



**RAT DER
EUROPÄISCHEN UNION**

**Brüssel, den 13. Dezember 2005 (15.12)
(OR. en)**

15745/05

**ENER 202
ENV 599**

ÜBERMITTLUNGSVERMERK

Absender: Herr Jordi AYET PUIGARNAU, Direktor, im Auftrag des
Generalsekretärs der Europäischen Kommission

Eingangsdatum: 9. Dezember 2005

Empfänger: der Generalsekretär/Hohe Vertreter, Herr Javier SOLANA

Betr.: Mitteilung der Kommission
- Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen

Die Delegationen erhalten in der Anlage das Kommissionsdokument - KOM(2005) 627 endgültig

Anl.: KOM(2005) 627 endgültig



KOMMISSION DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFTEN

Brüssel, den 7.12.2005
KOM(2005) 627 endgültig

MITTEILUNG DER KOMMISSION

Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen

{SEK(2005) 1571}

INHALTSVERZEICHNIS

<u>1.</u>	<u>Einführung</u>	3
<u>2.</u>	<u>Bewertung bestehender Förderregelungen</u>	4
<u>3.</u>	<u>Aspekte des Handels und des Binnenmarkts</u>	9
<u>4.</u>	<u>Koexistenz oder Harmonisierung</u>	12
<u>5.</u>	<u>Administrative Hemmnisse</u>	13
<u>6.</u>	<u>Fragen des Netzzugangs</u>	16
<u>7.</u>	<u>Herkunftsnachweise</u>	17
<u>8.</u>	<u>Schlussfolgerungen</u>	18
	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 feste 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 and 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 politische 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 Sekundärinstrumenten 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 vertiefter Interviews. Ihre Beschreibung ist der Folgenabschätzung zu entnehmen, die dieser Mitteilung beigefügt 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.*

Annex 1 – Current share of electricity from renewable energy sources

Renewable energies promise to bring about strategic improvements in the security of supply, reducing the long-term price volatility to which the EU is subject as a price-taker for fossil fuels, and could offer an enhanced competitive edge for the EU's renewable technology industry. Renewable energies reduce air pollution and greenhouse gas emissions. They could also help improve economic and social prospects in the rural and isolated regions of industrialised countries and provide a better means of meeting basic energy needs in developing countries. The cumulative effect of all these benefits makes a robust case for supporting renewables. The EU aims at having renewable sources provide for 21% of the electricity consumed in its 25 member states by 2010. Romania and Bulgaria have set up a target by 2010, maintaining the objective for the enlarged Union at 21%²⁶. This target is formulated in the EU Renewables Directive 2001/77/EC, which sets individual national targets to this end. The electricity produced by renewable energy sources (RES-E) in the EU-25 countries accounted for 394 TWh in 2003, corresponding to a share of 14% in electricity generation (see Figure 1). The recent very dry years and the considerable growth of electricity consumption affect the percentage of RES-E in consumption as a whole. One percentage point of the objective on renewable electricity has been missed in the last three years due to the important draughts occurring in Europe. Electricity consumption is growing at 2% per year.

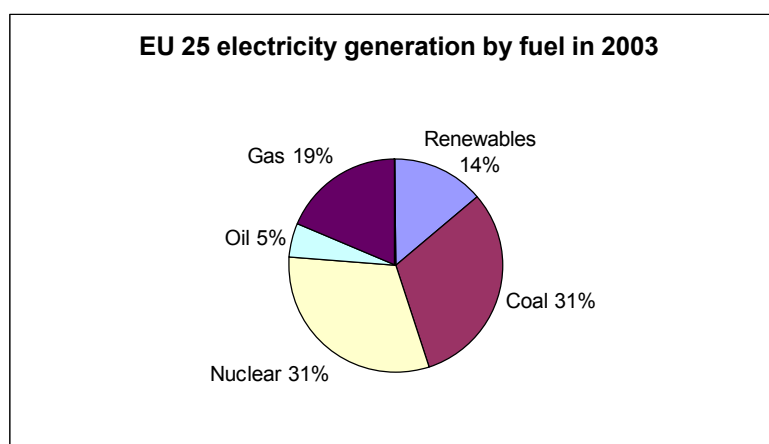


Figure 1:
EU25 electricity generation by fuel in 2003.

To avoid the interference due to the variability of rain conditions in recent years, Figure 2 shows all renewable energies apart from hydropower. In recent years, the growth in renewable electricity has been faster with the non-hydro sources. Figure 2 shows the impressive evolution of wind (three countries were mainly responsible for the growth of this sector up to 2003) and the other sectors such as biomass, geothermal and photovoltaic solar energy.

²⁶ Romania has set up a target for passing from 28% to 33% by 2010 and Bulgaria from 6% to 11% by 2010.

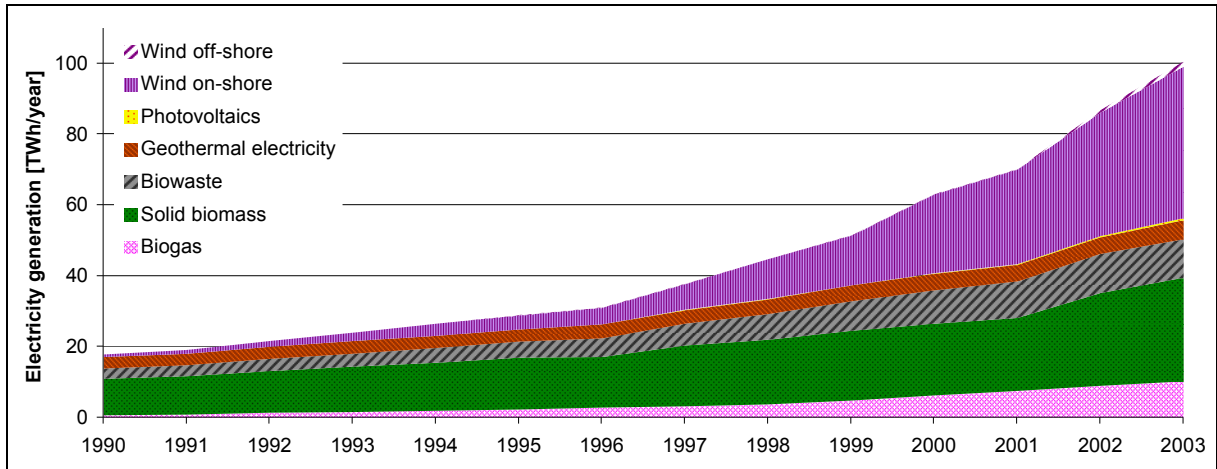


Figure 2:
Historical development of electricity generation from 'new' RES-E in the European Union (EU-25) from 1990 to 2003.

Hydropower remains the dominant source, but new renewable sources such as biomass or wind are starting to play a role. Especially in the EU-15 countries, wind energy is the most important of the new renewable sources in recent portfolios with a yearly growth of 35% in the last ten years while biomass is prominently represented in some of the new Member States.

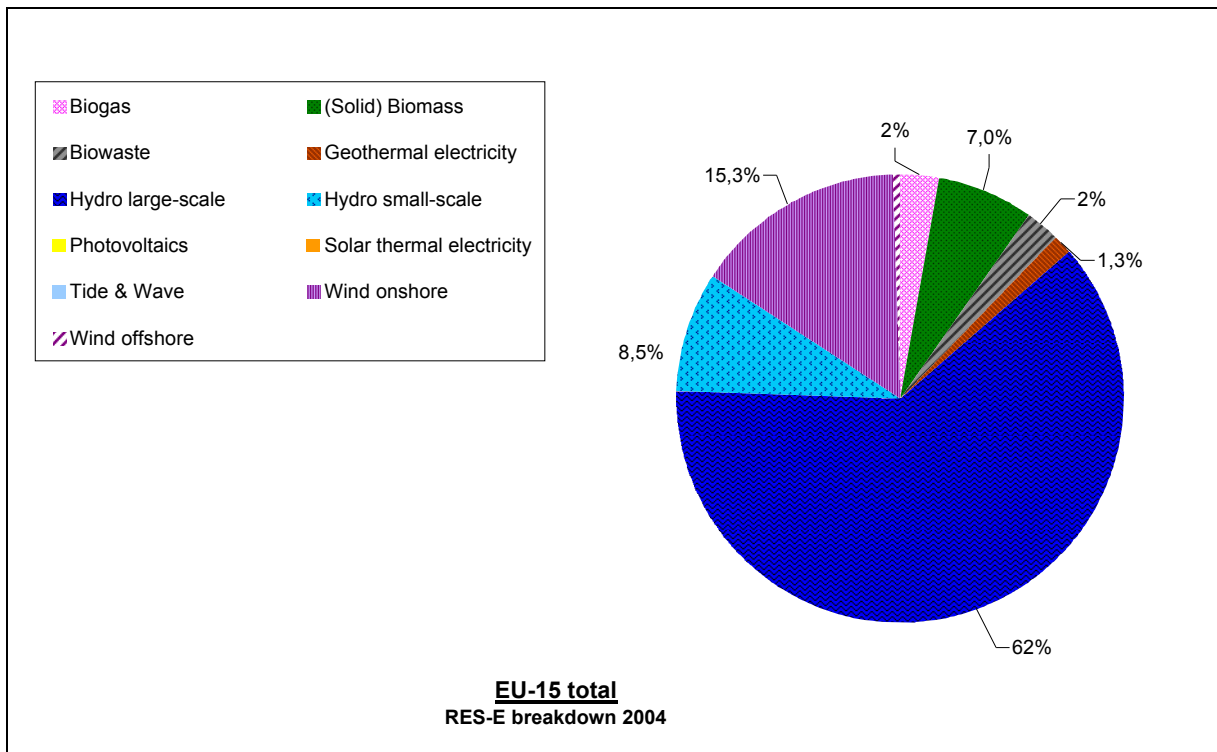
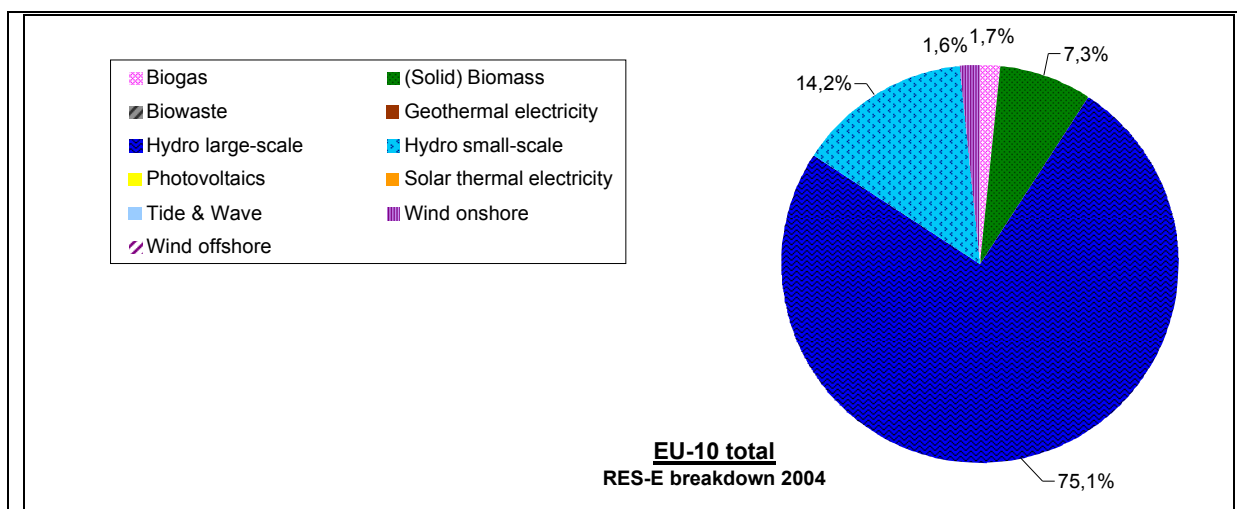


Figure 3:
RES-E as a share of the total achieved potential in 2004 for the EU-15.



