

Unterrichtung
durch die Bundesregierung

Mitteilung der Kommission der Europäischen Gemeinschaften über die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen

KOM(2005) 627 endg.; Ratsdok. 15745/05

Übermittelt vom Bundesministerium der Finanzen am 21. Dezember 2005 gemäß § 2 des Gesetzes über die Zusammenarbeit von Bund und Ländern in Angelegenheiten der Europäischen Union (BGBl. I 1993 S. 313 ff.).

Die Vorlage ist von der Kommission der Europäischen Gemeinschaften am 9. Dezember 2005 dem Generalsekretär/Hohen Vertreter des Rates der Europäischen Union übermittelt worden.

Hinweis: vgl. Drucksache 383/00 = AE-Nr. 001778,
Drucksache 358/01 = AE-Nr. 011480 und AE-Nr. 042071

Vom Umdruck der fremdsprachigen Anhänge ist abgesehen worden, sie werden als Folgedokument an die Länder verteilt.

INHALTSVERZEICHNIS

| | | |
|-----------|---|----|
| <u>1.</u> | <u>Einführung</u> | 2 |
| <u>2.</u> | <u>Bewertung bestehender Förderregelungen</u> | 3 |
| <u>3.</u> | <u>Aspekte des Handels und des Binnenmarkts</u> | 8 |
| <u>4.</u> | <u>Koexistenz oder Harmonisierung</u> | 11 |
| <u>5.</u> | <u>Administrative Hemmnisse</u> | 12 |
| <u>6.</u> | <u>Fragen des Netzzugangs</u> | 15 |
| <u>7.</u> | <u>Herkunftsnachweise</u> | 16 |
| <u>8.</u> | <u>Schlussfolgerungen</u> | 17 |
| | | |
| | Anhang 1 – Derzeitiger Anteil erneuerbarer Energien an der EU-Stromversorgung | 22 |
| | Anhang 2 – Überblick über die bestehenden Förderregelungen | 25 |
| | Anhang 3 – Kosten und Wirksamkeit der bestehenden Förderregelungen..... | 27 |
| | Anhang 4 – Erschließung der Sichtweise eines Investors..... | 44 |
| | Anhang 5 – Leistungsschwankungen und ihr Ausgleich: Binnenmarktrecht und EE- Förderregelungen müssen vereinbar sein..... | 47 |
| | Anhang 6 – Administrative Hemmnisse | 49 |
| | Anhang 7 – Herkunftsnachweise..... | 51 |

MITTEILUNG DER KOMMISSION**Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen****(Text mit Bedeutung für den EWR)****1. EINFÜHRUNG****1.1. Gründe für den Bericht**

Eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der EU-Stromversorgung hat allgemein anerkannte Vorteile, vor allem:

- höhere Sicherheit der Energieversorgung,
- gestiegene Wettbewerbsfähigkeit der EU-Industrie im Bereich erneuerbare Energien,
- verringerte Treibhausgasemissionen durch den EU-Energiesektor,
- geringere regionale und lokale Emissionen,
- verbesserte wirtschaftliche und soziale Aussichten, insbesondere für ländliche und isolierte Gebiete.

Die Europäische Union möchte daher bis 2010 Strom zu 21 % aus erneuerbaren Energiequellen gewinnen (vgl. Anhang 1). Dieses Ziel wurde in der Richtlinie 2001/77/EG zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt¹ festgeschrieben, in der auch die Ziele für die einzelnen Mitgliedstaaten festgelegt wurden. In der Richtlinie heißt es weiter, dass die Mitgliedstaaten den Erzeugern erneuerbarer Energien besseren Zugang zu den Stromnetzen einräumen, die Genehmigungsverfahren vereinfachen und ein System über die Ausstellung von Herkunftsnachweisen einführen müssen.

Eine gezielte öffentliche Unterstützung der Durchdringung des Strommarkts mit Ökostrom ist gerechtfertigt, da die oben genannten Vorteile nicht (oder nur zum Teil) in die Nettowertschöpfung eingehen, die dem Erzeuger in der Wertschöpfungskette des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen (EE-Strom) zugute kommen.

Im Rahmen der Richtlinie haben die Mitgliedstaaten individuelle Ziele für EE-Strom festgelegt. Den von ihnen zur Erreichung der Ziele bevorzugten Fördermechanismus können sie frei wählen; sie können dies während einer Übergangsfrist von wenigstens sieben Jahren nach Annahme eines neuen EU-weit geltenden Rechtsrahmens auch weiterhin tun. Nach Artikel 4 der Richtlinie *legt die Kommission spätestens am 27. Oktober 2005 einen*

¹ Richtlinie 2001/77/EG vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt (ABl. L 283 vom 27.10.2001, S. 33). Das Umsetzungsdatum für diese Richtlinie war Oktober 2003 bzw. der 1. Mai 2004 für die neuen Mitgliedstaaten.

ausführlich dokumentierten Bericht über die Erfahrungen mit der Anwendung und dem parallelen Bestehen der in den Mitgliedstaaten genutzten Mechanismen vor. In dem Bericht soll der Erfolg, einschließlich der Kostenwirksamkeit, der Regelungen zur Förderung des Verbrauchs von EE-Strom in Übereinstimmung mit den nationalen Richtzielen bewertet werden. Weiter heißt es in diesem Artikel, dass zusammen mit diesem Bericht gegebenenfalls ein Vorschlag zur Schaffung eines gemeinschaftlichen Rahmens für Regelungen zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen vorgelegt wird.

1.2. Geltungsbereich

Diese Mitteilung dient einem dreifachen Zweck:

- Sie ist der offizielle Bericht, den die Kommission nach Artikel 4 der Richtlinie 2001/77/EG vorlegen muss; dabei handelt es sich um einen Überblick und den Bericht **über die Erfahrungen** mit der Anwendung und dem parallelen Bestehen der in den Mitgliedstaaten zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen genutzten Mechanismen.
- Sie ist der offizielle Bericht, den die Kommission gemäß Artikel 8 über **administrative Hindernisse und netzspezifische Aspekte** und die Umsetzung des **Herkunftsnachweises** für Strom aus erneuerbaren Energiequellen vorlegen muss.
- Sie ist ein auf zwei Säulen basierender Koordinierungsplan für die vorhandenen Regelungen, nämlich auf der **Kooperation** zwischen Ländern und auf der **Optimierung** der einzelstaatlichen Regelungen, die wohl zu einer Konvergenz der Systeme führen wird.

2. BEWERTUNG BESTEHENDER FÖRDERREGELUNGEN

2.1. Die bestehenden Förderregelungen

Derzeit gibt es in der EU eine Reihe unterschiedlicher Förderregelungen, die sich grob in vier Gruppen zusammenfassen lassen: Einspeisetarife, grüne Zertifikate, Ausschreibungssysteme und steuerliche Anreize.

- **Einspeisetarife** gibt es in den meisten Mitgliedstaaten. Diese Regelungen zeichnen sich durch einen bestimmten Preis aus, der im Allgemeinen für mehrere Jahre festgelegt wird und der von den Stromunternehmen, üblicherweise den Vertriebsunternehmen, an die einheimischen Erzeuger von Ökostrom gezahlt werden muss. Die Mehrkosten dieses Systems werden von den Lieferanten in Abhängigkeit von ihrem Verkaufsvolumen gezahlt und über einen Aufschlag auf den vom Endnutzer zu zahlenden kWh-Preis an den Energieverbrauchern weitergegeben. Für diese Regelung sprechen die Investitionssicherheit, die Möglichkeit der Feinabstimmung und die Förderung mittel- und langfristiger Techniken. Auf der anderen Seite ist es schwierig, sie auf EU-Ebene zu harmonisieren; sie können nach den Grundsätzen des Binnenmarkts angefochten werden; außerdem besteht die Gefahr der Überförderung, falls die Lernkurve bei den einzelnen EE-Strom-Techniken nicht für die allmähliche Verringerung der Beihilfen berücksichtigt wird. Eine Variante des Einspeisetarifsystems ist die Festprämienregelung, die zurzeit in Dänemark und zum Teil in Spanien angewandt wird. Dabei legt die Regierung eine

festen Prämie (oder einen Umweltbonus) fest, die zusätzlich zum normalen oder ortsüblichen Strompreis an EE-Strom-Erzeuger zu zahlen ist.

