibehalten, der Programmzinssatz aber infolge der geänderten Kapitalmarktsituation von bislang 0 Prozent auf 1,5 Prozent angehoben;
- der Darlehenshöchstbetrag wird bei kleinen Anlagen (bis 5 kW) auf 13 500 DM/kW, bei größeren Anlagen und bei gewerblichen Antragstellern auf 6 750 DM/kW begrenzt.

Die Bundesregierung hofft hierdurch auch insbesondere eine diskontinuierliche Entwicklung der Nachfrage bei den Herstellern von Solaranlagen (Stop-and-go-Effekt) zu vermeiden. Die Bundesregierung behält sich vor, „in Abhängigkeit von den Erfahrungen mit der neuen Förderlandschaft“ die Vergaberichtlinien erneut zu modifizieren.

Marktanreizprogramm zugunsten erneuerbarer Energien

Dieses Programm zielt nicht nur auf Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ab, sondern auch auf Umwandlungstechnologien, die auf dem Wärmemarkt eingesetzt werden. Das Programm läuft seit September 1999 und führt damit ein Förderprogramm fort, das von 1995 bis 1998 durchgeführt und mit einem jährlichen Zuschussvolumen von 20 Mill. DM (insgesamt 100 Mill. DM) ausgestattet wurde. Nach dem neuen Förderprogramm mit einer Laufzeit bis zum Jahr 2003 werden jährlich Fördermittel von 200 Mill. DM (insgesamt 1 Mrd. DM) bereitgestellt; dies entspricht dem Fördervolumen des 100 000-Dächer-Solarstrom-Programms aus Bundesmitteln. Dieses Marktanreizprogramm fördert den Bau von

- Solarkollektoren zur Wärmeerzeugung;
- Wärmepumpen, sofern der für den Betrieb erforderliche Strom aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt wird;
- Anlagen auf Basis fester Biomasse oder Biogas zur Strom- und/oder Wärmeerzeugung;
- Wasserkraft-Anlagen;
- Geothermie-Anlagen.

Je nach Art und Größe der Anlage sind getrennte Förderwege vorgesehen: Für kleine Solarkollektoranlagen, Wärmepumpen, Energiesparmaßnahmen in Verbindung mit Solarkollektoren oder Wärmepumpen, Holzzentralheizungen und Photovoltaik-Anlagen in Schulen sind Investitionszuschüsse vorgesehen; für große Solarkollektoren, Energiesparmaßnahmen in Verbindung mit Solarkollektoren, größere Biomasse-, Biogas-, Wasserkraft- sowie Geothermie-Anlagen sind zinsverbilligte Darlehen vorgesehen.¹⁴

Antragsberechtigt sind Privatpersonen, Freiberufler sowie kleine und mittlere Unternehmen analog zum 100 000-Dächer-Solarstrom-Programm; abweichend hiervon sind auch Energiedienstleister (Contractoren) antragsberechtigt. Anders als das 100 000-Dächer-Solarstrom-Programm enthält das Bundes-Förderprogramm „Marktanreizprogramm zugunsten erneuerbarer Energien“ ein Kumulierungsverbot im Hinblick auf andere Förderprogramme für gleiche oder ähnliche Sachverhalte.

Durch die beiden bislang besprochenen Förderprogramme auf Bundesebene wurden dort die Fördermittel zum Einsatz erneuerbarer Energien ab 1999 mit einem zusätzlichen Mitteleinsatz von rund 200 Mill. DM pro Jahr gegenüber den Vorjahren (vgl. dazu Tabelle 2) deutlich angehoben; die Bundesmittel sind seitdem in etwa der gleichen Größenordnung wie die Fördermittel der Bundesländer angesiedelt.

Eine Kumulierung von Bundesmitteln mit Fördermitteln anderer Gebietskörperschaften ist zwar objektbezogen eingeschränkt (100 000-Dächer-Solarstrom-Programm) oder ausgeschlossen (Marktan-

¹⁴ Kurzinformationen des BMWi über das Marktanreizprogramm zugunsten erneuerbarer Energien über Internet: www.bmwi.de/marktanreiz-programm.html. Hier befinden sich auch Links zu den jeweiligen Bewilligungsbehörden.

reizprogramm), die Fördermittel insgesamt aber allenfalls durch die Haushaltsmittel der einzelnen Förderebenen. Keinerlei Förderbegrenzung ist hingegen im Hinblick auf den Umfang der Mindestvergütungen nach dem EEG vorgesehen. Soweit die neuen Förderprogramme des Bundes nach der geförderten Umwandlungstechnologie differenzieren, sind diese sowohl „stromlastig“ als auch dort „solarlastig“ angelegt. Die marktfremde Umwandlungstechnologie in Form der Stromerzeugung durch Photovoltaik erfährt sowohl durch die neuen Bundesprogramme als auch durch die neuen Vergütungssätze des EEG die mit Abstand massivste Förderung. Für eine Strategie der Markteinführung mag dies sinnvoll erscheinen; für eine klimapolitisch motivierte Zielsetzung einer Maximierung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bei gegebenem Fördervolumen ist dies aber eher fraglich. Bei dem bisherigen Fördersystem der Mindestvergütungen nach dem EEG mit ergänzenden und flankierenden Programmen auf mehreren Ebenen der Gebietskörperschaften wird zusätzlich in Kauf genommen, dass die Transparenz über die kumulative Förderung einzelner Umwandlungstechnologien letztlich sehr gering ist.

8.2 Ökologische Steuerreform

Ein äußerst wirkungsvoller Weg zur Internalisierung externer Effekte in der Energieversorgung könnte durch eine entsprechend ausgestaltete ökologische Steuerreform (ÖSR) beschritten werden. Bezogen auf die Klimaschadstoffe würde dies zwingend voraussetzen, dass die Energieträger in strenger oder loser Form proportional ihrer Schadstoffemissionen, insbesondere ihrer CO₂-Emission, zu besteuern wären. Die Lenkungsfunction einer solchen Energiesteuer besteht darin, die Zusammensetzung der Struktur der Energieträger zu Lasten der besonders schadstoffintensiven zu verschieben.

Die Kommission der Europäischen Union hat mehrere Vorschläge unterbreitet, in den Mitgliedsländern der Union eine ökologisch orientierte Steuerreform einzuführen, bei der ein gespaltener Steuersatz die Bemessungsgrundlage Brennwert und CO₂-Gehalt einzelner Energieträger belastet. Die Umsetzung in den einzelnen Mitgliedsländern sollte, nach den Vorschlägen der Kommission, innerhalb bestimmter Bandbreiten stufenweise erfolgen (Neu 1999: Kap. IX). Eine Einigung auf eine gemeinsame Vorgehensweise auf Unionsebene konnte bislang nicht erreicht werden; zwischenzeitlich haben die Mitgliedsländer Dänemark, Italien, die Niederlande und Schweden im nationalen Alleingang Energiesteuern eingeführt oder erhöht, die sich an den Kriterien einer ökologischen Steuerreform orientieren. Mit diesen Steuersystemen wird — zumindest auch — der CO₂-Gehalt der Energieträger als Besteuerungsgrundlage mit herangezogen (Prognos 2000: 207–208).

Auch in Deutschland wurden 1999 die gesetzlichen Schritte zur Einleitung einer ökologischen Steuerreform auf nationaler Ebene beschritten. Kernelemente dieser Steuerreform waren die Erhöhung bereits bestehender Steuern auf Mineralölerzeugnisse (Kraftstoffe, leichtes Heizöl und Erdgas) sowie eine neu eingeführte Steuer auf den Stromverbrauch ab dem 1. April 1999; diese Steuersätze werden für Kraftstoffe und Strom stufenweise jährlich bis (vorerst) zum Jahr 2003 angehoben (Tabelle 7).