**Figure 4:
Breakdown of RES-E in 2004 for the EU-10.**

Annex 2 – Inventory of current support systems

Table 1: Overview of the main policies for renewable electricity in EU-15

Country	Main electricity support schemes	Comments
Austria	Feed-in tariffs (now terminated) combined with regional investment incentives.	Feed-in tariffs have been guaranteed for 13 years. The instrument was only effective for new installations with permission until December 2004. The active period of the system has not been extended nor has the instrument been replaced by an alternative one.
Belgium	Quota obligation system / TGC ²⁷ combined with minimum prices for electricity from RES.	The Federal government has set minimum prices for electricity from RES. Flanders and Wallonia have introduced a quota obligation system (based on TGCs) with the obligation on electricity suppliers. In Brussels no support scheme has been implemented yet. Wind offshore is supported at federal level.
Denmark	Premium feed-in tariffs (environmental adder) and tender schemes for wind offshore.	Settlement prices are valid for 10 years. The tariff level is generally rather low compared to the previously high feed-in tariffs.
Finland	Energy tax exemption combined with investment incentives.	Tax refund and investment incentives of up to 40% for wind, and up to 30% for electricity generation from other RES.
France	Feed-in tariffs.	For power plants < 12 MW feed-in tariffs are guaranteed for 15 years or 20 years (hydro and PV). For power plants > 12 MW a tendering scheme is in place.
Germany	Feed-in tariffs.	Feed-in tariffs are guaranteed for 20 years (Renewable Energy Act). Furthermore soft loans and tax incentives are available.
Greece	Feed-in tariffs combined with investment incentives.	Feed-in tariffs are guaranteed for 10 years. Investment incentives up to 40%.
Ireland	Tendering scheme. It has been announced that the tendering scheme will be replaced by a feed-in tariff scheme.	Tendering schemes with technology bands and price caps. Also tax incentives for investment in electricity from RES.
Italy	Quota obligation system / TGC. A new feed-in tariff system for photovoltaic valid since 5 th August 2005.	Obligation (based on TGCs) on electricity suppliers. Certificates are only issued for new RES-E capacity during the first eight years of operation.
Luxembourg	Feed-in tariffs.	Feed-in tariffs guaranteed for 10 years (for PV for 20 years). Investment incentives also available.
Netherlands	Feed-in tariffs.	Feed-in tariffs guaranteed for 10 years. Fiscal incentives for investment in RES are available. The energy tax exemption on electricity from RES ended on 1 January 2005.
Portugal	Feed-in tariffs combined with investment incentives.	Investment incentives up to 40%.
Spain	Feed-in tariffs.	Electricity producers can choose between a fixed feed-in tariff or a premium on top of the conventional electricity price, both are available over the entire lifetime of a RES power plant. Soft loans, tax incentives and regional investment incentives are available.
Sweden	Quota obligation system / TGC.	Obligation (based on TGCs) on electricity consumers. For wind energy, investment incentives and a small environmental bonus are available.
UK	Quota obligation system / TGC.	Obligation (based on TGCs) on electricity suppliers. Electricity companies which do not comply with the obligation have to pay a buy-out penalty. A tax exemption for electricity generated from RES is available (Levy Exemption Certificates which give exemption from the Climate Change Levy).

²⁷ TGC = tradable green certificates.

Table 2: Overview of the main policies for renewable electricity in EU-10

Country	Main electricity support schemes	Comments
Cyprus	Grant scheme for the promotion of RES (since February 2004) financed through an electricity consumption tax of 0.22 E/kWh (since Aug. 2003).	Promotion scheme is fixed only for a 3-year period.
Czech Republic	Feed-in tariffs (since 2002), supported by investment grants. Revision and improvement of the tariffs in February 2005.	Relatively high feed-in tariffs with 15-year guaranteed support. Producer can choose between a fixed feed-in tariff or a premium tariff (green bonus). For biomass cogeneration, only the green bonus applies..
Estonia	Feed-in tariff system with purchase obligation.	Feed-in tariffs paid for up to 7 years for biomass and hydro and up to 12 years for wind and other technologies. All support schemes are scheduled to end in 2015. Together with relatively low feed-in tariffs this makes renewable investments very difficult.
Hungary	Feed-in tariff (since January 2003) combined with purchase obligation and tenders for grants.	Medium tariffs (6 to 6.8 ct/kWh) but no differentiation among technologies. Actions to support RES are not coordinated, and political support varies. All this results in high investment risks and low penetration.
Latvia	Quota obligation system (since 2002) combined with feed-in tariffs.	Frequent policy changes and the short duration of guaranteed feed-in tariffs result in high investment uncertainty. The high feed-in tariff scheme for wind and small hydropower plants (less than 2 MW) was phased out in January 2003.
Lithuania	Relatively high feed-in tariffs combined with a purchase obligation. In addition good conditions for grid connections and investment programmes.	Closure of the Ignalina nuclear plant will strongly affect electricity prices and thus the competitive position of renewables as well as renewable support. Investment programmes limited to companies registered in Lithuania.
Malta	Low VAT rate for solar.	Very little attention to RES-E so far.
Poland	Green power purchase obligation with targets specified until 2010. In addition renewables are exempted from the (small) excise tax.	No penalties defined and lack of target enforcement.
Slovak Republic	Programme supporting RES and energy efficiency, including feed-in tariffs and tax incentives.	Very little support for renewables. The main support programme runs from 2000, but there is no certainty as to the time frame or tariffs. The low support, lack of funding and lack of longer-term certainty make investors very reluctant.
Slovenia	Feed-in system combined with long-term guaranteed contracts, CO ₂ taxation and public funds for environmental investments.	None.

Bulgaria	Combination of feed-in tariffs, tax incentives and purchase obligation.	Relatively low levels of incentive make penetration of renewables especially difficult as the current commodity prices for electricity are still relatively low. A green certificate system to support renewable electricity developments has been proposed. Bulgaria recently agreed upon an indicative target for renewable electricity, which is expected to provide a good incentive for further promotion of renewable support schemes.
Romania	Subsidy fund (since 2000), feed-in tariffs.	Normal feed-in tariff modest, but high tariff for autonomous small wind systems (up to 110-130 €/MWh). Romania recently agreed upon an indicative target for renewable electricity, which is expected to provide a good incentive for further promotion of renewable support schemes.

Annex 3 – Costs of current support systems and effectiveness

The generation cost for renewable energies shows a wide variation (see Figure 1). Any assessment of support schemes should therefore be carried out for each sector.

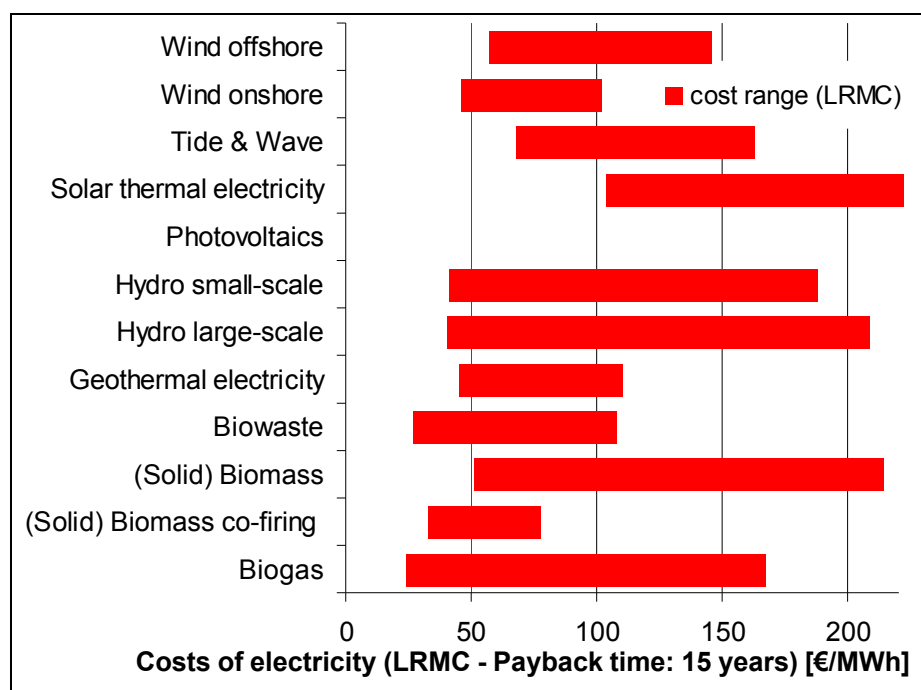


Figure 1:
Cost of electricity generation –Long-run marginal costs (LRMC). Sources: FORRES report.

The **current level of support** for RES-E differs significantly among the different EU Member States. This is due to the different country-specific cost-resource conditions and the considerable differences in the support instruments applied in these countries. In order to compare the prices paid for the different RES-E generation options with the costs in each Member State, both quantities are analysed and shown simultaneously for wind onshore, agricultural biogas, biomass forestry, small-scale hydropower and solar photovoltaic.

Before comparing costs and support levels among the countries, we have to make sure we are dealing with comparable quantities. In particular, the support level in each country needs to be normalised according to the duration of support in each country, e.g. the duration of green certificates in Italy is only eight years compared to 20 years for guaranteed feed-in tariffs in Germany. The support level under each instrument has therefore been normalised to a common duration of 15 years. The conversion between the country-specific duration and the harmonised support duration of 15 years is performed assuming a 6.6% interest rate.

Only minimum to average generation costs are shown because the readability of the graphs would suffer if the upper cost range for the different RES-E were shown as well.

Effectiveness²⁸ can be defined in simple terms as the outcome in renewable electricity compared to what's remains of the 2020 potential. This means that a country with an 8%

²⁸ The source of the indicators for Annexes 3 and 4 is the work carried out under the OPTRES contract of the European Commission, Contract EIE-2003-073.

yearly average effectiveness indicator over a six-year period has been delivering 8% of the 2020 potential every year over that period – as is the case for Germany in Figure 5 (wind). Over the complete six-year period, therefore, 48% of Germany’s 2020 potential has been deployed.

In more complex terms, effectiveness is defined as the ratio of the change in the electricity generation potential over a given period of time to the additional realisable mid-term potential by 2020 for a specific technology, where the exact definition of effectiveness reads as follows:

$$E_n^i = \frac{G_n^i - G_{n-1}^i}{ADD - POT_n^i}$$

E_n^i Effectiveness Indicator for RES technology i for the year n
 G_n^i Electricity generation potential by RES technology i in year n
 $ADD - POT_n^i$ Additional generation potential of RES technology i in year n until 2020

This definition of effectiveness is a measure of the available potentials of a specific country for individual technologies. This appears to be the correct approach since Member State targets as determined in the RES-E directive are based mainly on the realisable generation potential of each country.

The yearly effectiveness of a Member State policy is the ratio of the change of the electricity generation potential in that year compared to the remaining additional realisable mid-term potential until 2020 for a specific technology.

Figure 2 below shows the concept of the yearly effectiveness indicator:

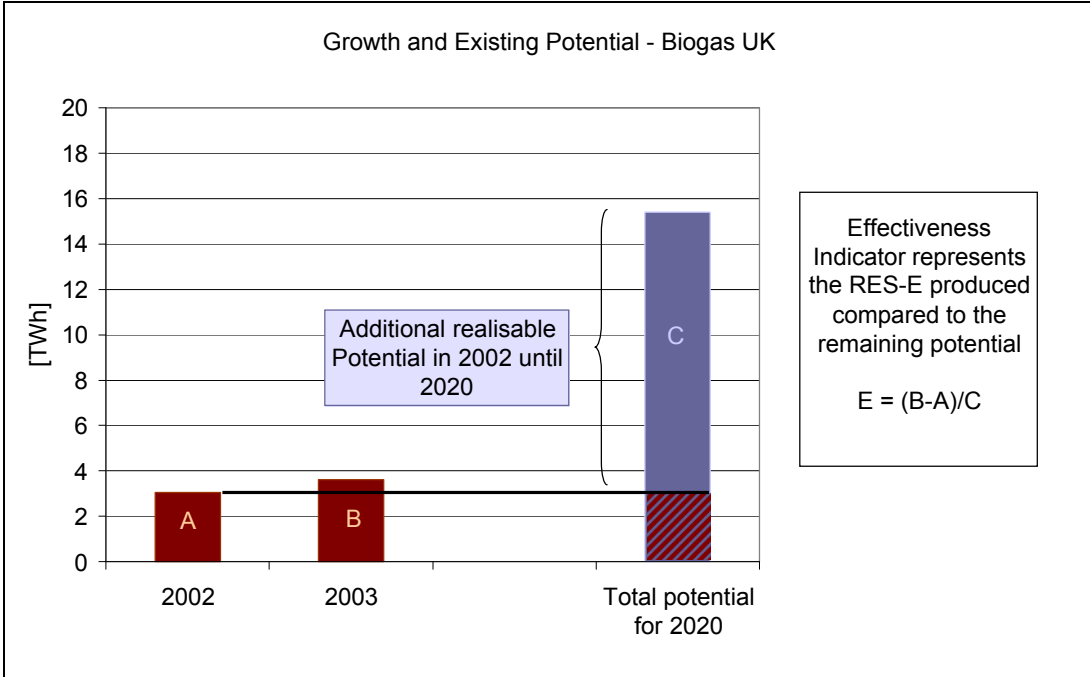


Figure 2: 2003 effectiveness indicator – example biogas in UK

The indicators included in this Communication are calculated in an average period of six or seven years²⁹. In figure 2, we show the annual effectiveness indicator for the particular example of biogas in UK for the years 1998 until 2003 as well as the average during the period. The interpretation of this indicator can be pursued as follows: if a country has an average effectiveness indicator of 3% - as indicated by the dot line in figure 3 - it means that it has already mobilised a 17% of its additional potential until 2020³⁰ in a linear manner.