- Bei der mit **grünen Zertifikaten** arbeitenden Regelung, wie sie derzeit in SE, UK, IT, BE und PL besteht, wird EE-Strom zu den üblichen Strommarktpreisen verkauft. Um die Mehrkosten der regenerativen Erzeugung von Elektrizität zu finanzieren und sicherzustellen, dass die gewünschte Menge an EE-Strom produziert wird, werden alle Verbraucher (bzw. in einigen Ländern Erzeuger) verpflichtet, von den EE-Strom-Erzeugern eine bestimmte Menge grüner Zertifikate entsprechend einem festgelegten Prozentsatzes (Quote) ihres Gesamtstromverbrauchs bzw. ihrer Gesamtstromerzeugung zu erwerben. Geldbußen für Nichteinhaltung fließen entweder in einen Fonds für Erforschung, Entwicklung und Demonstration von erneuerbaren Energieträgern oder in den Staatshaushalt. Da Verbraucher/Erzeuger diese Zertifikate so günstig wie möglich kaufen möchten, entwickelt sich ein sekundärer Markt für Zertifikate, auf dem EE-Strom-Erzeuger beim Verkauf der grünen Zertifikate konkurrieren. Grüne Zertifikate zählen damit zu den marktgestützten Instrumenten, die, vorausgesetzt die Regelung funktioniert gut, theoretisch dazu führen können, dass der höchste Ertrag für die Investition gewährleistet wird. Diese Regelung könnte in einem europäischen Binnenmarkt gut funktionieren und theoretisch die Gefahr einer Überförderung verringern. Grüne Zertifikate können jedoch ein höheres Risiko für Investoren darstellen und langfristige, zurzeit mit hohen Kosten verbundene Techniken lassen sich mit einer derartigen Regelung nicht leicht entwickeln. Außerdem sind damit höheren Verwaltungskosten verbunden.
- Reine **Ausschreibungssysteme** bestehen nur in zwei Mitgliedstaaten (IE und FR). Frankreich hat jedoch vor kurzem sein System in einigen Fällen auf eine Kombination aus Einspeisetarifen und Ausschreibungen umgestellt und Irland hat eine ähnliche Umstellung angekündigt. Im Rahmen des Ausschreibungssystems vergibt der Staat eine Reihe von Aufträgen über die Lieferung von EE-Strom, der dann auf Vertragsbasis zu dem im Rahmen der Ausschreibung vereinbarten Preis geliefert wird. Die durch den Kauf von EE-Strom entstandenen Zusatzkosten werden durch eine spezielle Umlage an den Endverbraucher weitergegeben. Zwar nutzen Ausschreibungssysteme theoretisch die Marktkräfte optimal, doch ist durch die ausschreibungsbedingten Unterbrechungen keine Stabilität gegeben. Außerdem besteht bei diesem System das Risiko, dass niedrige Angebote dazu führen, dass Projekte nicht umgesetzt werden.
- Regelungen, die ausschließlich auf **steuerlichen Anreizen** basieren, finden sich in Malta und Finnland. In vielen Ländern (z. B. Zypern, UK, tschechische Republik) wird das Instrument aber zusätzlich zu politischen Zwecken verwendet.

Die obige Untergliederung in vier Gruppen ist eine stark vereinfachte Darstellung der Lage. Es gibt mehrere Regelungen, bei denen Elemente gemischt werden, vor allem Kombinationen mit steuerlichen Anreizen. In Anhang 2 findet sich eine Übersicht mit den Förderregelungen in den EU-25-Ländern.

2.2. Leistungsbewertung

Die Erzeugungskosten für EE-Strom sind sehr verschieden. Die nationalen, regionalen und landwirtschaftlichen Mittel in den einzelnen Mitgliedstaaten sind recht unterschiedlich. Bei einer Bewertung der Förderregelungen muss daher jeder Sektor getrennt betrachtet werden.

Derzeit unterscheidet sich die **Höhe der Förderung** für EE-Strom in den einzelnen EU-Mitgliedstaaten erheblich. In Anhang 3 findet sich eine ausführliche Bewertung der Unterschiede zwischen den insgesamt für die erzeugte erneuerbare Energie erhaltenen Gelder und den Erzeugungskosten², woraus sich die Kostenwirksamkeit der verschiedenen Regelungen ergibt. Je größer der Abstand zwischen den „Erzeugungskosten“ und der „Förderung“ desto geringer ist die Kostenwirksamkeit der Regelung. Aufgrund der Komplexität der verschiedenen erneuerbaren Energieträger und der unterschiedlichen einzelstaatlichen Bedingungen, wurde eine sektorweise Analyse gewählt. Stellt man die Diagramme in Anhang 3 einander gegenüber, kann man erkennen wie kostenwirksam und effizient eine Regelung ist.

Im Falle der Windenergie weist die Regelung mit grünen Zertifikaten eine große Differenz zwischen der Erzeugung und der Förderung auf. Die Gründe für die höheren Kosten können auf das mit derartigen Projekten verbundene höhere Investitionsrisiko und auf den noch nicht ausgereiften Markt für grüne Zertifikate zurückzuführen sein.

Windenergie erfährt in neun der 25 Mitgliedstaaten eine geringe Förderung. In den Ländern, in denen die von den Stromerzeugern insgesamt erhaltenen Gelder unter den Erzeugungskosten liegen, sind keine Änderungen zu erwarten.

Die Hälfte der Mitgliedstaaten vergibt keine ausreichenden Fördermittel, um die Erzeugungskosten bei der Verwendung von Biomasse aus Wäldern zu decken und fast drei Viertel der Mitgliedstaaten fördern die Nutzung von Biogas nicht in angemessenem Maße.

Neben den Kosten ist auch die **Wirkung** der einzelnen Förderregelungen ein wesentlicher Bewertungsparameter.

Wirkung bezieht sich darauf, ob eine Förderregelung in der Lage ist, Ökostrom zu liefern.

Bei der Bewertung der Wirkung lassen sich die Auswirkungen der neueren Regelungen nur schwer beurteilen. Insbesondere die Erfahrung mit grünen Zertifikaten ist geringer als die mit Einspeisetarifen. Außerdem muss der Anteil des gelieferten Ökostroms anhand des realistischen Potenzials³ im jeweiligen Land bewertet werden.

Betrachtet man die Windenergie, so zeigt Anhang 3 auf, dass alle Länder, in denen die Wirkung über dem EU-Durchschnitt liegt, Einspeisetarife verwenden. Diese Regelung führt derzeit zur besten Leistung im Bereich Windenergie.

² Verwendet wird der Durchschnittswert für 2003 und 2004. Im Falle der Einspeisetarife entspricht der Stützpreis dem Tarifwert. Quelle für die Erzeugungskosten in dieser Mitteilung ist Green-X.

³ Unter Potenzial ist das realisierbare zusätzlich erreichbare Potenzial zu verstehen, unter der Voraussetzung, dass alle bestehenden Hemmnisse überwunden werden können und alle maßgeblichen Akteure aktiv sind. Genaueres hierzu siehe Anhang 3.

Eine Analyse des Biomassensektors ergibt keine so deutlichen Ergebnisse wie bei der Windenergie. Die Erzeugungskosten für Biomasse erweisen sich als recht unterschiedlich⁴. Diese großen Unterschiede sind zurückzuführen auf unterschiedliche Quellen (forstwirtschaftliche Rückstände, Forstgehölze, Stroh, Dung usw.), unterschiedliche energetische Umwandlungsverfahren (Mitverbrennung, Vergasung usw.) und unterschiedliche Anlagengrößen (die Größe der bestehenden Biomassenanlagen kann sich um den Faktor 200 unterscheiden). Es sind also wesentlich genauere Analysen auf der Grundlage der einzelnen Rohstoffe und Techniken erforderlich.