Tabelle 7: Steuersätze im Rahmen der ökologischen Steuerreform in Deutschland 1. April 1999–2003

Energieträger	Steuersätze (ohne Mehrwertsteuer) ab dem	
	1. April 1999 (1. Stufe)	1. Januar 2003 (5. Stufe)
Kraftstoffe — Pf/Liter	6	30
Heizöl, leicht — Pf/Liter	4	4
Gas — Pf/kWh	0,32	0,32
Elektrizität — Pf/kWh	2	4

Bei der Steuererhebung sind aus Gründen der internationalen Wettbewerbsfähigkeit ähnlich wie in den anderen Ländern der Union mit eigener ÖSR für das produzierende Gewerbe eine Reihe von Ausnahmetatbeständen und Steuerermäßigungen vorgesehen. Generell gilt der in Tabelle 7 angegebene Steuersatz dort nur (in allen Stufen) auf einem auf ein Fünftel reduzierten Niveau; außerdem ist dort eine (begrenzte) Verrechnung der zusätzlichen Steuerbelastung gegen die mit diesem Steueraufkommen finanzierte Senkung der Lohnnebenkosten möglich (vgl. hierzu u.a. Schiffer 1999: 347–352).

Die im Rahmen der ÖSR in Deutschland ab 1.4.1999 neu eingeführte *Stromsteuer* ist eine *reine Outputsteuer*; die Wettbewerbsbedingungen der zur Stromerzeugung eingesetzten Energieträger bleiben unverändert, und dort eingesetztes Heizöl oder Gas bleiben von den Steuererhöhungen ausgenommen (Ausnahmen hierzu vgl. u.a. Schiffer 1999: 347). Mit anderen Worten: Der CO₂-Gehalt der zur Stromerzeugung eingesetzten Energieträger bleibt im ÖSR-Konzept in Deutschland unberücksichtigt und kann somit auch keine Lenkungswirkung zugunsten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entfalten. Eine Ausnahme hiervon ist lediglich der Eigenverbrauch von regenerativ erzeugtem Strom durch die Erzeuger: Dieser ist von der Stromsteuer befreit (§ 9 Stromsteuergesetz). Dies betrifft aber nur einen sehr kleinen Teil der aktuellen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

Die Bundesregierung hatte im Verlauf des Gesetzgebungsverfahrens zur ÖSR durchaus erwogen, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien generell von der neuen Stromsteuer freizustellen und eine solche Freistellung als umweltpolitisch wünschenswert bezeichnet.¹⁵ Dieser Erwägung wurde aber aus den folgenden rechtlichen und organisatorischen Gründen nicht gefolgt:

- Die Handelsregeln der Europäischen Union und des GATT (WTO) verbieten zwingend eine diskriminierende Behandlung von Stromeinfuhren aus erneuerbaren Energiequellen im Vergleich zur heimischen Stromerzeugung aus diesen Quellen. Der Umfang solcher Stromeinfuhren aus regenerativen Quellen ist derzeit aber nicht nachprüfbar.
- Umgekehrt sind Stromausfuhren aus Deutschland von der Stromsteuer zu entlasten; bei einer generellen Ausnahme der Besteuerung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen sind diese bei einer Stromausfuhr von der Steuererstattung auszunehmen. Nach der Einspeisung in das allgemeine Versorgungsnetz wäre aber der Nachweis des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms im Verlauf der Lieferkette zunehmend schwieriger zu führen, jedenfalls solange nicht ein allgemeines Zertifizierungssystem eingeführt worden ist.

Ob diese Einwände gegen eine generelle Steuerbefreiung der Stromerzeugung derzeit noch aufrechterhalten werden können, mag einmal dahingestellt bleiben.¹⁶ Nach dem In-Kraft-Treten des EEG böte eine Freistellung von der Stromsteuer infolge der unbegrenzten Abnahmepflicht der Netzbetreiber für die Stromerzeuger aus erneuerbaren Energien keinen unmittelbaren Vorteil, denn die Vergütungssätze und die absetzbare Strommenge würden sich infolge einer generellen Steuerbefreiung für „grünen Strom“ nicht verändern.

Umgekehrt wäre die Einführung eines *umfassenden Zertifizierungsverfahrens* für die Erzeugung und den Verbleib der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den folgenden beiden Fällen zwingend geboten und erforderlich:

- Eine Harmonisierung des Stromhandels mit erneuerbaren Energien im Zuge des Binnenmarktes für Strom erfordert möglicherweise nach 2005 in allen Mitgliedsländern der Europäischen Union den Übergang auf ein *Quotensystem*.
- Im Zuge der Liberalisierung des Strommarktes gewinnen Anbieter von „grünen Stromtarifen“ ein zunehmendes Gewicht.

¹⁵ Ausführlich hierzu vgl. u.a. BMU (1999: 459–460). Ausführliche Erörterungen finden sich auch in Deutscher Bundestag (1998, 1999).

¹⁶ Ausführlich hierzu vgl. u.a. BMU (1999: 459–460).

Diesen beiden Aspekten einer vollständigen oder partiellen Abkehr vom Abnahme- und Vergütungssystem des EEG soll im Folgenden etwas näher nachgegangen werden.

8.3 Quotenregelungen und Erfüllungsmechanismen

Der Gesetzgeber hat sich in Deutschland bei der Novellierung des Stromeinspeisungsgesetzes prinzipiell für die Fortführung der preisorientierten Förderinstrumente in Form einer Mindestvergütung und von Abnahmegarantien für regenerativ erzeugten Strom entschieden. Dies schließt nicht aus, dass im Zuge einer Vereinheitlichung der Förderinstrumente im Rahmen eines EU-Binnenmarktes auch für regenerativ erzeugten Strom nach 2005 ein Übergang zu einer gemeinsamen Quotenlösung erfolgen wird. Allerdings sind die möglichen Ausgestaltungen derartiger Quotenlösungen äußerst vielgestaltig, so dass fraglich ist, ob der Übergang einzelner Mitgliedsländer zu (irgendeiner) Quotenregelung den anstehenden Harmonisierungsbedarf in einem Binnenmarkt bereits abschließend sicherstellt. Bei einer Quotenregelung wird eine Gruppe von Marktbeteiligten (Stromerzeuger, Netzbetreiber, Stromhändler, Endverteiler oder Letztverbraucher) verpflichtet, eine bestimmte Mindestmenge an Strom aus erneuerbaren Energien (Quote) innerhalb einer vorher festgelegten Periode zu erzeugen, zu kaufen, zu verkaufen oder zu verbrauchen. Jedes Quotenmodell muss demnach als Kernelement die folgenden Sachverhalte regeln: Adressat der Mengenverpflichtung; Festlegung der Mindestmenge regenerativen Stroms (Quote); Implementierung eines Erfüllungsmechanismus und der damit verbundenen Kontrollaufgaben.

Bei der Festlegung dieser Sachverhalte eines Quotenmodells ist gleichzeitig auch jeweils eine Entscheidung über die damit verbundenen Transaktionskosten auf mehreren Ebenen verbunden. Durch die Quote entsteht ein gespaltener Markt für Elektrizität mit einem administrierten Marktanteil für regenerativen Strom; sein Preis wird nicht durch die Produktionskosten des übrigen Strommarktes, sondern durch die Kosten der Stromerzeugung im administrierten Teilsegment sowie durch den festgelegten Quotenumfang bestimmt. Im Gegensatz zu den preisorientierten Fördermodellen ist dieser Preis im reglementierten Markt nicht von vornherein festgelegt, sondern das Ergebnis der übrigen Parameter. Im Endeffekt erhöht sich in beiden Lösungsansätzen der Strompreis für alle Letztverbraucher, unabhängig davon, wem die Quotenverpflichtung oder Abnahmepflicht zu Mindestpreisen auferlegt wird. Die Kernunterschiede bestehen in den Erfüllungsmechanismen dieser beiden Lösungsansätze eines präferentiellen Marktzuganges.

Bei der Quotenlösung können (idealtypisch) zwei Wege eines Erfüllungsmechanismus beschritten werden, und zwar in Form eines

- Ausschreibungsmodells auf der Erzeugerebene und eines
- Zertifikatmodells auf mehreren Ebenen unter Trennung des physischen Strommarktes und des Zertifikatmarktes.