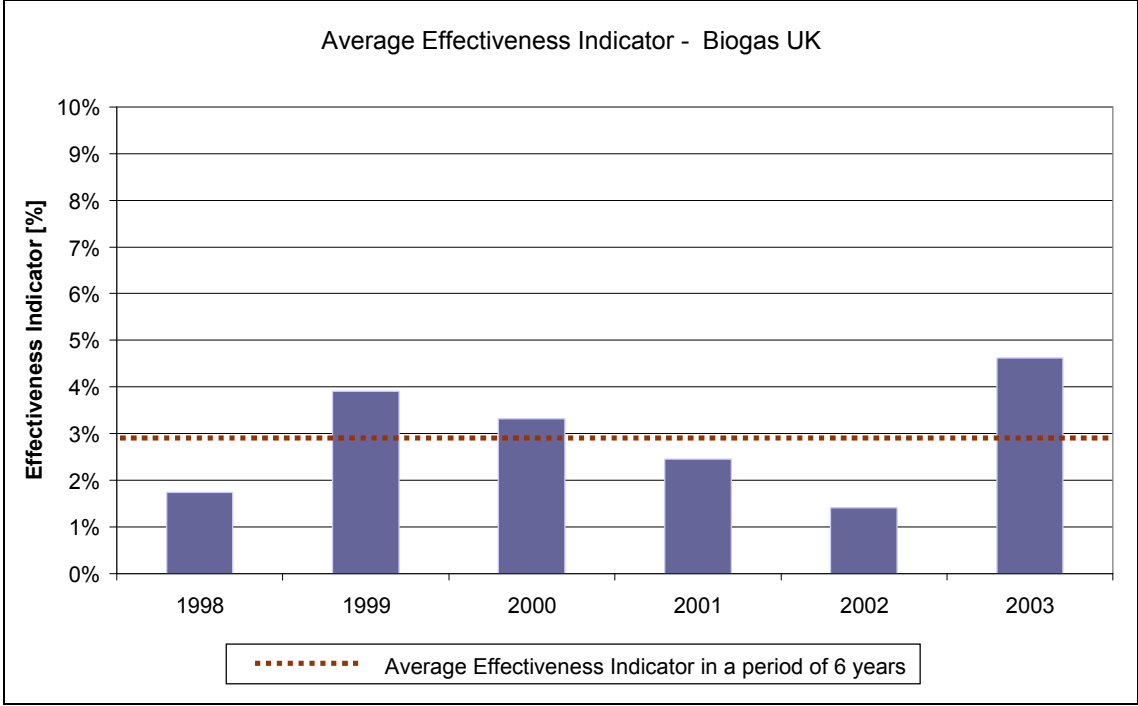


Figure 3: Average effectiveness indicator for the period 1998-2003 –Example biogas in UK

In the following section, effectiveness indicators are shown for the sectors wind onshore and solar photovoltaic for the period 1998-2004, and solid biomass, biogas and small hydro for the period 1998-2003. It must be clarified that in the subsequent section for the period 1997-2003, over which the effectiveness indicator is analysed, a mixed policy is considered in Belgium, France, Italy, the Netherlands, Sweden and the UK.

Wind energy

Figure 4 and figure 6 show the generation cost of wind energy and the level of the supported prices in each country. Support schemes for wind vary considerably throughout Europe with values ranging from €30/MWh in Slovakia to €110 per MWh in the UK. These differences – as seen in Figures 4 and 6 – are not justified by the differences in generation costs. Generation costs are shown in a range based – in the case of wind – on the different bands of wind potential.

²⁹ The period of seven years applies to the case of wind energy and PV.
³⁰ As the remaining potential decreases every year that more renewable electricity is generated, the complete figure is 17% instead of 18% (3% x 6 years).

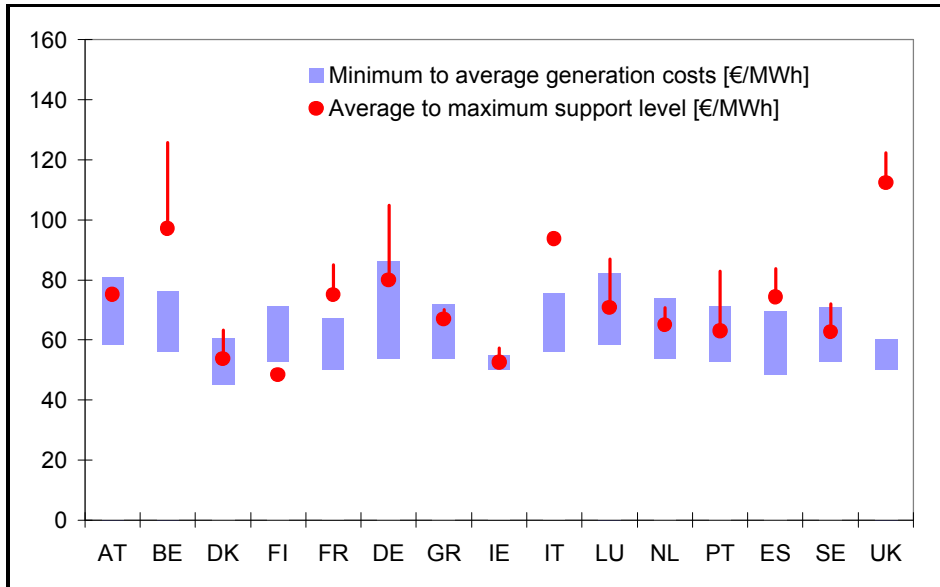


Figure 4:
Price ranges (average to maximum support) for direct support of wind onshore in EU-15 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs). Support schemes are normalised to 15 years.

How effective are these support schemes? The definition of effectiveness has been taken as the electricity delivered in GWh compared to the potential of the country for each technology.

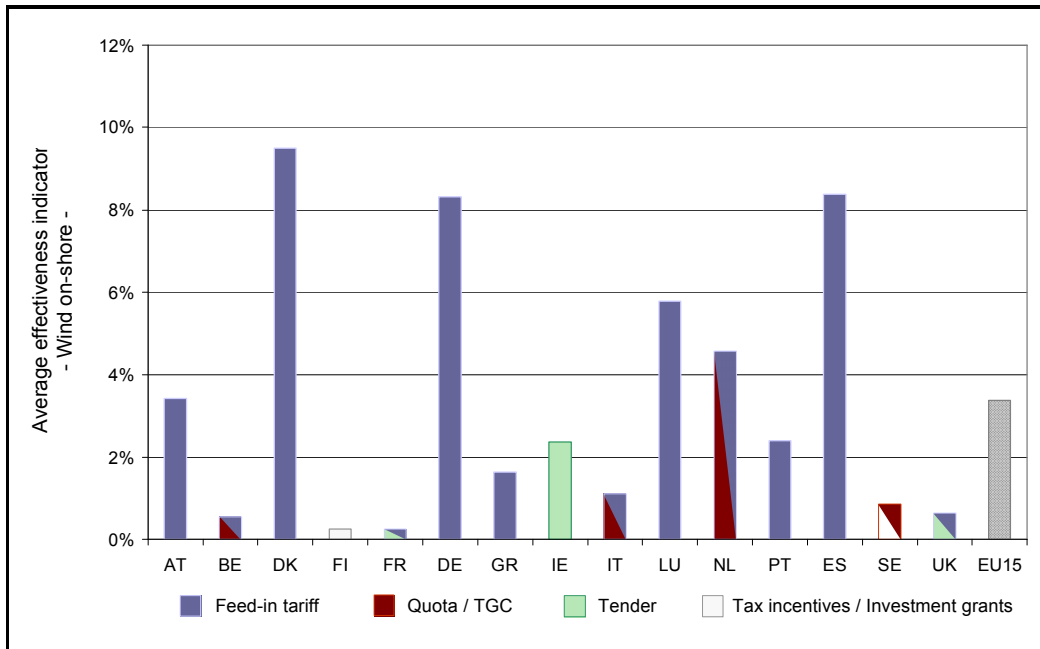


Figure 5:
Effectiveness indicator for wind onshore electricity in the period 1998-2004. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

The three countries that are most effective in delivering wind energy are Denmark, Germany and Spain as can be seen in Figure 5.

Germany applies a stepped tariff with different values depending on wind resources. France uses the same system. This stepped support scheme – although controversial as it does not use only the best potentials – is justified at national level in order to extend potential resources in the country and avoid concentration in one region and hence NIMBY effect. The values used in Figure 4 consider the maximum tariff for Germany³¹.

It is commonly stated that the high level of feed-in tariffs is the main driver for investment in wind energy especially in Spain and Germany. As can be seen, the level of support is rather well adjusted to generation cost. A long-term stable policy environment seems to be the key to success in developing RES markets, especially in the first stage.

The three quota systems in Belgium, Italy and the UK, currently have a higher support level than the feed-in tariff systems. The reason for this higher support level, as reflected in currently observed green certificate prices, can be found in the higher risk premium requested by investors, the administrative costs and the still immature green certificate market. The question is how the price level will develop in the medium and long term.

Figure 4 shows the three countries with the lowest support: FI, DK and IE. The situations in these countries are very different. DK has a very mature market with the highest rate per capita of wind installations in the world and current support is concentrated in re-powering³², while IE has the best wind potential in Europe but only 200 MW installed capacity, and Finland has chosen a policy of biomass promotion and provides too little support to initiate stable growth in wind.

For the EU-10, the comparison of costs and prices for wind onshore as shown in Figure 6 leads to the conclusion that the supported price level is clearly insufficient in Slovakia, Latvia, Estonia and Slovenia, as the level is below marginal generation costs.

The level seems to be sufficient in at least Cyprus and Czech Republic. For countries like Hungary and Lithuania, support is just enough to stimulate investment³³.

³¹ Germany wind onshore: tariff €87/MWh (maximum tariff). Duration of support is 20 years. Interest rate: 4.8% (considering the soft loans granted by the German federal government). Wind conditions: 1 750 full load hours (country-specific average).

³² The DK system is now concentrating on re-powering (replacement of old turbines by more efficient ones) and offshore which is not included in this text.

³³ For Poland no figures are shown since a green certificate price cannot yet be given.

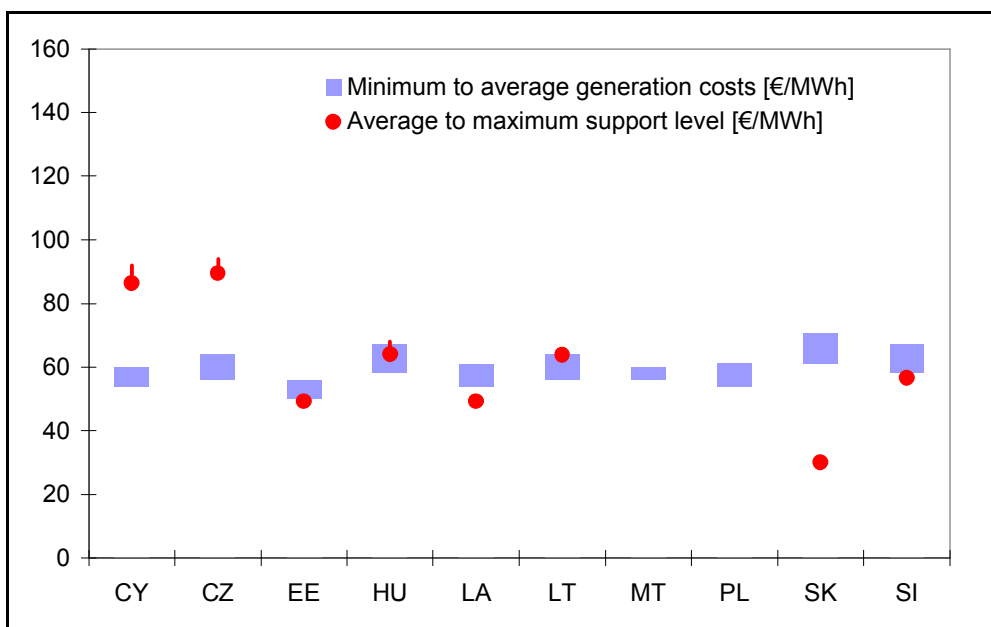


Figure 6:
Price ranges (average to maximum support) for supported wind onshore in EU-10 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long term marginal generation costs (minimum to average costs).