Die Analyse ergibt immerhin, dass im Falle von Biogas sowohl die Einspeisetarife als auch die grünen Zertifikate gute Ergebnisse erzielen (die Wirkung in vier Ländern mit Einspeisetarifen und zwei Ländern mit grünen Zertifikaten liegt über dem europäischen Durchschnitt). Für die forstwirtschaftliche Biomasse erweist sich kein System als besser. Aufgrund der Komplexität des Sektors und der regionalen Unterschiede spielen andere Faktoren eine entscheidende Rolle⁵. Im Allgemeinen sollten Anreize zur Holzernte einen Beitrag dazu leisten, dass mehr ungenutzte forstliche Biomasse für alle Nutzer zur Verfügung steht.

Ein Vergleich des **Gewinns unter dem Blickwinkel des Investors** und der Wirkung ist ebenfalls wichtig. Dieser Vergleich wird für eine begrenzte Anzahl von Mitgliedstaaten durchgeführt (vgl. Anhang 4), wobei die derzeitigen Preise über eine längere Zeitspanne als Grundlage verwendet werden. So erhält man einen Hinweis darauf, ob der Erfolg einer politischen Maßnahme primär auf den hohen finanziellen Anreizen beruht oder ob andere Aspekte einen wesentlichen Einfluss auf die Verbreitung in den ausgewählten Ländern hatten.

2.3. Wesentlichen Schlussfolgerungen zur Leistung (vgl. Anhänge 3 und 4)

Windenergie

- Die Regelungen mit grünen Zertifikaten bieten zurzeit eine erheblich höhere Förderung als die Einspeisetarife. Dies könnte auf den von Investoren geforderten höheren Risikoprämien, den Verwaltungskosten und dem noch nicht ausgereiften Zertifikatsmarkt beruhen. Es fragt sich, wie sich das Preisniveau mittel- und langfristig entwickeln wird.
- Die wirkungsvollsten Regelungen für Windenergie sind zurzeit die Einspeisetarifsysteme in Deutschland, Spanien und Dänemark.
- Der Kapitalertrag liegt bei grünen Zertifikaten höher als bei den Einspeisetarifen. Diese hohe Rendite (Annuität) wird durch Extrapolation der derzeitigen Preise für die Zertifikate berechnet⁶. Der Kapitalgewinn hängt von der künftigen Preisentwicklung ab.
- Die Analysen belegen, dass die Förderung in einem Viertel der Mitgliedstaaten zu niedrig dafür ist, dass der Sektor Fuß fassen kann. Ein weiteres Viertel der Mitgliedstaaten bietet

⁴ Die Kosten für landbasierten Windstrom liegen zwischen 40 und 100 €/MWh, während sie für Strom aus Biomasse zwischen 25 und 220 €/MWh betragen.

⁵ Die Förderhöhe für Biomasse ist eher an andere Faktoren geknüpft, wie politische Entscheidungen (große oder kleine Anlagen, mit oder ohne Mitverbrennung usw.), als an das gewählte Instrument (Einspeisetarif oder grünes Zertifikat).

⁶ Die große Frage ist, wie sich der Preis für die grünen Zertifikate in den nächsten Jahren entwickelt. Die Analysen in diesem Papier basieren auf einem konstanten Wert für die Zertifikate.

zwar ausreichende Förderung, dennoch sind die Ergebnisse nur mittelmäßig. Dies könnte auf netzspezifische und administrative Hemmnisse zurückzuführen sein.

- Die untersuchten Regelungen, die Einspeisetarife verwenden, arbeiten auch mit verhältnismäßig geringen Erzeugergewinnen effektiv. Andererseits bieten die grünen Zertifikate derzeit hohe Gewinnmargen. Betont werden sollte, dass diese Regelungen mit grünen Zertifikaten relativ neu sind. Die beobachteten Werte könnten daher signifikant durch vorübergehende Effekte gekennzeichnet sein.

Forstliche Biomasse

- Das dänische System mit Einspeisetarifen und zentralen KWK-Anlagen, in denen Stroh⁷ verbrannt wird, sowie die finnische Hybridförderregelung (Steuerermäßigung und Investition) zeigen eindeutig unter den Gesichtspunkten Wirkung und wirtschaftliche Effizienz der Förderungen die besten Ergebnisse. Die lange Tradition des Einsatzes von Biomasse zur Energiegewinnung in Hochtechnologieverfahren, die stabilen Planungsbedingungen und die Kraft-Wärme-Kupplung sind wohl die wichtigsten Gründe für diese Entwicklung.
- Obwohl Einspeisetarife im Allgemeinen bessere Ergebnisse aufweisen, da die Risiken für die Investoren im Zusammenhang mit grünen Zertifikaten den Durchbruch des Biomasse-sektors zu behindern scheinen, ist die Analyse des Sektors für forstliche Biomasse komplexer. Neben der Wahl des Finanzinstruments scheinen andere Faktoren (Hemmnisse im Bereich der Infrastruktur, Anlagengröße, optimale Waldbewirtschaftung, Existenz von Sekundärinstrumenten usw.) die Wirkung der Regelungen erheblich zu beeinflussen.

In fast der Hälfte der europäischen Länder ist die Förderung der forstlichen Biomasse zu gering, um diesen Sektor mit hohem Potenzial weiterzuentwickeln. In vielen Regionen wären auf Holzernte ausgerichtete Anreize nötig, um eine stärkere Verwendung von Holz aus EU-Wäldern durch alle Nutzer zu erreichen, wodurch eine mögliche Verzerrung auf den Märkten für Holzabfälle vermieden würde.

Biogas-Sektor⁸

In sechs Ländern liegt die Wirkung über dem EU-Durchschnitt; vier davon verwenden Einspeisetarife (DK, DE, GR, LU) und zwei grüne Zertifikate (UK, IT). Wie im Sektor für forstliche Biomasse werden die Ergebnisse auch hier von anderen Faktoren beeinflusst:

- Die agroökonomischen Möglichkeiten und die Wahl der Anlagengröße. Große Anlagen haben einen höheren Wirkungsgrad. Kleine Anlagen sind angeblich wichtiger für die ländliche Wirtschaft, verursachen aber höhere Kosten.
- Die Existenz von zusätzlichen Förderregelungen. Der Biogassektor ist eng mit der Umweltpolitik für die Abfallbehandlung verknüpft. Länder wie das UK fördern

⁷ Der Einsatz von Stroh als Biomasse fällt in der Analyse unter forstliche Biomasse, obwohl Stroh vom Ursprung her kein forstliches Produkt ist. Dänemark ist das Land, das diese Art von Biomasse am häufigsten einsetzt.

⁸ Biogas umfasst alle Fermentationsprozesse von Biomasse: Biogas mit Kofermentation, Klärgas und Deponiegas

Biogas mit Sekundärintstrumenten wie Steuervergünstigungen. Komplementäre Investitionshilfen sind auch ein guter Katalysator für diese Technik.

- Die Erzeugungskosten für landwirtschaftliches Biogas⁹ sind höher, gleichzeitig sind aber die Vorteile für die Umwelt zahlreicher. Bei Deponiegas sind die Kosten, aber auch der Nutzen für die Umwelt geringer.

Fast 70 % der EU-Länder leisten keine ausreichende Förderung für die Entwicklung dieses Sektors.

Sonstige Quellen für erneuerbare Energien

Der Sektor für kleine Wasserkraftwerke weist große Unterschiede in der Förderung und bei der Erzeugungskosten auf. Die Entwicklung dieser Technik wird durch Hemmnisse erheblich gebremst.

Solarenergie (Photovoltaik) wird derzeit aktiv in DE (weltführend), NL, ES, LU und AT gefördert.

Vollständige Analysen der Energieerzeugung in kleinen Wasserkraftanlagen oder mittels Photovoltaik finden sich in Anhang 3.

Daneben gibt es weitere erneuerbare Energiequellen zur Stromerzeugung, die nicht in diesem Papier erwähnt sind. Eine davon sind große Wasserkraftanlagen, die eine wohl etablierte Quelle erneuerbarer Energie sind und im Allgemeinen keine Förderung benötigen. Geothermische Energie, Wellen- und Gezeitenkraft sowie Solarthermieanlagen sind andere erneuerbare Energiequellen, auf die in diesem Bericht nicht eingegangen wurde, weil sie nur in manchen Mitgliedstaaten gefördert werden oder noch nicht in industriellem Maßstab zum Einsatz kommen.