Das *Ausschreibungsmodell* wurde ansatzweise in Großbritannien ab 1989 im Rahmen der Non-Fossil-Fuel-Obligation (NFFO) implementiert (Prognos AG 1999: 54–55). Durch das in diesem Jahr erlassene Elektrizitätsgesetz wurde das britische Industrieministerium ermächtigt, die öffentlichen EVU zu verpflichten, festgelegte Mengen regenerativ erzeugten Stroms in ihr Netz aufzunehmen und zu vermarkten. Die Differenz zwischen der Einspeisevergütung für regenerativ erzeugten Strom und dem allgemeinen Strompreisniveau wird durch eine Steuer auf den Stromverbrauch (Fossil Fuel Levy) der Letztverbraucher finanziert; aus diesen Mitteln werden auch (ursprünglich ausschließlich) Subventionen für die Kernkraftwerke bereitgestellt. Hierbei war es den verpflichteten EVU freigestellt, diese Verpflichtung durch Eigenerzeugung von regenerativem Strom und/oder Fremdbezug von regenerativ erzeugtem Strom zu erfüllen. Bei dem Fremdbezug wurden die zu kontrahierenden Strommengen in (bislang fünf) Bieterunden ausgeschrieben, an der sich prinzipiell alle bisherigen und potentiellen Erzeuger von Strom aus regenerativen Energien beteiligen konnten. Durch dieses Ausschreibungs-

verfahren standen also alle aktuellen und potentiellen Anbieter von regenerativ erzeugtem Strom in einem Wettbewerb um die beschränkt verfügbaren Absatzmengen; die Selektion der Bieter erfolgte dann nach Maßgabe der in den einzelnen Geboten zugrunde gelegten Lieferpreise. Um einen als angemessen betrachteten Anteil an marktfüreren Umwandlungstechnologien (u.a. Photovoltaik) sicherzustellen, wurden für diese innerhalb der Gesamtquote Teilquoten festgelegt, mithin die Konkurrenz zwischen den einzelnen Umwandlungstechnologien teilweise wieder eingeschränkt (BMU 1999: 92, 275–276).

Der Erfüllungsmechanismus des Ausschreibungsmodells ist die Abdeckung einer Mindestmenge an regenerativ erzeugtem Strom an den Liefermengen der EVU durch Eigenerzeugung oder Fremdbezug durch kontrahierte Ausschreibungsmengen. Allerdings ergaben sich hierbei zwei Problemfelder (Menges 1998):

1. Die Lieferkontrakte konnten wegen der fluktuierenden Produktionsergebnisse bei Umwandlungssystemen regenerativer Energien nur auf Basis der Leistung, nicht aber im Hinblick auf Liefermengen (Arbeit) erfolgen.
2. Nicht alle kontrahierten Lieferprojekte wurden auch realisiert, so dass hierdurch verursachte Lieferausfälle durch die EVU „freihändig“ (außerhalb des eigentlichen Ausschreibungsverfahrens) ausgeglichen werden mussten.

Beiden Problemen wurde dadurch begegnet, dass im Verlauf der einzelnen (bislang fünf) Ausschreibungsrunden aufgrund bisheriger Erfahrungen „Sicherheitszuschläge“ den jeweiligen Quotenverpflichtungen hinzugefügt wurden.

Der Vorteil dieses Verfahrens besteht vor allem in der wettbewerblichen Ausgestaltung des Ausschreibungsverfahrens und dem dabei bewirkten Druck auf die Erzeugerpreise. So konnte die durchschnittliche Einspeisevergütung im Verlauf der einzelnen Ausschreibungsrunden trotz steigender Mindestquote deutlich abgesenkt werden.¹⁷

Ein Nachteil wird darin gesehen, dass sich die Anbieterstruktur bei durchschnittlichen Verlaufszeiten von 10–15 Jahren für die kontrahierten Kapazitäten im Zeitverlauf verfestigt und dadurch der Markteintritt innovativer und fortentwickelter Technologien und Prototypen behindert und verzögert werden könnte. Des Weiteren könnte dieses Vergabeverfahren große Anbieter und Konsortien begünstigen, da diese mit mehreren Standorten und Technologien bündelnden Offerten an den Ausschreibungen teilnehmen können (Menges 1998: 690). Dies stünde freilich nicht im Widerspruch zum Kriterium der Kosteneffizienz.

Bei einem Quotenmodell mit einem *Zertifikatverfahren* findet eine prinzipielle Spaltung zwischen dem Markt für physische Stromlieferungen und dem eigentlichen Zertifikathandel statt; ein zu fördernder Stromerzeuger aus erneuerbaren Energien erzielt seine Erlöse auf zwei getrennten Märkten (Drillisch 1999b):

1. Auf dem Strommarkt aus der Einspeisung des Stroms zum allgemeinen Strompreis in Konkurrenz zu allen anderen Stromerzeugern.
2. Auf dem Zertifikatmarkt durch den Verkauf eines mit der regenerativen Stromerzeugung erworbenen Zertifikats an die Quotenverpflichteten. Jeder Zertifikatanbieter steht hier in Konkurrenz zu den Zertifikatangeboten der übrigen zertifikatberechtigten regenerativen Stromerzeuger.

Steuerungselement ist in diesem Fall der Zertifikatspreis; er ist ein Indikator für die Mehrkosten regenerativer Stromerzeugung. Erfüllungsmechanismus ist in diesem Fall der hinreichende Erwerb von Zertifikaten seitens der Quotenverpflichteten am Ende einer Abrechnungsperiode. Dies setzt voraus, dass die Produktionszertifikate handelbar sind; um starke Preisfluktuationen der Zertifikatspreise wäh-

¹⁷ BMU (1999: 96). Zum Ausmaß der Absenkung der durchschnittlichen Vergütungen vgl. dort insbesondere Abb. 2.4.

rend der Abrechnungsperiode auszuschließen, sollte neben dem Kassamarkt auch ein Terminmarkt für Zertifikate organisiert werden (Menges 1998: 691–692).

Dem Problem der Förderung (noch) relativ marktferner Technologien kann durch einen „Wertigkeitsfaktor“ Rechnung getragen werden: Lauten die Zertifikate auf erzeugte kWh, so könnte der Zuteilungsfaktor von Zertifikaten pro erzeugter kWh bei marktfernen Technologien erhöht werden. Diese Förderung dient dann nicht als Zahlung für die am Markt nicht abgebotenen Umweltbeiträge vermiedener externer Kosten, sondern als Technologieförderung (Drillisch 1999b: 257). Allerdings müssten solche Wertigkeitsfaktoren in Zertifikatmodellen — ähnlich wie Unterquoten bei Ausschreibungsmodellen — einer ständigen Überprüfung unterzogen werden.

Die Gesamterlöse eines Investors zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sind in einem Zertifikatmodell über die gesamte Abschreibungs- und Lebensdauer der Anlage (in der Regel 10–20 Jahre) sehr viel schwieriger zu antizipieren als bei einem Quotenmodell mit Ausschreibungsverfahren sowie in einem preissteuernden System (auch mit voraussehbar degressiven Regelungen). Treten im Zeitverlauf infolge innovativer Prozesse unerwartet starke Kostendegressionen bei Neuanlagen ein, so erodieren die Erlöse der Betreiber von Altanlagen infolge fallender Zertifikatpreise. Dies könnte dazu führen, dass nur kapitalstärkere Anbietergruppen in den Elektrizitätsmarkt für erneuerbare Energien eintreten, die eine intertemporale Mischkalkulation durchführen können. Dies könnte den Kreis der von den EVU unabhängigen Stromerzeuger deutlich einschränken, jedenfalls im Vergleich zu einem preisgesteuerten Förderungssystem.

Ein an dem Zertifikatmodell orientiertes Vergütungsmodell für regenerative Stromerzeugung wurde, zunächst auf der Basis einer freiwilligen Abnahmeverpflichtung der EVU, ab Beginn des Jahres 1998 in den Niederlanden eingeführt. Hierdurch wurde ein vorher angewendetes preisgesteuertes Fördersystem abgelöst. Für eine Einschätzung, ob dort die oben beschriebenen möglichen nachteiligen Folgen eintreten werden, ist es derzeit sicherlich zu früh. Bis zum Jahr 2005 und einer dann von der Kommission angestrebten EU-einheitlichen Regelung werden dann aber hinreichende Erfahrungen mit dieser Quotenlösung vorliegen. Derzeit sind die Quotenverpflichtungen bei den Verteilungsunternehmen angesiedelt; mittelfristig sollen diese auf die Endverbraucher übertragen werden. Derzeit versuchen die bislang verpflichteten Unternehmen bereits verstärkt, durch „grüne“ Stromtarife bei den Kunden die Akzeptanz für „grünen“ Strom deutlich zu erhöhen (Menges 1998: 691).