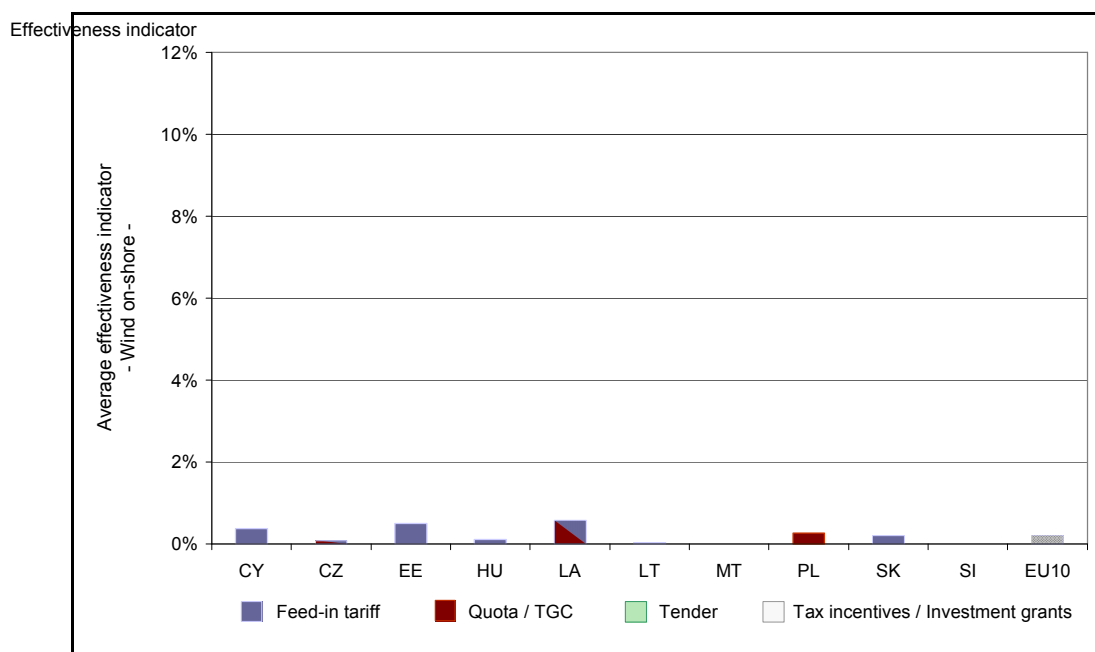


Figure 7:
Effectiveness indicator for wind onshore electricity in the period 1998-2004. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

Biogas³⁴

Comparing apples and pears sometimes seems easier than analysing the biomass sector – as the latter is like comparing cows and trees. Biomass is a very complex sector as it covers wastes, products and residues from very different sources: agriculture, forests, cities, animals, etc. Analysis of the support schemes becomes even more complex when 25 countries are considered.

This report is intended to give an overview of two main biomass sectors in Europe: biogas and forest residues.

The different support levels are shown for agricultural biogas electricity generation in Figure 8 for EU-15 and Figure 10 for EU-10. The effectiveness indicators are depicted in Figures 9 and 11.

Among the EU-15 level, the level of promotion in France and Sweden appears to be insufficient when compared to long-run marginal generation costs. Finland clearly does not specifically promote this technology. For Greece, Ireland, and Portugal, the support level is at the lower end of the cost range. In Austria, the tariffs³⁵ are relatively high with policy aiming to support small-scale agricultural applications (average range of 70-100 kW) as compared to large centralised plants. Germany also promotes small-scale installations with a high effectiveness (Figure 9). UK has a rather high support (TGC + CCL exemption)³⁶, resulting in a high effectiveness. Denmark has a medium support with a fairly high effectiveness. The Danish support scheme prioritises large central power plants. The Swedish and Finnish tax rebates have been unable to trigger relevant investment in biogas plants. Similarly, the Irish tender rounds seem to have ignored biogas as an option for increasing RES-E generation capacity. It should be noted here that the high growth in Italy and the UK has been based mainly on the expansion of landfill gas capacity, whereas in Austria, Denmark, and Germany agricultural biogas has had a significant share in the observed growth.

³⁴ Biogas includes all biomass fermentation processes: biogas with co-fermentation, sewage and landfill gas.

³⁵ Paid for new installations until December 2004. The system has now stopped.

³⁶ The total level of support in the UK is about: €110/MWh = €68/MWh certificate price + €6.9/MWh CCL + €36/MWh market price. Before 2002, the UK had different tender rounds for biogas applications.

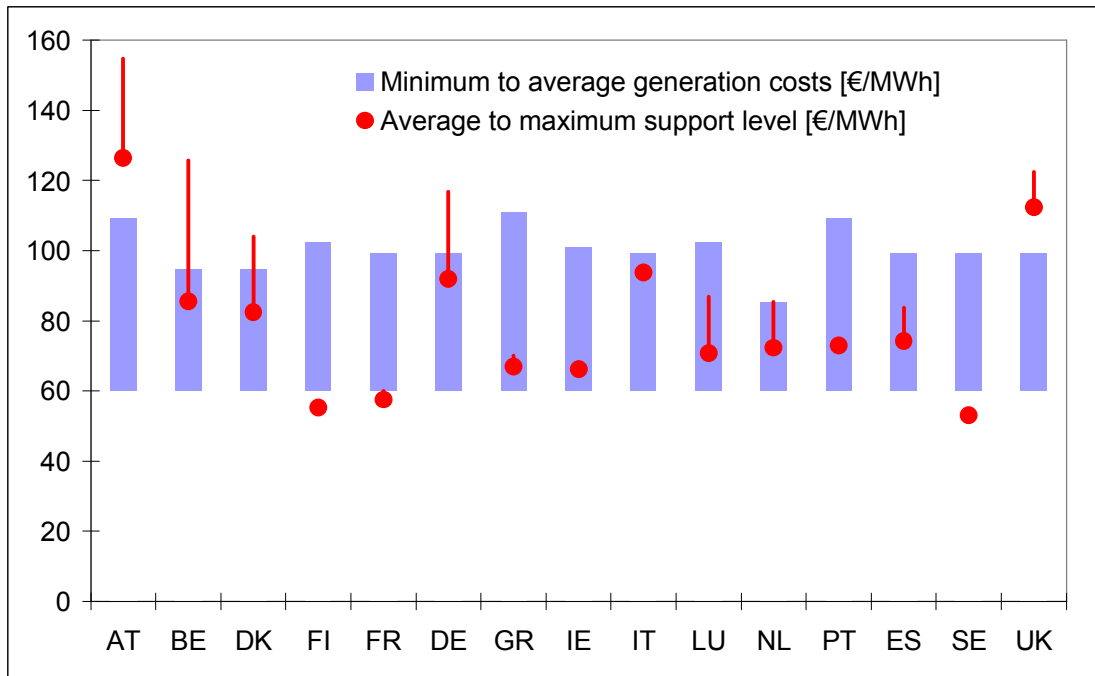


Figure 8:
Price ranges (average to maximum support) for direct support of agricultural biogas in EU-15 member states (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

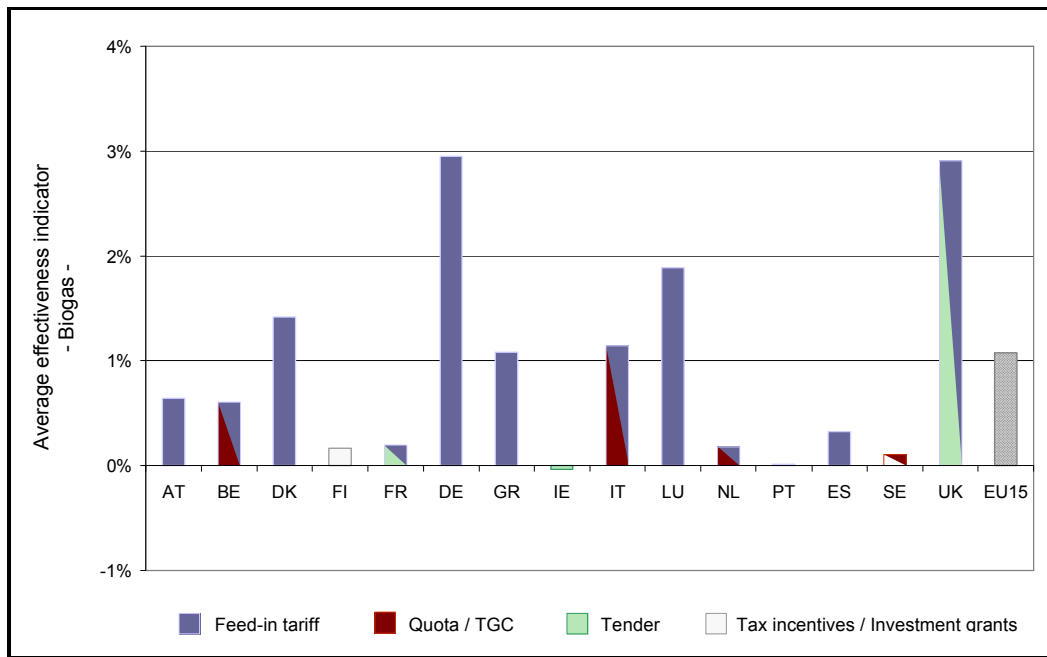


Figure 9:
Effectiveness indicator for biogas electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

The effectiveness of the biogas support level is influenced by the following factors, rather than the choice of support scheme:

- The choice of small or large plants: large plants yield a higher effectiveness. Small plants are supposed to be more important for the rural economy, but the cost is higher.
- The existence of a complementary support scheme. The biogas sector is intimately linked to environmental policy for waste treatment. Countries like the UK support biogas with a secondary instrument such as tax relief (CCL exemption)³⁷. A complementary investment aid is a good catalyst for this technology.
- If a country supports agricultural biogas, generation costs are higher but so are environmental benefits. For supporting landfill gas, the cost is 'cheaper' but the environmental benefit is reduced.
- The existence of district heating networks has proved to be an important aspect in the successful development of the biogas sector, e.g. Denmark.

The EU-15 figures lead to the conclusion that, when the feed-in tariffs are set correctly, the support scheme is able to start market development. The green certificate systems seem to need a secondary instrument (based on environmental benefits) for a real market effect.

The picture for the new Member States looks rather different from the EU-15. For most EU-10 countries, the supported price is low compared to the long-run marginal generation costs. Except in the Czech Republic and Slovenia, financial support is insufficient to trigger significant investment into biogas technology. Effectiveness is nearly zero due to the lack of sufficient support.

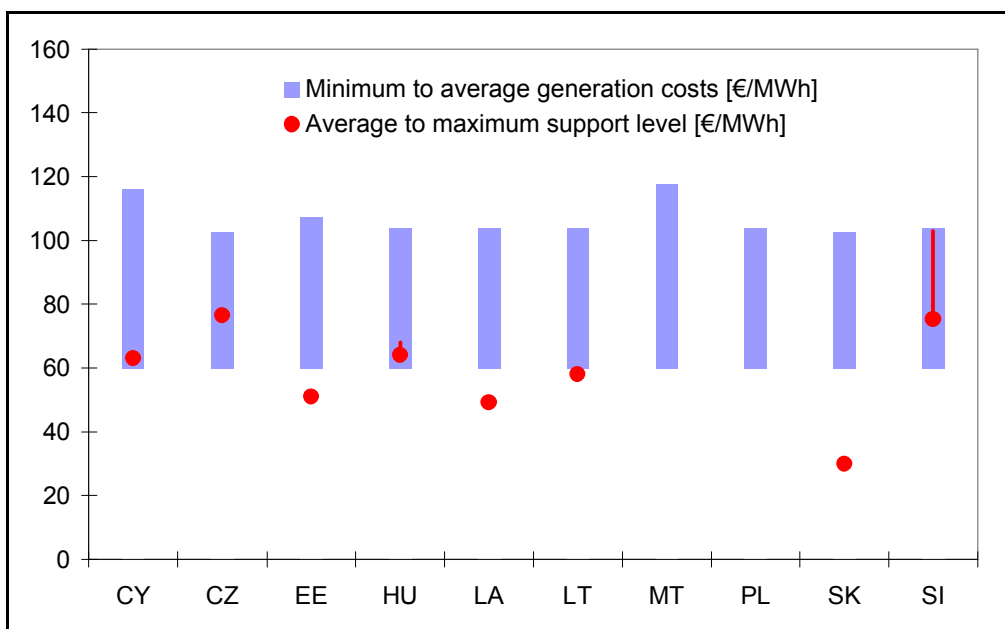


Figure 10:
Price ranges (average to maximum support) for supported agricultural biogas in EU-10 member states

³⁷ The total level of support in the UK is about: €110/MWh = €68/MWh certificate price + €6.9/MWh CCL + €36/MWh market price. Before 2002, the UK had different tender rounds for biogas applications.

(average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

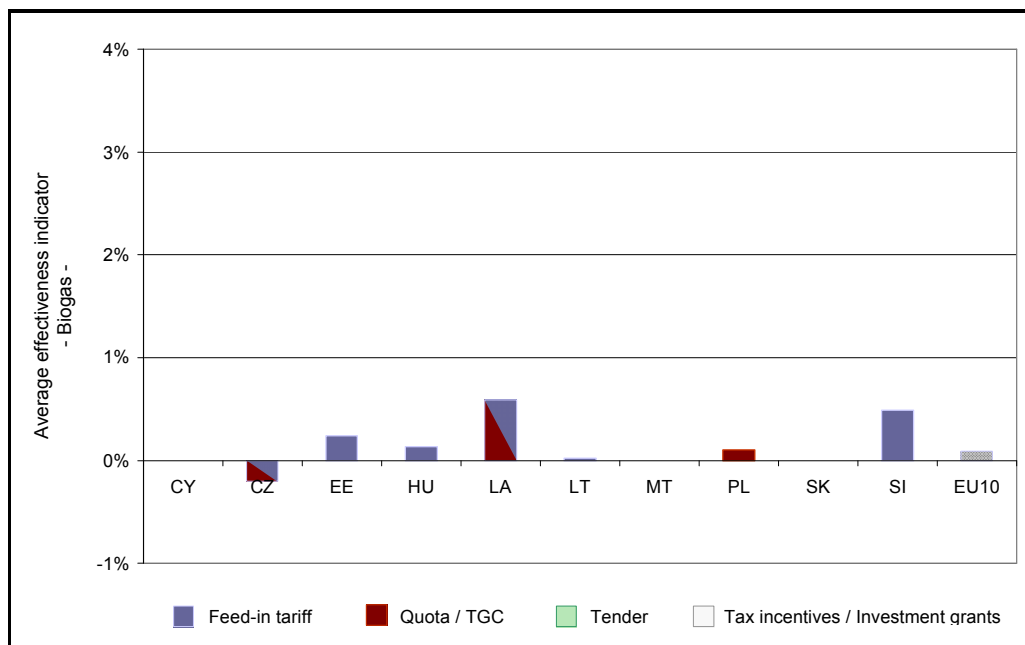


Figure 11:

Effectiveness indicator for biogas electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

Biomass/forestry residues

Before any analysis is carried out, the complexity of this sector should be recalled as it includes small combined heat and power systems, the big pulp and paper industry, the co-firing of wood residues, etc.