3. ASPEKTE DES HANDELS UND DES BINNENMARKTS

3.1. Einführung

Der Elektrizitätsbinnenmarkt und die Förderung von EE-Strom stehen in engem Zusammenhang. Erneuerbare Energien bieten neue Anlagen, die zu Versorgungssicherung und breiterem Energiemix der Stromerzeuger beitragen. Umgekehrt können Aspekte des Binnenmarkts wie freier Handel, Transparenz, Entflechtung, Offenlegung oder Verbindungsleitungen den Einsatz von EE-Strom auf dem Elektrizitätsbinnenmarkt beschleunigen. In vielen Fällen fällt die Förderung erneuerbarer Energiequellen unter den Gemeinschaftsrahmen für staatliche Umweltschutzbeihilfen¹⁰. Die Bestimmungen für staatliche Beihilfen können den Inhalt der Förderregelungen beeinflussen.

⁹ Landwirtschaftliches Biogas erhält man durch die gezielte Behandlung von Dung und Pflanzenerzeugnissen oder von speziellen Energiepflanzen. Deponiegas erhält man durch das Absaugen von Methan aus Deponien.

¹⁰ ABl. C 37 vom 3.2.2001, S. 3.

3.2. Entflechtung, Transparenz und marktbeherrschende Anbieter

In einem entflochtenen Markt¹¹ sind ein unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber und ein unabhängiger Verteilernetzbetreiber verpflichtet, allen Erzeugern fairen Netzzugang zu gewährleisten sowie Netzinfrastrukturen auf der Grundlage einer langfristigen Strategie zu entwickeln und dabei die Integration der erneuerbaren Energieträger zu berücksichtigen.

Einige Länder zeichnen sich noch immer durch die Dominanz eines oder weniger Energieunternehmen aus, die oft vertikal integriert sind. Dies kann zu monopolartigen Zuständen führen, die die Entwicklung von EE-Strom behindern können.

Für das gute Funktionieren **aller** EE-Strom-Förderregelungen sind völlig unabhängige Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber eine grundlegende Voraussetzung.

Die Regierungen müssen die Verbraucher besser darüber informieren, wie die Kosten für die Förderung des EE-Stroms auf den Verbraucher umgelegt werden. Nach Schätzungen der Europäischen Kommission macht die Förderung des EE-Stroms zwischen 4 und 5 % der Stromtarife in Deutschland, Spanien und dem UK aus; in Dänemark sind es bis zu 15 % der Tarifpreise. Der Anteil des EE-Stroms, der nicht durch Wasserkraft produziert wird, liegt zurzeit im UK bei 3,5 %, in DE bei 9 %, in ES bei 7 % und in DK bei 20 % (vgl. Anhang 5).

3.3. Leistungsschwankungen und ihr Ausgleich: Binnenmarktrecht und EE-Förderregelungen müssen vereinbar sein

Windkraft ist, wie andere erneuerbare Energiequellen auch, nicht immer gleichmäßig verfügbar. Die folgenden Punkte sind dabei besonders wichtig:

- Die Windvorhersage. In Ländern wie Dänemark, dem Vereinigten Königreich oder Spanien müssen EE-Strom-Erzeuger ihre Stromeinspeisung prognostizieren, wie jeder andere Stromerzeuger. Je sicherer diese Prognose ist, desto größer ist der Wert der „schwankenden“ EE-Strom-Quellen.
- Der Zeitpunkt des „Torschlusses“¹². Je näher der „Torschluss“ am Zeitpunkt der Energieerbringung liegt, desto genauer können EE-Strom-Erzeuger, die schwankende Energiequellen verwenden, vorhersagen, wie viel Strom sie liefern können.
- Die Verrechnung der Ausgleichskosten. Das UK, DK und ES¹³ haben Systeme, in denen für Abweichungen von der vorhergesagten Stromerzeugung, unabhängig von der Energiequelle (und einschließlich Windenergie), Ausgleichszahlungen zu leisten sind. Eine genauere Analyse der Ausgleichskosten findet sich in Anhang 5.

Eine intelligente Förderregelung kann einen Beitrag zur Lösung des Problems schwankender Energieeinspeisungen leisten.

¹¹ "Unbundling" ist in in der Richtlinie 2003/54/EG wie folgt beschrieben: um einen effizienten und nicht-diskriminierenden Netzzugang zu gewährleisten, müssen die Verteilungs- und Übertragungsnetze von Unternehmen betrieben werden, die hinsichtlich Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig sind, insbesondere hinsichtlich Erzeugungs- und Liefertätigkeiten.

¹² Der Zeitpunkt, zu dem auf dem Energiemarkt Angebote von Stromerzeugern eingegangen sein müssen.

¹³ Das UK verwendet grüne Zertifikate als Hauptförderinstrument für erneuerbare Energiequellen, DK und Spanien Einspeisetarife.

In den Fällen, in denen die Energieerzeugung aus schwankenden Energiequellen einen hohen Anteil des inländischen Energieverbrauchs abdeckt, ist es wichtig, dass EE-Strom-Erzeuger in der Lage sind, schneller auf Energiepreise auf dem Spotmarkt zu reagieren. Die Integration großer Mengen „schwankenden“ EE-Stroms in das System kann daher durch eine Förderregelung erleichtert werden, die eine Kopplung an den Spotpreis vorsieht, was auf eine Teilung des Risikos hinausläuft. Dies ist beispielsweise der Fall bei einem Prämiensystem¹⁴, einem System mit grünen Zertifikaten und einigen Systemen mit Einspeisetarif wie dem in Spanien¹⁵.

3.4. Handel mit Energie

Die Auswirkung der verschiedenen Förderregelungen auf den Handel ist ein wichtiger Aspekt der Vereinbarkeit der EE-Fördermaßnahmen mit dem Binnenmarkt. Dabei muss zwischen dem physischen Handel mit Energie (Strom) und dem grünen Wert des Stroms unterschieden werden.

Der physische Handel mit EE-Strom unterliegt denselben Einschränkungen, die für konventionellen Strom gelten¹⁶. Ein derartiger Handel ist im Allgemeinen möglich und findet derzeit statt. Die Verwendung von EE-Strom würde den Bedarf an grenzüberschreitendem Stromhandel und stärkeren Verbindungsleitungen möglicherweise erhöhen.

Nach Artikel 3 Absatz 6 der Richtlinie 2003/54/EG müssen die Stromlieferanten ihre Kunden über den Anteil der einzelnen Energiequellen am Gesamtenergiemix informieren. Die vollständige Umsetzung dieser Offenlegung würde den grünen Wert des EE-Stroms erhöhen. Die Offenlegung der Herkunft des Stroms würde auch ein Erzeugerportfolio mit einem höheren EE-Anteil aufwerten.

3.5. Regulierung für Staatsbeihilfen

Betrachtet man den Wettbewerb auf dem EE-Markt und die europäischen Volkswirtschaften im Allgemeinen, so sollte man auch die verzerrenden Effekte beachten, die Beihilfen auf das reibungslose Funktionieren des Markts haben. Nach Erwägungsgrund 12 der Präambel der Richtlinie 2001/77/EG gelten die Bestimmungen des Vertrags und insbesondere die Artikel 87 und 88 auch für diese öffentliche Förderung. Eine derartige Förderung fällt üblicherweise unter den Gemeinschaftsrahmen für staatliche Umweltschutzbeihilfen und kann unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten aus einer Reihe von Gründen berechtigt sein, da die Vorteile einer solchen Maßnahme für die Umwelt die verzerrenden Auswirkungen auf den Wettbewerb überwiegen. Da die Verwendung erneuerbarer Energiequellen in der Gemeinschaftspolitik eine prioritäre Stellung einnimmt, ist der genannte Gemeinschaftsrahmen für derartige Beihilfen recht weit. Auf dieser Grundlage wurden im Zeitraum 2001 bis 2004 von der Kommission etwa 60 staatliche Beihilferegulungen für erneuerbare Energiequellen genehmigt.