8.4 „Grüne“ Stromtarife im liberalisierten Strommarkt

Nach der Novellierung des Energiewirtschaftsrechts vom 24.4.1998 kann in Deutschland auf dem seitdem liberalisierten Strommarkt jeder Endverbraucher seinen Stromlieferanten frei wählen; die vordem durch Gebietsmonopole geschützte Elektrizitätswirtschaft wurde ohne Übergangsregelungen „in den Wettbewerb entlassen“.

Neben einer Vielzahl von Anbietern, die sich bereit erklärten, in den bislang „geschlossenen Versorgungsgebieten“ die Belieferung von Stromverbrauchern zu übernehmen, traten zunehmend auch Anbieter in den Markt, die mit ihrem Stromangebot eine Verpflichtung zu einer besonders umweltfreundlichen Bereitstellung der gelieferten Strommengen verbanden. Diese mit den Begriffen „Green Pricing“, „Grüne Tarife“, „Grüner Strom“ oder „Ökostrom“ umschriebenen Angebote an die Letztverbraucher sind bisher sehr heterogen hinsichtlich der Vertragsgestaltung sowie des Kreises der in die Angebote einbezogenen Energieträger und Umwandlungstechnologien (ausführlich hierzu vgl. Langniß und Markard 1999).

Ende 1999 boten in Deutschland knapp 40 Unternehmen der allgemeinen Elektrizitätsversorgung und knapp 20 EVU-unabhängige Unternehmen Versorgungsverträge und Tarife an, die sich mit den oben genannten Bezeichnungen verbanden (BMU 1999: 328–329). Was den Kreis der einbezogenen Energieträger und Umwandlungstechnologien im Rahmen dieser Angebote anlangt, so orientieren sich diese nicht unbedingt an den Kriterien der Mindestvergütungen nach dem EEG (Tabelle 4). Die dort

vorgesehenen Obergrenzen der Kapazität einzelner Anlagen werden von diesen Anbietern nicht übernommen; die meisten Anbieter ziehen darüber hinaus auch die Stromerzeugung aus Anlagen der Kraft-Wärme-Koppelung in ihre Angebotspalette mit ein. Eine verbindliche Festlegung über Art und Umfang der einbeziehbaren Energieträger und Umwandlungstechnologien existiert bislang nicht; zwar wurden bereits vier Zertifizierungsverfahren (Label, „Gütesiegel“) entwickelt,¹⁸ die allerdings bisher für „grüne Stromtarife“ nicht verbindlich sind.

Was die Vertragsgestaltung anlangt, kann bei fließenden Übergängen zwischen grünen Tarifen mit tatsächlichen (physischen) Lieferverträgen (Versorgungsverträgen) sowie Förder- oder Spendenmodellen unterschieden werden (Langniß und Markard 1999: 276–227).

Im letztgenannten Fall tritt ein Anbieter „grünen Stroms“ in den bisherigen Liefervertrag ein, den er vom bisherigen Versorgungsunternehmen zu sonst gleichen Bedingungen übernimmt. Der so gewonnene Kunde indes zahlt ein höheres Entgelt an den neuen Kontraktanbieter gegen dessen Zusicherung, den durch ihn erzielten Mehrerlös in die Herstellung von regenerativem Strom zu leiten. Den gleichen Effekt haben zusätzliche „grüne“ Tarifangebote bisheriger Unternehmen der allgemeinen Stromversorgung an die bisherigen Endverbraucher unter Beibehaltung der sonstigen Vertragsbindungen. Auf die Art der Verteilung dieser Mehrerlöse im Rahmen solcher Spendenmodelle auf einzelne Hersteller oder Projekte regenerativen Stroms haben die so geworbenen Kunden in aller Regel keinen Einfluss.

Bei einem Versorgungsvertrag im Markt für grünen Strom hingegen erwirbt der Anbieter grüner Tarife umweltverträglich erzeugten Strom von einem Produzenten und/oder erzeugt diesen in eigenen Anlagen. Der Anbieter muss zur Realisierung eines solchen Angebots einer Vollversorgung zu grünen Tarifen seine erworbenen oder selbst erzeugten Strommengen zeitgleich zum Verbrauchs-Lastprofil seiner Abnehmer in das Stromnetz einspeisen und sich hierzu der Dienste eines Netzbetreibers zur Durchleitung bedienen. Durchleitung bedeutet, dass der Anbieter an einem Punkt des Versorgungsnetzes die Strommenge einspeist, die seine Kunden zeitgleich an einem anderen Punkt entnehmen.¹⁹ Eine physikalische Identität (Nämlichkeit) der eingespeisten und entnommenen Strommengen ist in vermaschten Stromnetzen nicht möglich.²⁰ Gelingt diese Synchronisation von Einspeisung und Entnahme infolge der starken Fluktuation regenerativer Stromerzeugung nicht oder nicht vollständig, so muss der Anbieter grüner Tarife Ersatz- und Reservestrom bei anderen Stromversorgungsunternehmen kontrahieren; diese Strommengen sind dann deutlich teurer als die durchschnittlichen Abgabepreise an Endverbraucher. Gegenüber der stark fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie ist der Einsatz von Anlagen zur Stromerzeugung aus Wasserkraft sowie auf Basis von Biomasse im Verlauf des Lastprofils relativ gut zu steuern. Grundsätzlich sind alle Biomassekraftwerke gut steuerbar, da die Brennstoffe aus Biomasse genauso speicherbar sind wie die fossilen Energieträger (ausführlich hierzu vgl. Bischof 1998: 7–12). Allerdings ist die Mindestvergütung für die Stromerzeugung aus Biomasse deutlich höher als die Mindestvergütung aus Wasserkraft, soweit diese der Vergütungspflicht durch das EEG unterliegt (Tabelle 4). Solange Strom aus Wasserkraft von Anbietern grüner Stromtarife kontrahiert werden kann, werden sie diesen zum Lastausgleich einem Rückgriff auf Stromlieferungen aus Biomassekraftwerken vorziehen.

Das Tarifniveau von privaten Anbietern von grünen Tarifen außerhalb der EVU übersteigt deren allgemeines Tarifniveau für Endabnehmer in der Regel in dem Intervall von 6–10 Pf/kWh, entspre-

¹⁸ Zertifizierungsregeln für das Angebot grüner Stromtarife wurden entwickelt vom Technischen Überwachungsverein (TÜV), vom Grüne Strom Label e.V. (GSL), vom Öko-Institut sowie von Greenpeace. Eine ausführliche Darstellung der hierbei entwickelten Kriterien und Anforderungen findet sich bei BMU (1999: 327–346).

¹⁹ So war der *Durchleistungstatbestand* in der versorgungsgebundenen Energiewirtschaft im § 103 Abs. 5 Abschn. 4 des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkung in der bis zum 24.4.1998 geltenden Fassung definiert.

²⁰ Dies lässt sich sehr anschaulich und kurz anhand des „*Badewannentheorems*“ erläutern. In einer voll gefüllten Badewanne (vermaschtes Stromnetz im Spannungsgleichgewicht) entspricht die Menge des dann zulaufenden Wassers (Einspeisung) der Menge des ablaufenden Wassers (Entnahme). Obgleich die Beschaffenheit der zu- und ablaufenden Wassermengen identisch ist, sind diese zu- und ablaufenden Wassermengen physikalisch nicht identisch.

chend einem Aufschlag auf das „normale“ Tarifniveau in Höhe von 20–35 Prozent (BMU 1999: 324). Legt man die Mindestvergütungen für regenerativen Strom nach dem EEG als Einstandspreis für die EVU-unabhängigen Stromanbieter grüner Tarife zugrunde, so ergibt sich für diese eine Strompreisstruktur im Vergleich zu den EVU-Anbietern von „normalem“ Strom etwa in den in Tabelle 8 dargestellten Proportionen. Bezogen auf die niedrigste Mindestvergütung nach dem EEG (13 Pf/kWh) ergeben sich Mehrkosten des Abgabepreises an Tarifabnehmer in Höhe von 7,5 Pf/kWh, was ungefähr in der Mitte des Mehrkostenintervalls von 6–10 Pf/kWh angesiedelt wäre. Eine Freistellung von der Strom-Ökosteuern würde diesen Preis in die untere Bandbreite absenken; den gleichen (und ggf. zusätzlichen) Effekt hätte die Halbierung des Mehrwertsteuersatzes für regenerativ erzeugten Strom. Zumindest würden diese Maßnahmen die Wettbewerbsfähigkeit grüner Stromtarife deutlich erhöhen, sofern die bislang üblichen Preisaufschläge beim Verbraucher auf Akzeptanz stoßen.

Tabelle 8: Komponenten des Strompreises für letztverbrauchende Tarifabnehmer in Deutschland ab April 2000 (Pf/kWh)

Preiskomponenten	Durchschnittstarif	Hypothetischer „grüner Tarif“
Strombezugspreis ^a	29,5	37,0–137,9
Öko-Stromsteuer	2,5	2,5
Mehrwertsteuer ^b	4,0	4,5–18,4
Konzessionsabgabe ^c	4,0	4,0
Abgabefreier Nettopreis	19,0	26,0–113,0
Netzbenutzungsentgelt	10,0–11,0	10,0–11,0
Höchst- und Hochspannungsebene	1,5–2,0	1,5–2,0
Mittel- und Niederspannungsebene	8,5–9,0	8,5–9,0
Verteilermarge	2,0	3,0
Erzeugerpreis	6,0–7,0	13,0 ^d –99,0 ^e

^aOhne anteilige Grundgebühren. — ^bAuf den abgabefreien Preis und die Öko-Stromsteuer. — ^cRegionale Spannweite für Tarifabnehmer 2,8–4,7 Pf/kWh. — ^dWasserkraftwerke im Leistungsbereich >500 / <5000 kW; Mindestvergütung nach dem EEG. — ^eStromerzeugung in netzgekoppelten Photovoltaikanlagen; Mindestvergütung nach dem EEG.

Quelle: Eigene Berechnungen und Schätzungen.

Ein wesentliches Kriterium für die Akzeptanz grüner Tarife durch die Stromverbraucher ist sicherlich die Frage, ob durch derartige Tarife der Verbrauch an „grünem Strom“ höher sein wird als ohne solche Tarife (und ihre Akzeptanz). Eng verbunden mit dieser Frage ist die Frage, in welchem Ausmaß auf dem grünen Strommarkt Strommengen gehandelt werden, die durch die Mindestvergütungen des EEG bereits gefördert wurden (ausführlich hierzu vgl. Langniß und Markard 1999: 277–280). Diese Frage ist vorrangig nur nach Kenntnis der individuellen Strombeschaffungsstruktur der unabhängigen Anbieter auf dem grünen Strommarkt zu beantworten. Fast alle diese Anbieter greifen in erheblichem Umfang auf die Stromerzeugung aus Anlagen der Kraft-Wärme-Koppelung (KWK) sowie bei der „eigentlichen“ regenerativen Stromerzeugung auf Wasserkraft zurück, die sie durch Lieferverträge mit den EVU-Stromerzeugern aus großen Wasserkraftwerken in Süddeutschland (vgl. dazu Tabelle 1) abdecken.²¹ Diese regenerative Stromerzeugung wird zwar (wegen der Anlagegrößen) in aller Regel

²¹ Nach den — bislang unverbindlichen — Zertifizierungsanforderungen (s. Fußnote 18) ist die „Beimischung“ von KWK-Strom nach den TÜV-Bedingungen nicht und nach den GSL-, Öko- und Greenpeace-Bedingungen, je nach der Kategorie des beantragten Labels, mit einem Anteil von bis zu 50 Prozent erlaubt, sofern die KWK-Anlagen mit Erdgas betrieben werden. Strom aus Wasserkraft ist ohne Einschränkung zulässig, sofern dieser nicht aus Pumpspeicherkraftwerken stammt. Angaben zum Energiemix einzelner regionaler und bundesweiter Anbieter von grünen Tarifen finden sich im Internet unter: www.boxer99.de/adressen_oekostrom_regional.htm. Eine Darstellung und Analyse des Energie-Mix und der Lieferkonditionen von 18 Anbietern von „Grünem Strom“ findet sich in Stiftung Warentest (2000). Hierbei wird Wasserkraftstrom vom Bayernwerk als Ökostrom zu konventionellen Tarifen bundesweit unter der Markenbezeichnung „Aqua-Power“ vermarktet.

nicht durch die Vergütungsregeln des EEG begünstigt; es stellt sich aber die Frage, ob diese Stromerzeugung infolge der günstigen Gestehungskosten (vgl. dazu Tabelle 5) überhaupt mittels „grüner Tarife“ förderungswürdig ist. Zumindest wird man hier die Frage, ob ein zusätzliches Angebot an regenerativem Strom aus Wasserkraft in den Markt tritt, eindeutig verneinen können. Allerdings werden die Anbieter grüner Stromtarife durch diese preisgünstigen Bezugsmengen an Wasserkraftstrom im Wege der Mischkalkulation in die Lage versetzt, auch Strommengen mit relativ hohen Erzeugungskosten zu Preisen zu kontrahieren, die die anderweitig erzielbaren Mindestvergütungen übersteigen.

Anders stellt sich die Situation bei der vertraglichen Bindung von privaten Erzeugern von regenerativem Strom dar. Diese können den erzeugten Strom entweder an einen Anbieter von grünen Stromtarifen verkaufen oder dem Netzbetreiber gegen Mindestvergütung nach dem EEG einspeisen.

Den Anbieter von grünen Tarifen wird ein unabhängiger Erzeuger von regenerativem Strom in aller Regel nur dann gegenüber dem Netzbetreiber als Abnehmer bevorzugen, wenn dieser ein höheres Abnahmeentgelt bietet als die Mindestvergütung nach dem EEG. Hier könnte demnach der Fall eintreten, dass ein privater Erzeuger von regenerativem Strom nur deshalb in den Markt eintritt, weil ihm ein Abnehmer eine höhere Vergütung zahlt als die Mindestvergütung nach dem EEG. Ein großer Teil der potentiellen Liefermengen von unabhängigen Erzeugern an Anbieter grüner Strommengen wäre aber zweifellos auch ohne diese erzeugt und dann an die Netzbetreiber weitergeleitet worden.

Eine weitere potentielle Bezugsquelle von regenerativ erzeugtem Strom für die Anbieter von grünen Tarifen stellen die Betreiber der Übertragungsnetze dar; sie sind nach dem EEG (§ 2 Abs. 2) die Adressaten der Verpflichtung zur Abnahme und Vergütung von Stromeinspeisungen aus regenerativer Stromerzeugung. Die dadurch dort entstandenen Mehrkosten sollen (für die Stromverbraucher) durch einen proportionalen Aufschlag auf die Durchleitungsentgelte umgelegt werden; zwischen den Betreibern findet jährlich auf Bundesebene ein Ausgleich der jeweiligen Belastungen durch diese Einspeisungen statt (§ 11 EEG). Sofern die Übertragungsnetzbetreiber die aufgenommenen (und damit vergüteten) Stromlieferungen aus regenerativem Strom an die Anbieter von grünen Tarifen zum Einstandspreis (= Mindestvergütung nach dem EEG) veräußern, mindert sich dadurch die notwendige Umlagemarge für alle Stromverbraucher.

In dieser Konstellation würde also die finanzielle Last aus den Regelungen des EEG für alle Stromverbraucher geringer, ohne dass sich dadurch die Nachfrage (oder das Angebot) an regenerativ erzeugtem Strom insgesamt erhöht hat. Der einzige Effekt besteht darin, dass die ersparte Umlage für alle Stromverbraucher nunmehr voll auf die Bezieher aus den grünen Stromtarifen abgewälzt wird. Die durch die Erzeugung regenerativen Stroms bewirkte Umweltentlastung kommt allen Stromverbrauchern zugute; insofern ist nicht ohne weiteres zu begründen, weshalb hier die Bezieher von grünem Strom eine Sonderlast tragen sollten.

Insgesamt betrachtet, sind bei den Versorgungsverträgen mit grünen Tarifen die Bezugskonstellationen, bei denen das Angebot von regenerativ erzeugtem Strom ausgeweitet wird, bei preisgestützten Fördersystemen eher die Ausnahme denn die Regel. Wohl nicht zuletzt auch aus diesem Grunde bewegte sich die Nachfrage nach grünem Strom auf recht niedrigem Niveau.²² Gänzlich anders sind grüne Strommärkte im Falle eines Quotenmodells mit einem Zertifikathandel zu beurteilen.²³ Ein Stromverbraucher, der das Angebot an regenerativ erzeugtem Strom ausweiten möchte, kann dies durch den Erwerb von Zertifikaten über die Pflichtquote hinaus bewirken. Hierbei wäre es sogar ohne Belang, wer in der Lieferkette Adressat der Quotenverpflichtung ist. Ein spezieller Anbieter von grünen Tarifen hätte in diesem Modell keine spezifische Funktion, er wäre schlicht überflüssig.

²² Dies gilt nicht nur für Deutschland, sondern auch für andere Mitgliedsländer der Europäischen Union sowie für die Vereinigten Staaten. In keinem dieser Länder überschreitet der Absatz von grünen Stromanbietern die Ein-Prozentmarke des gesamten Stromverbrauchs aller Tarifabnehmer; vgl. dazu BMU (1999: 324).

²³ Ausführlich hierzu vgl. Menges (1998: 693), Langniß und Markard (1999: 280–282) sowie BMU (1999: 347–350).

9. Zusammenfassung und Ausblick

(1) Zu Beginn der siebziger Jahre dominierte nach dem ersten Ölpreisschock und verstärkt durch die Diskussion um die Grenzen des Wachstums die Furcht vor einer baldigen Verknappung und Erschöpfung der fossilen Energieträger die energiepolitische Diskussion. Um drohende „Energielücken“ zu schließen, wurden neben Sparstrategien insbesondere ein forciertes Ausbau der Stromerzeugung aus Kernenergie zu einem tragenden Element staatlicher Energiepolitik westlicher Industrieländer. Auch die Strom- und Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern fand im Rahmen der staatlichen Energiepolitik große Beachtung, jedoch beschränkten sich staatliche Maßnahmen hier weitgehend auf die Förderung von Projekten der Forschung und Entwicklung des Einsatzes erneuerbarer Energieträger. An dieser grundlegenden Einschätzung änderte sich auch nach dem zweiten Ölpreisschock nichts Wesentliches, obgleich die Kernenergie zunehmend in eine Akzeptanzkrise geriet.

(2) Nach dem lang anhaltenden Rückgang der Rohölpreise seit Mitte der achtziger Jahre gewann in der energiepolitischen Diskussion eine weniger dramatische Einschätzung der Ressourcen- und Reservesituation bei den erschöpfbaren fossilen Energieträgern zunehmend die Oberhand. Hierdurch geriet auch die Schwelle der Wirtschaftlichkeit für den Einsatz erneuerbarer Energien in weite Ferne. Gleichzeitig verschärfte sich aber die Frage nach den Umweltauswirkungen des Einsatzes alternativer Energieversorgungssysteme und den damit verbundenen sozialen Kosten der Schadstoffemissionen.

(3) Bei den direkten Luftschadstoffen Schwefeldioxid, Stickoxide und Staub konnten infolge staatlicher Auflagen durch den Einsatz geeigneter Vermeidungs- und Rückhaltetechnologien erhebliche Emissionsminderungen erreicht werden. Bei den Klimaschadstoffen fehlt es an geeigneten Rückhaltetechnologien; die hier notwendigen Vermeidungstechnologien erfordern alle in der Regel einen erheblichen Kapitalaufwand. Eine geeignete Vermeidungstechnologie von Klimaschadstoffen ist auch ein zunehmender Einsatz von erneuerbaren Energieträgern zur Strom- und Wärmeversorgung. Die Kernfrage ist hier nicht so sehr die Reichweite der fossilen Energieträger, sondern die Frage, wie lange ihr Verbrauch im Hinblick auf die damit verbundenen Schadstoffemissionen auf dem bisherigen Niveau fortgeführt werden kann.

(4) Vorrangig hat dieser Aspekt zu einer deutlichen Förderung von erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung in Deutschland durch das Stromeinspeisungsgesetz sowie komplementärer staatlicher Maßnahmen der Markteinführungsförderung seit Beginn der neunziger Jahre geführt. Durch das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) wurde den Erzeugern von Strom aus erneuerbaren Energien außerhalb des EVU-Sektors eine Mindestvergütung für den Stromabsatz an die EVU gezahlt, allerdings nur für einen begrenzten Kreis von Umwandlungstechnologien und nur bis zu jeweiligen Leistungshöchstgrenzen der einzelnen Anlagen. Das Gros der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien entstammte zu Beginn der neunziger Jahre der Wasserkraft, die nicht der Vergütungsregel des StrEG unterlag, weil diese oft die festgelegte Höchstleistungsgrenze überschritten und überwiegend im Eigentum von EVU lagen.

(5) Adressat der Abnahmeverpflichtung nach dem StrEG waren die öffentlichen Stromversorgungsunternehmen; Adressat der Traglast waren hingegen alle letztverbrauchenden Stromabnehmer. Das Subventionselement der Vergütungen nach dem StrEG bestand aus der Mindestvergütung abzüglich der vermiedenen Kosten von hierdurch verdrängter Stromerzeugung seitens der einspeisenden EVU. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erhöhte sich insgesamt von knapp 19 GWh Anfang 1990 bis auf gut 25 GWh im Jahr 1998, also um etwa ein Drittel. Gleichzeitig erhöhte sich das Subventionsäquivalent der nach dem StrEG vergütungspflichtigen Stromeinspeisungen von 55 Mill. DM im Jahr 1991 auf etwa 500 Mill. DM im Jahr 1998; dies entsprach 1998 einem Beihilfeäquivalent von 0,11 Pf/kWh der an die Letztverbraucher gelieferten Strommenge oder 0,6 Prozent der dort gezahlten Strompreise (17,89 Pf/kWh).

(6) Die starke Zunahme der vergütungspflichtigen Strommenge konzentrierte sich fast ausschließlich auf die Stromerzeugung aus Windenergie; dieses Aufkommen war regional stark auf die aufnehmenden EVU in den Küstenregionen in Norddeutschland konzentriert. Um hierdurch bewirkten Wettbewerbsverzerrungen vorzubeugen, wurde die Abnahmepflicht von vergütungspflichtigen Stromeinspeisungen ab 1998 „gedeckt“; Neuanlagen konnten so aus der Förderpflicht herausfallen. Das StrEG koppelte die Mindestvergütungen an die Entwicklung des Strompreises für Endabnehmer; diese haben sich nach der wettbewerblichen Transformation der Elektrizitätswirtschaft ab April 1998 deutlich vermindert, mit der Folge, dass sich auch die Mindestvergütungen nach dem StrEG in den Folgejahren bei Fortbestehen des Gesetzes deutlich vermindert hätten.

(7) Gleichzeitig war das StrEG bei Wirtschaftsverbänden und in der Wissenschaft zunehmend in die Kritik geraten. Nachteile und Fehlentwicklungen wurden insbesondere in folgenden Sachverhalten gesehen und geäußert: Die stromwirtschaftlichen Verbände wiesen insbesondere auf die regionalen Disparitäten in der Zusatzbelastung durch das StrEG hin und verbanden hiermit verfassungsrechtliche Einwände.

Die Wirtschaftsverbände kritisierten vor allem die mangelnde Zielgenauigkeit der Vergütungsregelung und die dadurch bewirkten Mitnahmeeffekte. Es werde weder zwischen Alt- und Neuanlagen noch nach der relativen Kostensituation am Standort der Stromerzeugung differenziert. In der Wissenschaft wurde insbesondere auf die mangelnde zeitliche Begrenzung der Fördermittel und ihre fehlende degressive Ausgestaltung hingewiesen. Die Förderung nach dem „Gießkannenprinzip“ schränke die Effizienz der Fördermittel in erheblichem Ausmaß ein.

(8) Diesen Einwänden versuchte der Gesetzgeber in der Neufassung des Gesetzes für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG) zumindest in der Tendenz Rechnung zu tragen. Dem Aspekt der regionalen Sonderlasten wurde durch einen bundesweiten Belastungsausgleich unter den abnahmepflichtigen Netzbetreibern Rechnung getragen. Zwar wurden die meisten Vergütungssätze zum Teil sehr deutlich angehoben, dafür aber die Vergütungssätze für Photovoltaikstrom und Windkraftstrom zeitlich degressiv gestaffelt. Eine Differenzierung der Vergütungssätze nach dem Standort der Anlagen ist für Windkraft eingeführt worden. Diese Neuregelungen im Vergleich zum StrEG haben die bisherige Kritik an den preisorientierten Förderungssystemen aber keineswegs verstummen lassen.

(9) Im Gegensatz zum StrEG ist im EEG eine quantitative Zielvorstellung enthalten: Der Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch soll sich bis zum Jahr 2010 mindestens verdoppeln. Gemessen am theoretischen Potential des Beitrages erneuerbarer Energien ist dies sicher keine besonders ambitionierte Zielvorstellung. Theoretisch könnte der Stromverbrauch in Deutschland langfristig durch Photovoltaik zur Gänze und durch Windenergie — unter Einbeziehung von Offshore-Anlagen — etwa zur Hälfte abgedeckt werden, allerdings mit zum Teil betriebswirtschaftlich erheblich höheren Kosten. Welcher Entwicklungspfad hier beschritten wird, hängt vom Umfang und von der künftigen Gestaltung der staatlichen Rahmenbedingungen ab.

(10) Eine Szenarioanalyse für Westeuropa bis zum Jahr 2050 (LTI-Studie) gelangt zu dem Ergebnis, dass sich der Primärenergieverbrauch über diesen Zeitraum um 63 Prozent reduzieren könnte und der dann verbleibende Rest zu 95 Prozent durch erneuerbare Energien abgedeckt wird. Vorausgesetzt wird hierbei, dass sich dabei staatliche Normen und Regulierungen strikt am Leitbild einer nachhaltigen Entwicklung orientieren. Eine Szenarioanalyse im Auftrag des BMU (UFOPLAN-Studie) gelangte für Deutschland zu dem Ergebnis, dass sich der Energieverbrauch bis zum Jahr 2050 um 40 Prozent vermindern könnte; der Anteil der erneuerbaren Energien würde sich dabei auf 63 Prozent erhöhen.

(11) Alle Szenarioanalysen, die im Gegensatz zu Energieprognosen denkbare Entwicklungen mit den dafür notwendigen Rahmenbedingungen und Realisationsvoraussetzungen verknüpfen, gelangen zu dem Ergebnis, dass die Stromerzeugung mit dem Schwerpunkt eines Einsatzes von erneuerbaren Energien nur zu deutlich höheren betriebswirtschaftlichen Kosten im Vergleich zur konventionellen Stromerzeugung bereitgestellt werden kann. Wird eine Internalisierung von externen Kosten mit in

diesen Vergleich einbezogen, so lässt sich ein Gutteil dieser Kostendifferenz nivellieren. Allerdings basieren die Schätzungen der externen Kosten von Klimaschadstoffen auf besonders unsicheren Grundlagen.

(12) Das bisherige StrEG und das neue EEG zielen allein auf den Einsatz von erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung; eine analoge preisgestützte Förderung des Einsatzes erneuerbarer Energien für den Wärmemarkt gibt es in Deutschland bislang nicht. Gleichwohl wird die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien neben dem EEG durch eine Reihe von zusätzlichen Fördermaßnahmen gestützt; auf Bundesebene sind hierbei das 100 000-Dächer-Solarstrom-Programm und das Marktanreizprogramm zugunsten erneuerbarer Energien die wichtigsten Einzelmaßnahmen. Das Ausmaß der gesamten effektiven Förderung einzelner Energieträger und Umwandlungstechnologien wird durch diese kumulativen Programme sehr intransparent.

(13) Diese eingeschränkte Transparenz der Gesamtfördermittel für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien dürfte auch für ein Prüfungsverfahren von Belang sein, das von der Generaldirektion Wettbewerb der Kommission der EU am 7. April 2000 im Hinblick auf das am 1. April 2000 in Kraft getretene EEG eingeleitet wurde. Im Rahmen dieses Prüfungsverfahrens soll der Frage nachgegangen werden, ob die Beihilfen in jeder Hinsicht notwendig und angemessen sind, um die angestrebten Umweltziele zu erreichen. Es ist durchaus denkbar, dass das EEG aufgrund des Prüfungsergebnisses erneut revidiert und novelliert werden muss.

(14) Im Rahmen einer ökologischen Steuerreform könnte eine schadstoffäquivalente Be- und Entlastung einzelner Energieträger eine erhebliche Lenkungsfunction entfalten. Entsprechende Vorschläge der Europäischen Kommission zur Umsetzung eines derartigen Steuersystems in den Mitgliedsländern der Europäischen Union konnten bislang noch nicht umgesetzt werden. Die ab April 1999 in Deutschland eingeführte Steuerreform erhöhte bereits bestehende Mineralölsteuern und implementierte eine Stromsteuer; im Hinblick auf den Energieeinsatz zur Stromerzeugung ist sie „wettbewerbsneutral“. Dies ist eine Umschreibung für einen Verzicht auf eine schadstoffadäquate Besteuerung des Energieeinsatzes bei der Stromerzeugung. Vorschläge zu einer Freistellung der regenerativen Stromerzeugung von der Stromsteuer wurden bislang nicht umgesetzt; maßgeblich hierfür waren europarechtliche Erwägungen hinsichtlich der grenzüberschreitenden Stromlieferungen.

(15) Ein alternatives Förderungssystem zu den in Deutschland eingeführten preisorientierten Förderungsinstrumenten sind die Steuerungssysteme durch Mindestquoten an regenerativer Stromerzeugung. Hier ist eine breite Palette von Ausgestaltungsmodalitäten denkbar und auch eingeführt worden. Bei Ausschreibungsmodellen mit Mengenkontingentierung, wie derzeit in Großbritannien praktiziert, kann das angestrebte Mengenziel ziemlich genau angesteuert werden; eine Förderung einzelner Technologien kann durch die Bildung von Unterquoten einbezogen werden. Dieses System garantiert in hohem Maße einen kosteneffizienten Einsatz der aufgewendeten Fördermittel, vermindert aber möglicherweise das Potential der technischen Fortentwicklung von Umwandlungstechnologien.

Bei Quotensystemen mit einem Zertifikathandel erfolgt eine Trennung des Handels mit den physischen Strommengen und dem eigentlichen Zertifikathandel als Erfüllungsmechanismus der Quotenverpflichtung. Unterschiedlichen Gestehungskosten und Umweltbeiträgen unterschiedlicher Umwandlungstechnologien kann durch Wertigkeitsfaktoren Rechnung getragen werden, jedoch bedarf dieses System einer ständigen Überprüfung und Anpassung. Im Gegensatz zu den anderen Fördersystemen kann ein Quotensystem mit einem Zertifikathandel mit erheblichen Investitionsrisiken für die Erzeuger von regenerativem Strom verbunden sein.

(16) Mit der Liberalisierung der Strommärkte sind auch zunehmend Stromanbieter in den Markt getreten, die durch „grüne Stromtarife“ eine besondere Umweltqualität ihres Angebots verbinden. Sofern es sich hier nicht um reine Spendenmodelle handelt, müssen diese Anbieter eine dem Lastprofil der Verbraucher entsprechende Strombeschaffung bei regenerativen Stromerzeugern sicherstellen. Über die hierbei anzuwendenden Mindestkriterien für die Strombeschaffung (Zertifizierung) wurden noch keine verbindlichen Regeln entwickelt. Bei einem preisgesteuerten Förderungssystem sind die

Lieferverträge bei grünen Tarifen, bei denen ein zusätzliches Angebot an regenerativem Strom bereitgestellt wird, eher die Ausnahme denn die Regel. In der Regel übernehmen die Verbraucher von „grünem Strom“ eine Sonderlast und vermindern hierdurch die Umlage aus dem EEG für alle Stromverbraucher.

Grundsätzlich anders ist dieser Sachverhalt bei einem Quotenmodell mit Zertifikathandel zu beurteilen: Hier führt ein Erwerb von Zertifikaten über die Pflichtquote hinaus zu einer direkten und unmittelbaren Ausweitung des Angebots von regenerativ erzeugtem Strom.

Literatur

- Bischof, R. (1998). Der Grüne Strom-Mix. In EUROSOLAR (Hrsg.), *Der Markt für Grünen Strom. Rahmenbedingungen und Perspektiven eines unabhängigen Ökostrom-Marktes*. Bochum.
- BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (Hrsg.) (1999). *Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien*. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und des Umweltbundesamtes, Berlin. (UFOPLAN-Vorhaben 298 97 340). Berlin.
- BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie) (2000). Neue Konditionen für das 100 000-Dächer-Programm. Pressemitteilung vom 10. Mai.
- Bundesanstalt für Geowissenschaft und Rohstoffe (Hrsg.) (1998). *Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen*. Hannover.
- Bundesministerium für Forschung und Technologie (Hrsg.) (1975a). *Auf dem Weg zu neuen Energiesystemen*. Programmstudie „Nichtnukleare Energieträger“ in 6 Teilen. Bonn.
- (Hrsg.) (1975b). *Einsatzmöglichkeiten neuer Energiesysteme*. Programmstudie „Sekundärenergiesysteme“ in 6 Teilen. Bonn.
- Bundesministerium für Wirtschaft (Hrsg.) (1998). *Grenzen und Chancen einer dauerhaften und durchhaltbaren Entwicklung im Energiesektor*. Kurzfassung. Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft. Studienreihe Nr. 101, Bonn.
- Deutscher Bundestag (1998). *Gesetzentwurf der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN. Entwurf eines Gesetzes zum Einstieg in die ökologische Steuerreform*. Bundestagsdrucksache 14/40 vom 17. November. Bonn.
- (1999). *Beschlußempfehlung des Finanzausschusses (7. Ausschuß)*. Bundestagsdrucksache 14/408 vom 24. Februar. Bonn.
- Drillisch, J. (1999a). *Quotenregelung für regenerative Stromerzeugung*. München.
- (1999b). Quotenregelung für regenerative Stromerzeugung. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*. 23 (4): 251–274.
- Elektrizitätswirtschaft* (lfd. Jgg.). Zeitschrift der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW). Internet-Adresse: <http://www.vwew.de>.
- Erdmann, G. (1995). *Energieökonomik: Theorie und Anwendung*. Zürich.
- Fachinformationszentrum Karlsruhe und Gesellschaft für wissenschaftlich-technische Information (Hrsg.) (1999). *Förderfibel Energie: Erneuerbare Energien — Rationelle Energieverwendung*. Informationsdienst BINE. Köln.
- Frankfurter Allgemeine Zeitung* (2000). Fünf Jahre Gnadenfrist für das Stromeinspeisungsgesetz — EU-Kommission stellt Wettbewerbseinwände zurück. 6. März: 17.
- Friedrich, R. (1995). Externe Kosten der Elektrizitätserzeugung: Ist die Kernenergie ein Sonderfall? *Internationale Zeitschrift für Kernenergie* 40 (2): 83–88.
- Fulda, E., und M. Härter (Hrsg.) (1997). *Neue Ansätze in der Prognostik*. Frankfurt am Main.
- Handelsblatt* (2000). „Gesetz für den Vorrang der erneuerbaren Energien“ bleibt umstritten: Brüssel nimmt Beihilfeprüfung für regenerativen Strom auf. 13. April: 23.
- Härter, M. (Hrsg.) (1986). *Energieprognosen für die Bundesrepublik Deutschland*. Köln.
- Hauff, V. (Hrsg.) (1987). *Unsere gemeinsame Zukunft Der Bericht der Weltkommission für Umwelt und Entwicklung* (Brundtland-Bericht). Greven.
- Hensing, I., W. Pfaffenberger und W. Ströbele (1998). *Energiewirtschaft. Einführung in Theorie und Politik*. München.
- Kaltenschmitt, M., und A. Wiese (Hrsg.) (1997). *Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*. Berlin.

- Klodt, H. (1995). *Grundlagen der Forschungs- und Technologiepolitik*. München.
- Krewitt, W. (1999). Environmental Damage Cost from Fossil Electricity Generation in Germany and Europe. *Energy Policy* 27 (3): 173–183.
- Kübler, K. (1999). Energiepolitik für den Übergang ins 21. Jahrhundert: Daten, Fakten und Perspektiven. *Vierteljahreshefte zur Wirtschaftsforschung* 68 (4): 483–503.
- Lamprecht, F. (1998). Kyoto-Gipfel hat deutliches Signal gesetzt. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 48 (1/2): 6–10.
- Langniß, O., und J. Markard (1999). Grüner Strom und staatliche Förderung: Eine Analyse der Wechselwirkungen. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 23 (4): 275–284.
- LTI-Research Group (Hrsg.) (1998). *Long-Term Integration of Renewable Energy Sources into the European Energy System*. Heidelberg.
- Menges, R. (1998). Staatlich garantierte Preise oder regenerativer Quotenhandel? Elemente eines Fördermodells für die erneuerbaren Energien in Deutschland. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 48 (11): 687–693.
- Neu, A.D. (1988). Energiepolitik zwischen Knappheit und Überfluß: Vor einer neuen Eskalation staatlicher Regulierungen und Eingriffe? In Manfred Streit (Hrsg.), *Wirtschaftspolitik zwischen ökonomischer und politischer Rationalität*. Festschrift für Herbert Giersch. Wiesbaden.
- (1999). Die Erdgasversorgung im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. Perspektiven der Erdgasversorgung im europäischen Binnenmarkt. Kieler Diskussionsbeiträge 334/335. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- Pingel, D., et al. (1998). *Stromeinspeisungsgesetz 1998. Kommentar zum StrEG 1998*. Frankfurt am Main.
- Prognos AG (Hrsg.) (1998). *Nachhaltige Entwicklung im Energiesektor? Erste deutsche Branchenanalyse zum Leitbild von Rio*. Heidelberg.
- (Hrsg.) (1999). *Möglichkeiten der Marktanreizförderung für erneuerbare Energien auf Bundesebene unter Berücksichtigung veränderter wirtschaftlicher Rahmenbedingungen*. Endbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft. Bonn.
- (Hrsg.) (2000). *Energierreport III: Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt*. Stuttgart.
- Reichel, M. (1998). *Markteinführung von erneuerbaren Energien. Lock-Out-Effekte und innovationspolitische Konsequenzen für die elektrische Wind- und Solarenergienutzung*. Wiesbaden.
- Rennings, K., und H. Koschel (1995). Externe Kosten der Energieversorgung und ihre Bedeutung im Konzept einer dauerhaft umweltgerechten Entwicklung. ZEW-Dokumentation Nr. 95–06. Mannheim.
- Sandtner, W., et al. (1997). Forschungsschwerpunkte der Bundesregierung in den Bereichen erneuerbarer Energien und rationeller Energienutzung. In H.G. Brauch (Hrsg.), *Energiepolitik. Technische Entwicklung, politische Strategien, Handlungskonzepte zu erneuerbaren Energien und rationeller Energienutzung*. Berlin.
- Schiffer, H.-W. (1999). *Energiemarkt Deutschland*. Köln.
- Semke, S., und P. Markewitz (1998). Regenerative Energien: Kosten und Potentiale in Deutschland. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 48 (11): 713–717.
- Stiftung Warentest (Hrsg.) (2000). *test* (5): 43–46.
- VDEW (Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V.) (2000). Stromkunden sparten 15 Mrd. DM — Branchenumsatz fiel auf 65 Mrd. DM. Pressemitteilung der VDEW vom 17.3.
- VWD (Vereinigte Wirtschaftsdienste) (Hrsg.) (2000). *vwd Energiemärkte Aktuell* (57): 1.
- Wokaun, A. (1999). *Erneuerbare Energien*. Stuttgart.