Figures 12 and 13 show the differences between support schemes around EU-15 and also the variation in generation costs³⁸. The level of Member States support in the EU-10 is generally relatively lower than in the EU-15.

³⁸ The support for combined heat and power (CHP) is not included in this figure.

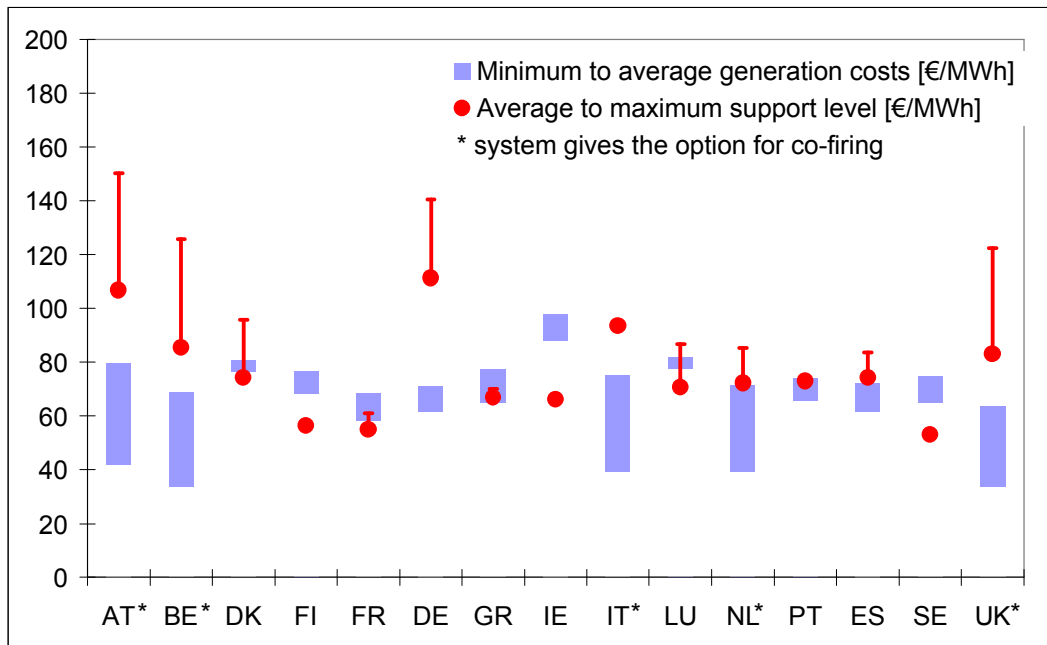


Figure 12:
Price ranges (average to maximum support) for supported biomass electricity production from forestry residues in EU-15 member states (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

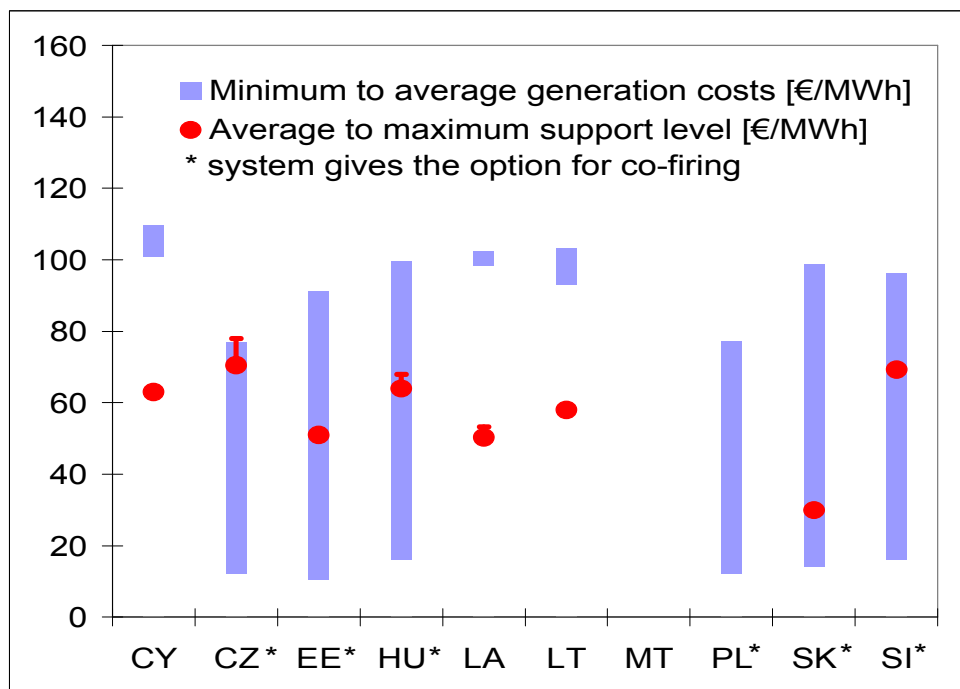


Figure 13:
Price ranges (average to maximum support) for supported biomass electricity production from forestry residues in EU-10 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

* = countries with co-firing.

Figures 14 and 15 show the effectiveness of RES support for electricity produced from **solid biomass**. The first conclusion is that at EU-15 level, only a small part of the available

potential was exploited on an annual basis during the period 1998-2003. The effectiveness indicator for solid biomass electricity is significantly lower compared with wind exploitation³⁹. This confirms the conclusion of the Communication of May 2004⁴⁰ that the development of biomass electricity is lagging behind expectations at EU level.

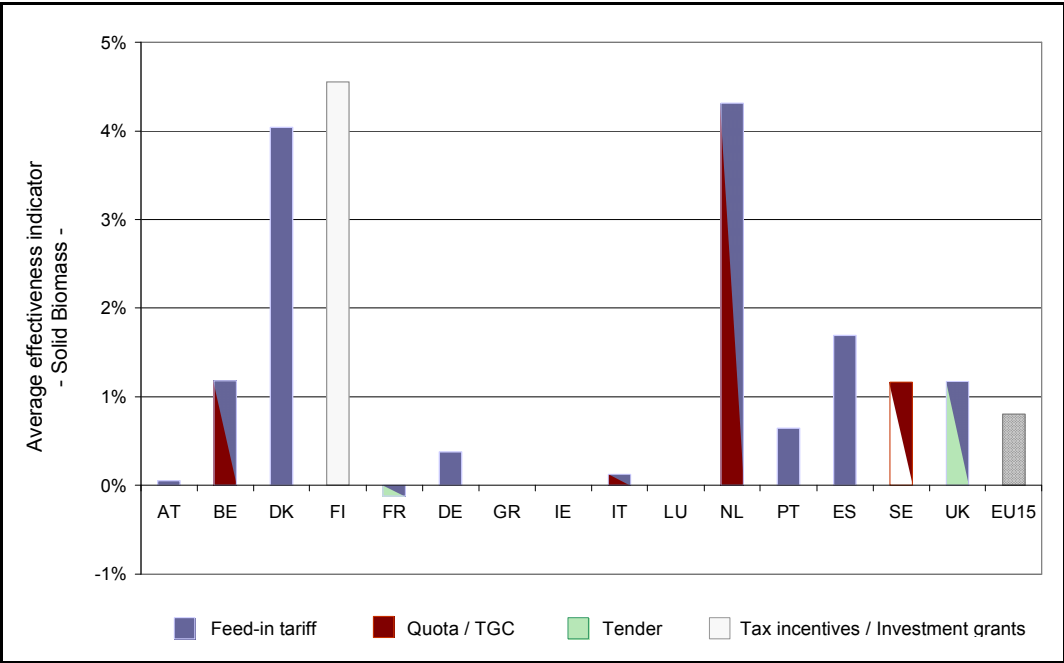
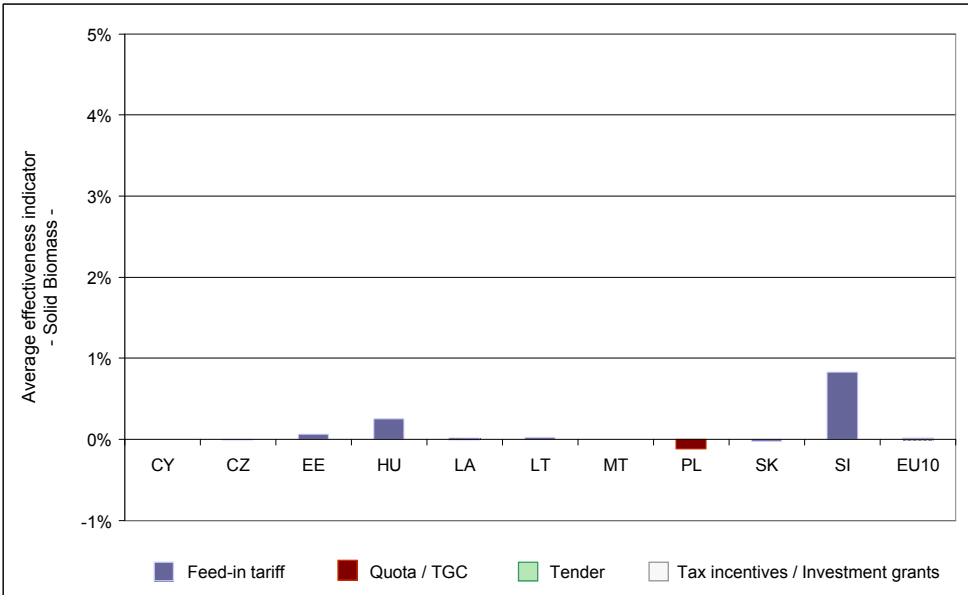


Figure 14: Effectiveness indicator for biomass electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.



³⁹ Countries with a high effectiveness in wind energy have an indicator between 6-8%. For biomass, the top figures are around 4%.

⁴⁰ Communication on the share of renewable energy in the EU - COM(2004) 366.

Figure 15:

Effectiveness indicator for biomass electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

It must be clarified that, for Denmark, Figure 14 covers not only forest residues but also straw, which represents half of their solid biomass market. The figure for the Netherlands also includes the co-firing of palm oil, which in 2003 represented 3% of the total solid biomass market.

Denmark saw strong growth in biomass until 2001 with large centralised CHP plants, initiated by the relatively high feed-in tariffs and a stable policy framework.

In the Netherlands, a partial tax exemption was introduced in July 2003 for a feed-in tariff system. Additional support was given by investment grants. Co-firing is the main technology in NL. It is highly likely that the Netherlands will already reach their 9% target for 2010 by 2006.

In Finland, the tax refund for forestry chips has been the main driver of market growth in recent years. An additional 25% investment incentive is available for CHP plants based on wood fuels. The key element in the success of this mix of tax relief and investment incentives is the important traditional wood and paper industry.

In 2002, Sweden switched from investment grants to a TGC system and tax refunds.

Austria and Germany have chosen a policy of medium- and small-scale biomass installations, which has higher costs but is driven not only by energy policy but also by environment and rural development considerations.

The new German support system shows a larger gap between support and generation costs. This new level was adopted in August 2004. Effectiveness in the biomass forestry sector needs still to be demonstrated in this country.

The main barriers to the development of this RES-E source are both economic and infrastructural. Denmark, Finland and NL show the best effectiveness and a smaller gap between support and generation costs. Denmark and the Netherlands have implemented feed-in tariffs and Finland has tax relief as the main support scheme. The common characteristic in these three countries is that centralised power stations using solid biomass attract the largest share of RES-E investment.

Nevertheless, biomass features a large band of options, uses and costs. The promotion of large biomass installations should not ignore promising technology options with a significant potential for technology learning.

To conclude on this sector:

- In UK, BE, IT and to some extent SE, the level of support is just enough. Nevertheless, it looks like that the biomass sector is not yet able to cope with the risk of green certificate schemes.
- Denmark, Finland and NL show the best effectiveness and the smallest gap between support and generation costs. Denmark and the Netherlands have implemented feed-

in tariffs and Finland has tax relief and 25% investment support. Centralised power stations using solid biomass attract the largest share of RES-E investment.

- In France, Greece, Ireland, Luxembourg, Portugal and Spain, the feed-in tariff support is not enough to bring about a real take-off in the biomass sector.
- Secondary instruments especially small investment-plant support and tax relief are good catalysts for kicking off biomass. They also have the advantage of less interference with the wood market.
- CHP support is very good for the biomass development, adding higher energy efficiency.
- It is not a matter of demand: good management of agriculture and forest residues is an important factor for good biomass exploitation.