¹⁴ Zur Erinnerung: eine Prämienregelung wird üblicherweise als Einspeiseregulung behandelt, weist aber Unterschiede auf. Zusätzlich zum Spotmarktpreis erhält der EE-Strom-Erzeuger eine Prämie. Der endgültige, für EE-Strom gezahlte Preis fluktuiert mit den normalen Strompreisen am Spotmarkt.

¹⁵ Die Regelung in Spanien umfasst Gebühren für Abweichungen von der zugesagten Leistung für EE-Strom-Erzeuger, so wie für alle anderen Stromerzeuger.

¹⁶ Derzeit wird etwa 11 % des Stromangebots insgesamt tatsächlich grenzüberschreitend in Europa gehandelt.

3.6. Die wichtigste Erkenntnis

Mittel- und langfristig ist die Vereinbarkeit der verschiedenen Regelungen für die Förderung erneuerbarer Energiequellen mit der Entwicklung eines Elektrizitätsbinnenmarkts von wesentlicher Bedeutung. Der Aufbau eines europäischen Binnenmarkts sollte durch eine angemessene Regulierung erzielt werden, in der die für die Entwicklung von EE-Strom erforderlichen Schritte berücksichtigt werden. Die Struktur des Markts ist wesentlich für die Entwicklung und die Verwendung von EE-Strom. Soweit möglich müssen staatliche Beihilferegulungen bei der Erstellung von Förderregelungen berücksichtigt werden.

4. KOEXISTENZ ODER HARMONISIERUNG

Aufgrund des erheblich unterschiedlichen Potenzials und Entwicklungsstands der erneuerbaren Energien in den einzelnen Mitgliedstaaten scheint es äußerst schwierig, kurzfristig eine Harmonisierung zu erzielen. Außerdem könnten kurzfristige Änderungen am System bestimmte Märkte möglicherweise empfindliche stören und es den Mitgliedstaaten erschweren, ihre Ziele zu erreichen. Dennoch müssen die Vor- und Nachteile der Harmonisierung gegenüber den derzeitigen unterschiedlichen Systemen analysiert und beobachtet werden, insbesondere unter dem Aspekt der mittel- bis langfristigen Entwicklung.

4.1. Mögliche Vorteile

- Eine Reihe von Studie kommt zu dem Ergebnis, dass die Gesamtkosten für das Erreichen des bis 2010 angestrebten EE-Stromanteils durch die Harmonisierung der Systeme der grünen Zertifikate oder der Einspeisetarife erheblich geringer sein könnten als wenn die bestehenden unterschiedlichen einzelstaatlichen Maßnahmen weiterverfolgt würden. Voraussetzung für diese Kosteneffizienz sind allerdings ein besser funktionierender Elektrizitätsbinnenmarkt und eine höhere Verbindungs- und Handelskapazität; außerdem sollten Marktverzerrungen durch die Förderung konventionellen Energiequellen beseitigt werden.
- Die Integration von erneuerbaren Energien in den Binnenmarkt mit Hilfe eines einzigen Basissatz von Regeln könnte zu Größenvorteilen führen, die für eine florierende und wettbewerbsfähigere EE-Stromindustrie erforderlich sind.
- Ein europaweites System grüner Zertifikate dürfte zu einem größeren und damit liquideren Zertifikatmarkt führen, was seinerseits einen stabileren Preis für grüne Zertifikate (als auf kleineren – einzelstaatlichen – Märkten) mit sich bringt. Allerdings müssen die Verwaltungskosten für ein derartiges System mit den derzeit anfallenden Verwaltungskosten verglichen werden.
- Ein europaweites System von Einspeisetarifen, das die Verfügbarkeit lokaler Quellen berücksichtigt, könnte die Kosten für alle EE-Techniken in den einzelnen Mitgliedstaaten senken, da die Installationen nicht auf bestimmten Mitgliedstaaten beschränkt sind. Ein solches Einspeisetarifsystem könnte entweder feste Tarife oder aber Prämien verwenden, die zusätzlich zu dem vom durchschnittlichen Strompreis abhängenden Grundpreis gezahlt werden.

4.2. Mögliche Nachteile

- Ein harmonisiertes System grüner Zertifikate kann nur dann funktionieren, wenn es zu angemessenen Zertifikatspreisen und Strafgebühren in der ganzen EU führt und somit zum effizientesten Ausbau der EE-Installationen in den einzelnen Ländern. Übermäßige Schwankungen im Preis für die grünen Zertifikate können zu steigender Unsicherheit bei den Investoren und damit zu einem verringerten Ausbau der erneuerbaren Energiequellen führen.
- Zur Optimierung der Tarife und um die Kosten für ein harmonisiertes Einspeisetarifsystem niedrig zu halten, ist ein erheblicher Informationsumfang über die Techniken und Kosten erforderlich. Falls diese Fragen nicht korrekt gehandhabt werden, könnte das System teuer und unflexibel werden.
- Eine Harmonisierung mittels eines Systems grüner Zertifikate, die keine Unterscheidung anhand der verwendeten Technik erlauben, würde die dynamische Effizienz negativ beeinflussen. Da ein solches System in erster Linie auf Kostenwirksamkeit beruht, würden nur die jeweils wettbewerbsfähigsten Techniken ausgebaut. Zwar wäre dies kurzfristig von Vorteil, doch würden Investitionen in andere vielversprechende Techniken durch das System grüner Zertifikate nicht ausreichend gefördert. Dieses System müsste also durch andere Mittel ergänzt werden.
- Mitgliedstaaten, die in einem harmonisierten System EE-Strom einführen, könnten nicht bereit sein, die zusätzlichen Kosten zu tragen, weil sie keine lokalen Vorteile daraus ziehen können (Beschäftigung und ländliche Entwicklung, Vielfalt und damit Sicherheit der inländischen Energieversorgung, verringerte lokale Umweltverschmutzung), die sich ergeben würden, wenn die erneuerbaren Energien auf ihrem eigenen Staatsgebiet erzeugt würden.
- Andererseits könnten auch die Energie ausführenden Länder nicht bereit sein, mehr EE-Kapazität als für ihre eigenen Ziele erforderlich zu schaffen, da dies in der eigenen Bevölkerung zu Widerständen gegen künftige EE-Installationen führen könnte (NIMBY-ismus oder St.-Florians-Prinzip¹⁷).

5. ADMINISTRATIVE HEMMNISSE

Bei der Diskussion von Förderregelungen lässt sich das Thema administrative Hemmnisse nicht aussparen. Um die Ziele für die Marktdurchdringung mit EE-Strom auf kostenwirksame Weise zu erreichen, bedarf es eines Prozesses, der rasch und einfach eine wachsende Erzeugung von EE-Strom gestattet.

In diesem Kapitel wird im Einklang mit Artikel 6 der Richtlinie 2001/77/EG analysiert, welche Probleme auftreten und welche Lösungen für den Abbau von administrativen Hemmnissen in Frage kommen (Genauerer hierzu siehe Anhang 6).

¹⁷ NIMBY ist das Akronym für „Not In My Back Yard“; St.-Florians-Prinzip: „Verschon´ mein Haus, zünd´ andere an.“

5.1. Bestehende Hemmnisse

Hemmnisse für Projektentwickler und Investoren beim Erschließen neuer Kapazitäten können administrative, netzspezifische, soziale und finanzielle Gründe haben. Die Kommission hat vor kurzem eine öffentliche Anhörung dazu eingeleitet, wie diese Hemmnisse wahrgenommen werden¹⁸.

Die administrativen Hemmnisse, die dabei festgestellt wurden, lassen sich in folgende Kategorien unterteilen:

1. *Unzahl beteiligter Behörden und mangelnde Koordinierung*

Ein wichtiger Punkt, der eine stärkere Nutzung von erneuerbaren Energiequellen behindern könnte, ist die Tatsache, dass Erzeugungsanlagen von Behörden auf mehreren Kompetenzebenen genehmigt werden müssen. Bedingt durch die Auflagen der zahlreichen beteiligten Behörden (auf nationaler, regionaler oder kommunaler Ebene) kommt es häufig zu Verzögerungen, Investitionsunsicherheit und höherem Arbeitsaufwand; außerdem bedarf es wahrscheinlich stärkerer Anreize für die Entwickler, um das Investitionsrisiko oder die hohe Kapitalintensität zu Projektbeginn auszugleichen.