Hydropower

As our third example, we provide the same analysis for **small-scale hydropower**. In this case, country-specific costs show very large differences. The technology is also especially relevant for some of the new member states. Again, it can be seen that existing feed-in tariffs are quite well adjusted to the costs of generation, with the Austrian and the Portuguese tariffs at the lower end of the cost spectrum. The Finnish tax measure is again unable to cover the costs needed to stimulate investment in new generation capacity. Very good financial conditions for small hydropower exist in France and in Slovenia. For Cyprus, the support level might be higher than shown in the figure, since additional investment grants are not considered.

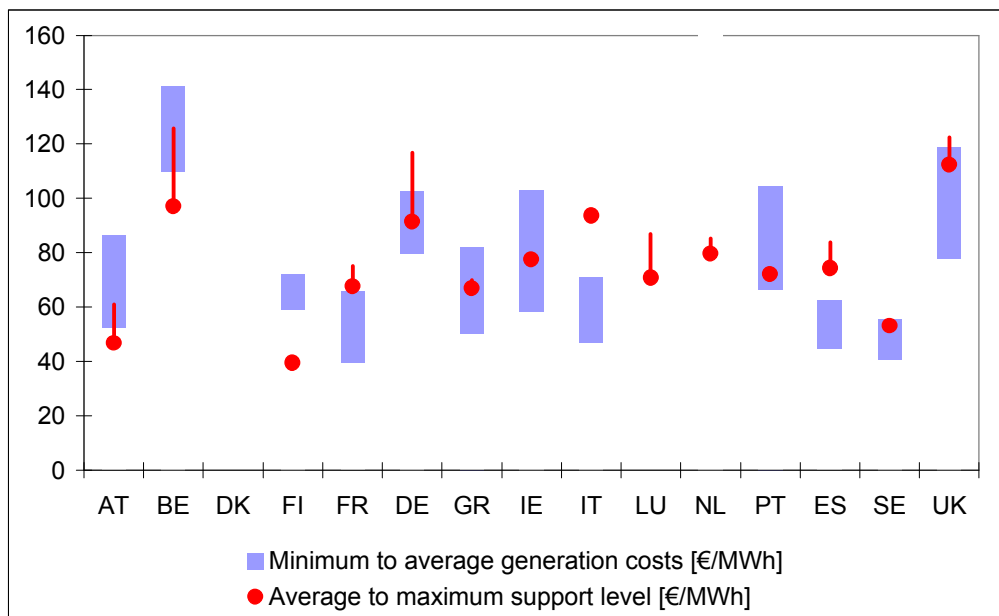


Figure 16: Price ranges (average to maximum support) for direct support of **small-scale hydro** in EU-15 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

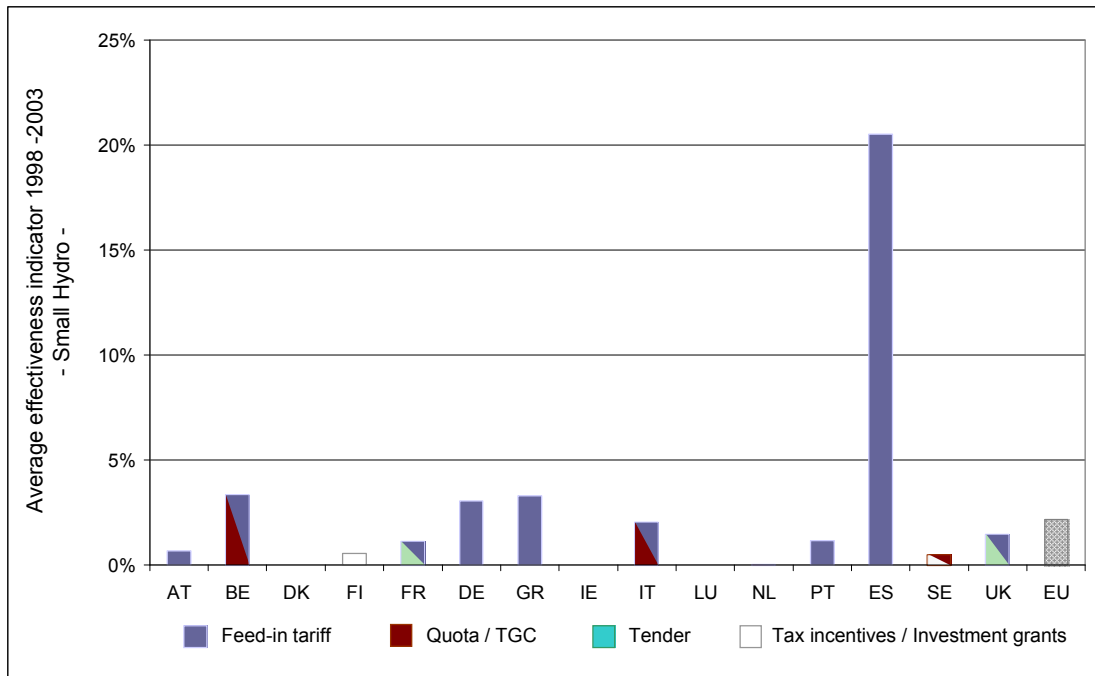


Figure 17: Effectiveness indicator for small hydro electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

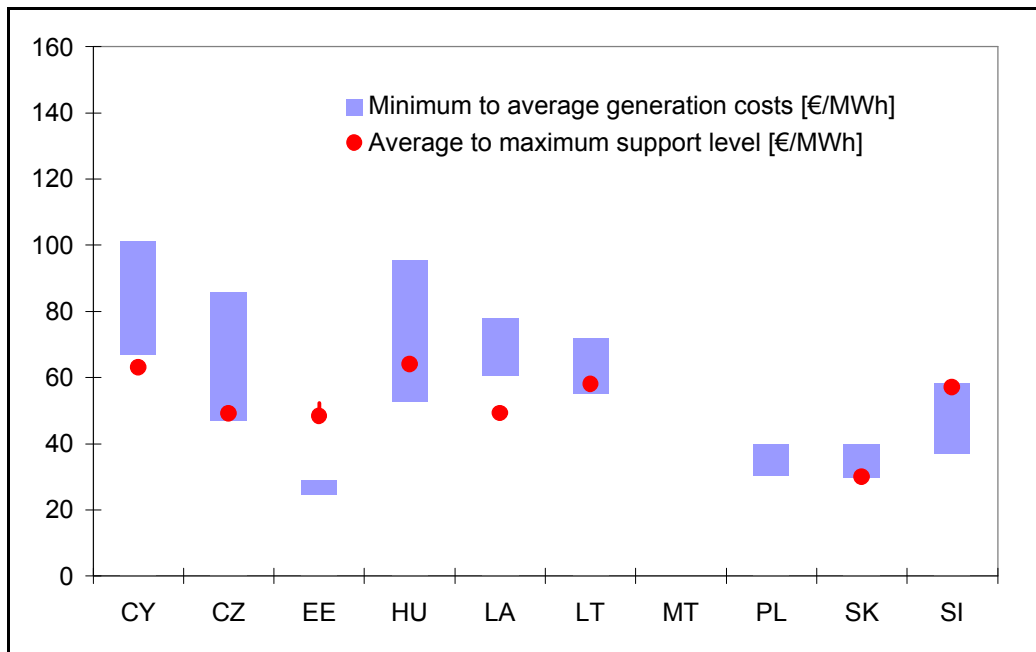


Figure 18: Price ranges (average to maximum support) for direct support of small-scale hydro in EU-10 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

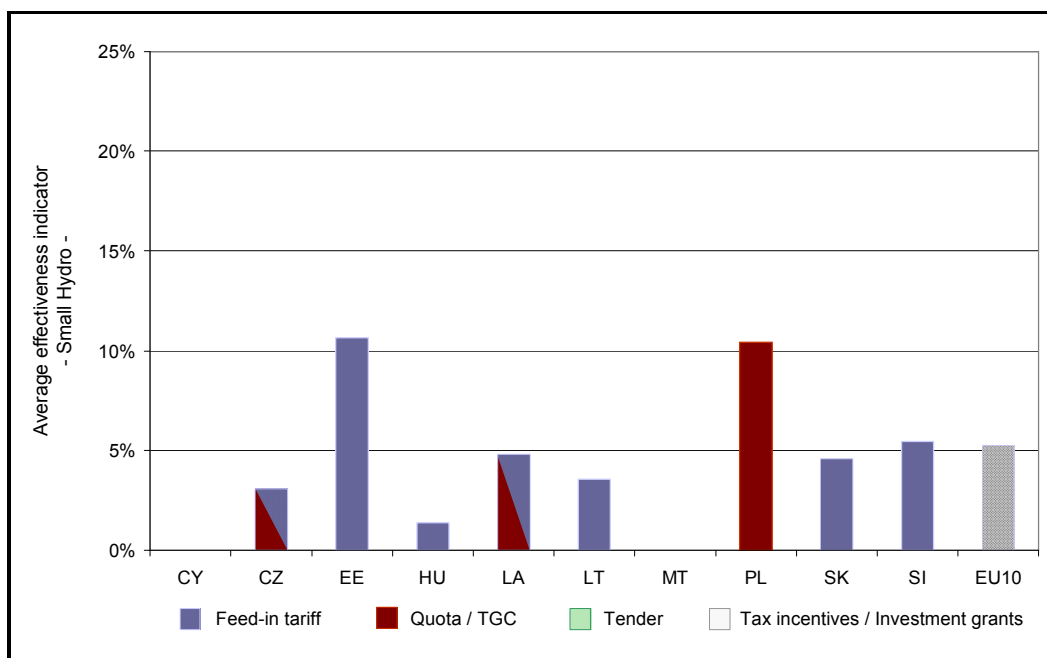


Figure 19:
Effectiveness indicator for small hydro electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

Photovoltaic solar energy

As can be seen from Figure 21, photovoltaic electricity generation showed the strongest growth in Germany⁴¹ followed by the Netherlands and Austria over the period considered. The support system in these three countries consists of fixed feed-in tariffs supplemented by additional mechanisms such as the soft loans in Germany. As expected, quota obligations and tax measures provide little incentive for investment in PV technology, since these schemes generally promote only the cheapest available technology. The PV support scheme in DE, NL, ES and AT is implemented as part of a long-term policy for the market development of this technology.

⁴¹ DE has just become the world leader, overtaking Japan.

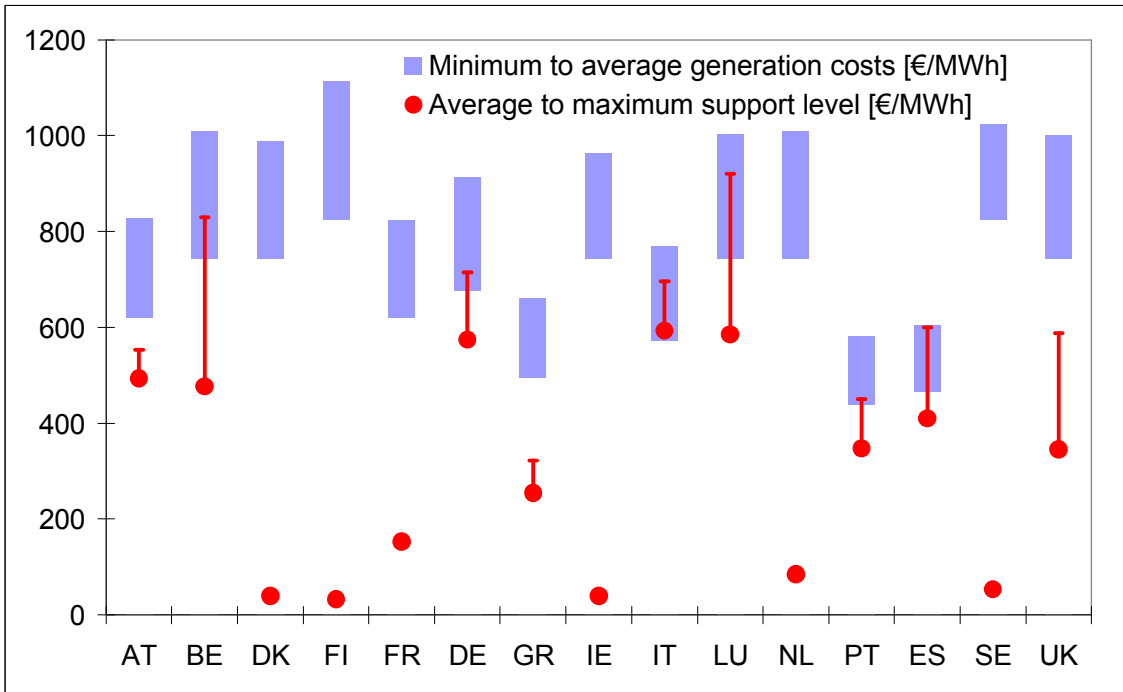


Figure 20: Price ranges (average to maximum support) for direct support of photovoltaic electricity in EU-15 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

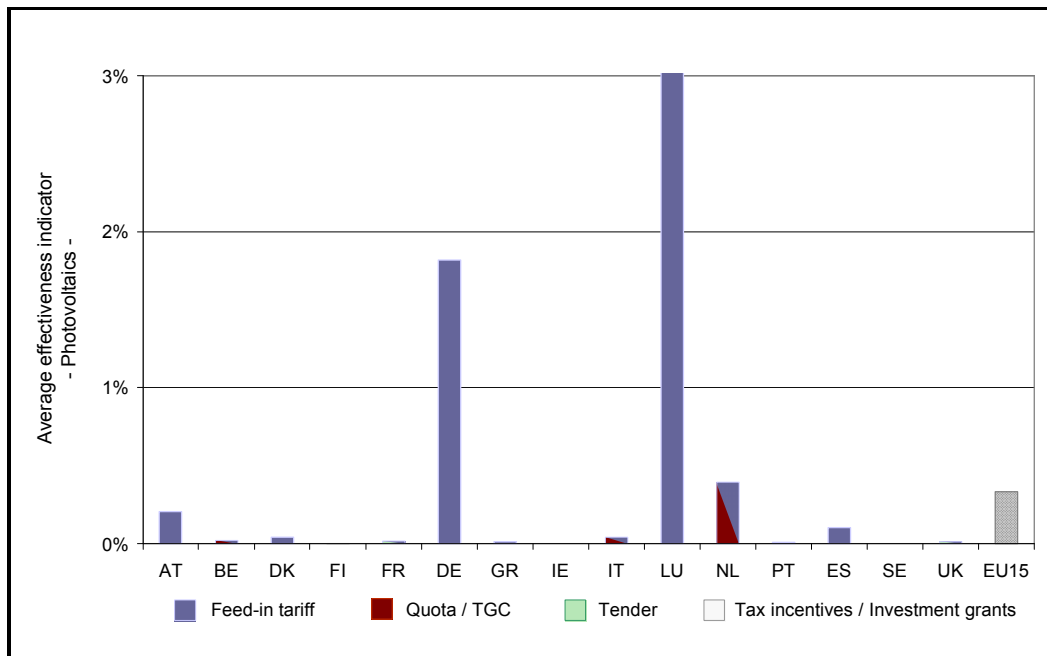


Figure 21: Effectiveness indicator for photovoltaic electricity in the period 1998-2004. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

Annex 4 – Methodology for the investor’s perspective

We define the effectiveness of a member state policy in the following as the ratio of the change in electricity generation potential during a given period of time to the additional realisable mid-term potential by 2020 for a specific technology, where the exact definition of effectiveness reads as follows:

$$E_n^i = \frac{G_n^i - G_{n-1}^i}{ADD - POT_{n-1}^i}$$

E_n^i Effectiveness Indicator for RES technology i for the year n

G_n^i Electricity generation potential by RES technology i in year n

$ADD - POT_n^i$ Additional generation potential of RES technology i in year n until 2020

Annuity

One possible approach for calculating actual support over the entire lifetime from an investor’s perspective is to determine **the average expected annuity of the renewable investment**. The annuity calculates the specific discounted average return on every produced kWh by taking into account income and expenditure throughout the entire lifetime of a technology.

$$A = \frac{i}{(1 - (1 + i)^{-n})} * \sum_{t=1}^n \frac{Income_t - Expenditure_t}{(1 + i)^t}$$

A= annuity; i=interest rate; t=year; n=technical lifetime

The average expected annuity of wind energy investment for Germany, Spain, France, Austria, Belgium, Italy, Sweden, the UK and Ireland is calculated based on the expected support level during the period of promotion. The level of support in the German system is annually adjusted according to the degression implemented in the German EEG. For the four countries using quota obligation systems, the certificate prices of the year 2004 are extrapolated for the entire active period of support.⁴² Furthermore, an interest rate of 6.6% is assumed⁴³ and country-specific prices of wind technology are used, taking the average market prices of wind turbines in those countries in 2004. Therefore, the expected annuity considers country-specific wind resources, the duration the support is given as well as additional promotion instruments, such as soft loans and investment incentives. An important limitation of this approach is that an estimate of the future evolution of certificate prices in quota systems is needed. Such an estimate typically does not exist. We therefore assume that TGC prices will remain constant at 2004 levels.

⁴² This assumption might be questionable because certificate prices might reduce as the certificate markets in those countries mature. However, only very little knowledge exists about the temporal development of prices in these markets.

⁴³ For Germany only, an interest rate of 4% was used based on the soft loans granted.

In this section, a comparison of profits from an investor perspective and effectiveness has been made for a limited number of Member States and assuming current prices over a longer period.

Therefore, the effectiveness indicator as defined in Annex 3 is shown against the expected annuity of investment in wind and biomass energy for each country. In this way one can correlate the effectiveness of a policy with the average expected annuity of investment. This gives an indication as to whether the success of a specific policy is primarily based on the high financial incentives, or whether other aspects have a crucial impact on market diffusion in the considered countries.

Wind energy

This analysis has been carried out only for a selection of countries in order to show the principal differences between the different policy schemes. The reference year for both the effectiveness indicators and the expected annuity is 2003. This analysis covers the country-specific costs of generation and the duration of payments. Furthermore, country-specific wind yields are used to calculate the income generated during the lifetime of plants.

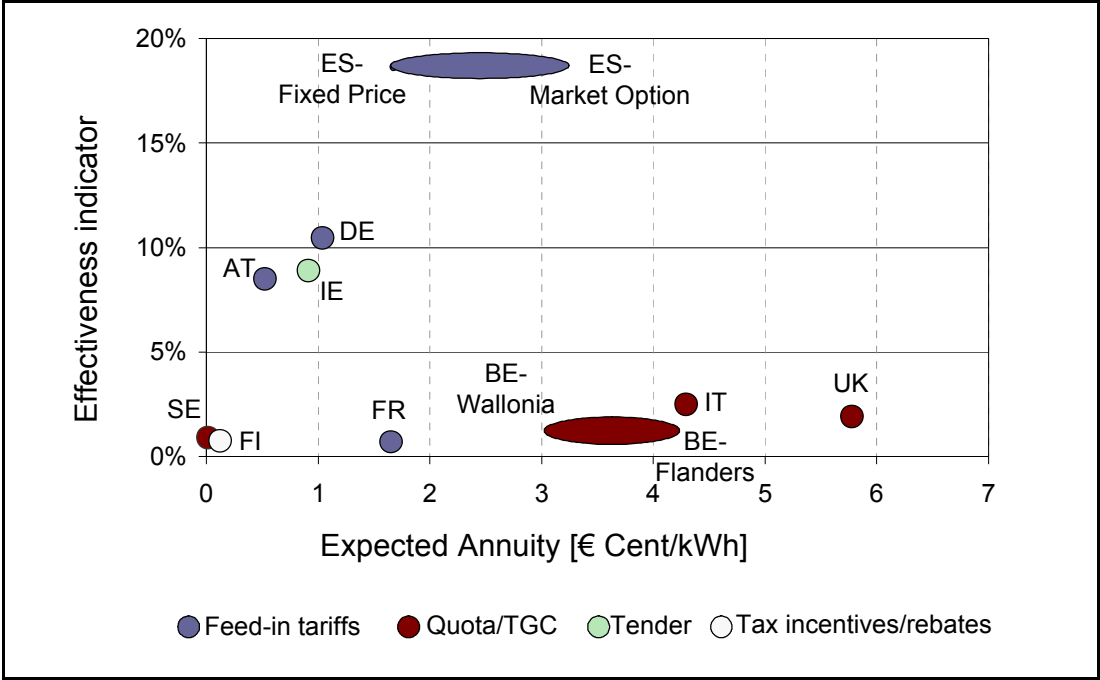


Figure 1: Historically observed efficiency of support: effectiveness indicator in relation to the expected annuity. WIND.

Forestry Biomass

The same analysis has been carried out for electricity generation from biomass. However, the biomass sector is influenced by other factors, such as secondary instruments⁴⁴, the combination of heat and electricity generation or an optimal forest management.

The final result of this exercise, carried out for the year 2003⁴⁵, is shown in Figure 2.

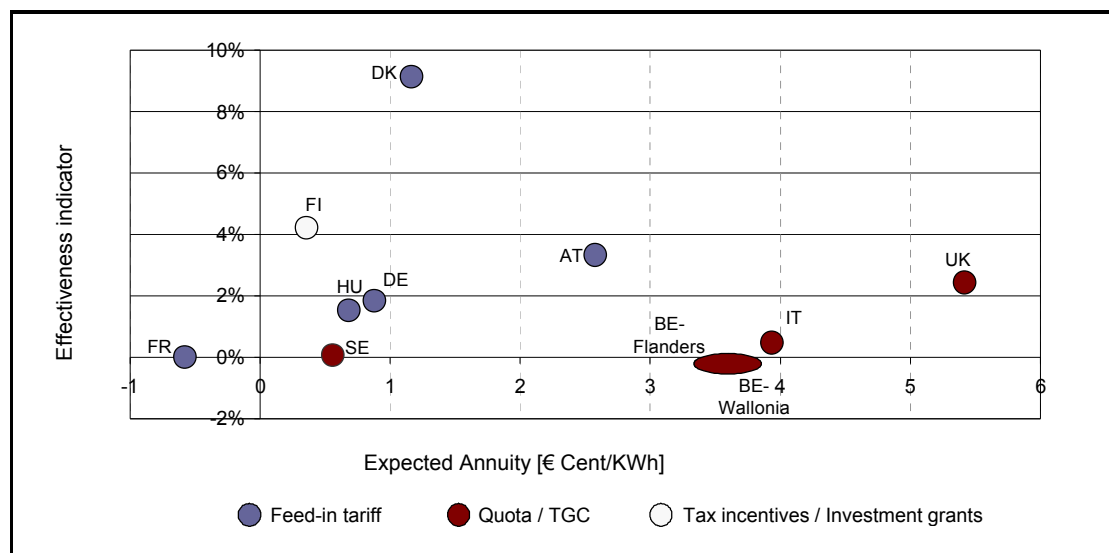


Figure 2: Historically observed efficiency of support: effectiveness indicator in relation to the expected annuity. BIOMASS

The economic data regarding investment costs and operation and maintenance costs are based on biomass electricity generation using CHP⁴⁶ technologies. The sale of heat as a by-product is therefore also taken into account for the economic assessment.

⁴⁴ Some Member States 'reinforce' the main instrument (normally feed-in tariff or green certificate) by tax relief or investment support. These instruments are good ways of catalysing the kick-off of biomass. They also have the advantage of less interference with the wood market.

⁴⁵ Again, as in the case of wind, the reference year for both effectiveness indicators and the expected annuity is 2003.

⁴⁶ CHP = Combined Heat and Power generation.

Annex 5 – Intermittency in production and balancing power: need for an appropriate combination of internal market and renewables regulation

As previously stated in Chapter 3.3, balancing costs will of course depend on the volume of intermittent power that has to be balanced, which again depends on the prediction of renewable production, gate closure etc. Moreover, the cost will also depend on the availability of balancing power, which will in turn depend on the generating system (energy mix) and interconnectors to other countries. As said before, an appropriate forecast of wind generation so as to minimise deviations will optimise system costs and regulation services. Under certain conditions, RES-E integration can match with local and regional demand peaks (e.g., solar energy with respect to peaking and grid-destabilizing air-condition demand in Mediterranean countries during daytime).

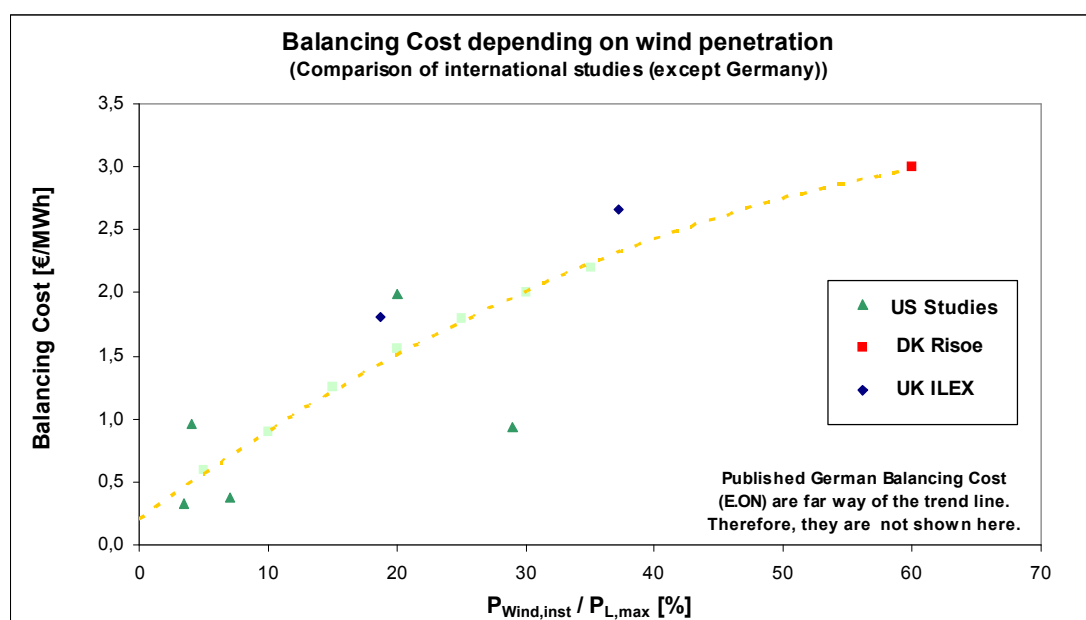


Figure 1:
Comparison of international studies on additional balancing cost due to large-scale intermittent wind integration.