Falls unterschiedliche Verwaltungsebenen am Genehmigungsverfahren mitwirken, sollten die Mitgliedstaaten **zentrale Anlaufstellen** (*One Stop Agencies*) für Genehmigungsfragen benennen, die mehrere Verwaltungsverfahren koordinieren, wie es in Deutschland das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrografie im Fall von Offshore-Windkraftanlagen tut. Zudem sollten die unterschiedlichen Behörden mit Standardformularen und einheitlichen Auflagen arbeiten.

2. *Langer Vorlauf bis zur Erlangung der benötigten Genehmigungen*

Die Genehmigungsverfahren für Windkraftanlagen an Land können zwischen zwei und sieben Jahre dauern¹⁹, was in einigen Fällen sogar den Vorwurf laut werden ließ, man wolle die Marktentwicklung komplett „einfrieren“. Die Erfahrungen mit Offshore-Windkraftprojekten haben gezeigt, dass die betreffenden Genehmigungsverfahren sogar noch ineffizienter sind, weil es bis vor kurzem keine klare Maßgabe für die Aufteilung der Zuständigkeiten zwischen den einzelnen Regierungsbehörden gab.

Eindeutige Leitlinien für die Genehmigungsverfahren wären höchst empfehlenswert und die entsprechenden Verfahren sollten auch verbindliche Fristen beinhalten, innerhalb deren die beteiligten Behörden reagieren müssen. Zielvorgaben für die Genehmigungsrate²⁰ sind ein hervorragendes Instrument für die Überprüfung einer rascheren Erteilung von Genehmigungen.

3. *Erneuerbare Energiequellen werden bei der Raumordnung kaum berücksichtigt*

¹⁸ Diese Konsultation der Interessengruppen erfolgte mittels eines Internet-Fragebogens und vertiefender Interviews. Ihre Beschreibung ist der Folgenabschätzung zu entnehmen, die dieser Mitteilung beigelegt ist.

¹⁹ Diese Verfahrensdauer gilt für die Niederlande und Schottland.

²⁰ Die British Wind Energy Association veröffentlicht jedes Jahr ihre Genehmigungsrate: im vergangenen Jahr (2004) konnte sie eine Genehmigungsrate von 80 % vorweisen.

Die künftige Entwicklung von Projekten für EE-Strom findet bei der Erstellung von Raumordnungsplänen keine Berücksichtigung. Dies bedeutet, neue Raumordnungspläne sind Voraussetzung dafür, dass ein EE-Stromprojekt in einem bestimmten Gebiet umgesetzt werden kann. Dies kann sehr lange dauern. Der Löwenanteil des Zeitaufwands für die Umsetzung eines Projekts entfällt häufig darauf, die Genehmigungen im Zusammenhang mit der Raumordnung einzuholen. Dies gilt besonders für Projekte zur Stromerzeugung aus Wind und Biomasse. Die Behörden sollten ermuntert werden, **die Entwicklung künftiger EE-Stromprojekte in ihrer Region vorausschauend einzuplanen (Vorausplanung)**, indem sie dafür geeignete Flächen ausweisen.

Sofern mehrere Behördenebenen beteiligt sind, könnte eine mögliche Lösung in einer **Vorausplanung** wie in Dänemark oder Deutschland bestehen, wo die Kommunalbehörden Standorte ausweisen müssen, die Projektentwicklern für ein angestrebtes Kapazitätsniveau bei der EE-Stromerzeugung zur Verfügung stehen. Bei solchen im Rahmen der Vorausplanung ausgewiesenen Flächen sind die Genehmigungsaufgaben weniger umfangreich und die Verfahren werden rascher abgewickelt. In Schweden werden solche Flächen als „Windkraftflächen von nationalem Interesse“ bezeichnet.

Beim Planungs- und Genehmigungsprozess spielt auch die Einhaltung der europäischen Umweltrichtlinien wie der Wasserrahmenrichtlinie, der Habitat-Richtlinie und der Vogelschutzrichtlinie eine Rolle. Die Kommission wird ihre Arbeit - beispielsweise ihre aktuelle Initiative zur Verknüpfung der Wasserrahmenrichtlinie und der Richtlinie über die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen wie Wasserkraft - fortsetzen, um so für eine transparentere und klarere Anwendung dieser Richtlinien beim Ausbau der erneuerbaren Energiequellen zu sorgen.

5.2. Empfehlungen zu administrativen Hemmnissen

Da sich die Gegebenheiten bei den Genehmigungsverfahren erheblich von einem Mitgliedstaat zum anderen unterscheiden, lassen sich Empfehlungen für Verbesserungen nur allgemein formulieren. In der Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energiequellen (2001/77/EG) wird eine Verkürzung des gesamten Genehmigungsverfahrens gefordert. Erreicht werden kann dies nur durch ein starkes Engagement und Mitwirken der Zentralregierungen zusammen mit den Regional- und Kommunalbehörden, wobei jedoch die Kompetenzen jeder Ebene klar festgelegt sein müssen. Die Kommission empfiehlt folgende Maßnahmen:

- Es sollten **zentrale Anlaufstellen in Genehmigungsfragen** eingerichtet werden, die die Bearbeitung der Genehmigungsanträge übernehmen und die Antragsteller beraten.
- Die Mitgliedstaaten sollten **klare Leitlinien** für Genehmigungsverfahren aufstellen und darin die Zuständigkeiten eindeutig zuweisen. Der Rechtsprechung des Europäischen Gerichtshofs zufolge müssen die Genehmigungsverfahren auf objektiven und nichtdiskriminierenden Kriterien beruhen, die den Unternehmen im Voraus bekannt sind, damit dem Ermessen der nationalen Behörden Grenzen gesetzt und eine missbräuchliche Anwendung verhindert wird²¹.

²¹ Vgl. Urteil des Gerichtshofes vom 20. Februar 2001, Rechtssache C-205/99, „Analir“.

- Die Mitgliedstaaten sollten **Mechanismen der Vorausplanung** schaffen, die Regionen und Kommunen verpflichten, Standorte für die Stromerzeugung aus den einzelnen erneuerbaren Energiequellen auszuweisen.
- Für Kleinprojekte sollten **raschere Verfahren** geschaffen werden.
- Ein Leitfaden für den Zusammenhang mit den europäischen Umweltrechtsvorschriften sollte erstellt werden.

6. FRAGEN DES NETZZUGANGS

Der Netzzugang zu vernünftigen und transparenten Preisen ist das Kernziel von Artikel 7 der Richtlinie 2001/77/EG und eine Grundvoraussetzung für den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Die Mitgliedstaaten müssen dazu Maßnahmen ergreifen, um dem EE-Strom den Netzzugang zu erleichtern.

Die Netzinfrastruktur wurde weitgehend gebaut, als die Strombranche noch in öffentlicher Hand war. Sie wurde so ausgelegt, dass Großkraftwerke in der Nähe von Förderstätten und Flüssen oder auch unweit der wichtigsten Verbrauchszentren gebaut werden konnten. Die Erzeugung von EE-Strom findet in der Regel an anderen Orten statt als die konventionelle Stromerzeugung und ist meist wesentlich geringer. Manche Biomassekraftwerke können zwar Kapazitäten von rund 200 MW aufweisen und Windparks erreichen inzwischen ähnliche Größen, üblicherweise ist die Leistung einer Anlage zur Erzeugung von EE-Strom jedoch geringer. EE-Kraftwerke sind häufig an das Verteilungsnetz angeschlossen und erfordern neben den Investitionen für den Netzanschluss meist auch Netzerweiterungen und -verstärkungen. Die Mitgliedstaaten haben mit wenigen Ausnahmen **gesetzliche Bestimmungen** geschaffen, die sicherstellen sollen, dass die Netzbetreiber die Übertragung und Verteilung von EE-Strom gewährleisten. Ein vorrangiger Netzzugang für EE-Kraftwerke ist bei der Übertragung in vielen Fällen allerdings nicht vorgesehen.

Es bedarf **transparenter Regelungen** für die Kostenübernahme und -teilung der erforderlichen Netzinvestitionen, weil viele netzspezifische Hemmnisse durch ein Fehlen solcher Regelungen bedingt sind. Die bestehenden Regelungen und der Umfang ihrer Transparenz fallen je nach Mitgliedstaat sehr unterschiedlich aus. Es besteht noch erheblicher Handlungsbedarf, was die Transparenz bei der Kostenteilung angeht.

Bewährte Verfahrensweisen sind in mehreren Ländern zu finden, so in Dänemark, Finnland, Deutschland und den Niederlanden. Dort wurden transparente Regelungen für die Kostenübernahme und -teilung der einzelnen Netzinvestitionen getroffen. Diese Länder haben sich für einen „flachen“ Kostenansatz entschieden, dem zufolge die Projektentwickler, die den Netzanschluss beantragen, die Netzanschlusskosten tragen oder auch mit den Netzbetreibern teilen, wohingegen die Netzbetreiber jene Kosten übernehmen, die durch die erforderlichen Erweiterungen und Verstärkungen von Verteilungs- oder Übertragungsnetz anfallen, und sie über die Struktur der Netztarife umlegen. In Dänemark trägt der Netzbetreiber auch in gewissem Umfang die Anschlusskosten für Windkraftanlagen, wodurch der Kostendruck durch Anschlussinvestitionen für die Betreiber von Windkraftanlagen niedrig gehalten wird. Obwohl in den Niederlanden kein vorrangiger Netzzugang gewährt wird, gehen im Allgemeinen alle Anschlusskosten zu Lasten der Netzbetreiber.

EE-Strom kann mit unzureichender Netzkapazität konfrontiert sein. Dieses Hindernis wiegt noch schwerer durch das Fehlen klarer Regelungen für die Kostenübernahme und -teilung bei verschiedenen Netzinvestitionen sowie durch das Bestehen vertikal integrierter und marktbeherrschender Unternehmen.

Um dafür zu sorgen, dass EE-Strom einen deutlichen Anteil am Energiemix ausmachen kann, sind eine bessere Planung und ein Gesamtmanagement der Stromnetze vonnöten. Im Rahmen des Programms für transeuropäische Energienetze und des Rahmenprogramms für Forschung und technologische Entwicklung der Europäischen Union wurde begonnen, Studien über die Anpassung und Optimierung der Stromnetze zwecks Einbindung von EE-Stromprojekten zu fördern.

Die Kommission empfiehlt, als erstes die Grundsätze der Kostenübernahme und -teilung absolut transparent und nichtdiskriminierend zu gestalten. Dann ist der notwendige Ausbau der Netzinfrastruktur in Angriff zu nehmen, damit sie die künftige Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen bewältigen kann. Drittens sollten die Kosten für den Ausbau der Netzinfrastruktur von den Netzbetreibern getragen werden. Und viertens sollten die Strompreisgestaltung im gesamten Stromnetz fair und transparent sein und die Vorteile der integrierten Stromerzeugung dabei berücksichtigt werden.

7. HERKUNFTSNACHWEISE

Die Mitgliedstaaten müssen ein System einrichten, mit dem sich die Herkunft des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms nachweisen lässt, um so den Handel damit und die Transparenz für den Verbraucher zu fördern²². Sie müssen dafür sorgen, dass auf Antrag ein Herkunftsnachweis ausgestellt wird. Wie aus Anhang 7 ersichtlich ist, werden Herkunftsnachweise für EE-Strom je nach Mitgliedstaat unterschiedlich gehandhabt.

Die neue Richtlinie für den Elektrizitätsbinnenmarkt²³ wurde nach der Richtlinie 2001/77/EG erlassen. Gemäß Artikel 3 Absatz 6 der Richtlinie 2003/54/EG müssen die Mitgliedstaaten ein System zur Offenlegung des zur Stromerzeugung eingesetzten Energiemixes einrichten. Diese Vorschrift stellt für die Kommission eine Maßnahme mit großer Bedeutung für das Ziel der Verbrauchertransparenz dar, weil sie für die gesamte Strombranche gilt, nicht nur für Strom aus erneuerbaren Energiequellen. Der Herkunftsnachweis könnte als Grundlage für diese Information dienen.

Der Handel mit Ökostrom ist angelaufen, es kam bislang jedoch zu keiner Übertragung von Ökostrom aus dem Land, in dem er erzeugt wurde, in ein anderes Land, damit dort Zielvorgaben erfüllt werden. Zur Vermeidung einer doppelten Erfassung ist ein einheitlicher Herkunftsnachweis nicht unbedingt nötig. Es ist allerdings erforderlich, ein absolut sicheres System für die Einlösung „gebrauchter“ grüner Zertifikate zu vereinbaren. Ein derartiges System gibt es bereits in mehreren Mitgliedstaaten und es könnte weitergehend koordiniert oder sogar harmonisiert werden, falls ein Anstieg des grenzüberschreitenden Handels dies erfordern würde.

²² Artikel 5 der Richtlinie 2001/77/EG.

²³ Richtlinie 2003/54/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG.

8. SCHLUSSFOLGERUNGEN

Zeit für die Koordinierung

Während in der EU noch umfangreiche Erfahrungen mit Förderregelungen für erneuerbare Energieträger gesammelt werden, könnten solche miteinander im Wettbewerb stehenden Regelungen auf einzelstaatlicher Ebene zumindest während einer Übergangszeit als durchaus gesund angesehen werden. Ein Wettbewerb zwischen Regelungen dürfte eine größere Vielfalt von Lösungen und damit auch Nutzeffekte mit sich bringen: Einem System, das mit einem grünen Zertifikat arbeitet, kommt beispielsweise das Bestehen eines Einspeisetarifsystems zugute, weil die Kosten weniger effizienter Techniken durch den technologischen Lernprozess sinken, was wiederum niedrigere Übertragungskosten für die Verbraucher bedeutet. Abgesehen davon ist es noch zu früh dafür, die Vor- und Nachteile gut eingeführter Förderregelungen mit jenen erst relativ kurz bestehender Systeme zu vergleichen. Aus diesem Grund und in Anbetracht aller übrigen Erkenntnisse, zu denen die Kommission in dieser Mitteilung gelangt, hält sie es nicht für angebracht, zu diesem Zeitpunkt ein harmonisiertes System auf europäischer Ebene vorzuschlagen.

Die Kommission hält einen **koordinierten** Ansatz bei Förderregelungen für erneuerbare Energieträger, der auf zwei Pfeilern ruht, für zweckmäßig: zum einen **Kooperation** zwischen den einzelnen Ländern und zum anderen Optimierung der Wirkung nationaler Förderregelungen.

8.1. Kooperation

Eine engere Koordinierung zwischen einzelnen Ländern in Form einer „**Kooperation**“ könnte sich für die Entwicklung der verschiedenen Fördersysteme in Europa als hilfreich erweisen. Die entstehende Kooperation zwischen den Einspeisetarifsystemen in Deutschland, Spanien und Frankreich oder auch auf dem iberischen Markt sowie das neue von Schweden und Norwegen geplante gemeinsame System mit grünen Zertifikaten könnten anderen als Vorbild dienen. Bei Mitgliedstaaten, deren Systeme ausreichend ähnlich gestaltet sind, wäre dann später eine Teilharmonisierung möglich.

8.2. Optimierung

Die Kommission schlägt einen Prozess zur **Optimierung der nationalen Systeme** vor und weist darauf hin, dass instabile oder ineffiziente Systeme in der Regel Mehrkosten für den Verbraucher verursachen. Die Optimierung bezieht sich auf die wirtschaftlichen Mechanismen und die Kostenwirksamkeit, sie erfordert allerdings auch den Abbau von administrativen und netzspezifischen Hemmnissen.

Die Mitgliedstaaten sollten ihre Förderregelungen durch folgende Maßnahmen optimieren und verfeinern:

- **Mehr rechtliche Stabilität und ein geringeres Investitionsrisiko** Einer der Aspekte, die bei nationalen Förderregelungen am stärksten Besorgnis erregen, bezieht sich auf instabile Systemabläufe. Mit jeder Instabilität im System steigt das Investitionsrisiko, was sich in der Regel als Mehrkosten für die Verbraucher niederschlägt. Das System muss daher bei den Marktteilnehmern langfristig als stabil und verlässlich gelten, damit die Risikowahrnehmung abnimmt. Die Verringerung des Investitionsrisikos und die Erhöhung der Liquidität ist vor allem auf dem Markt für grüne Zertifikate ein wichtiges Thema. Fördermechanismen müssen so konzipiert

sein, dass sie unnötige Marktrisiken so gering wie möglich halten. Eine höhere Liquidität könnte die Option von Verträgen mit langer Laufzeit verbessern und für eine klarere Preisgestaltung auf dem Markt sorgen.

- **Abbau administrativer Hemmnisse**, einschließlich einer Straffung der Verwaltungsverfahren. Die Verwaltungsaufgaben für Förderregelungen auf der Zugangsseite sollten abgebaut werden, um die Belastung der Verbraucher möglichst gering zu halten. Klare Vorgaben, zentrale Genehmigungsstellen, die Einrichtung von Vorausplanungsmechanismen und schlankere Verfahren sind konkrete, an die Mitgliedstaaten gerichtete Vorschläge, die zusätzlich zur vollen Umsetzung der Richtlinie über EE-Strom ihre Wirkung entfalten können.
- **Regelung der netzspezifischen Fragen** und Transparenz der Anschlussbedingungen. Der Ausbau des Übertragungsnetzes bedarf im Voraus der Konzeption und Planung und erfordert entsprechende Finanzmittel. Die Kommission empfiehlt, zunächst die Grundsätze der Kostenübernahme und -teilung absolut transparent und nichtdiskriminierend zu gestalten. Dann ist der notwendige Ausbau der Netzinfrastruktur in Angriff zu nehmen, damit sie die künftige Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen bewältigen kann. Drittens sollten die Kosten für den Ausbau der Netzinfrastruktur in der Regel von den Netzbetreibern getragen werden. Und viertens sollten die Strompreise im gesamten Stromnetz fair und transparent sein und die Vorteile der integrierten Stromerzeugung dabei berücksichtigt werden.
- **Förderung der technologischen Vielfalt** Manche Förderregelungen weisen die Tendenz auf, nur jene erneuerbaren Techniken zu fördern, die im Hinblick auf die kostenbezogene Wettbewerbsfähigkeit am besten abschneiden. So würde Windkraft aus Offshore-Anlagen normalerweise wohl kaum gefördert werden, wenn sie den gleichen finanziellen Rahmenbedingungen unterliegen würde wie Windkraft aus Anlagen an Land. Derartige Regelungen könnten daher durch andere Förderinstrumente ergänzt werden, um so eine Diversifizierung der technologischen Entwicklung zu erreichen. Eine gute, umfassende Förderpolitik für EE-Strom sollte vorzugsweise auf unterschiedliche Techniken zur Gewinnung von EE-Strom abgestellt sein.
- Die Mitgliedstaaten sollten die Möglichkeiten von **Steuerbefreiungen und -ermäßigungen** ausschöpfen, die die Richtlinie über die Besteuerung von Energieerzeugnissen²⁴ für Strom aus erneuerbaren Energiequellen bietet.
- **Vereinbarkeit mit dem Elektrizitätsbinnenmarkt** Die EU-Mitgliedstaaten befinden sich mitten in einem Liberalisierungsprozess ihrer Energiemärkte. Dieser Gesichtspunkt bezieht sich darauf, wie leicht sich eine Förderregelung in einen liberalisierten Energiemarkt integrieren lässt und wie effizient sie mit bestehenden und neuen politischen Instrumenten zusammen wirkt.
- **Schaffung von Arbeitsplätzen und lokale und regionale Nutzeffekte:** Ein erheblicher Teil der öffentlichen Nutzeffekte, die mit Fördermaßnahmen für EE-

²⁴ Richtlinie 2003/96/EG zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom (ABl. L 283 vom 31.10.2003, S. 51).

Strom bezweckt werden, betreffen die Beschäftigungs- und Sozialpolitik sowie die ländliche Entwicklung, wobei andere politische Zielsetzungen auf nationaler Ebene ebenfalls zu beachten und berücksichtigen sind.

- **Kombination mit Maßnahmen für Energieeffizienz und Steuerung der Energienachfrage:** Die Fortschritte bei der Erzeugung von EE-Strom werden derzeit durch das übermäßige Anwachsen des Stromverbrauchs zunichte gemacht. Dies muss vermieden werden. Daher kann nur eine Kombination von Fördermaßnahmen für die Erzeugung von EE-Strom mit Maßnahmen zur Effizienzsteigerung beim Stromverbrauch dazu beitragen, dass Europa seine energiepolitischen Ziele erreicht.

8.3. Nächste Schritte

Umfangreiche Änderungen der Vorschriften auf Gemeinschaftsebene in nächster Zukunft sind nicht zu empfehlen, wenn die Ziele für das Jahr 2010 erreicht werden sollen. Angesichts der angestrebten Vollendung des Elektrizitätsbinnenmarkts und des Potenzials für eine Steigerung der Kosteneffizienz wird die Kommission allerdings eingehender untersuchen, welche Optionen für eine stärkere Optimierung, Koordinierung und eventuelle Harmonisierung vorliegen, welche Folgen dies hätte und welche Voraussetzungen für Fortschritte bei der Liberalisierung und dem Ausbau der Übertragungskapazitäten bestehen; dabei will sie sich die Erfahrungen zunutze machen, die mit unterschiedlichen Förderregelungen in den Mitgliedstaaten gemacht wurden.

Die Kommission wird den energiepolitischen Entwicklungsstand im Hinblick auf erneuerbare Energiequellen in der EU genau im Blick behalten und bis spätestens Dezember 2007 einen Bericht über den Stand der Systeme der Mitgliedstaaten zur Förderung von EE-Strom erstellen, der sich einreicht in die laufende Bewertung der Umsetzung der Ziele für das Jahr 2020 und die Ausarbeitung eines politischen Rahmens für erneuerbare Energien nach 2010. Ausgehend von den Ergebnissen dieser Bewertung wird die Kommission gegebenenfalls vorschlagen, einen anderen Ansatz zu verfolgen und einen anderen Rahmen für Förderregelungen für Strom aus erneuerbaren Energiequellen in der Europäischen Union aufzustellen, wobei die erforderlichen angemessenen Übergangsfristen und -bestimmungen zu berücksichtigen wären. Der Analyse der Vor- und Nachteile einer weitergehenden Harmonisierung wird dabei besonderes Augenmerk gelten.

Das Europäische Parlament hat kürzlich eine Entschließung über erneuerbare Energieträger²⁵ angenommen, in der es die Kriterien für eine mögliche künftige Harmonisierung des europäischen Anreizsystems präzisiert.

Gemäß Artikel 4 der Richtlinie 2001/77/EG wird die Kommission den Erfolg, einschließlich der Kostenwirksamkeit, der Förderregelungen auch weiterhin bewerten. Der entsprechende Bericht wird gegebenenfalls zusammen mit einem Vorschlag zur Schaffung eines gemeinschaftlichen Rahmens für Regelungen zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen vorgelegt werden. Ein solcher Vorschlag für einen Rahmen sollte

- a) *zur Erreichung der nationalen Richtziele beitragen;*

²⁵ Entschließung des Europäischen Parlaments vom 28. September 2005 (Turmes-Bericht über den Anteil der erneuerbaren Energieträger).

- b) *mit den Prinzipien des Elektrizitätsbinnenmarktes vereinbar sein;*
- c) *den Besonderheiten der verschiedenen erneuerbaren Energiequellen und den unterschiedlichen Techniken wie auch den geografischen Unterschieden Rechnung tragen;*
- d) *die Nutzung erneuerbarer Energiequellen wirksam fördern und einfach sowie möglichst effizient, insbesondere kosteneffizient, sein;*
- e) *angemessene Übergangszeiträume von mindestens sieben Jahren für die nationalen Förderregelungen vorsehen und das Vertrauen der Investoren wahren.*