It should be stressed that most existing power markets are designed to cater to the needs of conventional thermal and hydropower, and therefore only to a very limited degree take into account the needs of new renewables. At EU level, therefore, the need for rules and other measures to integrate intermittent RES-E technologies should be considered.

The influence of wind power on cross-border bottlenecks between Germany and its neighbours has created some disturbances in the Netherlands and Poland. Arrangements for power plant scheduling, the possible rigidity of the structure of electricity market, reserve capacity for cross-border transmission and congestion management seem to be crucial points requiring further analysis.

If developed in a more intensive manner, demand flexibility can also handle some of the fluctuations in power production from intermittent sources. At the same time, this flexible demand which could ensure a better balance between supply and demand, may offer advantages not only for integrating RES-E capacity, but also for the general operation of a liberalised power market.

How is the cost of support systems reflected in the electricity tariff? The consumer's point of view.

The transparency of consumers of the different support systems depends almost entirely on the design of the system, especially the flexibility of the market. The majority of countries in the EU do not give the explicit cost of renewable energies in electricity bills.

The transfer of the cost of renewable electricity depends on national regulation aspects and the tariff structure.

The structure of the electricity market and the design aspects are very different in Europe, so the following graph should be considered an estimate of the inclusion of RES support in electricity prices. The cost of the renewable support systems as reflected in the tariff is between 4% and 5% for Germany, Spain and UK and around 15% for Denmark. The share of renewable electricity in Denmark is currently higher than 20%.

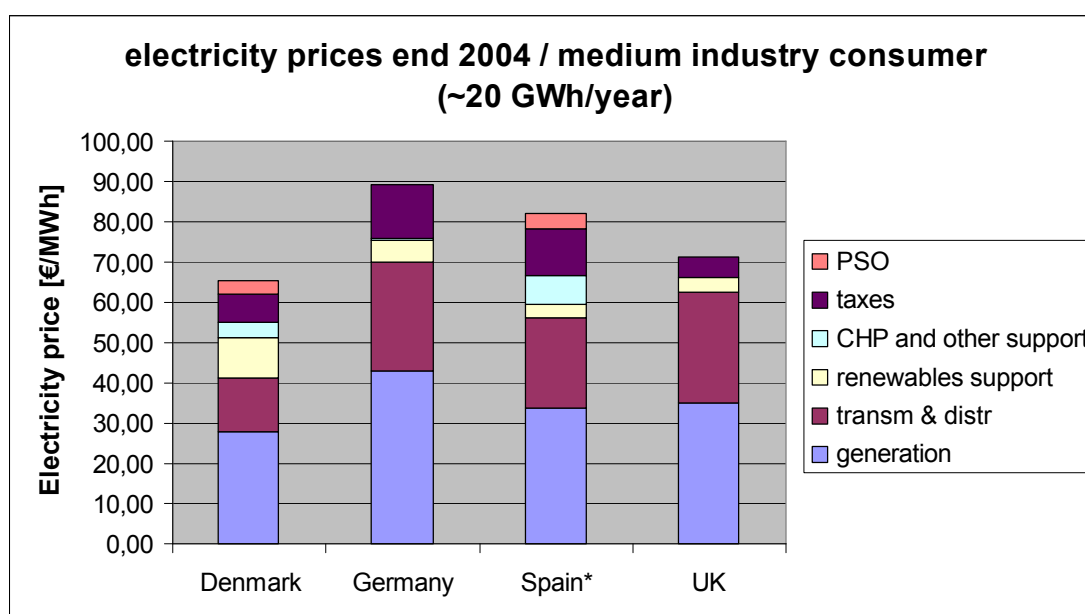


Figure 2: Approximate breakdown of electricity prices. European Commission, own estimation⁴⁷. * No tax is considered for Spain.

⁴⁷ The structure of the electricity tariff varies between countries in Europe. The figures included in this table are based on data from Member States and further elaborated by Commission services in order to compare different countries.

Annex 6 – Administrative barriers

Many Member States recognise the problem that renewable energies come in many cases under different codes and legislations. This multiple regulation leads to extra work for both applicants and the authorities concerned.

Complex legislation concerning renewable projects:

- Spatial planning laws involve competent authorities at different hierarchical levels (e.g. central, provincial and local government); civil construction works law and building codes involve local government as the competent authority.
- Environmental laws justify a favourable environmental impact assessment for granting environmental permits.
- Noise disturbance laws (in the case of wind) are intended to limit noise ‘pollution’. Competent authorities are typically at local and/or provincial level.
- Nature diversity laws aim at protecting indigenous plants and animals, notably birds. The competent authority is typically central government.
- Laws for the management of water and road infrastructure seek to protect and promote the efficient use of public infrastructure. The competent authority is central government. (More problematic in the case of small hydropower plants).
- Electricity laws governing the transmission, distribution and supply of electricity.

Pre-planning: the experience in Denmark and Germany

In the 90s, more systematic planning procedures were initially developed at national level in Denmark, with directives for local planners. In addition, an executive order from the Minister of Environment and Energy ordered municipalities to find suitable sites for wind turbines through the country. This “**pre-planning**” with public hearings in advance of any actual applications for turbine sites was a considerable help in gaining public acceptance of subsequent sites for wind turbines.

Around 1997, another set of planning regulations were developed for offshore wind farms, with a central, national authority, the Danish Energy Agency, designated to hear all interested parties, public and private. This “**one-stop shop**” method has facilitated the planning process considerably, and is being widely studied around the globe.

In Germany, under the principle of proportionality, small projects may be authorized by the local authorities. Large projects are subject to authorization by a national body under the Federal Emission Control Act (BImSchG).

Under the national building code (Federal Building Code, BauGB), wind power installations are privileged and therefore generally permitted outside residential areas. However, the *Länder* (Federal states) can designate specific areas in which wind energy use is restricted.

Success rates and average approval timing – a good evaluation method

The British Wind Energy Association publishes overall planning approval rates. From the outset, the approval rate in the UK as a whole has been around 80%. The statistics also include figures for different parts of the UK: Scotland has had an approval rate of over 90% compared with less than 20% in Wales. The time taken to decide on wind farm applications is also publicly available: this is currently around 13 months for local decisions and over 2 years for national or federal decisions.

Estimation of administrative barriers to renewable energy deployment in the EU, excluding grid barriers

A T	B E	C Y	C Z	D K	E E	F I	F R	D E	G R	H U	I E	I T	L V	L T	L U	M T	N L	P L	P T	S K	S I	E S	S E	U K
☹	☹	-	☹	☺	-	☺	☹	☺	☹	☹	☺	☹	☹	☹	-	-	☹	☹	☹	-	☹	☺	☺	☺

Member States have to report again – new Member States for the first time – on the existing administrative barriers by October 2005.

Annex 7 – Guarantees of origin

Article 5 of Directive 2011/77/EC requires Member States to implement a guarantee of origin system (hereafter GO system) by 27 October 2003 for EU-15. For the 10 new Member States, the deadline for implementing such a system was, in accordance with the Treaty of Accession of 2003, 1 May 2004. The main objectives of such a system are to facilitate trade in electricity from renewable energy sources and to increase consumer transparency by distinguishing between electricity from renewable and non-renewable energy sources. This Annex contains an overview of the different stages reached with of GO systems in Europe.

The main stages in the implementation of a GO system are:

- implementing legislation,
- appointing an issuing body,
- setting up an accurate and reliable operational system for issuing guarantee of origins.

In accordance with Article 5 of the Directive, a guarantee of origin is issued on request. It is not an obligation for renewable electricity sources.

Based on national reports and supplementary information, the situation in September 2005 was as follows:

	Legislation	Issuing body	Ready to GO
<i>EU-15</i>			
Austria	Passed	DSO	Operational
Belgium	Passed	Regulator	Operational
Denmark	Passed	TSO	Operational
Finland	Passed	TSO	Operational
France	In process	TSO	In process
Germany	Passed	Auditors	Operational
Greece	In process	TSO	In process
Ireland	Passed	Regulator	In process
Italy	Passed	TSO	Operational
Luxembourg	Passed	Regulator	In process
Netherlands	Passed	TSO	Operational
Portugal	In process	TSO	In process
Spain	In process	Regulator	In process
Sweden	Passed	TSO	Operational
UK	Passed	Regulator	Operational

EU-10			
Cyprus	In process	Not appointed	In process
Czech Republic	Passed	Government organisation	In process
Estonia	Passed	Not appointed	Not started
Hungary	In process	Not appointed	Not started
Latvia	Not started	Not appointed	Not started
Lithuania	In process	TSO	In process
Malta	Passed	Regulator	In process
Poland	Passed	Regulator	In process
Slovenia	Passed	Regulator	In process
Slovakia	In process	Regulator	In process

In total only 9 of the 25 Member States have fully transposed this article into national legislation and put in place an operational system for issuing guarantees of origin. At present, none of the new Member States has an operational system issuing guarantees of origin.

Most of the EU-15 have passed legislation concerning a system of guarantees of origins, the exceptions being France, Greece and Portugal. However, these countries are in the process of adopting legislation. Of the new Member States, only the Czech Republic, Estonia, Malta, Poland and Slovakia have passed legislation regarding a system of guarantees of origin. The remaining new Member States, with the exception of Latvia, are in the process of preparing or have proposed legislation.

Altogether 21 countries have designated an issuing body. The majority of countries have appointed either a transmission system operator (TSO) (9 countries) or a regulator (8 countries) as the issuing body. The exceptions are Austria, Germany and Czech Republic, which have opted for a distribution system operator (DSO), a group of auditors and a governmental organisation, respectively. The tasks assigned to the issuing body also vary from country to country. In some countries, issuing bodies maintain a national register of guarantees of origin, while in others they are also responsible for accrediting the power generating plants. However, the task of plant accreditation and verification of eligibility is more often assigned to an institution other than the issuing body. All 9 countries with an operational system in place, with the exception of Germany, have established a national registry for keeping track of ownership of guarantees of origin and to facilitate redemption, if required. Only 3 countries, Austria, Belgium and the Netherlands have introduced redemption. Registry and redemption requirements help reduce the problems of multiple counting.

Other design features, also regarding applications for guarantees of origin, vary greatly from country to country. All countries with a fully operational system in place, with the exception of Italy and Germany, allow for the transferability of guarantees of origin. Italy requires transferability to be linked with the physical electricity, whereas Germany does not allow the transfer of guarantees of origin issued to production eligible for the German feed-in system. A few countries have introduced earmarking of guarantees of origin. In addition to Germany,

Austria, Denmark and the Netherlands require that the guarantee of origin is earmarked for support received or for tax benefits.

Under Article 5 of the directive, the Commission has to consider the desirability of proposing common rules for guarantees of origin. At present, the Commission does not see the need for proposing common rules. There are several reasons for this. Firstly, regarding the objective of facilitating trade, a necessary clarification was made in COM(2004) 366 on the role of the guarantee of origin and under what conditions a Member State can consider that imported renewable electricity can contribute to the achievement of the RES-E targets:

The Commission has decided to apply the following principle in assessing the extent to which national targets are met:

A Member State can only include a contribution from imports from another Member State if the exporting state has accepted explicitly, and stated on a guarantee of origin, that it will not use the specified amount of renewable electricity to meet its own target and has thereby also accepted that this electricity can be counted towards the importing Member State's target.

This agreement should be included in a mutually recognised guarantee of origin. Currently, it seems there are no transfers of guarantees of origin between Member States in order to achieve targets.

Secondly, Directive 2003/54/EC⁴⁸ was adopted after Directive 2001/77/EC. Under Article 3(6) of Directive 2003/54/EC, Member States are required to implement a scheme for the disclosure of the fuel mix and selected environmental indicators on electricity sold to final consumers. The Commission regards this provision as an important measure in meeting the objective of consumer transparency as it covers the whole electricity sector, not only electricity from renewable energy sources. Several countries with legislation on the disclosure of generation details have already indicated that they will use the guarantee of origin to track information on renewable electricity generation. The guarantee of origin can therefore facilitate the implementation of electricity disclosure. The further development of disclosure would clearly increase consumer transparency.

Thirdly, a few countries have opted for a mandatory renewable energy quota obligation as the main support mechanism for renewable electricity. The quota obligation is administered by a system of tradable renewable energy certificates and there can be significant similarities between the guarantee of origin and tradable green certificates.

Nevertheless, the majority of Member States have chosen feed-in tariffs as the main instrument for promoting renewable electricity. Although there may be similar tasks required for the feed-in tariff system as for the issuance of a guarantee of origin, such as accreditation and verification procedures for renewable electricity production, the issuance of a guarantee of origin is not strictly necessary to facilitate feed-in tariff system.

The Commission considers that for the moment, the further development of disclosure would clearly increase consumer transparency.

⁴⁸ Directive 2003/54/EC concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC.