



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für  
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK  
**Bundesamt für Energie BFE**

# Förderung von erneuerbaren Energien mit Schwerpunkt auf kostenbasierter Einspeisevergütung

## Schlussbericht

Ausgearbeitet durch

**Martin Schweighofer, Herbert Tretter, Andreas Veigl (Gesamtleitung)**

Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency

Otto-Bauer-Gasse 6, A-1060 Wien

Tel. +43 (1) 586 15 24, Fax +43 (1) 586 15 24 – 40

E-Mail: [office@energyagency.at](mailto:office@energyagency.at), Internet: <http://www.energyagency.at>

## **Impressum**

Datum: 13. März 2006

**Im Auftrag des Bundesamts für Energie BFE,**

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; Postadresse: CH-3003 Bern

Tel. +41 31 322 56 11, Fax +41 31 323 25 00

BFE-Projektleiter: [stefan.muster@bfe.admin.ch](mailto:stefan.muster@bfe.admin.ch)

Projektnummer: 101216

Bezugsort der Publikation: [www.ewg-bfe.ch](http://www.ewg-bfe.ch) und [www.energieforschung.ch](http://www.energieforschung.ch)

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen ist ausschliesslich der Autor dieses Berichts verantwortlich

.

# Inhalt

<b>Kurzfassung .....</b>	<b>1</b>
<b>Résumé .....</b>	<b>5</b>
<b>1 Einleitung.....</b>	<b>9</b>
1.1 Ausgangslage und Zielsetzung .....	9
1.2 Vorgehensweise und Inhalt.....	9
<b>2 Förderung von erneuerbaren Energien.....</b>	<b>11</b>
<b>3 Theoretische Grundlagen verschiedener Fördermodelle.....</b>	<b>13</b>
3.1 Überblick und Klassifizierung verschiedener Förderinstrumente.....	13
3.2 Ausschreibungsmodell .....	14
3.2.1 Funktionsprinzip .....	14
3.2.2 Ausgestaltungsformen eines Ausschreibungsmodells .....	15
3.2.3 Diskussion .....	15
3.3 Quotenmodell mit Zertifikaten .....	17
3.3.1 Quotenmodell allgemein .....	17
3.3.2 Quotenmodell mit Zertifikatehandel .....	18
3.4 Einspeisevergütungsmodell .....	24
3.4.1 Funktionsprinzip .....	24
3.4.2 Ausgestaltungsmöglichkeiten.....	24
3.4.3 Diskussionspunkte .....	26
3.5 Kombinationsmöglichkeiten eines Quotenmodells mit anderen Fördermodellen .....	28
3.5.1 Quotenmodell mit fixem Buy-Out-Preis.....	28
3.5.2 Quotenmodell mit Mindestpreisen .....	30
3.5.3 Quotenmodell und die Entstehung eines Zertifikatemarktes .....	30
3.5.4 Vorlaufzeiten und stufenweise Einführung.....	31
<b>4 Konkrete Umsetzung der Modelle in ausgewählten Ländern .....</b>	<b>33</b>
4.1 Umgesetzte Ausschreibungsmodelle .....	33
4.1.1 Das Ausschreibungsmodell in England .....	33
4.2 Umgesetzte Quotenmodelle mit Zertifikaten.....	44
4.2.1 Zertifikatesystem für Kleinwasserkraft in Österreich.....	44
4.2.2 Das System mit Quoten und Zertifikaten in Schweden .....	53
4.3 Umgesetzte Einspeisevergütungsmodelle.....	63
4.3.1 Einspeisevergütungsmodell in Österreich.....	63
<b>5 Erfolgskriterien bei der Ausgestaltung eines Fördermodells .....</b>	<b>81</b>
<b>6 Exkurs: Energieeffizienz in Österreich.....</b>	<b>87</b>
6.1 Entwicklung der Energieeffizienz in Österreich.....	87
6.2 Effizienzziele und ihre Umsetzung .....	88

6.3	<b>Wechselwirkungen mit Zielen im Bereich erneuerbarer Energie .....</b>	<b>91</b>
<b>7</b>	<b>Beiträge zu ausgewählten Fragestellungen .....</b>	<b>93</b>
7.1	<b>Beurteilung einzelner Förderinstrumente durch die EU-Kommission .....</b>	<b>93</b>
7.1.1	Bestehende Fördermodelle .....	93
7.1.2	Bewertung der Modellansätze .....	95
7.1.3	Weitere Einflussfaktoren .....	97
7.1.4	Schlussfolgerungen und Empfehlungen der Kommission .....	98
7.2	<b>Optionen zur energetischen Nutzung von Biomasse .....</b>	<b>99</b>
7.2.1	Aktuelle Situation in Österreich .....	99
7.2.2	Allgemeines .....	101
7.2.3	Herkunft von Biomasserohstoffen .....	103
7.2.4	Ressourcen- und Flächeneffizienz .....	103
7.2.5	Wertigkeit der Energie .....	104
7.2.6	Energiebilanz .....	105
7.2.7	Substitutionsmöglichkeiten und -wirkungen .....	106
7.2.8	Kosten-/Nutzenaspekte .....	106
7.2.9	Technologisches Potenzial .....	107
7.3	<b>Strom aus Pumpspeicherung in Österreich .....</b>	<b>107</b>
7.3.1	Behandlung hinsichtlich des Ziels für erneuerbare Energie .....	107
7.3.2	Behandlung hinsichtlich der Herkunftsnachweise .....	107
7.3.3	Behandlung hinsichtlich der Stromkennzeichnung .....	108
7.3.4	Behandlung in der Statistik der E-Control (Regulierungsbehörde) .....	109
7.3.5	Behandlung in der Energiebilanz der Statistik Austria .....	109
7.4	<b>Stromerzeugung aus Abfallverbrennungsanlagen .....</b>	<b>110</b>
7.4.1	Förderung in Österreich .....	110
7.4.2	Förderung in Deutschland .....	112
<b>8</b>	<b>Literatur .....</b>	<b>113</b>

# Kurzfassung

## Ausgangslage und Zielsetzung

Ausgangspunkt für dieses Projekt war die Diskussion um die Neugestaltung der Förderregelungen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (EE) in der Schweiz, deren Umsetzung durch eine Revision des Energiegesetzes (EnG) erfolgen soll. Im Rahmen dieser Diskussion wurde die Österreichische Energieagentur vom Bundesamt für Energie (BFE) beauftragt, es mit praxisrelevanter Expertise zu unterstützen.

Zielsetzung dieses Projekts ist die Darstellung und Bewertung verschiedener Fördermodelle – insbesondere ihrer Eigenschaften und Ausgestaltungsmöglichkeiten – für die Stromerzeugung aus EE und die Diskussion über Erfahrungen aus umgesetzten Beispielen. Fragestellungen, die im parallel zum Projektverlauf stattfindenden parlamentarischen Diskussionsprozess auftraten, wurden in die Arbeit integriert.

## Mögliche Fördermodelle

Der Politik stehen grundsätzlich verschiedene Instrumentarien zur Förderung der Erzeugung von Strom aus EE zur Verfügung. Dabei können die Fördermodelle zur Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit von Ökostrom grundsätzlich nach ihrer Steuerungsgröße (*Preis* oder *Menge*) und dem Ansatzpunkt (*Angebots-* oder *Nachfrageseite*) unterschieden werden (siehe Tabelle 1).

Tabelle 1: Klassifizierung der Fördermodelle. Quelle: eigene Darstellung.

	<b>Steuergröße: Preis</b>	<b>Steuergröße: Menge</b>
<b>Nachfrageseite</b>	Markt für grünen Strom Ökosteuern	Quotenmodell (Verpflichtung Endverbraucher)
<b>Angebotsseite</b>	Einspeisevergütung	Ausschreibungsmodell Quotenmodell (Verpflichtung Erzeuger)

Beim Unterscheidungsmerkmal Steuergröße kann einerseits der Preis festgesetzt und die Menge offen gelassen werden, oder es wird die Menge bzw. der Marktanteil auf einer bestimmten Höhe festgesetzt und die Preisbestimmung dem Wettbewerb überlassen. Die andere Unterscheidungsmöglichkeit besteht darin, ob die Förderinstrumente an der Angebots- oder der Nachfrageseite ansetzen. Die klassischen angebotsorientierten Fördermodelle sind die Einspeisevergütungen und die Ausschreibungsmodelle. Demgegenüber stehen die nachfrageorientierten Instrumente, wobei als preisbasierte Ansätze der Markt für grünen Strom oder ökologische Steuern angeführt werden können. Ebenfalls mengenbasierte Instrumente stellen die Quotenmodelle dar, die allerdings – je nach dem welche Akteure verpflichtet werden – angebots- oder nachfrageorientiert sein können. Ausschreibungsmodelle, Quoten-/Zertifikatsmodelle und Einspeisevergütungsmodelle wurden im Rahmen des Projekts eingehend beleuchtet.

Ausgangspunkt für **Ausschreibungsmodelle** ist die Ausschreibung einer bestimmten Menge oder Erzeugungskapazität von Strom aus EE. Dabei konkurrieren die potenziellen Erzeuger um einen Vertrag zur Deckung des ausgeschriebenen Kontingents. Bei der Bieterauswahl können verschiedenen Kriterien angelegt werden, die Auktionen erfolgen meist durch Reihung der Angebote nach dem Bietspreis. Derartige Modelle zeichnen sich durch eine besonders hohe Flexibilität in der Ausgestaltung aus.

Die theoretische Diskussion wurde um die Erfahrungen des am längsten praktizierten Ausschreibungsmodells für Strom aus EE in Großbritannien ergänzt. Die wesentlichen Aussagen lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Den Anforderungen an die Angebote kommt eine große Bedeutung zu. Hohe Anforderungen, z.B. an den Entwicklungsstand des eingereichten Projekts, schränken den potenziellen Bieterkreis ein und bedeuten höhere Risiken für die Einreicher, führen aber zu höheren Realisierungsquoten von kontrahierten Projekten und erhöhen damit die Planbarkeit von Mengen und Kosten.
- Damit im Zusammenhang steht auch ein großer Einfluss auf die Administrations- und Transaktionskosten.
- Die Festlegung des vertraglich zugesicherten Preises entscheidet wesentlich über mögliche Mitnahmeeffekte und die Kosteneffizienz des Systems.

Das Prinzip von **Quotenmodellen mit Zertifikaten** beruht auf der Verpflichtung einer Gruppe von Akteuren, eine festgelegte Menge bzw. einen Anteil von Strom aus EE zu erzeugen, aufzunehmen, zu verkaufen oder zu kaufen. Dabei steht es den Verpflichteten frei, ob sie diese Verpflichtung durch eigene Erzeugung oder Zukauf erfüllen. Durch die während der gesamten Laufzeit bestehende Konkurrenz zwischen den Anlagen ist eine hohe dynamische Kosteneffizienz zu erwarten.

Dieses vieldiskutierte Instrument wird derzeit in fünf europäischen Staaten angewendet. Die Arbeit geht neben theoretischen Überlegungen auf die Erfahrungen des einjährigen Einsatzes des Quotenmodells für Kleinwasserkraft in Österreich und des Modells in Schweden ein. Wesentliche Ergebnisse sind:

- Quotenmodelle können Mitnahmeeffekte aufweisen, wenn unterschiedliche Technologien mit unterschiedlichen Kosten bzw. Alt- und Neuanlagen gleich behandelt werden.
- Diesen Effekten könnte mit jeweils eigenen Quoten für oder Wechselkursen zwischen den verschiedenen Technologien begegnet werden. Damit besteht aber die Gefahr der Schaffung kleiner, nicht liquider Märkte. Diese Gefahr besteht auch dann, wenn uneinheitliche Rahmenbedingungen für den gesamten Markt herrschen.
- Bei der Ausgestaltung muss auf das Wechselspiel zwischen der Quotenhöhe und der Höhe der Ersatzzahlung geachtet werden.
- Unsicherheiten, v.a. in der Einführungsphase eines derartigen Modells erhöhen tendenziell den Zertifikatspreis bzw. können Investitionen in neue Anlagen verhindern.

**Einspeisevergütungsmodelle** sind derzeit in Europa das am weitesten verbreitete Instrument zur Förderung der Stromerzeugung aus EE. Ihre Grundelemente bestehen in einer Abnahme- und Vergütungspflicht zu festgelegten Preisen, etwa durch die Netzbetreiber.

Damit ist eine hohe Sicherheit für die Investoren gegeben, darüber hinaus zeichnen sich diese Modelle durch flexible Ausgestaltungsmöglichkeiten aus.

In der Diskussion wurde auf die Erfahrungen mit dem Vergütungssystem in Österreich zurückgegriffen, aus dem folgende wesentliche Schlüsse gezogen werden können:

- Einspeisevergütungsmodelle können attraktive Rahmenbedingungen für potenzielle Investoren darstellen und sehr effektiv sein. Als preisbasierte Instrumente ist es aber sehr schwierig, andere Begrenzungen als den garantierten Abnahmepreis (z.B. Mengen- oder Kostendeckel) zu implementieren.
- Wie auch bei anderen Instrumenten ist vor allem eine langfristige Voraussehbarkeit der Rahmenbedingungen von essentieller Bedeutung, um kontinuierliche Marktentwicklungen zu ermöglichen.

## Wesentliche Ergebnisse

Maßgeblich bei der Ausgestaltung eines Fördermodells sind neben der Wahl des Modellansatzes an sich vor allem die mit dem Modell umzusetzenden konkreten Zielsetzungen, die über die Erreichung einer Steigerung der Stromerzeugung aus EE hinausgehen. Abgeleitet von der theoretischen Diskussion und den Umsetzungsbeispielen wurden in der Arbeit Erfolgskriterien aufgestellt, die beachtet werden müssen, wenn mit einem bestimmten Modellansatz diese weiteren Ziele realisiert werden sollen. Anschließend wurde die Umsetzbarkeit dieser Zieldimensionen in den einzelnen Modellansätzen qualitativ bewertet. Das Ergebnis ist in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Bewertung der Umsetzbarkeit verschiedener Zielsetzungen. Quelle: eigene Darstellung.

Zielsetzungen	Umsetzung dieser Zielsetzungen		
	Ausschreibungsmodell	Quotenmodell mit Zertifikaten	Einspeisevergütungsmodell
hohe Planungs- und Investitionssicherheit für die Betreiber/Investoren	++	+	+++
keine Diskriminierung einzelner Technologien	++	+	++
keine Diskriminierung kleiner Anlagenbetreiber	++	+	+++
möglichst hohe Planbarkeit der Erzeugungsmengen des Systems (Erreichbarkeit der Ausbauziele)	++	++	+
Gute Steuerungsmöglichkeiten der Gesamtkosten des Systems	++	++	+
Hohe Kosteneffizienz (Kostendegression durch systemimmanenten Wettbewerb, Ausschöpfung von Kostensenkungspotenzialen)	++	+++	++
Minimierung von Mitnahmeeffekten	+++	++	++
Niedrige Administrations-/Transaktionskosten	++	+	++
Verteilungseffekte Kosten	++	++	++
hohe Transparenz	++	++	++

Legende: + nur bedingt umsetzbar  
 ++ gut umsetzbar  
 +++ sehr gut umsetzbar, Instrument ist prädestiniert

Es zeigt sich, dass die Zielsetzungen grundsätzlich in jedem Modellansatz zu erreichen sind, jedoch eignen sich die verschiedenen Modellansätze unterschiedlich gut dafür. So ist es prinzipiell schwieriger, die Gesamtkosten des Systems bei preisbasierten Instrumenten zu steuern, andererseits können hier etwa Diskriminierungsfreiheit und Planbarkeit einfacher umgesetzt werden als bei mengenbasierten Systemen.

Daraus kann abgeleitet werden, dass der Erfolg eines Instruments nicht nur von der Wahl des Fördermodells selbst, sondern wesentlich von seinen gesamten Zielsetzungen und der Ausgestaltung abhängt. Auch die im Bericht ausführlich dargestellte Evaluierung der realisierten Fördermodelle in der EU-25 durch die EU-Kommission kommt zu ähnlichen Ergebnissen. Abweichungen ergeben sich vor allem aus unterschiedlichen methodischen Ansätzen.

## **Zusammenhang mit der Steigerung der Energieeffizienz**

Im Bericht wird auch die Wechselwirkung der Steigerung des Anteils von EE am Stromverbrauch mit der Umsetzung von Effizienzzielen aufgezeigt: Am Beispiel Österreichs wird dargestellt, wie mit Hilfe eines vorgeschlagenen Energieeffizienzfonds bestehende Potenziale zur Energieeinsparung realisiert werden können. Gleichzeitig wird durch die Eindämmung des Verbrauchszuwachses die Zielerreichung des Beitrags von EE erleichtert, d.h. mit den gleichen EE-Energiemengen können höhere Anteile erzielt werden.

## **Biomasse-Nutzung**

In einem weiteren Abschnitt werden unterschiedliche Nutzungsoptionen für Biomasse aufgezeigt: Unter diesem Begriff wird im Rahmen der energetischen Nutzung eine Vielzahl verschiedener Rohstoffe bzw. Energieträger biogenen Ursprungs aus verschiedenen Quellen zusammengefasst. Darüber hinaus zeichnet sich Biomasse durch eine breite Palette von Nutzungsoptionen aus (z.B. Elektrizität, Wärme, Treibstoffe).

Bei der großen Vielfalt möglicher Biomasse-Rohstoffe, Biomasse-Energieträger, Konversionspfade und Einsatzmöglichkeiten stellt sich die Frage nach einer sinnvollen Kombination dieser Faktoren und eröffnet eine breite Auswahl möglicher Optionen. Im Rahmen einer energiepolitischen Entscheidungsfindung sollten diese Fragestellungen in all ihren aufgezeigten Facetten noch eingehender untersucht werden.



## Résumé

### Situation initiale et objectifs

Le projet décrit ici est le fruit des débats autour de la refonte des réglementations visant à promouvoir la production d'électricité à partir d'énergie renouvelable (ER) en Suisse, qui doit être mise en œuvre par une révision de la loi sur l'énergie (LEne). Dans le cadre de ces débats, l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) a fait appel aux compétences de l'agence autrichienne de l'énergie dans le domaine de la pratique et a sollicité son soutien.

Ce projet a pour objectif de présenter et d'évaluer les différents modèles de promotion de la production d'électricité à partir d'ER – notamment leurs caractéristiques et les formes qu'ils peuvent prendre. Il entend aussi permettre la discussion sur les expériences réalisées avec certains modèles. Les questions soulevées durant les débats parlementaires qui ont eu lieu en parallèle au déroulement du projet ont été intégrées au travail.

### Modèles de promotion envisageables

Les instances politiques disposent en principe de différents instruments pour promouvoir la production d'électricité à partir d'ER. Les modèles de promotion visant à améliorer la compétitivité du courant écologique peuvent être distingués selon la valeur de référence (*prix* ou *volume*) et l'angle d'approche (*offre* ou *demande*) qu'ils utilisent (voir le tableau 3).

Tableau 3: classification des modèles de promotion. Source: présentation de l'auteur

	Prix	Volume
<b>Demande</b>	Marché du courant vert Impôt écologique	Modèle des quotas (engagement consommateur final)
<b>Offre</b>	Rétribution de l'énergie injectée	Modèle d'appel d'offres Modèle des quotas (engagement du producteur)

Pour les modèles caractérisés par l'utilisation d'une valeur de référence, il est possible soit de fixer le prix sans imposer de limite de volume, soit de fixer un volume ou une part de marché en laissant la concurrence déterminer le prix. L'autre classification consiste à considérer l'angle d'approche des instruments de promotion: l'offre ou la demande. Les modèles courants de promotion axés sur l'offre reposent sur la rétribution de l'énergie injectée ou sur les appels d'offres. A l'opposé, les instruments axés sur la demande s'appuient sur les prix: le marché du courant vert ou l'impôt écologique, par exemple. Les modèles des quotas font également partie des instruments axés sur le volume, qui peuvent toutefois entrer dans la catégorie « offre » ou « demande » selon les acteurs auxquels ils imposent une obligation. Modèles d'appel d'offres, modèles de quotas ou de certificats et modèles de rétribution de l'énergie injectée ont été passés à la loupe dans le cadre du projet.

Le point de départ des **modèles d'appel d'offres** est de lancer un appel d'offres pour un volume donné ou une capacité de production déterminée de courant issu d'ER. Les producteurs potentiels entrent donc en concurrence pour l'obtention d'un contrat couvrant la quanti-

té contingentée objet de l'appel d'offres. Différents critères peuvent être retenus pour la sélection des fournisseurs, qui a lieu en général en classant les offres par prix. Les modèles de ce type se caractérisent par la grande flexibilité de leur forme.

L'approche théorique a été complétée par les expériences recueillies dans le cadre du modèle d'appel d'offres le plus ancien pour l'électricité issue d'ER utilisé en Grande-Bretagne. Les principales conclusions peuvent être résumées comme suit:

- Les exigences posées aux offres soumises revêtent une grande importance. Des exigences élevées, relatives par exemple à l'état d'avancement du projet soumis, limitent le cercle des fournisseurs potentiels et sont synonymes d'un plus grand risque pour les candidats, mais aboutissent à un taux de réalisation plus élevé des projets faisant l'objet d'un contrat, ce qui augmente donc la possibilité de planifier volumes et coûts.
- Ce contexte exerce aussi une grande influence sur les coûts d'administration et de transaction.
- La détermination du prix garanti par contrat joue un rôle décisif quant aux éventuels effets d'aubaine et à l'efficacité des coûts du système.

Le principe des **modèles de quotas avec certificats** repose sur l'obligation faite à un groupe d'acteurs de produire, de reprendre, de vendre ou d'acheter un volume déterminé ou une part donnée d'électricité issue d'ER. Les parties acceptant l'obligation restent libres de la remplir par leur propre production ou par rachat. La concurrence qui est maintenue entre les sites durant tout le déroulement de la procédure permet d'espérer un rendement des coûts élevé et dynamique.

Cet instrument, objet de nombreux débats, est actuellement utilisé dans cinq pays européens. Outre les réflexions théoriques, le travail revient sur les expériences recueillies à l'issue d'une année d'application du modèle des quotas pour les petites centrales hydrauliques en Autriche et du modèle en Suède. Les principaux résultats sont les suivants:

- Les modèles de quotas peuvent déclencher un effet d'aubaine lorsque différentes technologies, aux coûts différents, et des installations nouvelles et anciennes sont traitées de manière équivalente.
- Ces effets peuvent être contrés en instaurant des quotas ad hoc pour les différentes technologies, voire des « cours de change » entre elles. Mais on courrait alors le risque de créer des marchés plus petits, sans aucune liquidité. Ce risque existe également lorsque les conditions générales ne sont pas uniformes pour l'ensemble du marché.
- La forme donnée au modèle doit tenir compte de l'interaction entre le niveau des quotas et celui de la compensation à payer.
- Les incertitudes, notamment durant la phase d'introduction d'un tel modèle, ont tendance à faire monter le prix des certificats et peuvent faire obstacle aux investissements dans de nouvelles installations.

Les **modèles de rétribution de l'énergie injectée** sont actuellement l'instrument le plus répandu en Europe pour la promotion de la production d'électricité à partir d'ER. Ils consistent fondamentalement à obliger les gestionnaires de réseaux à reprendre de l'électricité et à

la rétribuer à des prix déterminés. Cette solution offre une sécurité élevée aux investisseurs et ces modèles se distinguent, en outre, par une grande flexibilité des formes adoptées.

La discussion s'est référée aux expériences du système de rétribution en Autriche, d'où ont pu être tirées les conclusions essentielles suivantes:

- Les modèles de rétribution de l'énergie injectée peuvent représenter des conditions générales attrayantes pour des investisseurs potentiels et être très efficaces. Etant basé sur les prix, cet instrument rend toutefois très difficile l'introduction simultanée de limites autres que le prix garanti pour la reprise (plafonnement des coûts ou du volume, p. ex.).
- Comme pour d'autres instruments, il est avant tout très important que les conditions générales puissent être connues à long terme afin de permettre au marché d'évoluer en permanence.

## L'essentiel des résultats

Outre le choix du type de modèle de promotion en lui-même, les éléments déterminants pour la forme qui lui sera donnée sont principalement les objectifs concrets qui devront être atteints par la mise en œuvre du modèle et qui vont au-delà de la simple augmentation de la production d'électricité issue d'ER. En s'appuyant sur les discussions théoriques et sur les exemples de mise en œuvre, des critères de réussite ont été établis. Ils doivent être observés lorsque l'utilisation d'un modèle donné a été assortie de ces objectifs supplémentaires. Enfin, la faisabilité des objectifs de nature diverse a été soumise à une évaluation qualitative pour chaque type de modèle. Les résultats sont reproduits dans le tableau 4.

Tableau 4: évaluation de la faisabilité de différents objectifs. Source: présentation de l'auteur

Objectifs	Réalisation des objectifs		
	Modèles 'appel d'offres	Modèles de quotas avec certificats	Modèles de rétribution de l'énergie injectée
Sécurité élevée pour la planification et les investissements des gestionnaires et des investisseurs	++	+	+++
Pas de discrimination entre les différentes technologies	++	+	++
Pas de discrimination envers les gestionnaires de petites installations	++	+	+++
Large possibilité de planification des volumes produits par le système (possibilité d'atteindre les objectifs d'extension)	++	++	+
Large possibilité de maîtriser les coûts totaux du système	++	++	+
Efficacité des coûts élevée (coûts dégressifs grâce à la concurrence inhérente au système, exploitation exhaustive du potentiel de réduction des coûts)	++	+++	++
Réduction des effets d'aubaine	+++	++	++
Abaissement des coûts d'administration et de transaction	++	+	++

Répercussion des coûts	++	++	++
Grande transparence	++	++	++

Légende:    +    faisabilité limitée  
               ++    bonne faisabilité  
               +++    excellente faisabilité, instrument idéal

Il apparaît que les objectifs peuvent en principe être atteints avec chaque type de modèle, mais que les différents types sont plus ou moins appropriés selon les objectifs. Ainsi, il est plus difficile, par nature, de maîtriser les coûts totaux du système avec les instruments basés sur les prix, qui offrent par contre une plus grande facilité d'application quant à l'absence de discrimination et à la sécurité de planification que les systèmes basés sur le volume.

On peut donc en conclure que la réussite d'un instrument ne dépend pas uniquement du choix du modèle de promotion lui-même mais aussi largement de l'ensemble des objectifs qui lui ont été fixés ainsi que de sa forme. Dans son évaluation des modèles de promotion en application dans l'Europe des 25, présentée en détail dans le rapport, la Commission européenne arrive à des conclusions analogues. Les écarts constatés sont dus avant tout aux différences méthodologiques.

## Corrélation avec l'augmentation de l'efficacité énergétique

Le rapport souligne également l'interaction entre l'augmentation de la part des ER dans la consommation d'électricité et la mise en œuvre d'objectifs de rendement. L'exemple de l'Autriche vient illustrer comment la proposition d'un fonds consacré à l'efficacité énergétique peut contribuer à exploiter le potentiel d'économie de l'énergie. Parallèlement, le ralentissement de la croissance de la consommation permet d'atteindre plus facilement les objectifs fixés en matière de contribution des ER, puisqu'un même volume d'énergie issue d'ER représente alors une part plus grande du total.

## Exploitation de la biomasse

Une section du rapport est consacrée à différentes options d'exploitation de la biomasse. Cette notion englobe en effet, dans le cadre de l'exploitation énergétique, une grande variété de matières premières et d'agents énergétiques d'origine biogène de provenance multiple. De plus, la biomasse se caractérise par une large gamme de modes d'exploitation (p. ex. électricité, chaleur, carburants).

Devant la multitude des matières premières pouvant être utilisées comme biomasse, des agents énergétiques issus de la biomasse, des circuits de transformation et des possibilités d'utilisation, la question de la combinaison judicieuse de tous ces éléments se pose, alimentant un éventail très large d'options envisageables. Les futures décisions de politique énergétique demandent que ces problématiques soient examinées avec davantage de précision encore et sous tous les angles évoqués.

# 1 Einleitung

## 1.1 Ausgangslage und Zielsetzung

In der Schweiz steht derzeit die Neugestaltung der Förderregelungen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (EE) auf der politischen Agenda. Die Umsetzung eines Fördermodells soll durch eine Revision des Energiegesetzes (EnG) erfolgen. Zu Beginn der Untersuchung wurden folgende Varianten diskutiert:

- Art. 7a EnG: Freiwillige Phase, Ausschreibemodell
- Art. 7b EnG: Quotenmodell mit Zertifikaten
- Art. 7c EnG: Einspeisevergütung

Im Rahmen dieser Diskussion wurde die Österreichische Energieagentur vom Bundesamt für Energie (BFE) beauftragt, es mit praxisrelevanter Expertise zu unterstützen.

Zielsetzung dieses Projekts ist die Erarbeitung von Grundlagen zu den Eigenschaften und Ausgestaltungsmöglichkeiten verschiedener Fördermodelle für die Stromerzeugung aus EE und die Diskussion über Erfahrungen aus umgesetzten Beispielen.

## 1.2 Vorgehensweise und Inhalt

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Arbeiten im Zeitraum von April 2005 bis März 2006. Insbesondere wurde dabei auf konkrete Fragestellungen eingegangen, die im Zuge des parlamentarischen Diskussionsprozesses auftraten.

Der Bericht enthält nach einem Überblick über die Motivationslage zur Förderung erneuerbarer Energie in **Kapitel 2** die Beschreibung und Diskussion verschiedener Fördermodelle: In **Kapitel 3** werden

- Ausschreibungsmodelle
- Quoten-/Zertifikatsmodelle
- Einspeisevergütungsmodelle

vorge stellt und ihre theoretischen Ansätze beschrieben. Dabei geht der Bericht vor allem auf Varianten der Ausgestaltung ein und diskutiert Möglichkeiten und Risiken der Fördermodelle in ihrer Umsetzung.

Anschließend werden in **Kapitel 4** konkrete Umsetzungsbeispiele für die Modellansätze vorgestellt, bei denen die zuvor theoretisch diskutierten Ausgestaltungsmöglichkeiten anhand der gewonnenen Erfahrungen beleuchtet werden. Dabei wird vor allem auf folgende Aspekte eingegangen:

- Funktionsweise und rechtliche Grundlagen: Grundprinzipien des umgesetzten Modells, Rollenbeschreibungen und gesetzliche Verankerung der Regelungen
- Ziele und Zielerreichung: Es wird dargestellt, wie Ökostromproduktionsziele im Modell festgelegt sind, inwieweit sie erreicht werden und mit welchen Faktoren ihre (Nicht-)

Erreichung im Zusammenhang steht. Darüber hinaus werden auch Zielsetzungen beschrieben, die dem jeweiligen Fördermodell neben den reinen Produktionszielen zugrunde liegen.

- Verpflichtete und Folgen einer Zielverfehlung: Aufgaben der Verpflichteten, Verantwortlichkeit für die Zielerreichung und Sanktionsmechanismen bei Zielverfehlung
- Förderaufwand und Finanzierung: Beschreibung der Funktionsweise des Finanzierungsmechanismus, der Kostentragung und der Entwicklung der (Mehr-)Kosten durch die Förderung
- Administrationsaufwand: Aufgaben, Verantwortlichkeiten und Kosten der Administration, Aspekte der Administrierbarkeit

Die Abhandlung der theoretischen Möglichkeiten der verschiedenen Ansätze und die Ergebnisse der Analysen umgesetzter Modelle münden in die Erarbeitung von so genannten „Erfolgsfaktoren“ in **Kapitel 5**. Dazu wird eine Anzahl von Zieldimensionen definiert, ihre Umsetzung im jeweiligen Fördermodell diskutiert und die „Steuerungsmöglichkeiten“ beschrieben und bewertet.

Um den Zusammenhang des verstärkten Einsatzes erneuerbarer Energie mit der Steigerung der Energieeffizienz zu verdeutlichen, wird in **Kapitel 6** anhand des Beispiels Österreich die Entwicklung der Energieeffizienz, die Umsetzung von Effizienzzielen und ihre Wechselwirkungen mit den Zielsetzungen für EE erläutert.

Abschließend enthält **Kapitel 7** eine Zusammenstellung der Ausarbeitungen zu ausgewählten Fragestellungen im Umfeld der Förderung der Stromerzeugung aus EE:

- Beurteilung verschiedener Fördermodelle durch die EU-Kommission
- Diskussion der Optionen für die energetische Nutzung von Biomasse
- Handhabung von Strom als Ergebnis von Pumpspeicherung in Österreich
- Stromerzeugung in Abfallverbrennungsanlagen

## 2 Förderung von erneuerbaren Energien

Das globale Energiesystem basiert überwiegend auf begrenzt verfügbaren Energieträgern wie Kohle, Erdöl, Erdgas und Uran, deren Förderstätten sich zu einem nicht unbeträchtlichen Teil in geopolitischen Krisenzonen befinden und deren Nutzung zudem zu Umweltbelastungen und -risiken führt.

Bei energie- und umweltpolitischen Entscheidungen sollte daher die Erhöhung der Energieeffizienz bzw. die Reduktion des Verbrauchs im Vordergrund stehen, der verstärkte Einsatz erneuerbarer Energie führt zu einer weiteren Reduktion des Einsatzes konventioneller Energieträger.

Um erneuerbare Energieträger (EE) verstärkt in das Energiesystem integrieren zu können, sind in der Einführungsphase in der Regel Förderungen notwendig. Der Förderbedarf entsteht zumindest teilweise deshalb, weil externe Kosten, die bei konventionellen Energieträgern eine relativ größere Bedeutung haben, zumeist nicht in den Marktpreisen abgebildet sind.

Neben den angeführten direkten Zielsetzungen wie der Substitution fossiler Energieträger – und damit der Schonung erschöpflicher Ressourcen, der Verringerung negativer Umwelteffekte, verursacht durch die Nutzung fossiler Energieträger – und des Beitrags zum Klimaschutz durch Verringerung von CO<sub>2</sub>-Emissionen, spricht noch eine Reihe weiterer Gründe für eine Förderung:

- Verringerung der Importabhängigkeit durch die Nutzung lokal verfügbarer Energiequellen (Schweiz 2004: ca. 54 % Importquote am Bruttoverbrauch<sup>1</sup>)
- Diversifizierung der Energieaufbringung und damit
- Erhöhung der Versorgungssicherheit und der Preisstabilität
- Möglichkeit zur Steigerung der Energieeffizienz durch aufbringungsseitige Dezentralisierung (z.B. Verringerung von Leitungsverlusten)
- Industriepolitische Ziele: Durch die erhöhte Inlandsnachfrage nach EE kann Technologie- und Marktentwicklung initiiert werden und sich in der Folge Exportchancen eröffnen.
- Beschäftigungseffekte auf lokaler Ebene
- Indirekte Internalisierung externer Kosten

---

<sup>1</sup> Einfuhrüberschuss von Primärenergieträgern bezogen auf den Bruttoverbrauch im Jahr 2004. Ohne Kernbrennstoffe. Quelle: L 5





### 3 Theoretische Grundlagen verschiedener Fördermodelle

Im folgenden Kapitel werden theoretischen Ansätze von Ausschreibungsmodellen, Quoten-/Zertifikatsmodellen und Einspeisevergütungsmodellen dargestellt sowie verschiedene Ausgestaltungsformen beschrieben und diskutiert.

#### 3.1 Überblick und Klassifizierung verschiedener Förderinstrumente

Der Politik stehen grundsätzlich verschiedene Instrumentarien zur Förderung der Erzeugung von Strom aus EE zur Verfügung. Dabei können die Fördermodelle zur Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit von Ökostrom grundsätzlich nach ihrer Steuerungsgröße (*Preis* oder *Menge*) und dem Ansatzpunkt (*Angebots-* oder *Nachfrageseite*) unterschieden werden (siehe Tabelle 5).

Tabelle 5: Klassifizierung der Fördermodelle. Quelle: eigene Darstellung.

	<b>Steuergröße: Preis</b>	<b>Steuergröße: Menge</b>
<b>Nachfrageseite</b>	Markt für grünen Strom Ökosteuern	Quotenmodell (Verpflichtung Endverbraucher)
<b>Angebotsseite</b>	Einspeisevergütung	Ausschreibungsmodell Quotenmodell (Verpflichtung Erzeuger)

Bei der ersten Steuermöglichkeit wird der Preis festgesetzt und die Menge offen gelassen<sup>2</sup>, bei der zweiten Steuermöglichkeit wird die Menge bzw. der Marktanteil auf einer bestimmten Höhe festgesetzt und die Preisbestimmung dem Wettbewerb überlassen<sup>3</sup>.

Eine weitere Differenzierung kann insbesondere danach erfolgen, ob die Förderinstrumente an der Angebots- oder der Nachfrageseite ansetzen. Die klassischen angebotsorientierten Fördermodelle sind die Einspeisevergütungen und die Ausschreibungsmodelle. Demgegenüber stehen die nachfrageorientierten Instrumente, wobei als preisbasierte Ansätze der Markt für grünen Strom oder ökologische Steuern erwähnt werden können. Jedenfalls mengenbasierte Instrumente stellen die Quotenmodelle dar, die allerdings – je nach dem welche Akteure verpflichtet werden – angebots- oder nachfrageorientiert sein können.

Darüber hinaus gibt es eine ganze Palette von flankierenden Maßnahmen (z. B. Unterstützung bei Forschung und Entwicklung, Fungieren als Plattform für Erfahrungsaustausch, etc.), die als zusätzliche Instrumente unterstützend eingesetzt werden können (siehe Abbildung 1). Generell wird in der Realität zumeist ein System als Hauptinstrument eingeführt, das von weiteren Instrumenten flankiert wird.

<sup>2</sup> Die Einspeisevergütung nach EnG Art. 7c oder der Parlamentarischen Initiative Dupraz repräsentieren solche preisorientierten Fördermodelle.

<sup>3</sup> Die gebräuchlichsten mengenorientierten Fördermodelle sind die Quotenmodelle (EnG Art. 7b) und die Ausschreibungsverfahren (EnG Art. 7a; resp. Mo Lustenberger).

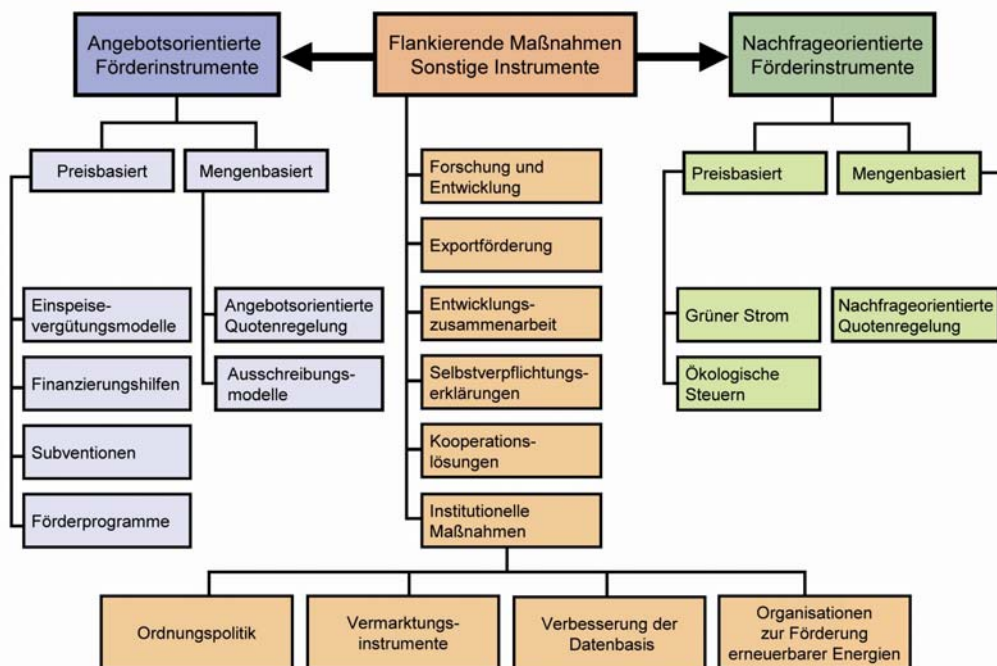


Abbildung 1: Instrumente zur Förderung von Ökostrom (nach L 2)

## 3.2 Ausschreibungsmodell

Ausschreibungsmodelle wurden schon seit dem Electricity Act 1989 in Großbritannien und Irland zur Förderung Erneuerbarer eingesetzt und gehören zu den ältesten Instrumenten der direkten Marktbeeinflussung.

### 3.2.1 Funktionsprinzip

Ausgangspunkt ist die Ausschreibung einer bestimmten Menge oder Erzeugungskapazität an Ökostrom. Dabei konkurrieren die Ökostromerzeuger um einen Vertrag zur Deckung des festgelegten Mengenkontingents. Im Rahmen der Ausschreibungen kann zwischen den einzelnen Technologien differenziert werden, indem technologiespezifische Teilmengen ausgeschrieben werden. Damit wird verhindert, dass einzelne, billigere Technologien die gesamte Ausschreibung dominieren.

Bei der Auswahl der Bieter können theoretisch verschiedene Kriterien angelegt werden. Grundsätzlich sind alle Arten von Auktionen denkbar, üblicherweise erfolgt eine Reihung nach dem Bietspreis, womit die billigsten Anbieter zum Zug kommen. Jene Bieter, die ausgewählt werden, bekommen einen Abnahmevertrag für die im Angebot ausgewiesene Menge zu einem vertraglich garantierten Preis über eine bestimmte Laufzeit.

Zur Deckung der gewünschten Ökostrommenge erhalten dann, beginnend mit dem niedrigsten Angebotspreis, die eingereichten Gebote solange einen Zuschlag, bis die festgelegte Menge erreicht ist.

### 3.2.2 Ausgestaltungsformen eines Ausschreibungsmodells

Ein wesentliches Gestaltungsmerkmal liegt in der Festlegung der vertraglich garantierten Abnahmepreise. Eine Möglichkeit stellt die „marginal price“ Methode dar. Hier legt das letzte, gerade noch notwendige und damit auch teuerste Angebot den Grenzpreis einer Ausschreibungsrunde fest. Dieser Preis wird dann auch allen übrigen unter Vertrag genommenen (kontrahierten) Angeboten zugesprochen. Alternativ dazu kann den erfolgreichen Bietern ein Vertragspreis gemäß den individuellen Preisgeboten garantiert werden – in diesem Fall spricht man von der „bid price“ Methode.

Die Art der Preisfestlegung ist entscheidend für die Gewinnmitnahmen der Ökostromerzeuger und damit auch für die Kosteneffizienz, also den Förderaufwand. Weiters muss berücksichtigt werden, dass die Regelung der Preisfestlegung das strategische Verhalten der Bieter bestimmt.

Einen weiteren Gestaltungsaspekt stellt die Finanzierung des Fördersystems dar. Die jeweiligen Gewinner einer Ausschreibungsrunde erhalten einen Vertrag, der ihnen die Abnahme ihrer Erzeugung zu den festgelegten Konditionen (insbesondere einem festgelegten Preis) während der Vertragsdauer garantiert. Für diese Strommenge kann dann allerdings nur der Marktpreis lukriert werden. Durch die Preisdifferenz zwischen dem Marktpreis und dem vertraglich vereinbarten Preis für die Ökostrombetreiber entsteht ein zusätzlicher Finanzierungsbedarf. Dieser kann bspw. über eine Steuer, einen Zuschlag auf den Strompreis oder über einen Zuschlag zu den Netzkosten (im Übertragungs- oder Verteilnetz) gedeckt werden. Diese Alternativen sind entsprechend der Verteilungswirkung<sup>4</sup>, der Effizienz und Praktikabilität, sowie der öffentlichen Akzeptanz zu bewerten. Hier wäre bspw. eine Differenzierung der Belastung nach Netzebenen denkbar, wodurch etwa Haushalte stärker an der Finanzierung beteiligt werden könnten als die Industrie.

### 3.2.3 Diskussion

Positiv zu bewerten ist das Ausschreibungsverfahren hinsichtlich seiner **Flexibilität**. Die festgesetzte Quote kann von Ausschreibungsrunde zu Runde variiert werden. Auch die Zusammensetzung der verschiedenen Technologien sowie die Laufzeit der Verträge kann den aktuellen Anforderungen entsprechend den praktischen Erfahrungen angepasst werden.

Weiters bieten Ausschreibungsmodelle die Möglichkeit der einfachen Differenzierung zwischen einzelnen Technologien und eignen sich damit zur **technologiespezifischen Förderung**<sup>5</sup> und Markteinführung einzelner Technologien zur Erzeugung von Ökostrom.

Neben der hohen technologischen Treffsicherheit besteht, wie im Quotenmodell mit Zertifikatshandel, Konkurrenz zwischen den einzelnen Ökostromerzeugern bzw. seinen Vorlieferanten (Anlagenlieferant), wodurch Anreize für technische Verbesserungen zur Steigerung der Kosteneffizienz gegeben werden, die eine gezielte Heranführung der geförderten Technologien an ihre Marktreife ermöglichen. Im Gegensatz zum Quotenmodell wirkt dieser Konkurrenzdruck allerdings nicht kontinuierlich, sondern insbesondere bei der Auslegung der Anlagen und der Formulierung des Angebots. Nachdem die Ökostromanlagen unter

---

<sup>4</sup> Die zentrale Frage ist, wer wird mit der Finanzierung belastet und in welchem Zusammenhang steht diese Belastung. Übliche Argumentationsprinzipien sind das Verursacherprinzip oder das Entstehungsprinzip.

<sup>5</sup> Z.B. in Form einer Kontingentierung nach Technologien.

Vertrag genommen sind, steht ihnen ein vertraglich garantierter Preis über die Vertragslaufzeit zu, wodurch keine direkte Konkurrenz mehr zwischen den Betreibern besteht. Wenn davon ausgegangen wird, dass die Bieter eine in der Zukunft zu erwartende Effizienzsteigerung und die damit verbundene Reduktion der Produktionskosten vollständig antizipieren und in ihren Bietpreisen berücksichtigen, dann wäre auch beim Ausschreibungsmodell die dynamische Effizienz des Systems gewährleistet. Allerdings müssen hier Informationsasymmetrien und Unsicherheiten über die zukünftigen Entwicklungen der Produktionskosten (technologischer Fortschritt, zukünftige Entwicklung der Brennstoffpreise, etc.) berücksichtigt werden, die es den Bietern kaum ermöglichen, die erwartete Kostendegression im Bietpreis vollständig abzubilden<sup>6</sup>.

Aus der Wettbewerbssituation<sup>7</sup> und der Tatsache, dass bei einem Ausschreibungsmodell nur jene Angebote unter Vertrag genommen werden, welche die ausgeschriebenen Kapazitäten mit den geringsten Kosten realisieren können, folgt, dass die Fördermittel **kosteneffizient** eingesetzt werden. Die dynamische Effizienz eines Ausschreibungsmodells hängt, wie bereits ausgeführt, davon ab, inwieweit die erwartete Kostendegression in den kontrahierten Preisen abgebildet wird.

Entscheidend für die Frage der **Fördermitteleffizienz** sind auch die **Mitnahmeeffekte** im System. Diese lassen sich im Ausschreibungsmodell weitgehend ausschließen, sofern die Festlegung der Preise auf Basis der Bietpreise erfolgt. Wird der Preis nach der „marginal price“-Methode festgelegt, können alle Ökostromerzeuger, die unterhalb des teuersten Grenzbieters liegen, eine Produzentenrente realisieren. Weitere Mitnahmeeffekte können bspw. durch die Berücksichtigung von Altanlagen in der Ausschreibung entstehen.

Vorausgesetzt die kontrahierten Projekte werden auch tatsächlich realisiert, liegt ein weiterer Vorteil der Ausschreibungsmodelle in der **Planbarkeit** der Systems. Die Ökostrommengen und damit der Förderaufwand können bei entsprechenden Realisierungsraten leicht kontrolliert werden.

In der Praxis hat sich allerdings gezeigt, dass ein Teil der Ökostromerzeuger ihre Projekte nicht realisieren, obwohl sie bei der Ausschreibung einen Vertrag bekommen haben (vgl. das Beispiel England, siehe Kapitel 4.1.1). Damit wird die Planbarkeit des Systems deutlich geringer, und als Konsequenz wird die ausgeschriebene Menge nicht erreicht. Der Ausfall von kontrahierten Projekten kann dann in den folgenden Ausschreibungsrunden antizipiert werden – es werden also Mengen ausgeschrieben und kontrahiert, die das eigentliche Ziel deutlich überschreiten. Damit fallen allerdings weit höhere Kosten für Projekte an, die geplant und kontrahiert werden, dann aber nie zur Realisierung gelangen. Diese Kosten müssen zumindest im Rahmen einer volkswirtschaftlichen Betrachtung berücksichtigt und dem System zugerechnet werden. Der Abbau von Hemmnissen und Barrieren im Genehmigungsverfahren und Sanktionsmechanismen für die Nichtrealisierung<sup>8</sup> des angebotenen

---

<sup>6</sup> Dieses Problem besteht bei Quotenmodellen mit Zertifikatehandel nicht, da hier die Produktionskosten (abzgl. des Marktpreises) zu jedem Zeitpunkt im variablen Zertifikatspreis abgebildet werden und sich dieser mit der Kostendegression mitentwickeln kann. Quotenmodelle werden in Abschnitt 3.3 ab Seite 17 diskutiert.

<sup>7</sup> Der Bieterwettbewerb ist laut L 24 ein wirksamer Anreizmechanismus für Kostensenkungen.

<sup>8</sup> Sofern sie in der Verantwortung des Projektbetreibers liegt

Projekts, sowie eine eingeplante Angebotsreserve können dieses Defizit reduzieren (vgl. L 24).

Nachteilig auf eine kontinuierliche Anhebung des Anteiles erneuerbarer Energieträger an der Gesamtstromerzeugung können sich die **Risiken** auswirken, mit denen potenzielle Anbieter konfrontiert sind. So besteht bspw. die Unsicherheit für den Bieter, ob er mit seinem Projekt unter Vertrag genommen wird oder nicht. Wenn das nicht der Fall ist, wird er bis zur nächsten Ausschreibungsrunde von der direkten Förderung für seine Produktionsanlage ausgeschlossen. Es stellt sich auch die Frage, ob er zumindest seine bis zur Ausschreibung anfallenden Kosten (Entwicklungskosten, Vorlaufkosten) abgedeckt erhält. Es ist zu erwarten, dass diese **Unsicherheit** von den Bietern (zumindest teilweise) in den zugrunde gelegten Kosten berücksichtigt wird und sie damit über höhere Bietpreise teilweise internalisiert werden. Weiters bedeutet dieses hohe Risiko in der Ausschreibungsphase auch die implizite Bevorzugung großer, finanzkräftiger Anbieter, die mit einer Vielzahl anderer Projekte das Risiko besser diversifizieren können. Um diese Unsicherheit zu reduzieren, müsste die Vertragszusage möglichst früh erfolgen, also zu einem Zeitpunkt, an dem noch keine großen Investitionen (für Planung, Genehmigungen, etc.) angefallen sind.

Hier zeichnet sich allerdings ein **Trade-Off zwischen Unsicherheit und Realisierungsquote** ab. Denn gerade eine frühe Kontrahierung erhöht das Risiko, dass Projekte, die einen Zuschlag bekommen haben, nie realisiert werden. Der Lösung dieses Zielkonflikts sollte bei der konkreten Ausgestaltung besondere Beachtung zukommen.

Die **Transaktionskosten** sind zurückzuführen auf die Abwicklung der Ausschreibungen. Der Aufwand besteht darin, die Kapazitäten auszuschreiben und die eingehenden Gebote der Unternehmen auf ihre Machbarkeit und Kostenaspekte hin zu prüfen. Diese Kosten steigen natürlich mit zunehmendem „Leerlauf“ des Systems, wenn also immer mehr Projekte geplant, geprüft und kontrahiert werden müssen, um eine gewünschte Menge zu realisieren, weil der Anteil an tatsächlich umgesetzten Projekten sinkt.

### 3.3 Quotenmodell mit Zertifikaten

#### 3.3.1 Quotenmodell allgemein

Das Quotenmodell ohne Zertifikate stellt eine klassische Mengensteuerung dar. Je nach dem welche Gruppe von Akteuren verpflichtet wird, kann es sich um ein nachfrage- oder angebotsseitiges Instrument handeln (siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** und Abbildung 1). Im Gegensatz zu preisorientierten Fördermodellen, welche den Preis für Ökostrom auf ein bestimmtes Niveau heben wollen, haben mengenorientierte Fördermodelle das Ziel, den erneuerbaren Energieträgern einen bestimmten Marktanteil zu garantieren (vgl. Abbildung 2).

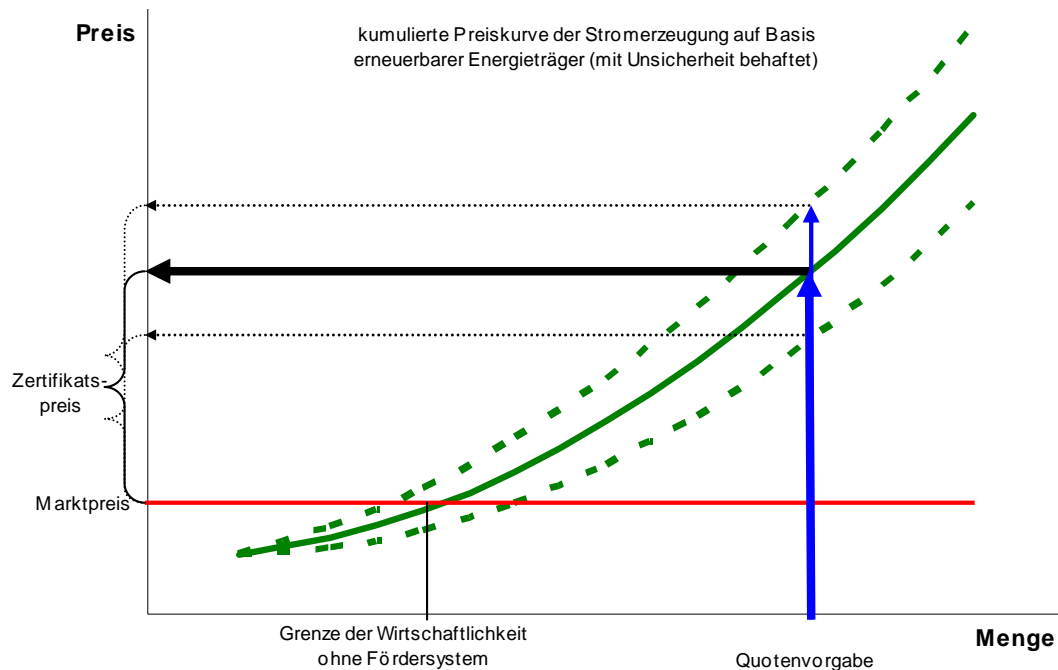


Abbildung 2: Funktionsprinzip mengenorientierter Fördermodelle

Durch ein Quotenmodell wird eine Gruppe von Akteuren (üblicherweise Erzeuger, Verteiler, Händler oder Verbraucher) verpflichtet, eine festgelegte Menge bzw. einen Anteil an Strom aus Erneuerbaren innerhalb eines gewissen Zeitraumes zu erzeugen, aufzunehmen, zu verkaufen oder zu kaufen. Dabei stellt die Strommenge die Steuergröße dar, der Preis für die Einspeisung von Ökostrom wird durch marktwirtschaftliche Kriterien gebildet.

Es obliegt der freien Entscheidung der verpflichteten Akteure, wie sie ihre Quote erfüllen. Der Quotenadressat kann sowohl Ökostrom am Markt erwerben als auch selbst zum Ökostromerzeuger werden. Da die Verpflichteten aber bestrebt sein werden, ihre Quote möglichst günstig zu erfüllen, wird ein direkter Wettbewerb unter den Ökostromerzeugern zur Deckung der festgelegten Quote entstehen.

Ziel des Quotenmodells ist es, durch Wettbewerb zwischen Ökostromerzeugern eine möglichst kostengünstige Energieversorgung durch regenerative Energiequellen zu erreichen und somit den Ökostrom gegenüber konventionellen Energieträgern langfristig konkurrenzfähig zu machen.

### 3.3.2 Quotenmodell mit Zertifikatehandel

Eine oft diskutierte Variante ist die Kombination einer Quotenverpflichtung mit einem Zertifikatehandel. Entsprechend dem Grundprinzip einer Mengensteuerung wird eine bestimmte Gruppe von Akteuren (Stromerzeuger, Stromhändler, Endverbraucher, etc.) auf ein Ökostromziel, die so genannte Quote, verpflichtet, deren Erfüllung durch Zertifikate<sup>9</sup> nachzuwei-

<sup>9</sup> Die Zertifikate sind ein Nachweisinstrument, mit dem einerseits von der entsprechenden Stelle ausgewiesen wird, dass es sich um Ökostrom handelt und das andererseits dem Nachweis der Quotenerfüllung dient. Das Zertifikat dokumentiert den „ökologischen Wert“, die „Erneuerbarkeit“ oder die „Klimaschutzrelevanz“ einer Einheit an Stromerzeugung.

sen ist. Damit werden bestimmte Akteure gesetzlich verpflichtet (=Quotenverpflichtung), sich durch den Erwerb von Zertifikaten<sup>10</sup> an der Förderung von Erneuerbaren zu beteiligen.

Für den „ökologischen Mehrwert“ der erneuerbaren Stromerzeugung wird pro Produktionseinheit ein Zertifikat ausgegeben, d.h. jedem Ökostromerzeuger wird für eine bestimmte abgegebene Menge (in Schweden bspw. 1 MWh) ein Zertifikat ausgestellt. Damit kann er zwei getrennte Produkte anbieten, den erzeugten Strom und die Ökostromzertifikate. Der Ökostrom muss am liberalisierten Strommarkt in direkter Konkurrenz zu allen anderen Anbietern abgesetzt werden, da weder Abnahmegarantie noch Einspeisetarif existieren. Die Zertifikate werden auf einem separaten Zertifikatemarkt verkauft, d.h. für den Handel mit Zertifikaten entsteht ein eigener Marktplatz, auf welchem die Ökostromerzeuger beim Verkauf von Zertifikaten miteinander konkurrieren. Die aus dem Zertifikateverkauf lukrierten Erlöse sollen die Mehrkosten der Ökostromerzeugung (die nicht durch den Marktpreis gedeckt werden) decken. Der Preis der Zertifikate hängt von Angebot und Nachfrage auf dem Zertifikatemarkt ab. Ist das Angebot an Zertifikaten niedrig (die Nachfrage ist durch die festgelegte Quote<sup>11</sup> vorgegeben), wird der Preis dafür entsprechend hoch sein, was für potenzielle Erzeuger einen Anreiz darstellt, Ökostrom und damit auch Zertifikate zu erzeugen.

Die verpflichteten Akteure haben jeweils zu einem bestimmten Zeitpunkt (z.B. Jahresende) die zur Erfüllung der Quote notwendigen Zertifikate nachzuweisen. Können Verpflichtete die notwendigen Zertifikate nicht vorlegen, werden Kompensationszahlungen fällig<sup>12</sup>. Die Verpflichteten können entweder selbst Ökostrom produzieren und sich dafür Zertifikate ausstellen lassen, oder am Markt Zertifikate von Ökostromproduzenten bzw. von Händlern von Zertifikaten zukaufen, wobei physisch kein Ökostrom bezogen werden muss. In der Trennung des physischen Gutes „Strom“ und der Produkteigenschaft „Erneuerbarkeit“ liegt ein wesentliches Merkmal von Zertifikatesystemen.

### 3.3.2.1 Ausgestaltungsformen eines Quotenmodells mit Zertifikatehandel

Wie bei allen übrigen Förderinstrumenten kann das beschriebene Grundprinzip sehr unterschiedliche Ausprägungen annehmen, je nachdem wie die einzelnen Gestaltungsparameter festgelegt werden. Dabei lässt dieses Instrument besonders viel Gestaltungsmöglichkeiten zu, da mit den verpflichteten Akteuren auch festgelegt werden kann, ob es ein angebots- oder nachfrageorientiertes Instrument sein soll. Diese Wahlmöglichkeit besteht bei Einspeisevergütung und Ausschreibungsmodellen nicht.

Ganz wesentlich für die Ausgestaltung ist zunächst die Festlegung der Verpflichtungsadressaten. Prinzipiell können alle Wirtschaftssubjekte von der Stromerzeugung bis zum Endverbrauch auf eine Quote verpflichtet werden (siehe Tabelle 6)<sup>13</sup>.

<sup>10</sup> Mit der Menge an Zertifikaten korreliert jeweils eine entsprechende Menge an erzeugtem Ökostrom.

<sup>11</sup> diese kann aber prinzipiell über die Zeit verändert werden

<sup>12</sup> die absolute Höhe der Kompensationszahlung stellt die obere Grenze für den Preis dar und kann daher auch als Buy-Out Preis interpretiert werden, d.h. durch Zahlungen in dieser Höhe kann sich der verpflichtete Akteur vom Nachweis mittels Zertifikaten „freikaufen“.

<sup>13</sup> Ebenso wäre die Verpflichtung von Netzbetreibern möglich, wobei der ins Netz aufgenommene oder der an die Endkunden abgegebene Strom als Bemessungsgrundlage dienen könnte. Allerdings müsste in diesem Fall der Netzbetreiber auch als Stromverkäufer agieren, was im Widerspruch zum Prinzip des „Unbundling“ in der Strombinnenmarkt-Richtlinie stehen würde.

Tabelle 6: Mögliche Verpflichtungsadressaten und sinnvolle Bemessungsgrundlagen

Verpflichtungsadressaten	Bemessungsgrundlage
Stromerzeuger	Erzeugte Strommenge am Einspeisepunkt ins öffentliche Netz
Stromhändler	Verkaufte Strommenge
Endverbraucher	Gekaufte Strommenge

Für die Verpflichtung der Stromerzeuger spricht insbesondere die leichtere Administration, eine Verpflichtung der Endverbraucher würde hingegen dem Verursacherprinzip entsprechen. Um eine Verpflichtung der Endverbraucher praktikabel zu halten und die Transaktionskosten nicht explodieren zu lassen, kann die Möglichkeit vorgesehen werden, die Verpflichtung und vor allem den Nachweis der Erfüllung an den Stromhändler zu delegieren.

Ein weiterer, besonders wichtiger Gestaltungsaspekt betrifft die Differenzierung nach Technologien. Gleiche Behandlung aller Technologien würde dazu führen, dass nur die kostengünstigste Technologie ausgebaut wird (solange ihr Potenzial ausreicht), um die vorgeschriebene Ökostromquote zu erreichen. Um zwischen den Technologien differenzieren zu können, bestehen im Wesentlichen zwei Möglichkeiten.

- Einerseits können unterschiedliche Wertigkeitsfaktoren festgelegt werden. Damit bekommen verschiedene Anlagen, je nach Technologie, für dieselbe Menge Ökostrom unterschiedlich viele Zertifikate ausgestellt. Die Zertifikate an sich sind aber identisch und werden auf einem einheitlichen Markt gehandelt.
- Die zweite Möglichkeit liegt in der Festlegung von Teilquoten für die einzelnen Technologien. Dafür müssen technologiespezifische Zertifikate ausgestellt werden, die dann auf abgegrenzten Teilmärkten gehandelt werden. Durch die Aufteilung des Marktes entstehen allerdings zusätzliche Transaktionskosten, und die in der Regel ohnehin schon kleinen Märkte könnten unter eine Mindestgröße fallen, sodass sich – zumindest auf nationaler Ebene – kein funktionierender Wettbewerb entwickeln kann. Für diese Variante wäre ein europaweit einheitlicher Zertifikatemarkt vorteilhaft, da dann auch für einzelne Technologien größere Märkte entstehen<sup>14</sup>.

Ein anderer wesentlicher Aspekt bei der Ausgestaltung sind die Kompensationszahlungen, die im Falle der Nichterfüllung der vorgegebenen Quote fällig werden. Eine Variante ist die Festlegung eines absoluten Betrags. Damit ist die Höhe des Zertifikatepreises nach oben begrenzt und die Kompensationszahlung stellt den so genannten Buy-out Preis dar. Übersteigt der Zertifikatepreis die Höhe der Kompensationszahlung, so würden die Verpflichteten solange die Kompensationszahlung bevorzugen, bis die Nachfrage soweit gesunken oder das Angebot entsprechend gestiegen ist, dass der Zertifikatepreis wieder kleiner oder gleich dem Buy-out Preis ist. Alternativ kann auch eine relative Höhe definiert werden, bspw. als

---

<sup>14</sup> Ein europaweites, mit den einzelnen Ländern harmonisiertes Handelssystem mit einheitlichen Zertifikatevorgaben würde es erlauben, die komparativen Vorteile jeder Region durch Handel zu nutzen. In der EU sind Bestrebungen im Gange, ein derartiges Handelssystem zu schaffen (z.B. auf Basis RECS). Die EURELECTRIC möchte sich zur Förderung der EE ebenfalls verstärkt auf dieses Modell konzentrieren (L 9). Die Europäische Kommission empfiehlt derzeit keine Harmonisierung der Fördersysteme (vgl. Kapitel 7.1).



Vielfaches des durchschnittlichen Zertifikatepreises jener Periode, in der die Verpflichtung nicht erfüllt wurde. Hier erfüllt die Höhe der Kompensationszahlung nur bedingt die Funktion eines Buy-out Preises, da dieser erst ex-post festgestellt werden kann.

Grundsätzlich ist aber auch die Festlegung eines Mindestpreises für die Zertifikate denkbar.

### 3.3.2.2 Diskussion

#### 3.3.2.2.1 Der Marktmechanismus

Der Hauptvorteil eines solchen Fördersystems besteht darin, dass es zwischen den Ökostromproduzenten zu einem kontinuierlichen Wettbewerb kommt, welcher langfristig zu einer verbesserten Effizienz in der Erzeugung führen soll. Nur Ökostromerzeuger mit niedrigen Produktionskosten können am Markt bestehen und ihre Zertifikate zu Preisen anbieten, zu denen sie auch nachgefragt werden. Damit weist das Förderinstrument die Eigenschaft der **dynamischen Kosteneffizienz**<sup>15</sup> auf.

Für die Frage der **Fördermitteleffizienz** muss wieder die Problematik der **Mitnahmeeffekte** erörtert werden. Da (zumindest innerhalb eines Technologiebandes) der jeweilige Zertifikatepreis für alle Anbieter gilt<sup>16</sup> und über die Grenzkosten des teuersten Anbieters bestimmt wird, können alle Ökostromerzeuger, deren Produktionskosten darunter liegen eine entsprechende Produzentenrente lukrieren. Im Gegensatz zum Ausschreibungsmodell mit kontrahierten Bietpreisen gibt es hier also keine Möglichkeit der Preisdiskriminierung.

Weiters verzichten Zertifikatesysteme auf gesetzlich festgelegte Preise und Abnahmegarantien, die Preisbestimmung wird dem Marktmechanismus überlassen. Dieser Marktmechanismus soll zu einem markträumenden Gleichgewichtspreis<sup>17</sup> am Zertifikatemarkt führen, der genau die Mehrkosten der Ökostromerzeugung widerspiegelt – damit wären die Fördermittel effizient eingesetzt. Dieses System hat den Vorteil, dass die Entscheidungen über die Allokation der Erzeugungskapazitäten und Preise nicht vom „Regulator“ getroffen werden, der hierfür in der Regel nicht alle erforderlichen Informationen hat. Vielmehr findet die Allokation und Preisbildung über den Markt statt, wobei die involvierten Akteure in der Regel auf eine größere Informationsmenge zurückgreifen können (bspw. kann ein Ökostromerzeuger seine Produktionskosten besser abschätzen als ein zentraler „Regulator“).

In diesen Eigenschaften, die auf den zugrunde gelegten Marktmechanismus zurückzuführen sind, wird die besondere Stärke eines Zertifikatesystems gesehen.

Allerdings liegen im Marktmechanismus auch einige Schwachstellen dieses Instruments begründet.

---

<sup>15</sup> Instrumente mit „statischer Kosteneffizienz“ realisieren bestimmte Ziele mit den geringsten möglichen Kosten beim herrschenden Stand der Technik. Im Unterschied dazu weisen Instrumente mit „dynamischer Kosteneffizienz“ einen impliziten Anreiz auf, die eingesetzten Technologien im Zeitlauf zu verbessern, um die Effizienz weiter zu steigern. Bei Quotenmodell mit Zertifikaten besteht während der gesamten Betriebsdauer eine Konkurrenzsituation zwischen den Anbietern, wodurch sich für jeden Anbieter der Anreiz zur Kostensenkung ergibt.

<sup>16</sup> Sofern es einen einheitlichen, funktionierenden Zertifikatemarkt gibt.

<sup>17</sup> = der Preis, an dem sich Angebot und Nachfrage treffen.

Der Umstand, dass der Markt im Idealfall zu einer kosteneffizienten Erzeugungsstruktur führt, würde bedeuten, dass Technologien, die (noch) teurer sind, aber Zukunfts- und Wachstumschancen aufweisen und daher aus technologiepolitischen Gründen forciert werden sollen, gegenüber billigeren Technologien mit z.T. geringeren Ausbaupotenzialen kaum eine Chance haben. D.h., wenn neben der Kosteneffizienz noch weitere Ziele verfolgt werden, die eine Differenzierung nach Erzeugungstechnologien notwendig machen (mögliche Varianten hierzu siehe 3.3.2.1), so wird diese Funktion des Marktmechanismus (nämlich die kosteneffiziente Allokation auf Erzeugungstechnologien) nicht genutzt, womit sie auch nicht mehr als Vorteil des Quotenmodells gewertet werden kann.

Aufgrund der besonderen Konstellation des Zertifikatemarktes (insb. die exogen vorgegebene und preisunelastische Nachfrage) sollte auch die Gefahr des Marktversagens betrachtet werden. So können bspw. Informationsasymmetrien, Budgetrestriktionen, lange Vorlaufzeiten sowie technische und organisatorische Probleme dazu führen, dass ein Marktgleichgewicht schwer oder gar nicht erreicht wird. Einen Sonderfall stellt der Zertifikatemarkt ja insofern dar, als die Nachfrage über die Quote exogen vorgegeben und somit vom Preis unabhängig ist. Wenn aus einem der genannten Gründe die ausgebauten Kapazitäten in einer Periode zu gering sind (z.B. durch beschränkte Potenziale, Scheitern oder Verzögerung von Genehmigungsverfahren etc.), um in Summe die Quote zu erfüllen, ergibt sich eine preisunabhängige Überschussnachfrage. D.h., der Preis könnte zwar bis zum Buy-out Punkt<sup>18</sup> steigen, die Nachfrage würde dadurch aber nicht sinken. Wenn der Zertifikatspreis das Niveau des Buy-out-Preises erreicht weichen die Verpflichteten in die Zahlung des Pönals aus, die Quote wird nicht erfüllt vgl. auch Abschnitt 3.5.1<sup>19</sup>.

### 3.3.2.2 Weitere Diskussionspunkte

Neben der Wirkung des Marktmechanismus sind noch weitere Faktoren für die Bewertung eines Zertifikatesystems wichtig, die allerdings stark mit der konkreten Ausformung zusammenhängen.

Die Mehrkosten des Ökostroms werden über die Einnahmen aus dem Verkauf von Zertifikaten finanziert, weshalb die Ökostromerzeuger vom Zertifikatspreis abhängig sind. Eine Folge der flexiblen Preisgestaltung am Zertifikatemarkt ist die **Unsicherheit** und das daraus resultierende Risiko für die Investoren. Ein höheres Risiko resultiert in höheren Kapitalkosten, die zu einer gewissen Wettbewerbsverzerrung zugunsten finanzstarker Anbieter führen können. Als Folge setzen sich oft nur große, finanzstarke Projektbetreiber durch. Das kann letztendlich zu einer monopolähnlichen Situation auf der Angebotsseite führen – funktionierender Wettbewerb auf der Angebotsseite ist aber eine Voraussetzung für den Erfolg des Systems. Mindestzertifikatspreise können dieses Risiko und damit die Wettbewerbsverzerrung abfedern.

Weiters führt die Abwicklung des Zertifikatehandels, insbesondere unter Unsicherheit, zu **hohen Transaktionskosten** in Form von Such-, Informations- oder Vertragskosten. Im

---

<sup>18</sup> Punkt an dem der Preis der Kompensationszahlung bei Nichterfüllung entspricht. Würde der Preis weiter steigen, bevorzugen die Verpflichteten die Kompensationszahlung (siehe auch Kapitel 3.5).

<sup>19</sup> Weitere Aspekte ergeben sich, wenn die Zertifikate über mehrere Perioden gültig und handelbar sind, oder internationaler Handel möglich ist.

Vergleich zu einfacheren, preisorientierten Einspeisemodellen kann eine Quotenregelung auch mit großem administrativem und regulatorischem Aufwand verbunden sein. Es bedarf einer Aufsichtsbehörde zur geregelten Vergabe der Zertifikate sowie zur Festsetzung der Quotenhöhe. Auch ein Marktplatz für den Handel muss organisiert und betrieben werden.

Für die **Technologieentwicklung** ist einerseits die Differenzierung der Förderungen nach Technologien und andererseits die Garantie langfristig stabiler Investitionsrahmenbedingungen und Innovationsstrukturen entscheidend. Im Rahmen eines Quotenmodells kann zwar nach Technologien differenziert werden, langfristig stabile Rahmenbedingungen sind aber schwierig herzustellen.

Was die **Kostendegression** in der Ökostromerzeugung angeht, bietet das Quotenmodell einen stärkeren Anreiz als bspw. ein Ausschreibungsmodell, da die Ökostromerzeuger auch während des Betriebs der Anlage im Wettbewerb zueinander stehen.

Mögliche „Mitnahmeeffekte“ sind entscheidend für die **Fördermitteleffizienz** eines Systems. Das Ausmaß dieser Effekte hängt von den Unterschieden in den Produktionskosten der zur Deckung der Nachfrage notwendigen Ökostromanlagen ab. Die Produzentenrente variiert dabei mit den Unterschieden in den Produktionskosten<sup>20</sup>.

Auch **Verteilungseffekte**, definiert über die Verteilung von Kosten und Nutzen der Förderung auf die verschiedenen Akteursgruppen, sind ein wichtiges Kriterium. Insbesondere die politische Durchsetzbarkeit und Legitimation hängen sehr stark davon ab. Auf der Aufkommenseite wird die Legitimation umso schwieriger, je mehr die Finanzierung des Systems vom Verursacherprinzip abweicht.

**Einfachheit** und **Transparenz** sind weitere wichtige Kriterien eines Fördersystems, die nicht nur die Kosten der Umsetzung, sondern auch die Akzeptanz maßgeblich beeinflussen. Mit dem getrennten Markt für Zertifikate und dem dort bestimmten Preis ist der Vorteil verbunden, dass die Zusatzkosten des Ökostroms transparent gemacht werden. Insbesondere zu Beginn haben Quotenmodelle allerdings den Nachteil, dass relativ aufwändige Strukturen und Regelungen aufgebaut werden müssen, um einen Handel mit Ökostromzertifikaten zu ermöglichen.

Für die **Erreichung des mengenmäßigen Ökostromziels** ist ein angemessenes Quoten-niveau Grundvoraussetzung. Die Quote muss einerseits niedrig genug sein, um auf dem Markt bereits präsente Ökostromerzeuger dem Wettbewerb auszusetzen und hoch genug, um einen lebendigen Wettbewerb unter den einzelnen Elektrizitätserzeugern zu gewährleisten. Auch hier benötigt der „Regulator“ die entsprechenden Informationen. Letztendlich ist aber die Festlegung der Quote und auch die Begrenzung der Kostenbelastung durch einen Buy-out Price eine politische Entscheidung.

---

<sup>20</sup> bei Differenzierung nach Technologien gilt das selbe im Rahmen jeder einzelnen Technologie

### 3.4 Einspeisevergütungsmodell

Einspeisevergütungsmodelle sind klassische angebotsorientierte preisbasierende Förderinstrumente und haben in Europa eine sehr weite Verbreitung.

#### 3.4.1 Funktionsprinzip

Grundelemente von Einspeisevergütungsmodellen sind eine Abnahme- und Vergütungspflicht. So ist z.B. der Netzbetreiber verpflichtet, die erzeugten und ins Netz eingespeisten Strommengen zu einem garantierten Abnahmepreis (Vergütung) zu übernehmen. Da die Gesteungskosten von Strom aus erneuerbaren Energieträgern (EE)<sup>21</sup> in der Regel über dem derzeitigen Marktpreis für elektrische Energie liegen, kommt die verpflichtete Abnahme zu höheren – als dem Marktpreis – festgelegten Vergütungen einer gesetzlich auferlegten Subvention gleich.

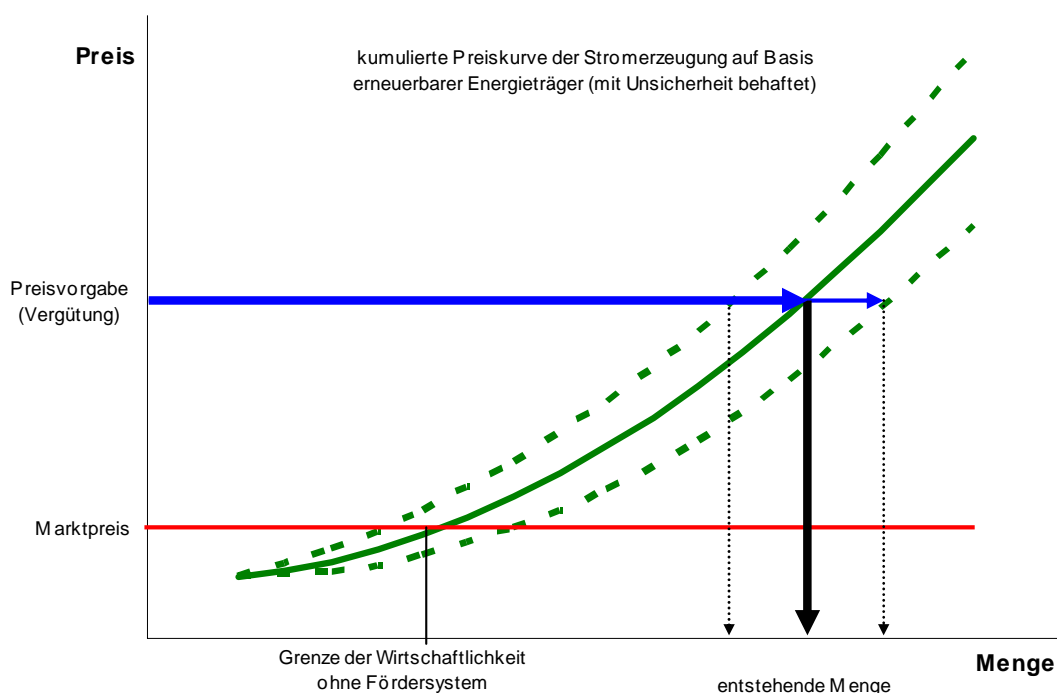


Abbildung 3: Funktionsprinzip preisorientierter Fördermodelle

Der Stromerzeuger erhält einen Abnahmevertrag mit einer bestimmten Laufzeit, innerhalb derer Abnahme und Ausbezahlung der Vergütung für seine eingespeisten Strommengen aus EE garantiert werden.

#### 3.4.2 Ausgestaltungsmöglichkeiten

Der Festlegung der Vergütungshöhe und -struktur kommt aufgrund der großen Akzentuierungsmöglichkeiten hohe Bedeutung zu: Ihre Höhe kann sich etwa an den vermiedenen Stromgestehungskosten aus konventionellen Energieträgern orientieren, auch ist eine Ablei-

<sup>21</sup> Mit Ausnahme von etablierten, ausgereiften Technologien, wie etwa Großwasserkraft.

tung der Vergütungshöhe vom Energiepreis für Endkunden (L 2) oder auch eine Orientierung an CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten denkbar. Nahe liegend und in der Praxis am weitesten verbreitet ist eine Bemessung der Tarife an den Gestehungskosten des regenerativen Stroms selbst. Letztendlich stellt die Höhe der Vergütung aber eine politische Entscheidung dar.

Durch eine Differenzierung der Tarife, z.B. nach Erzeugungstechnologien bzw. eingesetztem EE, der Anlagengröße, (spezifischen) Erträgen (Standortkriterien) und einer zeitlichen Begrenzung ihrer Gültigkeitsdauern, können Mitnahmeeffekte bzw. mögliche Überförderungen reduziert werden. Darüber hinaus kann eine derartige Ausgestaltung auch zur Umsetzung etwaiger anderer Ziele dienen, die über die reine Steigerung der Energieerzeugung aus EE hinausgehen. Zu nennen sind hier etwa Technologieentwicklung, Klimaschutz oder die Diversifizierung der Stromerzeugung (vgl. Abschnitt 1).

Aufgrund der Dynamik der Entwicklung und den mehr oder weniger großen Kostensenkungspotenzialen der einzelnen Technologien ist zur Absicherung einer Kosteneffizienz eine „Nachführung“ der Tarifhöhen für neu hinzukommende Anlagen im Zeitverlauf sinnvoll. Hier besteht beispielsweise die Möglichkeit, die Tarife für einen längeren Zeitraum unter Vorgabe einer Degression festzulegen. Wenn die Investitionstätigkeiten von Anlagenbetreibern mit der Degression Schritt halten können, kann damit technologischer Fortschritt initiiert werden. Bei zu scharf angelegter Degression könnten Investitionen andererseits aber zum Erliegen kommen (vgl. L 21). Eine andere Möglichkeit besteht darin, die Tarifhöhe für einen kürzeren Zeitraum (einige wenige Jahre) zu definieren und nach einer Überprüfung der Angemessenheit für eine weitere Periode festzulegen. Die Festlegung der Vergütungen ist jedenfalls essenziell für ein derartiges System und auch mit einem gewissen Aufwand verbunden.

Aus Gründen der Praktikabilität und der Kontrolle ist es üblich, dass der Strom aus EE in das öffentliche Netz eingespeist wird. In der näheren Ausgestaltung muss jedoch festgelegt werden, ob die eingespeiste Energie im Eigentum des Erzeugers bleibt oder durch die Ausbezahlung der Vergütung in das Eigentum des Abnahmeverpflichteten übergeht. Damit steht auch die Frage nach der Vermarktungsmöglichkeit der EE-Energie durch den Erzeuger im Zusammenhang. Kann der „ökologische Mehrwert“ z.B. durch eine Absatzmöglichkeit auf einem Markt für Ökostrom genutzt werden, so muss dies einerseits bei der Festlegung der Tarifhöhen mit berücksichtigt werden, andererseits besteht aber die Gefahr einer Doppelvermarktung. Dieser kann mit der Errichtung eines einheitlichen flächendeckenden Systems für Herkunftsnachweise (Zertifikate) begegnet werden (vgl. L 3).

Die Finanzierung der über dem Marktpreis liegenden Vergütungen erfolgt im ersten Schritt durch den Abnahmeverpflichteten. Grundsätzlich können zur Abnahme und Vergütung verschiedene Marktteilnehmer verpflichtet werden, etwa die Netzbetreiber oder etwa auch eigens dafür eingerichtete Stellen (wie z.B. in Österreich s.u.). Steht der Verpflichtete im Wettbewerb (z.B. Händler, Erzeuger), so kann daraus ein Nachteil für ihn entstehen. Ist hingegen der Netzbetreiber zur Vergütung der in seinem Netzbereich eingespeisten erneuerbaren Energie verpflichtet, können sich aufgrund der geografischen Ungleichverteilung der regenerativen Stromerzeugungspotenziale Standortnachteile für die an seinem Netz angeschlossenen Abnehmer ergeben. Als Abhilfe wurden Kostenwälzungsmechanismen entwickelt, die z.B. eine bundesweite Verteilung der Kosten auf alle Endkunden ermöglichen (vgl. etwa (L 2, L 21)). Dabei könnte bspw. durch eine Differenzierung nach Netzebenen eine

bestimmte Verteilung der Kosten zwischen einzelnen Verbrauchergruppen (z.B. Haushalte, Industrie) vorgesehen werden.

### 3.4.3 Diskussionspunkte

Als ein Vorteil von Einspeisevergütungsmodellen zählt die hohe **Planungs- und Investitionssicherheit** für potenzielle Investoren und damit ein geringes Risiko durch die Abnahme- und Vergütungsgarantie, sowohl auf der Mengenseite (Abnahmegarantie), als auch auf der Preisseite (Vergütung), vgl. L 20.

Die Sicherheit hinsichtlich der Abnahme und Vergütung wird oft im Widerspruch zur Kosteneffizienz gesehen: Aufgrund der einheitlichen Vergütungshöhen für alle Erzeuger besteht keine Konkurrenz zwischen den einzelnen Anbietern von regenerativem Strom, bei Differenzierung der Vergütungen nach Erzeugungstechnologien ergibt sich auch zwischen diesen kein Wettbewerb. **Kosteneffizienz** lässt sich aber, wie erwähnt, durch die Anpassung der Vergütungshöhen an die Entwicklung der Technologien (economy of scale) im Zeitlauf erreichen. Durch eine für potenzielle Erzeuger voraussehbare Entwicklung der Vergütungen für Neuanlagen kann gleichzeitig auch ein Maß an Planungssicherheit gegeben werden. Möglichkeiten wären die Festlegung der Tarife mit einer vorgesehenen Degression über längere Zeiträume hinweg oder eine Evaluierung und Neufestsetzung in regelmäßigen Zeitintervallen.

Vergütungsmodelle eröffnen viele relativ einfach umsetzbare Möglichkeiten zur **Einbeziehung von weiteren Zielsetzungen**, die über die reinen Mengenziele hinausgehen. So können etwa durch eine Gewichtung bei den Vergütungshöhen technologie- bzw. wirtschaftspolitische Schwerpunkte gesetzt werden, oder bspw. planbar einsetzbaren Erzeugungstechnologien (z.B. Biomasse, Biogas) der Vorzug gegenüber fluktuierenden dargebotsabhängigen EE (Wind, Sonne) gegeben werden. Auch energetisch-technische Effizienzkriterien, z.B. durch die Vorgabe von Mindestwirkungsgraden, können derart berücksichtigt werden.

Bei der Ausgestaltung des Vergütungsschemas treten aber auch gewisse Zielkonflikte auf. So besteht zur bestmöglichen Verhinderung von **Mitnahmeeffekten** der Anreiz, die Tarifstruktur möglichst tief zu gliedern, bspw. indem nicht nur nach Erzeugungstechnologien sondern innerhalb dieser auch nach Anlagengröße (Kostendegression) und nach eingesetztem Brennstoff differenziert wird oder spezifische Erträge an die ausbezahlten Vergütungshöhen gebunden sind. Dem steht aber einerseits der Aufwand für die genaue Festlegung der Vergütungsstufen entgegen, andererseits steigt der an und für sich relativ geringe Administrations- und Kontrollaufwand.

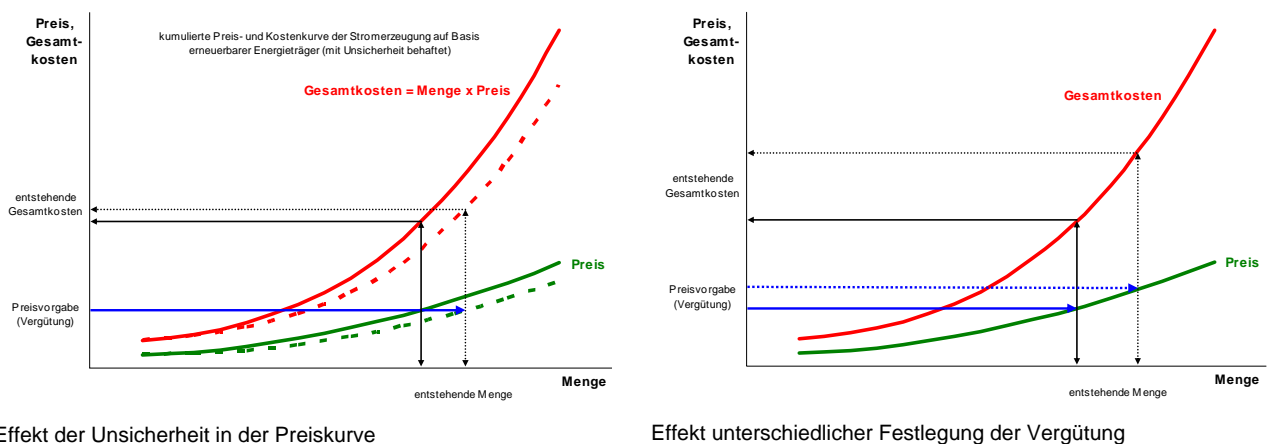
Gewisse **Unsicherheiten** bestehen beim Einspeisevergütungsmodell grundsätzlich hinsichtlich der entstehenden Mengen und Kosten, wie die folgenden beiden Abbildungen verdeutlichen. Es geht dabei um den Zusammenhang zwischen Preis und zu diesem Preis erzeugbarer Menge<sup>22</sup>: Dieser Zusammenhang ist aufgrund der unterschiedlichen technischen Ausgereiftheit und den verschiedenen hohen Potenzialen bei den einzelnen Technologien sehr unterschiedlich. Andererseits kann eine unterschiedliche Vergütung sich direkt in der Realis-

---

<sup>22</sup> Dieser Zusammenhang gilt jedoch prinzipiell auch für mengenorientierte Modelle.

sierung eines größeren Potenzials und damit höheren Gesamtkosten auswirken. Damit im Zusammenhang steht auch ein weiteres Problem: Bestehen neben den garantierten Vergütungen auch noch weitere Förderinstrumente (z.B. Investitionsförderungen), so lassen sich keine eindeutigen Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge zwischen Vergütungshöhe und erzielter Menge feststellen.

Diese Frage steht aber auch im direkten Zusammenhang mit der grundsätzlichen Zielsetzungen des Fördersystems: Soll mit dem System ein bestimmtes (starres) Mengenziel für regenerativen Strom erreicht oder eine bestimmte Kostengrenze eingehalten werden, sind Vergütungsmodelle nur bedingt in der Lage, diese Ziele umzusetzen. Wird eine Mengengrenze avisiert, bis zu der bspw. Abnahmeverträge abgeschlossen werden können, kann ein Boom und damit eine Überhitzung des Markts ausgelöst werden (vgl. Beispiel Österreich). Hier böten mengenorientierte Modelle einfachere Lösungen.



Effekt der Unsicherheit in der Preiskurve

Effekt unterschiedlicher Festlegung der Vergütung

Abbildung 4: Einflüsse auf die Einspeisemengen bei Vergütungsmodellen. Quelle: eigene Darstellung

Einspeisevergütungssysteme sehen sich seit ihrer Einführung mit der Kritik konfrontiert, nicht **wettbewerbskonform** zu sein. Häufig wird die Auffassung vertreten, dass die staatlich festgelegte verpflichtende Bezahlung der Vergütung durch die Endkunden eine Subvention darstellt und damit grundsätzlich dem Wettbewerbsgedanken widerspricht (L 2). So wurde bspw. gegen das deutsche Erneuerbare-Energie-Gesetz (EEG) kurz nach seinem Inkrafttreten ein Beihilfeprüfverfahren durch die Europäische Kommission eingeleitet. Sie stellte fest, dass es sich bei der Vergütungsregelung nach dem EEG um keine staatliche Beihilfe handelt, und hob den Verdacht auf.<sup>23</sup>

Durch die Funktion als preisbasiertes Fördermodell ist die Implementierung wirksamer Mechanismen zur **Kostenbegrenzung** nur durch zusätzliche Eingriffe in das Modell möglich. Denkbar wäre etwa ein Mechanismus, bei dem Verträge solange vergeben werden, bis ein bestimmtes finanzielles Volumen oder Einspeisevolumen erreicht ist (z.B. nach dem „first-

<sup>23</sup> Begründungen waren, dass durch die Förderregelungen Unternehmen unabhängig von ihren Eigentumsverhältnissen (privat oder öffentlich) betroffen sind und die Finanzierung nicht über einen staatlich verwalteten Fonds oder ein staatliches Konto läuft. Vgl. die Entscheidung der Europäischen Kommission, unter [http://europa.eu.int/comm/secretariat\\_general/sgb/state\\_aids/comp-2000/nn027-00.pdf](http://europa.eu.int/comm/secretariat_general/sgb/state_aids/comp-2000/nn027-00.pdf)

come-first-serve“-Prinzip). Hier nähert sich das Einspeisevergütungsmodell dem Ausschreibungsmodell an.

### 3.5 Kombinationsmöglichkeiten eines Quotenmodells mit anderen Fördermodellen

Prinzipiell ist eine Vielzahl an Kombinationsmöglichkeiten der diskutierten Instrumente zur Förderung der Ökostromerzeugung denkbar, die je nach konkreter Ausgestaltung unterschiedliche Eigenschaften aufweisen können. Dabei spielt wiederum die Gruppe der verpflichteten Akteure eine wesentliche Rolle, sowie die grundlegende Festlegung, ob es sich um ein preis- oder mengengesteuertes System handelt. Durch entsprechende Ausgestaltung können die Eigenschaften einzelner Systeme teilweise miteinander kombiniert werden. Damit kann insbesondere auf die besonderen Erfordernisse bei der Ersteinführung eines Fördersystems Rücksicht genommen werden.

An dieser Stelle sollen einige konkrete Ausgestaltungsmöglichkeiten im Hinblick auf die Ersteinführung diskutiert werden, deren Ausgangspunkt jeweils ein Quotenmodell mit Zertifikaten darstellt. Die Stromhändler sind dabei zur Erfüllung einer vorgegebenen Quote verpflichtet, und es ist keine Differenzierung nach Technologien vorgesehen.

#### 3.5.1 Quotenmodell mit fixem Buy-out-Preis

Eine Gestaltungsoption im Rahmen eines Quotensystems ist die Festlegung einer Kompensationszahlung, die statt der Erfüllung der vorgeschriebenen Quote erbracht werden kann. Wird der Buy-out-Preis<sup>24</sup> als fixer, absoluter Wert festgelegt, stellt er gleichzeitig einen Maximalpreis dar. Dadurch wird der Zertifikatspreis nach oben begrenzt, da jeder Stromanbieter dessen Kosten für ein Zertifikat (aus eigener Ökostromerzeugung oder am Markt erworben) über dem Buy-out-Preis liegen, die Nichterfüllung der Quote und die damit verbundene Kompensationszahlung bevorzugen wird.

Da der „Regulator“<sup>25</sup> die Kostenfunktionen der Ökostromerzeuger nicht mit Sicherheit kennt, ist schwer abzusehen, wie hoch der tatsächliche Förderaufwand sein wird, um die vorgegebene Ökostrommenge zu erreichen. Dieses Problem stellt sich insbesondere bei der Neueinführung eines Fördersystems, da Erfahrungswerte über Produktionskosten und Potenziale nur begrenzt vorliegen. Die Festlegung eines absoluten Buy-out-Preises bietet hier die Möglichkeit den Förderaufwand nach oben zu begrenzen. Der maximal anfallende Förderaufwand ergibt sich mit „Buy-out-Preis mal vorgegebener Quote“. Liegt der festgelegte Buy-out-Preis (+Marktpreis) unter den Grenzkosten des teuersten Ökostromerzeugers der noch notwendig wäre, um die Quote zu erfüllen, kommt es zur einer Quotenverfehlung (siehe Abbildung 5) – es wird nur in jenem Kostenbereich produziert, der unterhalb des Buy-out-Preises (+Marktpreis) liegt<sup>26</sup>.

---

<sup>24</sup> Kompensationszahlung pro Einheit Ökostrom (bspw. pro MWh) oder äquivalent pro fehlendem Zertifikat

<sup>25</sup> Allgemein die Stelle, von der der Buy-Out preis festgelegt wird

<sup>26</sup> Die Wirkung des Buy-Out Preises kann sich je nach konkreter Ausgestaltung des Systems ändern, insbesondere wenn eine Differenzierung nach Technologien vorgesehen wird. Wenn technologiespezifische Zertifikate und Quoten vorgesehen sind, dann sollte für jede Technologie ein eigener Zertifikatemarkt mit eigenem Preis entstehen,



Nur solange die Grenzkosten des letzten notwendigen Anbieters unterhalb des Buy-out-Preises (+ Marktpreis) liegen, wird sich der Zertifikatspreis am Zertifikatemarkt über Angebot und Nachfrage bestimmen und die Produktionskosten widerspiegeln.

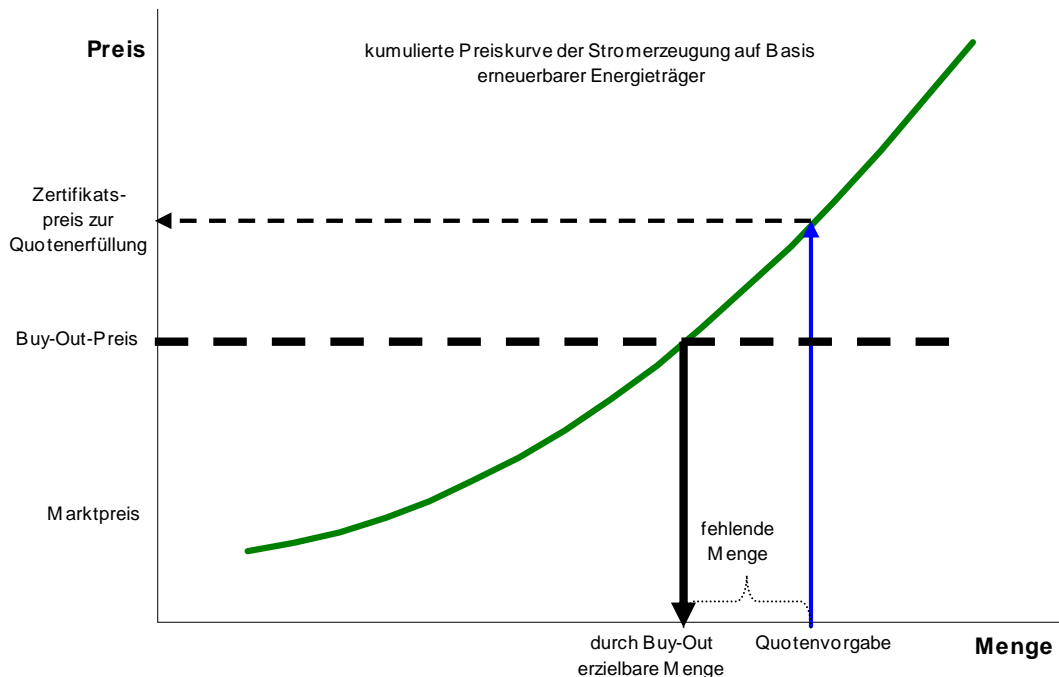


Abbildung 5: Quotenverfehlung durch Vorgabe eines Buy-out-Preises

Diese Ausgestaltungsform eines Quotenmodells hat zu Teilen ähnliche Eigenschaften wie ein System mit fixen Einspeisevergütungen. So stellt der Buy-out-Preis (+Marktpreis) die Vergütungshöhe dar, solange die vorgegebene Menge nicht zu niedrigeren Kosten erzeugt werden kann. Allerdings hat dieses System den Vorteil gegenüber dem klassischen System einer Einspeisevergütung, dass der festgelegte Preis nur ein Maximum darstellt und sinkt, sobald die Produktionskosten unter den Buy-out-Preis (+Marktpreis) fallen.

Damit ist einerseits das Problem der nicht kalkulierbaren Kosten entschärft (das insbesondere bei der Einführung eines Systems relevant sein kann), andererseits ist aber auch die Gefahr der „Überförderung“ einzelner Technologien vermieden, da die Förderhöhe mit den Produktionskosten zurückgeht, sobald diese unter den Buy-out Preis fallen.

womit auch für jede Technologie ein spezifischer Buy-Out-Preis festgelegt werden kann. Wird die Differenzierung nach Technologien allerdings so gestaltet, dass für die selbe Ökostrommenge unterschiedlich viele Zertifikate ausgestellt werden, diese aber dann identisch sind und auf einem einzigen Markt gehandelt werden, übertragen sich diese unterschiedlichen Raten auch auf den Buy-Out-Preis, wenn dieser pro fehlendem Zertifikat definiert ist. Wird bspw. bei Wind für 1 MWh ein Zertifikat ausgestellt, bei Biomasse hingegen für 500 kWh, dann wird bei Biomasse der Kostenpunkt, ab dem nicht mehr produziert wird, (weil der Buy-Out bevorzugt wird) doppelt so hoch liegen. (Generell ist zu beachten, dass bei letzterer Variante ein Zertifikat nicht mehr mit einer eindeutigen Menge an Ökostrom korrespondiert, da dieses Verhältnis vom Technologiemix abhängt und nur ex post festgestellt werden kann).

### 3.5.2 Quotenmodell mit Mindestpreisen

Neben der Festlegung eines absoluten Buy-out Preises als Maximalpreis, ist auch ein Mindestpreis für die Zertifikate, insbesondere in der Einführungsphase, möglich. Ein Problem des Quotensystems liegt in der Unsicherheit für die potenziellen Ökostromanlagenbetreiber über die zu erwartenden Zertifikatspreise (und Marktpreise) und in dem daraus resultierenden Investitionsrisiko. Diese Unsicherheit ist insbesondere bei der Einführung eines Systems hoch, da keine Erfahrungswerte vorliegen. Diese Unsicherheit kann über einen Mindestzertifikatspreis verringert werden. Allerdings würde damit die oben beschriebene Funktion des Marktmechanismus weiter begrenzt, der dazu führt, dass der Zertifikatspreis die tatsächlichen Produktionskosten widerspiegelt. Diese Funktion würde dann nur wirken, wenn die Produktionskosten im Preisband zwischen Mindestpreis (+Marktpreis) und Buy-out-Preis (+Marktpreis) liegen<sup>27</sup>.

### 3.5.3 Quotenmodell und die Entstehung eines Zertifikatemarktes

Wenn Stromanbieter verpflichtet werden, eine vorgegebene Ökostromquote zu erfüllen, dann haben sie folgende Möglichkeiten:

- a) Selber Ökostrom zu erzeugen und sich dafür die entsprechenden Zertifikate ausstellen zu lassen.
- b) Sie können Ökostrom und die damit zusammenhängenden Zertifikate erwerben
- c) Sie können auf einem eigenen Zertifikatemarkt unabhängig vom Bezug von Ökostrom Zertifikate erwerben.
- d) Sie bezahlen den Buy-out-Preis für die nicht erfüllte Quotenverpflichtung.

Die Möglichkeit der Etablierung getrennter Märkte für den erzeugten Ökostrom und die ausgestellten Zertifikate<sup>28</sup> stellt eine Besonderheit von Quotensystemen dar. Allerdings kann gerade bei der Einführung solcher Systeme die Entstehung und effiziente Funktion der Zertifikatemärkte ein Knackpunkt sein – insbesondere bei kleinen Marktgrößen<sup>29</sup>. Solange kein Zertifikatemarkt besteht, auf dem ein entsprechendes Angebot an Zertifikaten zur Verfügung steht, ist es für die verpflichteten Stromhändler schwer, ihre vorgeschriebene Quote durch den Kauf von Zertifikaten zu erfüllen. Insbesondere bei der Einführung eines Fördersystems können die Transaktionskosten (in Form von Suchkosten, Vertragskosten, etc.) so hoch sein, dass für die verpflichteten Akteure andere Möglichkeiten vorteilhaft werden, um ihre Quote zu erfüllen. Eine Alternative, die bspw. in England so ähnlich zu beobachten war (vgl. Kapitel 4.1.1), ist der Zusammenschluss von verpflichteten Stromhändlern.

---

<sup>27</sup> Die Wirkung eines Mindestpreises kann wiederum je nach konkreter Ausgestaltung der Technologiespezifizierung unterschiedlich sein. Wenn technologiespezifische Quoten festgelegt werden und für jede Technologie ein eigener Zertifikatemarkt mit eigenem Preis entsteht, kann auch für jede Technologie ein spezifischer Mindestpreis festgelegt werden. Im Fall technologieabhängiger Zertifikatzuteilung würden sich diese Raten auch auf die Mindestpreise übertragen, wenn der Mindestpreis pro Zertifikat definiert ist. Wird bspw. bei Wind für 1 MWh ein Zertifikat ausgestellt, bei Biomasse hingegen für 500 kWh, dann ist der implizite Mindestpreis, umgelegt auf eine MWh, bei Biomasse doppelt so hoch.

<sup>28</sup> Was üblicherweise auch eine getrennte Vermarktung beinhaltet.

<sup>29</sup> Auch hier ist wieder entscheidend, ob für die einzelnen Technologien Teilmärkte mit eigenen Quoten und Zertifikaten vorgesehen sind oder nicht.

Gemeinsam können sie, bspw. über eine gemeinsam eingerichtete Organisation, die erforderliche Zertifikatenumenge (gleichbedeutend mit einer entsprechenden Ökostrommenge) ausschreiben. Die Ökostromerzeuger können dann ihre Angebote legen und werden entsprechend den angebotenen Preisen solange einen Zuschlag erhalten, bis die erforderliche Menge an Zertifikaten sichergestellt ist. In diesem Falle erfüllen die Zertifikate lediglich die Funktion eines Herkunftsnachweises, welcher belegt, dass es sich um Ökostrom handelt. Ein getrennter Zertifikatemarkt, auf dem sich dezentral über den Marktmechanismus ein Preis bildet, der die tatsächlichen Produktionskosten widerspiegelt, würde nicht zwingend entstehen.

#### **3.5.4 Vorlaufzeiten und stufenweise Einführung**

Die Einführung eines Quotensystems mit Zertifikaten bedeutet, dass ein Instrument etabliert wird, welches auf einem Marktmechanismus basiert. Deshalb ist der Etablierung eines funktionierenden und möglichst effizienten Marktes bei der Einführung eines Quotensystems besonderes Augenmerk zu widmen. Es müssen bei der konkreten Ausgestaltung des Fördersystems die erforderlichen institutionellen Rahmenbedingungen berücksichtigt, und damit Möglichkeiten gefunden werden, wie die Transaktionskosten (Suchkosten, Informationskosten, Vertragskosten, Administrationskosten, etc.) möglichst niedrig gehalten werden können. Bspw. kann die Einrichtung eines Marktes forciert werden, indem die Stromhändler und Ökostromerzeuger vorab verpflichtet werden, sich bei einer zentralen Datenbank zu registrieren und entsprechende Zertifikatekonten anzulegen, die dann die Basis für einen funktionierenden Handelsplatz sein können (ähnlich dem Handel mit Emissionszertifikaten).

Im Gegensatz zum Handel mit Emissionszertifikaten spielt insbesondere beim Zertifikateangebot der Zeitfaktor eine wesentliche Rolle. Deshalb müssen die Quoten mit einer entsprechenden Vorlaufzeit festgelegt werden, damit die Ökostromproduzenten Zeit haben, sich auf die exogen festgelegte Nachfrage einzustellen, und damit entsprechende Kapazitäten zugebaut werden können. Das bietet auch die Möglichkeit bereits vor der ersten Verpflichtungsperiode schrittweise einen Zertifikatemarkt zu etablieren.

In diesem Zusammenhang ist auch die Übertragbarkeit von Zertifikaten zwischen den Verpflichtungsperioden („banking“, „borrowing“) ein wesentliches Ausgestaltungsmerkmal. Wenn die nachzuweisenden Zertifikate bspw. auch in Folgeperioden gelöscht werden können, schafft das zusätzliche Flexibilität, die insbesondere bei der Ersteinführung eines Systems vorteilhaft sein kann.



## 4 Konkrete Umsetzung der Modelle in ausgewählten Ländern

Dieses Kapitel beschreibt Erfahrungen mit konkreten Umsetzungen der in Abschnitt 1 beschriebenen Modellansätze und zeigt damit Stärken und Schwächen auf.

### 4.1 Umgesetzte Ausschreibungsmodelle

Im EU-Raum waren im Jahr 2004 in folgenden Ländern Ausschreibungssysteme zur Förderung erneuerbarer Energie in Kraft (L 6, L 12, L 13):

- Frankreich: Für Anlagen mit einer Leistung über 12 MW
- Irland<sup>30</sup>

Von 1988 bis 2002 bestand auch in England ein Ausschreibungssystem, anhand dessen viele Erfahrungen dargestellt werden können.

#### 4.1.1 Das Ausschreibungsmodell in England

##### 4.1.1.1 Beschreibung des Modells

###### 4.1.1.1.1 Funktionsweise<sup>31</sup>

Im Rahmen des Electricity Act 1989 wurde die „Non-Fossil Fuel Obligation“ (NFFO) eingeführt durch welche die Electricity Supply Companies (öffentliche Versorgungsunternehmen) per „Order“ verpflichtet wurden, eine bestimmte Menge an Strom aus Erneuerbaren sicherzustellen (also die vorgegebene Menge aufzunehmen und schließlich auch zu vermarkten). Ausgangspunkt für jede Ausschreibungsrunde war die Ankündigung der Regierung, eine neue Renewables-„Order“ zu erlassen, die erst die detaillierten Wettbewerbsregeln (im Wesentlichen ausgeschriebene Technologien, Vertragslaufzeit, ausgeschriebene Kapazitäten und Regeln zur Bestimmung des Kontraktpreises) festlegte.

Anschließend wurden von der Non-Fossil Purchasing Agency (NFPA)<sup>32</sup> Betreiber eingeladen, als Interessenbekundung Entwürfe für potenzielle Ökostromprojekte einzureichen. Damit sollte das Potenzial einzelner Energieträger erhoben werden, die dann in das definitive Design der Ausschreibung einfließen. Grundsätzlich konnte sich an der Ausschreibung jeder beteiligen, der glaubhaft machen konnte, die notwendigen technischen Anforderungen erfüllen zu können. Entsprechend der eingereichten Entwürfe wurde entschieden, welche Technologien berücksichtigt werden sollten. Jede „Order“ war nach Technologien differen-

---

<sup>30</sup> Im April 2005 kündigte der irische Minister für natürliche Ressourcen den Umstieg auf ein Einspeisevergütungsmodell an, Details unter <http://www.dcmnr.gov.ie/Press+Releases/Minister+Dempsey+Announces+New+Government+Support+Mechanism+For+Renewable+Energy+Projects.htm>

<sup>31</sup> Quelle: L 28

<sup>32</sup> Die NFPA war die gemeinsame Agentur aller Electricity Supply Companies, über die kollektiv die Verträge mit den Betreibern von Ökostromanlagen abgewickelt wurden. Die Aufsicht oblag der Regulierungsbehörde OFFER bzw. dem Energieminister.

ziert und ließ unterschiedliche Preise für die einzelnen Technologiesparten zu. Diese Differenzierung sollte sicherstellen, dass keine einzelne Technologie die Ausschreibung dominierte.

Anschließend wurden die Betreiber aus den ausgewählten Technologiesparten von der NFPA eingeladen, am Ausschreibungswettbewerb teilzunehmen und detaillierte Angaben zu ihren geplanten Projekten einzureichen. Insbesondere der (vorläufige) Strompreis pro kWh, sowie die Erzeugungskapazität mussten im Angebot enthalten sein. Die eingereichten Projekte wurden vom Office of Electricity Regulation (OFFER)<sup>33</sup> in Hinblick auf technische und rechtliche Machbarkeit, Verfügbarkeit der notwendigen Brennstoffe und Wirtschaftlichkeit auf Basis des angebotenen Preises geprüft („will-secure“-Test).

Alle Projekte die den „will-secure“-Test bestanden, konnten ihren endgültigen Angebotspreis einreichen und um einen Vertrag konkurrieren. Unter Berücksichtigung der Gesamtkosten und des Technologieportfolios, wurden dann die billigsten Anbieter jeder Technologiesparte ausgewählt, bis die entsprechende Kapazität erreicht war. Die ausgewählten Projekte wurden unter Vertrag genommen<sup>34</sup>. Die Electricity Supply Companies (vertreten durch die NFPA) wurden gleichzeitig durch die „Order“ verpflichtet, den ausgewählten Betreibern die Abnahme ihrer eingereichten Kapazitäten zum angebotenen Preis (Index angepasst) über die Vertragslaufzeit zu garantieren. Zusätzlich erzeugter Strom musste außerhalb des NFFO-Arrangements verkauft werden.

Erst nachdem ein Projekt einen Vertrag erhalten hatte, musste es sich um die notwendigen Genehmigungen, die Akzeptanz vor Ort und die konkreten Finanzierungspläne kümmern. Der NFFO-Vertrag war keineswegs eine Garantie, auch alle notwendigen Genehmigungen zu erhalten.

Die tatsächliche Kapazität einer „Order“ wurde unter Berücksichtigung der Realisierungsquote und im Hinblick auf die Ökostromziele vom zuständigen „Secretary of State“ festgelegt. Welche Gesamtmenge die „Order“ umfassen soll, wurde nicht immer im Vorhinein bekannt gegeben. Für die vierte Ausschreibungsrunde wurde beispielsweise eine Gesamtkapazität von 400 bis 500 MW (DNC)<sup>35</sup> (L 26) angekündigt, während bei der fünften Runde die zu kontrahierende Menge nicht angekündigt wurde (L 32).

Insgesamt wurden fünf Ausschreibungen durchgeführt, in den Jahren 1990, 1991, 1994, 1997 und 1998 (Tabelle 7). Die einzelnen Ausschreibungsrunden variierten bezüglich der Zusammensetzung der zugelassenen Technologien, der festgelegten Mengen abzunehmender Energie, der Vertragslaufzeit, der Ermittlung des vertraglich festgelegten Preises und der möglichen Teilnahme von Altanlagen.

---

<sup>33</sup> Heute die OFGEM (Office for Gas & Electricity Markets).

<sup>34</sup> Die NFPA hat stellvertretend für alle Electricity Supply Companies Verträge mit den Ökostromerzeugern abgeschlossen. Die Möglichkeiten individueller Verträge oder eigener Erzeugung von Ökostrom hätten zwar bestanden, wurden aber nicht genutzt.

<sup>35</sup> Die DNC, "Declared Net Capacity", berücksichtigt die Auslastung der Anlagen und beschreibt somit das „Grundlastäquivalent“ der entsprechenden Technologie.

#### 4.1.1.1.2 Rechtliche Grundlagen

Die „Non-Fossil Fuel Obligation“ (NFFO) wurde 1989 als Teil des Electricity Act eingeführt (§§32 und 33). Vorgaben über die Anzahl der Ausschreibungsrunden, den zeitlichen Rahmen, die auszuschreibenden Kapazitäten oder die zu berücksichtigenden Technologien waren in der rechtlichen Grundlage des Electricity Act nicht enthalten. Diese Detailregelungen wurden erst mit der jeweiligen „Order“ erlassen, durch die festgelegt wurde, welche Technologien in welchem Ausmaß berücksichtigt werden sollen, welche Laufzeit die vergebenen Abnahmeverträge haben, welche Kapazitäten kontrahiert werden, und nach welchen Regeln der Kontraktpreis ermittelt wird (i. Wesentlichen wurde unterschieden zwischen „marginal“ (alle ausgewählten Betreiber erhalten den Preis des teuersten Anbieters der gerade noch einen Vertrag bekommen hat) und „bid“ (alle ausgewählten Projekte erhalten jenen Vergütungspreis, den sie im Anbot angegeben haben)) (siehe Tabelle 7).

Weiters wurde mit der „Order“ festgelegt, ob und wie Altanlagen in der Ausschreibung berücksichtigt werden sollen (so wurden bspw. bei der ersten Ausschreibung (NFFO 1) zahlreiche bestehende Anlagen unter Vertrag genommen)<sup>36</sup>.

#### 4.1.1.1.3 Ökostromziele und deren Erreichung<sup>37</sup>

Bis zum Jahr 2003 sollte in Großbritannien und Nordirland ein Ökostromanteil von 5% erreicht und bis 2010 auf 10% ausgebaut werden. Konkret wurde im Oktober 1993 vom Department of Trade and Industry ein Zielwert von 1500 MW (DNC) an neuen Kapazitäten zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren bis zum Jahr 2000 festgesetzt (L 32).

Die absoluten Ausbauziele wurden in MW (DNC) festgelegt – wobei DNC für "Declared Net Capacity" steht und das „Grundlastäquivalent“ der entsprechenden Technologie beschreibt. Bspw. wurde bei Wind das Grundlastäquivalent mit 43% der installierten Leistung angegeben.

#### Erreichung der Ziele

Die angegebenen Ziele sollten hauptsächlich durch Ausschreibungen erreicht werden. Wie Abbildung 6 und Abbildung 7 zeigen, wurden die definierten Ziele jedoch deutlich verfehlt. Auch im europäischen Vergleich ist der Ausbau in England insgesamt relativ langsam vorangegangen. Der Anteil von Strom aus Erneuerbaren und Müll an der Gesamterzeugung lag im ersten Ausschreibungsjahr 1990 bei 1,84% und erhöhte sich bis Ende 2003 auf 2,9% (L 30).

---

<sup>36</sup> Ein hoher Anteil an bestehenden Anlagen, die unter Vertrag genommen werden, erhöht auch die Realisierungsquote

<sup>37</sup> Die angeführten Ziele sind für Großbritannien und Nordirland definiert. Da in Schottland und Nordirland eigene Ausschreibungen nach gleichem Schema durchgeführt wurden und diese einen geringeren Anteil ausmachen, beziehen wir uns im Folgenden nur auf England und Wales.

## Förderung von erneuerbaren Energien mit Schwerpunkt auf kostenbasierter Einspeisevergütung

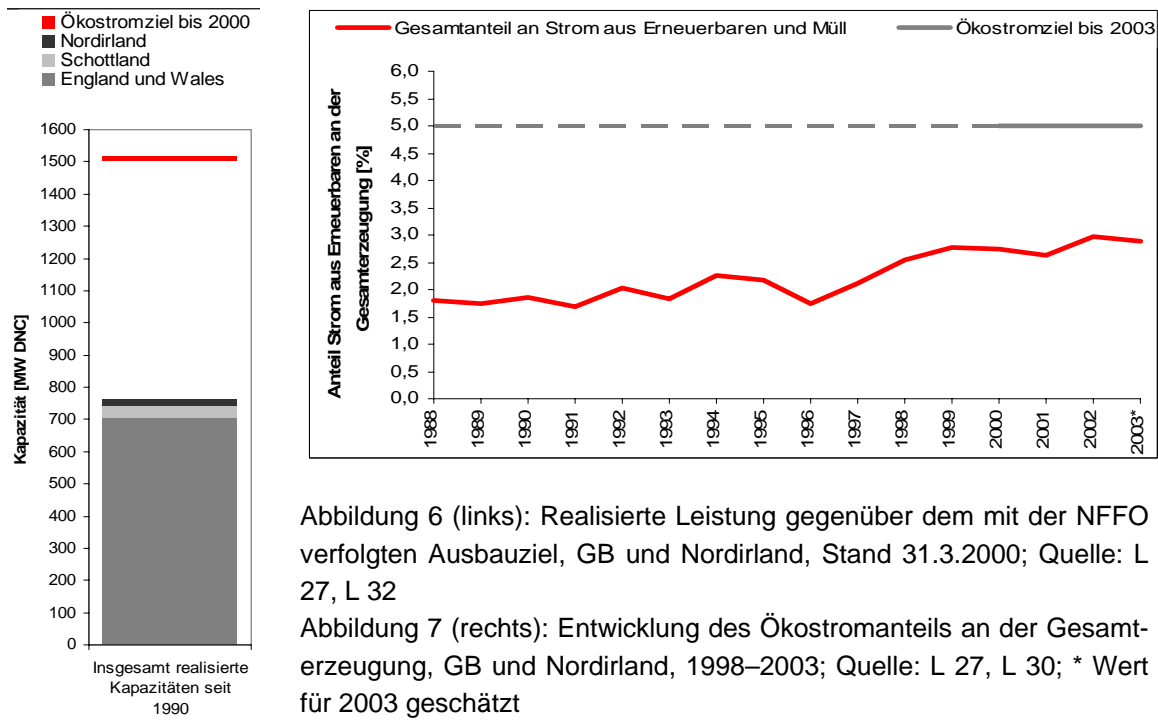


Abbildung 6 (links): Realisierte Leistung gegenüber dem mit der NFFO verfolgten Ausbauziel, GB und Nordirland, Stand 31.3.2000; Quelle: L 27, L 32

Abbildung 7 (rechts): Entwicklung des Ökostromanteils an der Gesamtenergieerzeugung, GB und Nordirland, 1998–2003; Quelle: L 27, L 30; \* Wert für 2003 geschätzt

### Exkurs: Technologieportfolio

Die technologische Zusammensetzung variierte zwischen den einzelnen Ausschreibungen. Auch die Realisierungsquote war je nach Technologie unterschiedlich (Abbildung 14). Beispielsweise war die durchschnittliche Realisierungsquote über alle fünf Ausschreibungen bei Deponiegas (82%) doppelt so hoch wie bei der Müllverbrennung (41%).

Die gesamte kontrahierte Leistung über alle fünf Ausschreibungen teilte sich annähernd zu jeweils einem Drittel auf Müllverbrennung, Wind und andere auf (Abbildung 8). Die tatsächlich realisierte Leistung wird mit über der Hälfte deutlich von Deponiegas dominiert, gefolgt von Wind und Wasserkraft (Abbildung 9).

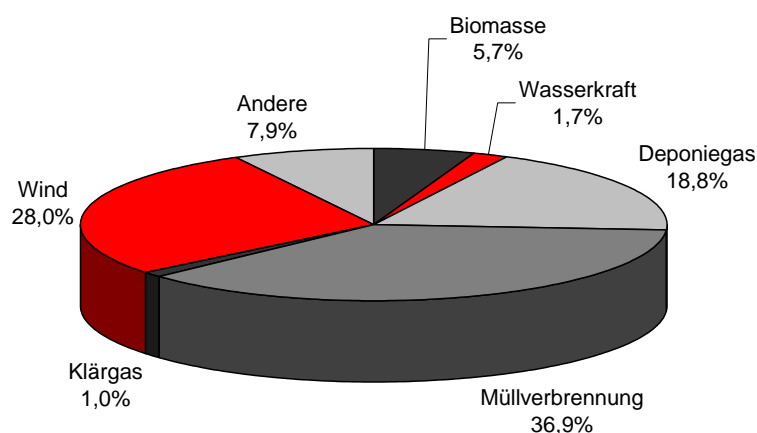


Abbildung 8: Anteile einzelner Technologien an der kontrahierten Gesamtleistung über alle fünf Ausschreibungen [DNC in MW<sub>el</sub>] (Stand 31.12.2003). Quelle: L 29



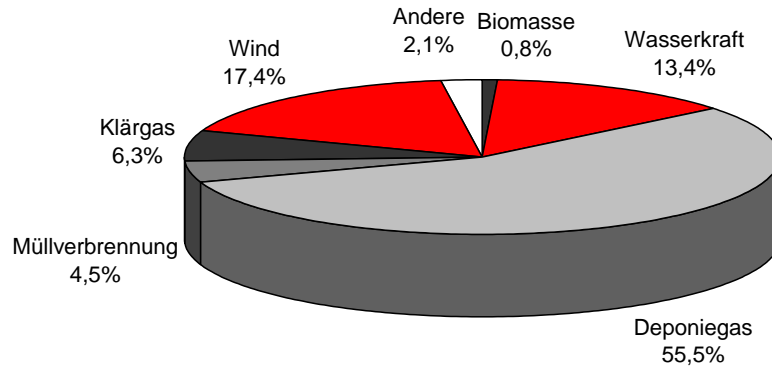


Abbildung 9: Anteile einzelner Technologien an der tatsächlich in Betrieb genommenen Gesamtleistung über alle fünf Ausschreibungen [DNC in MWel] (Stand 31.12.2003). Quelle: L 29

#### 4.1.1.1.4 Weitere Ziele und deren Erreichung

Neben der Erreichung des mengenmäßigen Ausbauziels verfolgte die britische Regierung bei der Förderung von Erzeugungstechnologien auf Basis erneuerbarer Technologien drei Ziele<sup>38</sup>:

- Gewährleistung einer diversifizierten, sicheren und nachhaltigen Energieversorgung
- Reduzierung des Schadstoffausstoßes
- Förderung einer international wettbewerbsfähigen Technologie

Insbesondere das dritte Ziel hat eine besondere Bedeutung, da neben der Entwicklung einer wettbewerbsfähigen Industrie im Bereich der erneuerbaren Erzeugungstechnologien der Schutz des Strom verbrauchenden produzierenden Bereichs vor zusätzlichen Kostenbelastungen eine wesentliche Bedeutung hatte. Damit impliziert dieser Punkt ein weiteres, oft auch explizit ausgesprochenes Ziel der Kostenminimierung. Indem die Kosten für Ökostrom gegen den Marktpreis konvergieren, sollte die Kostenbelastung aufgrund der notwendigen Fördermittel möglichst gering gehalten werden.

Somit war ein weiteres deutliches Ziel die Kosteneffizienz des Systems.

Konkret wurden bei der Auswertung der Interessensbekundungen und der Festlegung der Technologiebänder (also beim Vergleich der Angebote verschiedener Technologien) insbesondere auf den Beitrag der Projekte zur Erreichung des Emissionsziels geachtet. Innerhalb einer Technologie wurden die eingereichten Projekte nur hinsichtlich ihrer Angebotspreise bewertet.

---

<sup>38</sup> nach L 7; Quelle: L 25

#### **4.1.1.1.5 Verpflichtete**

Im Rahmen der „Non-Fossil Fuel Obligation“ wurden die Electricity Supply Companies per „Order“ verpflichtet, eine bestimmte Menge an Strom aus Erneuerbaren sicherzustellen. Da in England und Wales die Regional Electricity Companies (regionale Verteilunternehmen) die Funktion der Public Electricity Suppliers (öffentliche Versorgungsunternehmen) wahrnehmen, können diese als eigentliche Verpflichtete der NFFO angesehen werden (vgl. L 7). Zur einfacheren Abwicklung wurde die NFFO eingerichtet, eine gemeinsame Agentur aller Electricity Supply Companies, über die kollektiv die Verträge mit den Betreibern von Ökostromanlagen abgewickelt wurden. Die Aufsicht über diese Agentur oblag der Regulierungsbehörde OFFER bzw. dem Energieminister.

#### **4.1.1.1.6 Folgen der Nichterreichung der Ziele**

Die Verpflichteten konnten nur überprüft werden bezüglich der ausgeschriebenen und kontrahierten Mengen. Wenn allerdings nicht alle Ökostromprojekte, die einen Vertrag bekamen, realisiert wurden, konnten daraus keine Konsequenzen für die Verpflichteten abgeleitet werden.

Als Konsequenz wurde dieser Ausfall bei den späteren „Orders“ anhand von Erfahrungswerten antizipiert. Bei der Ankündigung der vierten Ausschreibungsrunde wurde davon ausgegangen, dass zukünftige NFFO-„Orders“ ca. 900 MW (DNC) umfassen müssen, um eine tatsächlich realisierte Kapazität von 600 MW (DNC) zu erhalten (L 26). Für die fünfte Runde bspw. wurden Realisierungsquoten von 50% für Wind und KWK, 60% für Wasserkraft und Müllverbrennung, sowie 95% für Deponiegas zugrunde gelegt, um die zu kontrahierende Menge zu bestimmen (L 32).

#### **4.1.1.1.7 Finanzierung**

Die Kosten, welche den Electricity Supply Companies durch die Differenz zwischen den vertraglich vereinbarten, indexierten Vergütungen und dem Poolpreis (= Großhandelspreis) entstanden, wurden über die „Fossil Fuel Levy“, eine Abgabe auf den Strompreis der Endverbraucher, gedeckt. Allerdings flossen nur 5% der Fossil Fuel Levy in Ökostromprojekte<sup>39</sup>, 95% dienten der Subventionierung von Atomkraftwerken, da in England auch diese unter den Begriff „Non-Fossil-Fuel“ fielen.

#### **4.1.1.1.8 Förderaufwand**

##### **Entwicklung der Erzeugungskosten**

Der dem Ausschreibungsmodell zugrunde liegende Wettbewerbsgedanke sollte auch dazu beitragen, neue Technologien rasch marktfähig und damit unabhängig von Subventionen zu machen. Die oft als Vorteil angeführte Reduktion der durchschnittlichen Erzeugungskosten (vgl. Tabelle 7) ist jedoch aus verschiedenen Gründen zu relativieren.

---

<sup>39</sup> Im Zeitraum 1995/96 flossen ca. 235 Mio. £ an Erneuerbare.

Tabelle 7: Charakteristika der einzelnen Ausschreibungsrunden. Quelle: L 31

	NFFO1	NFFO2	NFFO3	NFFO4	NFFO5
<b>Vertragslaufzeit</b>	1990-1998	1991-1998	1994-2009	1997-2012	1998-2013
<b>Art der Preisbestimmung</b>	Kostenorientierter Preis	„marginal price“ (alle erhalten den Preis des teuersten Bieters)	„bid price“ (jeder Bieter erhält seinen gebotenen Preis)	„bid price“ (jeder Bieter erhält seinen gebotenen Preis)	„bid price“ (jeder Bieter erhält seinen gebotenen Preis)
<b>Durchschnittlich kontrahierte Erzeugungskosten in pence/kWh (€Cent/kWh)<sup>40</sup></b>	6,5 (9,2)	6,6 (9,4)	4,4 (6,3)	3,5 (5,0)	2,7 (3,8)

Erstens sind die Preise aus der ersten und zweiten Ausschreibungsrunde nicht unmittelbar mit den nachfolgenden Ausschreibungsrunden vergleichbar. Denn einerseits wurde nach der zweiten Ausschreibungsrunde die Vertragslaufzeit verlängert, was zu einer deutlichen „rechnerischen“ Kostensenkung pro kWh führte. Andererseits wurde die Bestimmung des vertraglich festgelegten Mindestpreises nach der zweiten Ausschreibungsrunde von „marginal“ (alle ausgewählten Betreiber erhalten den Preis des teuersten Anbieters, der gerade noch einen Vertrag bekommen hat) auf „bid“ (alle ausgewählten Projekte erhalten jenen Vergütungspreis, den sie im Anbot angegeben haben) umgestellt.

Zweitens beziehen sich die verfügbaren Angaben auf die durchschnittlichen Erzeugungskosten aller kontrahierten Projekte. Ein entsprechender Wert für den Anteil an tatsächlich realisierten Projekten ist nicht vorhanden. Vermutungen, wonach mehrheitlich jene Projekte nicht realisiert wurden, die besonders billig angeboten hatten, wären in diesem Zusammenhang zu verifizieren<sup>41</sup>. Die Aussagekraft der durchschnittlichen Erzeugungskosten, bezogen auf alle kontrahierten Projekte, nimmt mit jeder Runde weiter ab, da der Anteil nicht realisierter Projekte von Runde zu Runde gestiegen ist (siehe Abbildung 12 und Abbildung 13).

Zu prüfen wäre auch, inwieweit eine etwaige Kostenreduktion kausal mit der Systematik des Ausschreibungsmodells zusammenhängt. Es sind auch Spill-Over Effekte aus anderen Ländern mit starker Marktentwicklung im Bereich dieser Technologien wahrscheinlich.

### Niveau der Erzeugungskosten

Da ein Hauptargument für Ausschreibungsmodelle in der Kosteneffizienz liegt, wird oft die im Ausschreibungsverfahren kontrahierte Vergütung mit Einspeisetarifen anderer Länder verglichen. Ein unmittelbarer Vergleich der Ökostrom-Erzeugungskosten im englischen Ausschreibungsmodell bspw. mit den Einspeisevergütungen in anderen Ländern ist aufgrund

<sup>40</sup> umgerechnet mit dem Wechselkurs vom 31.12.98: 1€ = 1,42 brit. Pfund

<sup>41</sup> Bei der Preisfestlegung anhand des „marginal price“ kommt hinzu, dass die Bieter das Risiko, keinen Vertrag zu bekommen, minimieren, indem sie zu Produktionskosten anbieten. Gleichzeitig hätten sie kein Interesse unter den Produktionskosten anzubieten, da sie dann keine Kostendeckung erzielen könnten. Da es allerdings faktisch keine Verpflichtung gegeben hat, kontrahierte Projekte zu realisieren, könnte das insbesondere bei den ersten Ausschreibungen zu einer Verzerrung der Preise nach unten geführt haben.

sehr unterschiedlicher Rahmenbedingungen nur sehr begrenzt möglich. Unter anderem sind für die eingeschränkte Vergleichbarkeit folgende Gründe maßgeblich:

- England hat deutlich bessere Windverhältnisse als Länder auf dem Festland (siehe Abbildung 10)
- In England wird die Müllverbrennung, die ca. 37% der Leistung aller kontrahierten Projekte (Abbildung 8) ausmachte, als Ökostromerzeugung eingestuft.
- Die vertraglich vereinbarten Vergütungen waren in England über die Vertragslaufzeit indexangepasst und konnten somit von einem niedrigeren, vertraglich vereinbarten Anfangswert ausgehen.
- Andere anlagen- und umwelttechnische Auflagen
- Andere regionale Verfügbarkeit und damit Kosten von Brennstoffen

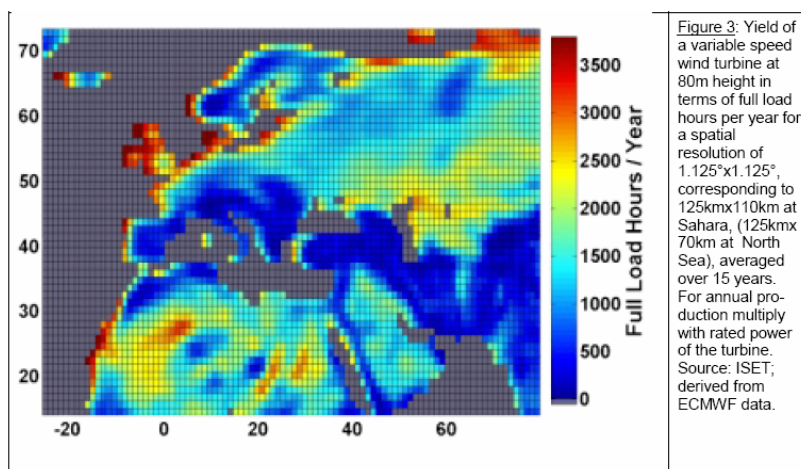


Abbildung 10: Volllaststunden von Windanlagen im Vergleich. Quelle: ISET

Es muss auch bedacht werden, dass in den vertraglich vereinbarten Vergütungspreisen nicht alle Kosten abgebildet sind. Die Kosten für die Planung, Einreichung und Prüfung von angebotenen Projekten, die keinen Vertrag erhielten, müssen ebenfalls berücksichtigt werden (siehe Abbildung 11). Leider liegen über die Anzahl der angebotenen Projekte und des kontrahierten Anteils keine Daten vor. Weiters sind auch die Kosten für die Planung und Kontrahierung jener Projekte, die nicht realisiert wurden, zu berücksichtigen.

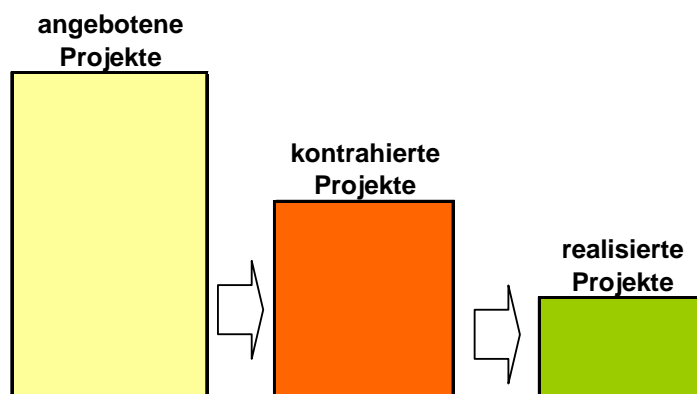


Abbildung 11: Schematische Darstellung: realisierter Projektanteil. Quelle: eigene Darstellung

#### 4.1.1.1.9 Administrationsaufwand

Aufgrund von Problemen bei der Finanzierung, Planung, Genehmigung und Akzeptanz vor Ort wurde nur ein Bruchteil der kontrahierten Projekte realisiert. Die Realisierungsquote ging von 93% in der ersten Ausschreibungsrunde<sup>42</sup> auf 12% in der letzten Ausschreibungsrunde zurück (siehe Abbildung 12 und Abbildung 13). Diese Entwicklung führte insbesondere auch zu steigenden Transaktionskosten des Systems, da immer mehr Projekte eingereicht, geprüft und kontrahiert werden mussten, um eine bestimmte Kapazität zu realisieren.

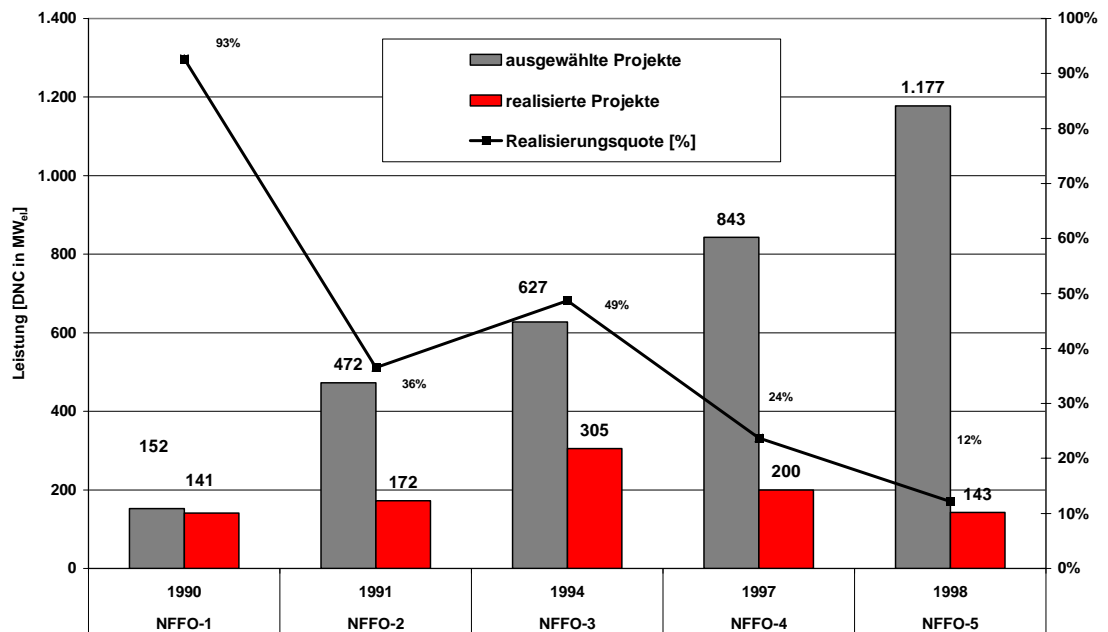


Abbildung 12: Gesamtleistung [DNC in MW<sub>e</sub>] kontrahierter Projekte gegenüber tatsächlich realisierter Leistung (Stand 31.12.2003). Es ist zu berücksichtigen, dass in den ersten zwei Ausschreibungsrunden auch bestehende Anlagen zugelassen waren.

<sup>42</sup> bezogen auf die Leistung [DNC in MW<sub>e</sub>].

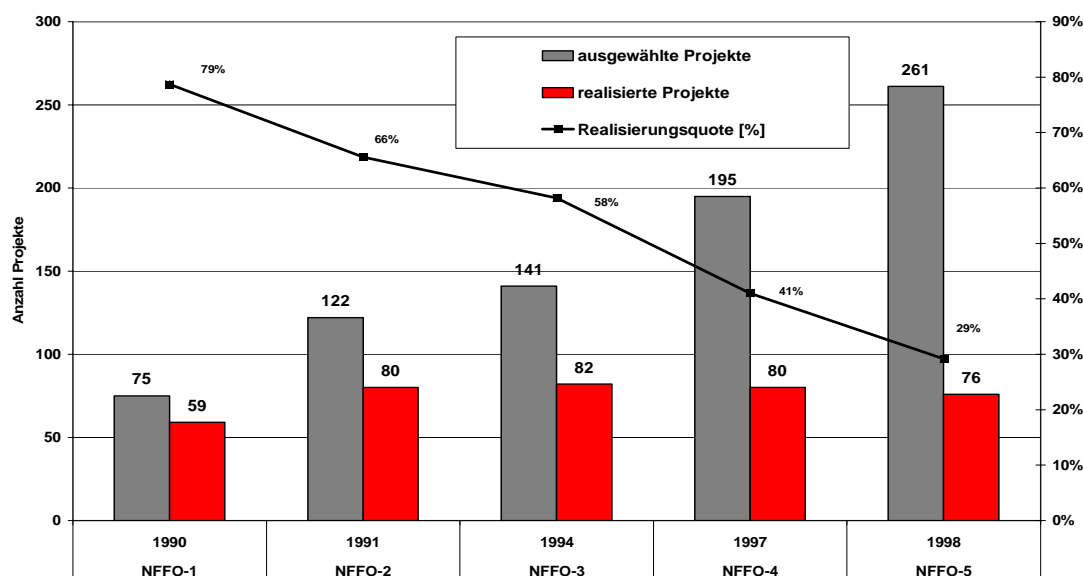


Abbildung 13: Gesamtanzahl kontrahierter Projekte gegenüber der Anzahl tatsächlich realisierter Projekte (Stand 31.12.2003). Es ist zu berücksichtigen, dass in den ersten zwei Ausschreibungsrunden auch bestehende Anlagen zugelassen waren.

#### 4.1.1.2 Diskussion

##### 4.1.1.2.1 Gründe für die Nicht-Erreichung der Ökostromziele

Die Verfehlung der Ausbauziele ist unter anderem auf die niedrige Realisierungsquote zurückzuführen, die offensichtlich auch die Erwartungen der Regierung deutlich unterschritt. So ging der damalige Minister bei der Ankündigung der vierten Ausschreibungsrunde davon aus, dass die kontrahierte Kapazität für die NFFO-4 und NFFO-5 ca. 50% höher als das tatsächlich gewünschte Ziel angesetzt werden müsste, um dieses tatsächlich zu realisieren (L 26). Tatsächlich wurden aber nur 24% bzw. 12% der in den letzten beiden Ausschreibungsrunden kontrahierten Projekte bisher realisiert<sup>43</sup>.

<sup>43</sup> Stand der Daten 31.12.2003. Allerdings nimmt die Wahrscheinlichkeit der Realisation eines Projektes ab dem fünften Jahr nach Erlass der „Order“ stark ab, da deren Gültigkeit auf 20 Jahre begrenzt ist. D.h. nach fünf Jahren verkürzt sich die vorgesehene Vertragsdauer von 15 Jahren de facto mit jedem Jahr. Bspw. kann man bei einem Projekt, das 10 Jahre nach der „Order“ realisiert wird, nicht mehr mit einer 15 jährigen Vertragsdauer rechnen, da die „Order“ nur mehr 10 Jahre gilt.

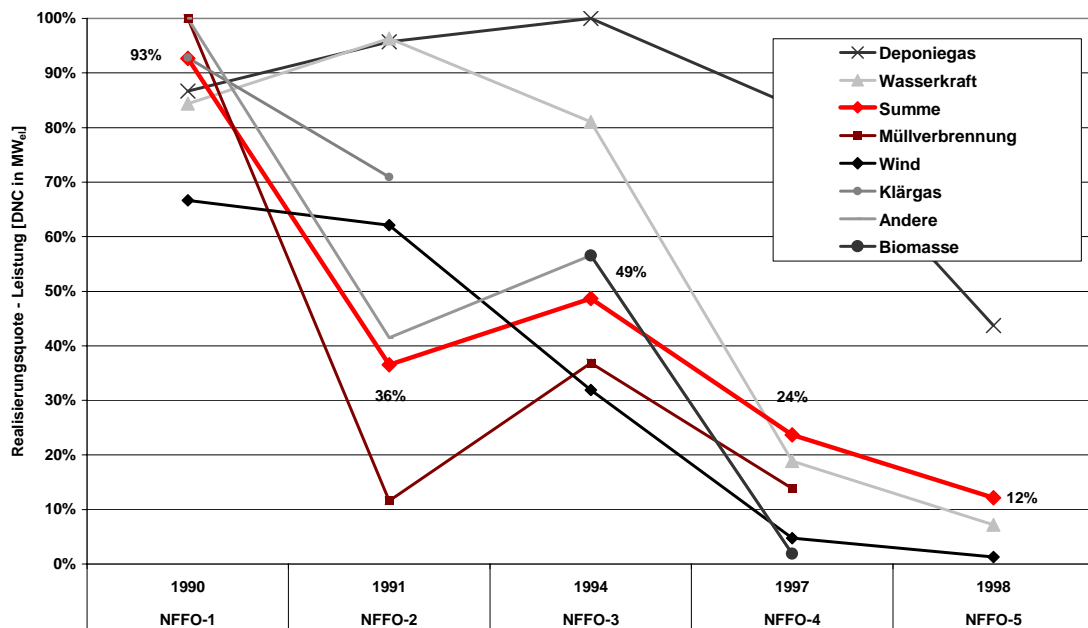


Abbildung 14: Entwicklung der Realisierungsquote für die unterschiedlichen Technologien.  
Quelle: L 29

Eine Erklärung für die niedrige Realisierungsquote könnte sein, dass durch den Wettbewerb bei der Ausschreibung erwartete zukünftige Reduktionen der Anlagenkosten bereits bei den Angebotspreisen eingerechnet wurden, diese sich in der Praxis (z.B. tatsächliche Angebote der Anlagenbauer) aber oft nicht einstellten. Des Weiteren wurden die erforderlichen Genehmigungsverfahren erst nach der Ausschreibung durchgeführt, wobei ein Teil der ausgewählten Projekte die verwaltungsrechtlichen Auflagen nicht erfüllen konnte. Auch die Abstimmung mit der Bevölkerung vor Ort wurde aufgrund der Kosten erst nach der Ausschreibung intensiver betrieben. Deshalb scheiterten Projekte trotz Vertrag oft an Akzeptanzproblemen.

### Erreichung der weiteren Ziele

Über die Erreichung der anderen Ziele (Gewährleistung einer diversifizierten, sicheren und nachhaltigen Energieversorgung, Reduzierung des Schadstoffausstoßes, Förderung einer international wettbewerbsfähigen Technologie) liegen aktuell keine Informationen vor.

#### 4.1.1.2.2 Weitere Ausprägungsaspekte

Der Aspekt der niedrigen Realisierungsquote muss im Lichte der Preisfestlegung diskutiert werden. Insbesondere bei der zweiten Ausschreibungsrunde wurden die Preise für alle Anbieter mit dem Preis des letzten Anbieters, der gerade noch einen Vertrag erhielt, festgesetzt („marginal price“). Bei diesem Ansatz können alle Anbieter, die einen Vertrag bekommen und nicht der Grenzanbieter sind, eine Rente abschöpfen. In diesem Fall können die Bieter das Risiko minimieren keinen Vertrag zu bekommen, indem sie einen möglichst niedrigen Preis bieten.

Ein Problem, auf das bei der konkreten Ausgestaltung, entsprechend den nationalen Gegebenheiten besonders Rücksicht genommen werden muss, ist der in Absatz 3.2.3 diskutierte

Trade-Off zwischen Sunk Costs, die für die Projektvorbereitung nicht kontrahierter Projekte anfallen, und der Realisierungsquote.

Um die Gefahr zu reduzieren, dass viele kontrahierte Projekte nicht realisiert werden, könnte bereits für die Entscheidung ein Teil der notwendigen Genehmigungen verlangt werden. Damit scheiden Projekte, die nicht alle Genehmigungsvoraussetzungen erfüllen bereits vor der Kontrahierung aus, und die Realisierungsquote wäre deutlich höher. Dem entgegen steht das Argument der Transaktionskosten, die aus Sunk Costs resultieren, also die Aufwendungen für jene Projekte, die nicht kontrahiert werden.

Hier müsste anhand der Genehmigungspflichten und der Akzeptanzsituation im nationalen Kontext genau ausgearbeitet werden, wann welche Genehmigungen und Vorbereitungsschritte verlangt werden, und wann die Vertragsentscheidung gefällt wird, um diesen Zielkonflikt möglichst abzuschwächen.

## **4.2 Umgesetzte Quotenmodelle mit Zertifikaten**

Das Quotenmodell mit Zertifikatshandel ist zurzeit das zweifellos am meisten diskutierte Fördermodell für erneuerbare Energien. Im EU-Raum existieren Zertifikatesysteme derzeit in Belgien, Großbritannien, Italien, Lettland und Schweden (L 13) ebenso in einigen Bundesstaaten der USA und in Australien. In Österreich war für ein Jahr ein Zertifikatesystem für Kleinwasserkraft in Kraft.

### **4.2.1 Zertifikatesystem für Kleinwasserkraft in Österreich**

Mit dem Jahr 2002 wurde in Österreich zur Förderung der Stromerzeugung aus Kleinwasserkraftanlagen ein Quotenmodell mit Zertifikaten eingerichtet. Aufgrund von Mängeln in der Ausgestaltung des Systems, aber auch durch das Eintreten unvorhergesehener Entwicklungen wurde dieses Modell von den energiepolitischen Entscheidungsträgern als nicht zweckmäßig eingestuft und nach nur einem Jahr durch ein Einspeisevergütungssystem mit Staffeltarifen abgelöst.

#### **4.2.1.1 Beschreibung des Modells**

##### **4.2.1.1.1 Funktionsweise**

Die Artikel 7–9 des Energieliberalisierungsgesetzes, das am 1.12.2000 im BGBl. I Nr. 121/2000 kundgemacht wurde, betreffen die Voll liberalisierung des österreichischen Elektrizitätsmarktes. Art. 7 des Gesetzes beinhaltet die Novelle zum Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG 2000), das EIWOG 2000 legte auch die Rahmenbedingungen für Ökostrom, Kleinwasserkraft und Kraft-Wärme-Kopplung fest.

Während mit diesem Gesetz zur Förderung der Stromerzeugung aus den erneuerbaren Energieträgern Biomasse, Windenergie, Sonnenenergie und Geothermie ein Einspeisevergütungssystem etabliert wurde, war für Kleinwasserkraft ein Zertifikatesystem vorgesehen.

Der Fördermechanismus beruhte auf folgenden Prinzipien:



- **Benennung** der förderfähigen Wasserkraftwerke (Engpassleistung bis 10 MW) durch die Landesregierung. Diese Kraftwerke erhielten damit das Recht, entsprechend ihrer Erzeugung Zertifikate auszugeben.
- **Nachweispflicht der Stromhändler**, dass sie 8 % ihrer Stromabgabe an Endkunden aus Kleinwasserkraftwerken decken. Der Nachweis wurde durch die „Vorlage“ einer entsprechenden Anzahl von Kleinwasserkraftzertifikaten erbracht. Sofern Endverbraucher ihren Bedarf bei Stromhändlern abdeckten, die einen derartigen Nachweis nicht erbrachten, hatten diese Endverbraucher selbst für die Erfüllung der 8 %-Quote zu sorgen.
- Die elektrische Energie wurde von den Erzeugern zum **Marktpreis** verkauft, zusätzliche Erlöse zur Abdeckung der Kosten konnten durch den Verkauf der Zertifikate lukriert werden.
- Der **Zertifikatspreis** bildete sich damit theoretisch nach Angebot und Nachfrage. Ein begrenztes Banking von Zertifikaten (Gültigkeitsdauer maximal 2 Jahre) war möglich.
- Für den Fall, dass die verpflichteten Stromhändler bzw. Endverbraucher (sofern sie den Nachweis selbst zu erbringen hatten) die 8 %-Quote nicht erreichen bzw. nachweisen konnten, hatten sie **Ausgleichszahlungen** („Ausgleichsabgabe“) zu leisten.
- Diese Zahlungen flossen in **Fonds**, die in den jeweiligen Bundesländern für die Förderung von Ökostromanlagen (d.h. nicht für Kleinwasserkraftanlagen). eingerichtet sind.
- **Management und Monitoring** des elektronischen Zertifikatssystems durch die E-Control GmbH (als „Zentrale Stelle“).

#### 4.2.1.1.2 Rechtliche Grundlagen

Das Elektrizitätswesen stellt in Österreich eine Materie des Artikels 12 des Bundes-Verfassungsgesetzes (B-VG) dar<sup>44</sup>, d.h. die Grundsatzgesetzgebung liegt beim Bund, die Ausführungsgesetzgebung und Vollziehung bei den Bundesländern. Unter dem Stichwort „EIWOG 2000“ werden daher sowohl die gesetzlichen Rahmenbedingungen des Bundes als auch der Länder subsumiert.

Im Fall der Kleinwasserkraftzertifikate sah das Bundesgesetz folgende grundlegende Bestimmungen vor:

- Definition der Kleinwasserkraftzertifikate
  - Ausführungsgesetze mussten für Anlagen, die auf Basis von Wasserkraft mit einer Engpassleistung bis 10 MW (Kleinwasserkraftwerksanlagen) betrieben werden, eine „Benennung“ durch die Landesregierung vorsehen. Die Benennung war der Elektrizitäts-Control GmbH zur Kenntnis zu bringen.
  - Mit der Benennung war die Berechtigung zur Ausgabe von Kleinwasserkraftzertifikaten im Ausmaß der von der Anlage abgegebenen Energiemenge verbunden.

---

<sup>44</sup> Soweit es nicht unter Artikel 10 fällt (Starkstromwegerecht, Normalisierung und Typisierung elektrischer Anlagen und Einrichtungen, Sicherheitsmaßnahmen auf diesem Gebiet)

- Kleinwasserkraftzertifikate wurden für jeweils 100 kWh oder ein Vielfaches davon ausgestellt und mussten vom Netzbetreiber, in dessen Netz die Anlage einspeiste, beglaubigt werden.
- Quotenverpflichtete: Stromhändler bzw. Endverbraucher (s.u.)
- Fonds: Bei den Ländern werden Fonds für die Einnahmen aus den Ausgleichsabgaben eingerichtet, die zweckgebunden zur Förderung von Ökoanlagen zur Verfügung steht.
- Beauftragung der Regulierungsbehörde E-Control mit der Überwachung des Systems.

Die weiteren Bestimmungen wurden im Bundesgesetz nur grundsätzlich festgelegt und von den einzelnen Bundesländern (teilweise sehr unterschiedlich) ausgestaltet. Insbesondere die Festlegung einiger, für das Funktionieren des Zertifikatemarkts sensibler, Steuerparameter lag dabei bei den Ländern.

In den Ausführungsgesetzen der Bundesländer wurden im Wesentlichen folgende Sachverhalte geregelt:

- Berechnungsvorschrift der durchschnittlichen Produktionskosten von Kleinwasserkraft
- Nachweis der Quotenerreichung
- Anerkennung ausländischer Zertifikate
- Teilweise Abnahmepflicht der Verteilnetzbetreiber

Die weiteren Details wurden in Verordnungen der Länder festgelegt:

- Ausgleichsabgabe (bei Nichterreichen der Quote für die Fehlmenge zu bezahlen)
- durchschnittliche Produktionskosten von Kleinwasserkraft (als Grundlage zur Festlegung der Ausgleichsabgabe)

#### **4.2.1.1.3 Ökostromziele und deren Erreichung**

Neben der Öffnung der Strommärkte im Zuge der EU-Binnenmarktrichtlinie und gemeinschaftlicher Ziele sieht das EIWOG 2000 auch vor, „...den hohen Anteil erneuerbarer Energien in der österreichischen Elektrizitätswirtschaft weiter zu erhöhen.“. Für Kleinwasserkraft wurde die Zielquote im Gesetz statisch mit 8 %, bezogen auf die Abgabe elektrischer Energie an Endverbraucher festgelegt. Der Nachweis der Quote sollte nach dem EIWOG 2000 grundsätzlich halbjährlich erfolgen, die erste Quotenüberprüfung war in Vorarlberg für 12 Monate nach dem Start des Systems, in den anderen Bundesländern nach neun Monaten vorgesehen<sup>45</sup>.

Abbildung 15 zeigt die Verteilung der Mengen auf die Bundesländer: Kleinwasserkraftanlagen sind regional sehr unterschiedlich verteilt, so stammten im Jahr 2002 ca. 24 % der erzeugten Energiemenge und damit der Zertifikate aus Tirol und 21 % aus der Steiermark, während das Burgenland nur 0,1 % und Wien lediglich 0,01 % der Erzeugung beitrug. Andererseits benötigte Niederösterreich 18 % der gesamten nachgefragten Zertifikate, gefolgt von

---

<sup>45</sup> Entsprechend dem Konzept, das auf eine Verpflichtung der Stromhändler abzielt, mussten Stromhändler, die Endverbraucher in mehreren Bundesländern belieferten, den Nachweis auch jeweils für jedes Bundesland führen.

Oberösterreich und Wien mit je 17 %, während das Burgenland zur Erfüllung der Quotenverpflichtung ca. 3 % der Gesamtnachfrage brauchte. Damit ergab sich in einigen Bundesländern eine deutliche Überdeckung (v.a. Tirol, Steiermark), während die Stromhändler in östlich gelegenen Länder praktisch ausschließlich auf den Zertifikatezukauf aus anderen Bundesländern angewiesen waren.

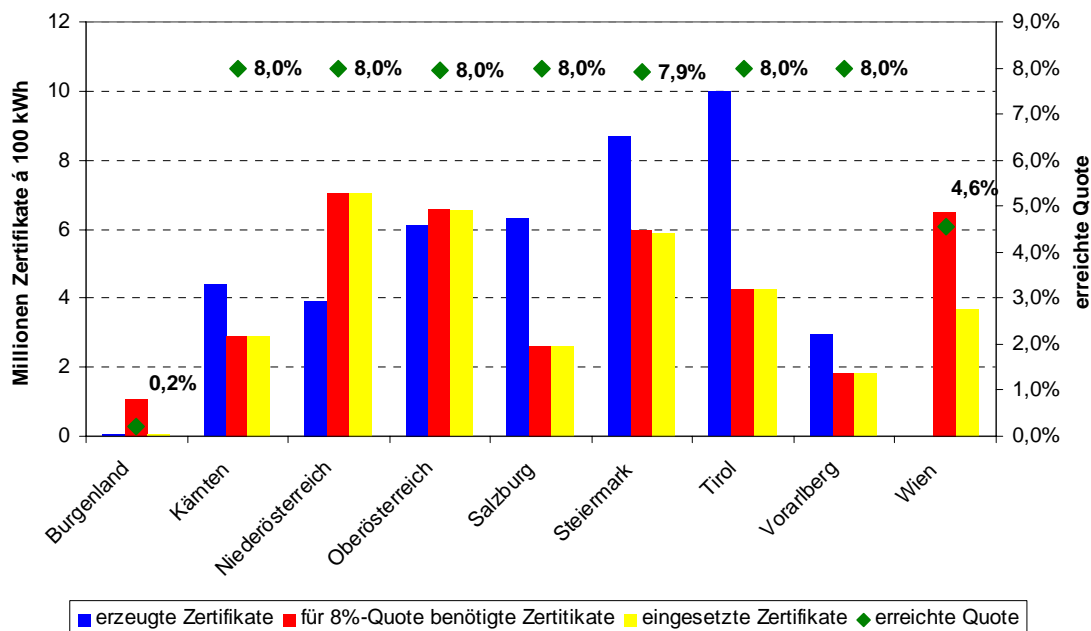


Abbildung 15: Erzeugte, benötigte und eingesetzte Zertifikate und damit erreichte Quote in den Bundesländern im Jahr 2002. Quelle: L 45, eigene Berechnungen.

Insgesamt wurden im Kalenderjahr 2002 mehr als 4.200 GWh elektrischer Energie aus Kleinwasserkraftwerken ins öffentliche Netz eingespeist, das entspricht einer Quote von 8,77 %. Damit wurde die Zielquote von 8 % überschritten, was auf folgende Gründe zurückzuführen ist:

- Das Jahr 2002 war mit einem Erzeugungskoeffizienten von 1,08 ein überdurchschnittliches Wasserjahr. Bezogen auf ein Regeljahr (d.h. ein Wasserjahr entsprechend dem langjährigen Durchschnitt) würde sich eine Quote von 8,1 % ergeben.
- Durch die Aussicht, am Zertifikatemarkt teilzunehmen, war für Betreiber von Kleinwasserkraftanlagen der Anreiz gegeben, ihre Anlagen bei der Landesregierung als förderfähige Anlage benennen zu lassen und damit das Recht auf die Ausstellung von Zertifikaten zu erhalten. Dadurch wurde eine Vielzahl von bis dahin statistisch nicht erfassten Anlagen kleiner Leistung (zwischen 2 und 200 kW) registriert, was zusätzlich 3 bis 3,5 % zu der bei der Quotenfestlegung erwarteten Erzeugungsmenge beitrug (L 46).
- Einige Anlagen speisten durch den Anreiz des Fördersystems mehr ein als erwartet. Auch dieser Effekt erbrachte 3 bis 3,5 % mehr Einspeisung (L 46).

Während der erstgenannte Effekt auf das Jahr 2002 beschränkt blieb (allerdings in jedem wasserreichen Jahr wieder eintritt), bleiben die beiden anderen Effekte auch für die Folgejahre bestehen.

Trotz eines Überhangs an Zertifikaten wurde die Quote nicht in allen Bundesländern erfüllt, weil einige Stromhändler bewusst auf den Ankauf von Zertifikaten verzichteten, da für sie die Aufwendungen für die Ausgleichsabgabe niedriger als die Zertifikatekosten waren (siehe unten).

#### 4.2.1.1.4 Verpflichtete

Im Zertifikatesystem waren Stromhändler mit Sitz im Inland verpflichtet, durch die Vorlage von Kleinwasserkraftzertifikaten nachzuweisen, dass 8 % ihrer Abgabe von elektrischer Energie an Endverbraucher aus inländischen Kleinwasserkraftwerksanlagen stammen. Endverbraucher, die elektrische Energie unmittelbar von Stromhändlern beziehen, die diesen Nachweis nicht erbringen, haben selber die Erfüllung der 8 %-Quote durch entsprechende Zertifikate nachzuweisen.

Darüber hinaus wurden in einigen Bundesländern die Verteilnetzbetreiber verpflichtet, Strom aus Kleinwasserkraftwerken abzunehmen, vgl. Tabelle 8.

Tabelle 8: Regelung der Abnahmeverpflichtungen in den Bundesländern. Quelle: L 55

Burgenland	Verteilernetzbetreiber, an deren Netz Kleinwasserkraftanlagen angeschlossen sind, sind verpflichtet, die <b>ihnen angebotene elektrische Energie</b> zu ... Marktpreisen <b>abzunehmen</b> . Diese Abnahmepflicht endet mit Ablauf des 31. Dezember <b>2004</b> .
Niederösterreich	Verteilernetzbetreiber, an deren Netz Kleinwasserkraftanlagen angeschlossen sind, sind verpflichtet, <b>die ihnen angebotene elektrische Energie</b> zu ... Marktpreisen <b>abzunehmen</b> . Diese Abnahmepflicht endet mit Ablauf des 30. September <b>2003</b> .
Kärnten	Der Betreiber des Verteilernetzes, in das die Einspeisung von einer anerkannten Kleinwasserkraftanlage erfolgt, ist verpflichtet, die ihm <b>angebotene elektrische Energie</b> aus dieser Kleinwasserkraftanlage abzunehmen.
Oberösterreich	Verteilernetzbetreiber, an deren Netz Kleinwasserkraftanlagen <b>bis 1 MW</b> Engpassleistung angeschlossen sind, sind verpflichtet, die ihnen aus diesen Anlagen angebotene elektrische Energie <b>abzunehmen</b> . Zusätzlich wurde eine Verordnung, mit der Mindestpreise für die Abnahme von Strom aus Kleinwasserkraftanlagen bis 1 MW festgelegt wurden, erlassen.
Übrige Bundesländer	Keine Regelungen

#### 4.2.1.1.5 Folgen der Nichterreichung der Ziele

Konnten die quotenverpflichteten Stromhändler bzw. Endverbraucher die Quote von 8 % nicht nachweisen, musste für die Fehlmenge eine sog. „Ausgleichsabgabe“ bezahlt werden. Diese Ausgleichsabgabe wurde von jedem Bundesland „autonom“ für sich festgelegt und hatte sich grundsätzlich an der Differenz zwischen den „durchschnittlichen Produktionskosten“ von Kleinwasserkraftanlagen und dem „Marktpreis“ zu orientieren. Diese Begriffe wurden in den Ausführungsgesetzen definiert, wobei nach dem Grundsatzgesetz gewisse Interpretationsmöglichkeiten bestanden bzw. auch ausgenutzt wurden.

In Tabelle 9 sind die festgelegten durchschnittlichen Produktionskosten einiger Bundesländer dargestellt. In einigen Ländern (Kärnten, Oberösterreich) wurde dabei die Ausgleichsabgabe explizit per Verordnung festgelegt, während in anderen Ländern die „durchschnittlichen

Produktionskosten“ verordnet wurden, die dann als Berechnungsgrundlage für die Ausgleichsabgabe dienten. In der Tabelle sind die explizit verordneten Größen fett dargestellt, die abgeleiteten Parameter kursiv. Es wurde dabei ein Marktpreis von 2,33 ct/kWh angenommen (L 55), wobei festzuhalten bleibt, dass es sich dadurch bei den abgeleiteten Größen nur um Richtwerte handeln kann<sup>46</sup>.

Tabelle 9: Durchschnittliche Produktionskosten und Ausgleichsabgabe in verschiedenen Bundesländern. Angaben in ct/kWh Quelle: L 45, L 55, eigene Berechnungen

	Durchschnittliche Produktionskosten	Ausgleichsabgabe
Kärnten	5,23	2,90
OÖ	5,23	2,90
Steiermark	6,17	3,840
Tirol	5,16	2,830
Wien	3,2702	1,01

Fett dargestellte Größen wurden explizit festgelegt, kursiv dargestellte Größen sind Richtgrößen unter der Annahme eines Marktpreises von 2,33 €/ct/kWh

Diese Zahlungen der Ausgleichsabgabe fließen in die Länderfonds und sind für die Förderung von Ökostromanlagen zweckgebunden.

#### 4.2.1.1.6 Finanzierung

Die Finanzierung der Zertifikatekosten erfolgte durch die Verpflichteten, also im Wesentlichen durch die Stromhändler. Es ist aber davon auszugehen, dass diese Mehrkosten auf den Energiepreis und damit auf die Endverbraucher überwälzt wurden.

#### 4.2.1.1.7 Förderaufwand

Es liegen keine expliziten Angaben zum gesamten Förderaufwand vor, jedoch lässt sich die Entwicklung der Zertifikatspreise wie folgt beschreiben: Aufgrund fehlender Erfahrungswerte war das Marktgeschehen anfangs durch Unsicherheiten geprägt: Über 98 % der frei verfügbaren Zertifikate<sup>47</sup> wurden mittels Abschöpfungsaufträgen von den bisherigen Abnehmern, meist Landes-EVUs, angekauft. Die Preise lagen dabei in Nieder- und Oberösterreich, der Steiermark und Burgenland, anfangs auch in Vorarlberg, bei rd. 2,2 bis 2,5 € pro Zertifikat (entsprechend 2,2 bis 2,5 ct/kWh), in Tirol, Salzburg und Kärnten aber wesentlich niedriger bei etwa 1,2 bis 1,5 € (1,2 bis 1,5 ct/kWh). Der Zertifikatehandel, meist zwischen Stromhändlern mit hohem Zertifikateaufkommen und solchen mit hohem Bedarf an Zertifikaten, zog erst gegen Ende der ersten Nachweisperiode an. Durch die niedrige Ausgleichsabgabe in Wien (1,01 ct/kWh in der ersten Periode) bestand ein Überangebot an Zertifikaten, was einen massiven Preisverfall zur Folge hatte. Auch die Erhöhung und Vereinheitlichung der Aus-

<sup>46</sup> Insbesondere auch durch den Umstand, dass sich lt. EIWOG 2000 die Ausgleichsabgabe an der Differenz zwischen Marktpreis und den durchschnittlichen Produktionskosten „zu orientieren“ hat.

<sup>47</sup> i.d.R. Zertifikate von Anlagen, die nicht im Eigentum der Landes-EVUs bzw. großer Stadtwerke standen

gleichsabgabe in der zweiten Periode führte aufgrund des Überangebots zu keiner Veränderung der Preise mehr. Zu diesem Zeitpunkt stand bereits fest, dass das Zertifikatesystem mit Jahresende 2002 eingestellt würde, deshalb konnte das Überangebot auch nicht mehr strategisch eingesetzt werden, der Preis für ein Zertifikat sank im Dezember auf 0,1 bis 0,3 € (entsprechend 0,1 bis 0,3 ct/kWh) (L 45).

#### **4.2.1.1.8 Administrationsaufwand**

Der Administrationsaufwand entsteht aus den Aufgaben der einzelnen involvierten Institutionen und besteht vor allem aus Transaktionskosten:

- Stromproduzent: Ansuchen um Benennung der Anlage, Ausstellung der Zertifikate
- Landesregierung: Benennung der Anlage, Administration, Verwaltung des Fonds
- Netzbetreiber: Beglaubigung der ausgestellten Zertifikate. Meldung an die E-Control
- Stromhändler: Handel, Nachweis
- E-Control: Monitoring des Systems

Für diese Kosten liegen keine Angaben oder Auswertungen vor.

Zur einfacheren Transaktion der Zertifikate richtete die E-Control eine zentrale Registerdatenbank für die Kleinwasserkraftzertifikate ein. Per Verordnung (vgl. L 44) wurden die quotenverpflichteten Stromhändler verpflichtet, ihren Nachweis über die Datenbank zu erbringen. Weiters regelt diese Meldeverordnung die Details zum Datenaustausch zwischen den Marktteilnehmern. Über die Datenbank wurden die Zertifikate lediglich erzeugt, verwaltet, transferiert und eingelöst, nicht aber gehandelt<sup>48</sup>.

Die Kosten der Datenbankerstellung werden mit 231.000 € angegeben, für den laufenden Betrieb, die Wartung, die Informationshotline und den Service der Datenbank fielen 2002 Kosten in Höhe von 105.000 € an. Der Personalaufwand für Einführung und Betrieb wird von der E-Control mit ca. 1 bis 1,5 Personenjahren angegeben (L 45).

#### **4.2.1.2 Diskussion**

Die Erfahrungen aus dem Zertifikatesystem für Kleinwasserkraft zeigen deutlich einen prinzipiellen Schwachpunkt des Quotensystems auf: Durch die Dargebotsabhängigkeit der Wasserkraft besteht potenziell immer die Gefahr eines Zertifikateüberschusses, wenn die Quote anhand eines durchschnittlichen Wasserjahres festgelegt wird.

#### **Quotenfestlegung**

Bereits zu Beginn des Zertifikatesystems gab es Hinweise darauf, dass die Quote (auch wenn von einer durchschnittlichen Wasserkrafterzeugung ausgegangen wird) möglicherweise zu niedrig festgesetzt ist (vgl. etwa L 55) und dadurch zu wenig Anreiz für einen Zubau von Kleinwasserkraftanlagen bietet. Darüber hinaus war durch die zeitlich konstant gehaltene Quote (d.h. die Zertifikatsnachfrage steigt nur im Ausmaß der Stromabgabe) nicht zu

---

<sup>48</sup> Es war geplant, auch an der Grazer Strombörse EXAA Kleinwasserkraft-Zertifikate zu handeln.

erwarten, dass über die Erlösmöglichkeiten aus dem Zertifikatshandel eine längerfristige Bestandserhaltung möglich ist bzw. ein wesentlicher Anreiz zur Erweiterung und Revitalisierung ausgeübt wird.

### **Falsche Preissignale durch „durchschnittliche Produktionskosten“**

Ziel des Zertifikatehandels war es, einerseits den Betrieb von bestehenden Kleinwasserkraftwerken abzusichern, aber auch Investitionen in neue Anlagen zu ermöglichen. Dadurch werden bestehende (auch bereits abgeschriebene) und neue errichtete Anlagen hinsichtlich des Zertifikatspreises „gleich behandelt“.

Theoretisch, also bei ausreichender Höhe der Quote und der Ausgleichsabgabe, ergibt sich der Zertifikatspreis aus den langfristigen Grenzkosten des Grenzanbieters. Durch die Orientierung der durchschnittlichen Produktionskosten am Durchschnitt des Bestands hat die Ausgleichsabgabe aber keinen ausreichenden Pönalcharakter und gibt damit insgesamt einen zu geringen Anreiz zum Zertifikatskauf und -handel.

### **Unterschiedliche „durchschnittliche Produktionskosten“ bzw. Ausgleichsabgaben**

Durch die unterschiedliche Ausformung der Berechnungsvorschriften für die „durchschnittlichen Produktionskosten“ (Unterschiede z.B. bei der Berücksichtigung von Förderungen, den Volllaststunden, oder auch indirekte Ermittlung über Verkaufspreis) ergaben sich signifikante Unterschiede in den „durchschnittlichen Produktionskosten“ in den einzelnen Bundesländern. Sie lagen zwischen 3,27 €/ct/kWh in Wien und 6,17 €/ct/kWh in der Steiermark, siehe oben. Diese Unterschiede führten zusammen mit den teilweise ebenfalls – wenn auch vom Effekt mit relativ geringerer Bedeutung – unterschiedlichen Marktpreisen zu divergierenden Ausgleichsabgaben. Das führt, ergänzt durch landespolitische Prioritäten (Zahlung einer Ausgleichsabgabe in den „Landesfonds“ und Verwendung dieser Mittel im Land anstatt Bezug aus anderen Bundesländern mit „Abfluss“ von Mitteln), zu deutlich unterschiedlichen Anreizen für Stromhändler zum Ankauf von Zertifikaten, wie auch Abbildung 16 zeigt. Die unterschiedlichen Ausgleichsabgaben machen es außerdem notwendig, für jeden Stromhändler neun Zertifikatskonten, für die jeweils die Quotenerfüllung zu überprüfen ist, zu führen.

Durch die genannten Unterschiede in den Regelungen der einzelnen Bundesländer zerfiel der Markt praktisch in neun Teilmärkte mit teilweise großen Zertifikatsdefiziten oder -überschüssen.

Mit dem Beschluss des Ökostromgesetzes wurde die Ausgleichsabgabe bundesweit vereinheitlicht und für die zweite Nachweisperiode mit 2,55 ct/kWh festgelegt<sup>49</sup>.

---

<sup>49</sup> Diese Ausgleichsabgabe wurde für jene Bundesländer, die bis 30.3.2002 keine Ausgleichsabgabe festgelegt hatten (Burgenland, Niederösterreich, Salzburg und Vorarlberg) auch für die erste Nachweisperiode festgelegt.

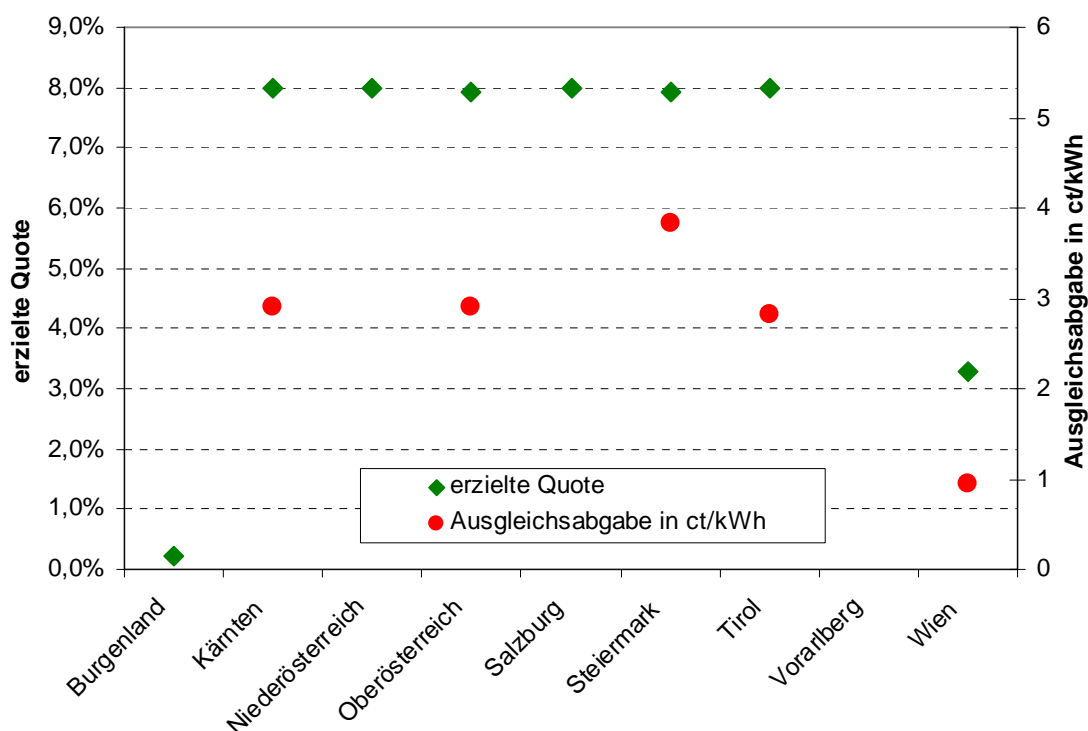


Abbildung 16: Ausgleichsabgaben und realisierte Quoten in der ersten Nachweisperiode 1.1.2002–30.9.2002. Quelle: L 55, eigene Berechnungen

### Unterschiedliche Nachweisperioden

Zwar sehen die meisten Ausführungsgesetze eine erste Nachweisperiode vom 1.1.2002 bis 30.9.2002 vor, danach findet sich aber eine Bandbreite zwischen 1 Jahr, halbjährlich (im Anschluss an die erste Periode) und zum Halbjahr.

### Abnahmepflicht behinderte Zertifikatehandel

Im Burgenland, Niederösterreich, Kärnten und Oberösterreich (für Anlagen bis 1 MW) bestand zusätzlich eine Abnahmepflicht durch die Netzbetreiber (in Oberösterreich zusätzlich dazu noch eine Mindestpreisverordnung). Da in der Regel die Strommenge und das Zertifikat nicht getrennt wurden, wurden die Zertifikate in diesen Ländern auf die großen Verteilnetzbetreiber „konzentriert“ und damit der Handel eingeschränkt. Die Erzeugung der Kleinwasserkraftwerke in den genannten Ländern lag 2002 bei 34 % des Gesamtaufkommens und war daher für den Gesamtmarkt zweifellos von Bedeutung.

Vor dem Hintergrund eines deutlichen Angebotsüberschusses wie in Kärnten (12 %-Anteil der Kleinwasserkraft an der Endabgabe 2002) wurden beispielsweise Abnahmepreise vereinbart, die nur wenig über dem Marktpreis lagen (etwa 2 ct/kWh Arbeitspreis plus 0,9 ct/kWh für das Zertifikat).

### Zentrale Zertifikate-Registerdatenbank

Dieses Instrument ermöglichte einen einfachen und transparenten Austausch der Zertifikate und hätte eine Basis für einen zu etablierenden Marktplatz bilden können.



## 4.2.2 Das System mit Quoten und Zertifikaten in Schweden

### 4.2.2.1 Beschreibung des Modells

#### 4.2.2.1.1 Funktionsweise

Bis Ende 2002 bestand das schwedische Anreizsystem für die Erzeugung von Ökostrom in Investitionsförderungen, die für Biomasse-KWK, Windkraft und Kleinwasserkraftwerke gewährt wurden. Für Windkraft waren zusätzliche Anreize in Form eines Steuernachlasses in Höhe von 18,1 öre/kWh bzw. 1,97 ct/kWh<sup>50</sup> produziertem Strom gegeben. Des Weiteren gab es für alle Ökostromanlagen mit einer elektrischen Engpassleistung unter 1,5 MW eine Förderung in Höhe von 9 öre/kWh (0,98 ct/kWh) produziertem Strom.

Mit 1. Mai 2003 erfolgte der Umstieg auf ein marktbasiertes Anreizsystem Zertifikatehandel (in Verbindung mit einem Quotensystem), in dem der Preis für Ökostromzertifikate über Angebot und Nachfrage bestimmt wird. Damit wird die Abgeltung eines ev. bestehenden Mehraufwandes der Ökostromerzeugung nicht einem verordnenden Regulator, sondern dem freien Markt überlassen.

Im schwedischen Zertifikatesystem erhalten die Betreiber anerkannter Ökostromanlagen (Wasserkraftwerke < 1.500 kW, Windenergie, Wellenenergie, Geothermie, Solarenergie und Bioenergie) für jede erzeugte MWh ein Ökostromzertifikat vom Staat (bzw. der Swedish National Grid Company) ausgestellt. Der Ökostromerzeuger verkauft seinen Strom wie gewohnt zum Marktpreis und kann zusätzliches Einkommen durch den Verkauf der erhaltenen Zertifikate lukrieren.<sup>51</sup>

Nach dem Ökostrom-Zertifikatesgesetz, „Act Concerning Electricity Certificates“ (2003:113)<sup>52</sup>, sind alle StromkonsumentInnen zum Kauf einer bestimmten Menge an Zertifikaten verpflichtet, in Abhängigkeit von der bezogenen Strommenge, (Pflicht einer jährlichen Quotenerfüllung).<sup>53</sup> Dabei sind grundsätzlich die StromlieferantInnen für die Zertifikatebeschaffung und die Erfüllung der Quoten ihrer Kunden verantwortlich, sofern der Kunde sich nicht selbst für die Quotenerfüllung verantwortlich erklärt. Die StromlieferantInnen haben ihrerseits das Recht, ihren KundInnen den Aufwand für die Quotenerfüllung in Rechnung zu stellen. Das Zertifikatsystem betrifft dabei alle StromkonsumentInnen, unabhängig vom Lieferanten.

Im ersten Jahr des Systems, 2003, waren alle StromhändlerInnen oder KonsumentInnen verpflichtet, je 100 MWh abgenommenen Strom ca. 7 Zertifikate zu kaufen. Damit sollte sichergestellt werden, dass ca. 7 % des konsumierten Stroms von Ökostromanlagen erzeugt würde. Diese Ökostromquote wurde auch für die nachfolgenden Jahre festgelegt und sukzessive erhöht, um

---

<sup>50</sup> Umgerechnet mit dem Wechselkurs 1 € = 9,17 SEF

<sup>51</sup> Dabei ist einerseits der Zertifikatspreis, den der Erzeuger erzielen kann, von jenem zu unterscheiden den die Endverbraucher von Strom zu bezahlen haben. Letzterer wird zumeist von den Stromlieferanten festgelegt und beinhaltet auch eine Abgeltung für den Administrationsaufwand im Zuge der Abwicklung der Quotenerfüllung für die StromkundInnen.

<sup>52</sup> Nummer des Gesetzblattes.

<sup>53</sup> Mit Ausnahmen wie bspw. bei der energieintensiven Industrie.

- die Erreichung des Zieles für das Jahr 2010 zu ermöglichen,
- für eine gleichmäßig wachsende Nachfrage nach Ökostrom und Zertifikaten und
- entsprechende Investitionen in Ökostromanlagen zu sorgen.

Über den Verkauf von Zertifikaten (auf einem physisch vom konventionellen Strommarkt getrennten Marktplatz oder über bilaterale Verträge) sollen ÖkostromerzeugerInnen ein (über den konventionellen Strompreis hinausgehendes) zusätzliches Einkommen lukrieren können und damit ihre „Mehrkosten“ und ihr „Mehrrisiko“ abgegolten bekommen.

Der Preis – oder konkreter die Zahlungsbereitschaft – für die Zertifikate hängt von deren Verfügbarkeit und der Nachfrage nach ihnen ab. Um die ÖkostromerzeugerInnen vor exzessiv niedrigen Zertifikatspreisen zu schützen, wird für die Einführungsphase (2003–2007) eine Preisgarantie gewährt. Die Preisgarantie besteht darin, dass Zertifikate, die bis 31. März des Jahres nicht verkauft werden konnten, im Zeitraum vom 30. April bis 30. Juni des Jahres nach der Ausstellung mit garantierten Preisen vergütet werden. Dieser garantierte Preis wird von Jahr zu Jahr reduziert, bis er 2008 schließlich ganz entfällt.

Zudem wurde für Windkraft die Steuerbefreiung für das Jahr 2003 aufrecht erhalten (diese wird aber sukzessive zurückgenommen<sup>54</sup>; ab 2009 entfällt sie gänzlich). Zusätzlich sind Fördermittel für Technologieentwicklung und Markteinführung von Großwindkraftanlagen vorgesehen.

#### **4.2.2.1.2 Rechtliche Grundlagen**

Seit 1. November 1999 ist der schwedische Strommarkt vollständig liberalisiert. Für alle Stromkunden ist seitdem der Wechsel des Stromanbieters monatlich kostenfrei möglich.

Am 1. Mai 2003 trat das von der Regierung erlassene neue Ökostrom-Zertifikatesetz, „Act Concerning Electricity Certificates“ (2003:113), in Kraft. Damit sollen die Marktverbreitung und die Anteile an Strom aus Photovoltaik-, Windkraft-, und bestimmten Wasserkraftanlagen, sowie von Biomasse(und/oder Torf<sup>55</sup>)-gefeuerten Kraft-Wärme-Kopplungen (KWK) gesteigert werden.

Eine Zuteilung von Zertifikaten für BetreiberInnen von Ökostromanlagen kann erst nach Genehmigung der Erzeugungsanlagen durch die Schwedische Energieagentur erfolgen. Die Anlage muss ans öffentliche Netz angeschlossen sein, wobei die produzierte Strommenge stündlich erfasst werden muss. Die Betreiber anerkannter Ökostromanlagen erhalten für jede gemessene, produzierte MWh Ökostrom ein Ökostromzertifikat (unabhängig vom Energieträger, der eingesetzt wird).

Die Zertifikate werden monatlich von der „Swedish National Grid Company“ ausgestellt, bei der sie elektronisch am dort geführten Konto des registrierten Betreibers auch monatlich

---

<sup>54</sup> 2004 lag die Steuerbefreiung bei on-shore Windkraftanlagen bei 12 öre/kWh (1,31 Cent/kWh) produziertem Strom und bei Off-shore Anlagen bei 17 öre/kWh (1,85 Cent/kWh).

<sup>55</sup> Seit 1 April 2004 werden auch für anerkannte KWK Anlagen die Torf verfeuern Ökostromzertifikate ausgestellt. Damit wird neben der Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energieressourcen auch die energetische Verwertung von Torf (dessen „Erneubarkeitsstatus“ umstritten ist) gefördert.

gutgeschrieben werden.<sup>56</sup> Die Kosten für Kontoführung und -abwicklung werden in Form einer Gebühr von den ÖkostromanlagenbetreiberInnen eingehoben.

Der Anteil der in den Zertifikatehandel aufgenommenen bestehenden Anlagen bleibt den Autoren bisher noch unklar, er dürfte jedoch noch erheblich sein. Es wird bereits über einen Mechanismus nachgedacht, bestehende Altanlagen (deren Betrieb häufig kommerziell möglich wäre) aus dem System zu nehmen (und diese nicht unnötig zu subventionieren), um mit dem Zertifikathandel verstärkt Neuinvestitionen zu ermöglichen.

#### 4.2.2.1.3 Ökostromziele und deren Erreichung

Ziel ist es, mit dem neu geschaffenen Instrument den Anteil von Strom aus Erneuerbaren um 10 TWh/a bis 2010 zusätzlich, ausgehend vom Erzeugungsniveau Ende 2002, anzuheben. Die Zielerreichung soll über die bis zum Jahr 2010 festgesetzten Ökostromquoten ermöglicht werden können. Nachfolgend sind die jährlichen Quoten und die damit verbundenen Anteile dargestellt.

Tabelle 10: Entwicklung der Ökostromquoten: Quelle: L 37

Jahr	Anzahl der Zertifikate pro verkaufter oder konsumierter MWh Strom	Anteil Ökostrom
2003	0,074	7,4%
2004	0,081	8,1%
2005	0,104	10,4%
2006	0,126	12,6%
2007	0,141	14,1%
2008	0,153	15,3%
2009	0,16	16,0%
2010	0,169	16,9%

Quotenverpflichtete sind grundsätzlich die StromkonsumentInnen selbst, allerdings ergeht die Verpflichtung in der Praxis, v. a. bei PrivatkonsumentInnen, auf die/den StromanbieterIn über (Details siehe übernächstes Kapitel).

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Ergebnisse des Zertifikatehandels im Zeitraum vom Mai 2003 bis einschließlich März 2004. Die Zertifikate kamen von ca. 1.700 genehmigten Ökostromanlagen.<sup>57</sup> Mit 1. Mai 2004 hatten Biomasseanlagen den größten Anteil an der Ökostromproduktion (und damit an den Zertifikaten). 74 % der ausgestellten Zertifikate entstammten derartigen Anlagen. Wind- und Wasserkraft kamen zusammen auf 8 % bzw. 18 %.

<sup>56</sup> Dabei kann jedes Konto eines Anlagenbetreibers auch Subkonten für einzelne Anlagen enthalten.

<sup>57</sup> Mit 1. Mai 2004 hatten die BetreiberInnen von 1024 Wasserkraftanlagen, 562 Windkraftanlagen, 100 biomassebefeuerte Anlagen und einer Solaranlage das Recht Zertifikate zu erhalten.

Tabelle 11: Marktstatistik des Zertifikatehandels im Zeitraum vom Mai 2003 bis einschließlich März 2004. Quelle: Svenska Kraftnät und Swedish Energy Agency (2004).

Gewichteter mittlerer Preis	SEK 216 (bzw. EUR 23,6)
Anzahl ausgestellter Zertifikate	7,2 Mio.
Zertifikate zur Quotenerfüllung für 2003	4,4 Mio.
Vergütete Zertifikate	3,5 Mio.
Quotenerfüllung	79 %

Insgesamt wurden in der Handelsperiode vom Mai 2003 bis einschließlich März 2004 ca. 7,2 Mio. Zertifikate ausgegeben. Für eine Quotenerfüllung hätten von den Verpflichteten ca. 4,4 Mio. Zertifikate gekauft werden müssen, tatsächlich sind mit 3,5 Mio. gekauften Zertifikaten nur 79 % der geforderten Quote erfüllt worden. Der volumengewichtete mittlere Zertifikatspreis lag während der Periode bei SEK 216 bzw. EUR 23,6, das entspricht also einem zusätzlich zum Marktpreis erzielbaren Erlös der Anlagenbetreiber von 216 SEK/MWh bzw. 23,6 EUR/MWh.

#### 4.2.2.1.4 Weitere Ziele und deren Erreichung

Das schwedische Zertifikatesystem soll in seiner derzeitigen Ausgestaltung zu einem verstärkten Wettbewerb zwischen den verschiedenen Formen der Stromerzeugung aus Erneuerbaren führen und damit die kosteneffizientesten Technologien am Markt etablieren.

Zurzeit erfolgt der Zertifikatehandel nur mit in Schweden produziertem Ökostrom, es wird jedoch an einem gemeinsamen Handelssystem mit Norwegen gearbeitet.<sup>58</sup>

Diese Entwicklung ist vor dem Hintergrund zu sehen, dass neben der schwedischen Regierung auch die EU die Möglichkeit in Betracht zieht, nach eingehender Prüfung, in Zukunft eventuell einen europaweiten/internationalen Markt für Ökostromzertifikate zu etablieren.<sup>59</sup>

#### 4.2.2.1.5 Verpflichtete

Nach dem Ökostrom-Zertifikatesgesetz, „Act Concerning Electricity Certificates“ (2003:113), sind alle StromkonsumentInnen zum Kauf einer bestimmten Menge an Zertifikaten verpflichtet, in Abhängigkeit von der Strommenge, die sie konsumieren. (Pflicht einer jährlichen Quotenerfüllung).<sup>60</sup> Dabei sind grundsätzlich die StromlieferantInnen für die Zertifikatebeschaffung und die Erfüllung der Quoten für ihre KundInnen verantwortlich, sofern der Kunde sich nicht selbst für die Quotenerfüllung verantwortlich erklärt.

---

<sup>58</sup> Die schwedische Regierung hat bereits ihre Absicht erklärt, in Zukunft einen internationalen Ökostromzertifikatehandel zu ermöglichen (draft bill 2002/2003:40). Zur Zeit plant Norwegen ein Zertifikatesystem einzuführen, und es gibt laufende Gespräche über einen gemeinsamen Zertifikatehandel mit Schweden. Dazu wurde von der schwedischen Energieagentur eine Machbarkeitsstudie erstellt, vgl. L 38.

<sup>59</sup> Eine weitere Möglichkeit des internationalen Zertifikatehandels ist mit RECS, einer Handelsplattform zum freiwilligen Handel von Zertifikaten (siehe [www.recs.org](http://www.recs.org)), bereits geschaffen worden.

<sup>60</sup> Mit Ausnahmen wie bspw. bei der energieintensiven Industrie.

Es ist derzeit noch möglich, dass sich alle StromkonsumentInnen selbst die erforderlichen Zertifikate am Marktplatz beschaffen<sup>61</sup>. Allerdings ist die Lizenz zum Zertifikatehandel kostenpflichtig (für Kontoführung und Betrieb ist bei der Swedish National Grid Company eine jährliche Gebühr von 200 SEK (21,8 EUR) fällig). Zudem bedarf es im Oktober des Vorjahres einer Registrierung bei der Schwedischen Energieagentur für die eine Gebühr von 100 SEK (10,9 EUR) zu entrichten ist. Aufgrund der bisherigen Erfahrungen wird überlegt, die Lizenzen überhaupt nur noch an größere, bspw. kommerzielle StromkonsumentInnen zu vergeben. Damit soll v. a. letzteren ermöglicht werden, ihrer Quotenverpflichtung mit dem Kauf von Zertifikaten selbst nachzukommen, wenn sie glauben, diese selbst billiger erwerben zu können.

Der Großteil des Zertifikatehandels wird, wie im vorletzten Absatz angemerkt, als Serviceleistung von den StromanbieterInnen abgewickelt. Praktisch bedeutet dies, dass die StromhändlerInnen den Nachweis erbringen, welche Strommenge die KonsumentInnen konsumiert haben und eine entsprechende Anzahl an Zertifikaten für die Quotenerfüllung kaufen. Die Zertifikate der einzelnen KundInnen werden am Kundenkonto geführt und für eine Löschung, die bis zum 31. März eines jeden Jahres erfolgen muss, bereitgehalten.

Für diese Serviceleistung dürfen die StromanbieterInnen, gemäß Ökostrom-Zertifikatesgesetz, ihren KundInnen eine Gebühr in Rechnung stellen. Diese Gebühr (sie beinhaltet den Zertifikatspreis, den der Ökostromanlagenbetreiber erhält, und sämtliche mit dem Zertifikatehandel verbundenen Kosten und Vergütungen des Stromlieferanten – siehe übernächstes Kapitel) muss als solche (für KundInnen mit einem Stromverbrauch von mehr als 50.000 kWh/a) klar auf der Rechnung ausgewiesen werden. Ihre Höhe müssen die StromanbieterInnen seit Juli 2004 an die Schwedische Energieagentur weiterleiten, von der sie publiziert werden, um den StromkonsumentInnen die Möglichkeit zu geben, unter den AnbieterInnen mit geringem Aufwand auszuwählen. Damit soll für Wettbewerb unter den AnbieterInnen gesorgt werden.

Für eine verbesserte Markttransparenz

- publiziert die Schwedische Energieagentur auf ihrer Webseite [www.stem.se](http://www.stem.se) Marktstatistiken wie die Anzahl der genehmigten Ökostromanlagen, die Anzahl der Zertifikate handelnden Parteien, Informationen von Ökostromproduzenten, von denen Zertifikate gekauft werden können, sowie allgemeine Informationen zum Zertifikatesystem.
- publiziert die Swedish National Grid Company auf ihrer Webseite [www.svk.se](http://www.svk.se) aktuelle Informationen wie die Anzahl der ausgestellten, gehandelten oder gelöschten Zertifikate, zusammen mit durchschnittlichen Zertifikatspreisen.
- publiziert die Swedish Consumer Agency auf ihrer Webseite [www.elpriser.konsumentverket.se](http://www.elpriser.konsumentverket.se) Informationen über Strompreise verschiedener AnbieterInnen, einschließlich der Gebühren für den Zertifikatehandel, was es den KundInnen ermöglicht, Vergleiche anzustellen.

---

<sup>61</sup> Dies war bisher aber ohnehin kein Thema, da kleinere StromabnehmerInnen nicht von dieser Möglichkeit Gebrauch machten.

#### **4.2.2.1.6 Folgen der Nichterreichung der Ziele**

Alle Quotenverpflichteten müssen der Schwedischen Energieagentur bis zum 1. März jeden Jahres jene Strommenge nachweisen, für die sie Zertifikate entsprechend der Quote halten müssen. Bis zum 31. März eines jeden Jahres muss der Nachweis über den Besitz aller erforderlichen Zertifikate zur Quotenerfüllung erfolgen.

Gelingt dieser Nachweis in dieser Frist nicht im erforderlichen Maße, so wird für die betreffenden Quotenverpflichteten eine Pönalezahlung fällig. Die Pönalezahlung wurde für die Jahre 2003 und 2004 als absoluter Betrag pro fehlendem Zertifikat festgelegt (2003: 175 SEK bzw. 19,1 EUR; 2004: 240 SEK bzw. 26,2 EUR). Allerdings wurde bei nachfolgenden Evaluierungen des Marktgeschehens von Mai 2003 bis einschließlich Februar 2004 festgestellt, dass die Höhe des Pönales eine den Preis determinierende Komponente darstellt, und den Zertifikatspreis nachweislich beeinflusst.<sup>62</sup>

Laut Schwedischer Energieagentur wird das Pönale nach Ende 2004 deshalb in Höhe von 150 % des volumengewichteten, durchschnittlichen Zertifikatspreises der Vorjahreshandelsperiode (1. April bis 31. März) determiniert. Damit soll für die Quotenverpflichteten ein ausreichender Anreiz gegeben sein, die Quote so weit wie möglich zu erfüllen.

Vorläufige Ergebnisse einer Evaluierung des Marktes durch die Schwedischen Energieagentur im Jahr 2003 zeigten, dass die Ökostromquote nur zu 77 % erfüllt wurde. Daraus resultierten Pönalezahlungen an den Staat in Höhe von SEK 181 Mio. (EUR 19,7 Mio.): Geld, das zwar durch das Zertifikatesystem eingenommen wurde, aber nicht der Ökostromproduktion selbst zugute kam.

Hält die/der Quotenverpflichtete mehr Zertifikate als benötigt, können diese in eines der nächsten Jahre übertragen oder verkauft werden (derzeit existiert noch keine Zeitbegrenzung).

#### **4.2.2.1.7 Finanzierung**

Die Gebühr für den Zertifikatehandel (den Zertifikatspreis der LieferantInnen) muss auf den Energierechnungen der KundInnen extra ausgewiesen werden. Die Höhe des Zertifikatspreises der LieferantInnen ist abhängig vom Preis der Zertifikate selbst (den der Lieferant den Produzenten bezahlt) und den administrativen Kosten, die mit der Quotenerfüllung der KundInnen verbunden sind, sowie einem eventuell in Ansatz gebrachten Profit.

Der Zertifikatspreis der LieferantInnen variiert deshalb von Anbieter zu Anbieter. 2004 lagen die Zertifikatspreise der LieferantInnen bei ca. 3 öre/kWh (0,33 Cent/kWh) verbrauchten Stromes (inkl. MwSt). 2003 lag der durchschnittliche Preis etwas niedriger. Die Preisschwankungen zwischen maximalem und minimalem Zertifikatspreis lagen 2004 bei 1,25 öre/kWh (0,14 ct/kWh), sie sind damit geringer als im Jahr davor.

---

<sup>62</sup> Zudem konnten die festgelegten Pönalien zwar die an die Produzenten gehenden Zertifikatspreise deckeln, nicht aber die an die KundInnen verrechneten Zertifikatspreise – festgelegte Pönalien stellen damit keinen ausreichenden Schutz der StromkonsumentInnen dar.

Der gesamte Strompreis setzt sich damit für die VerbraucherInnen folgendermassen zusammen:

- Energiepreis
- Netzgebühren
- Steuern (Energiesteuer und Mehrwertsteuer)
- Zertifikatspreis der LieferantInnen

Am 1. Jänner 2004 setzte sich der Stromendpreis für Privatverbraucher (Einfamilienhaus; zum Heizen) durchschnittlich zu 40 % aus dem Energiepreis, zu 20 % aus Netzgebühren und zu 40 % aus Energiesteuern und MWSt. zusammen. Der Zertifikatspreis der LieferantInnen machte 2 % des Strompreises aus. Die nachfolgende Grafik zeigt die historische Entwicklung dieser Kostenkomponenten.

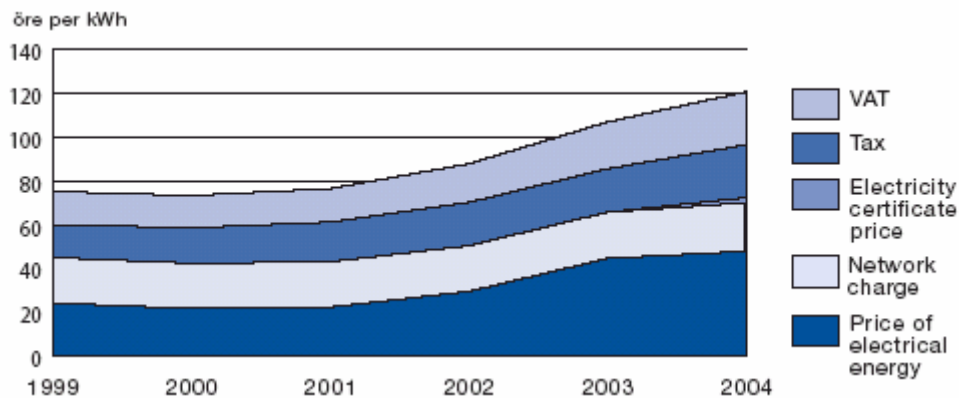


Abbildung 17: Historische Entwicklung der Strompreiskomponenten eines typischen schwedischen Privatkunden in öre/kWh<sup>63</sup>. Quelle: Statistics Sweden (2004).

Die Fördereffizienz ist bisher begrenzt: So gelangten 2003 erhebliche Teile der im Zuge des Zertifikatesystems umgesetzten Gelder zum Staat (insgesamt 34 %, in Form von Steuern und Pönalezahlungen) oder bei beteiligten Akteuren (insgesamt 17 %, in Form von Gebühren und Profiten bei StromanbieterInnen). Direkt an die BetreiberInnen von Ökostromanlagen flossen somit mit 49 % weniger als die Hälfte der von den KundInnen im Rahmen des Zertifikatesystems geleisteten Gelder.

#### 4.2.2.1.8 Förderaufwand

Insgesamt wurden in der Handelsperiode von Mai 2003 bis einschließlich März 2004, wie oben dargestellt, ca. 7,2 Mio. Zertifikate ausgegeben. Für eine Quotenerfüllung hätten von den Verpflichteten ca. 4,4 Mio. Zertifikate gekauft werden müssen. Tatsächlich sind mit 3,5 Mio. gekauften Zertifikaten nur 79 % der geforderten Quote erfüllt worden. Der volumengewichtete mittlere Zertifikatspreis lag während der Periode bei SEK 216 (EUR 23,6) pro MWh.

<sup>63</sup> Einfamilienhaus mit Stromheizung in Südschweden.

Damit liefen vom Mai 2003 bis einschließlich März 2004 kumulierte Mehrkosten (des Ökostroms gegenüber konventionellen Strom) in Höhe von ca. SEK 753,8 Mio. (EUR 82,2 Mio.) auf.

Um die ÖkostromerzeugerInnen vor exzessiv niedrigen Zertifikatspreisen zu schützen, wird für die Einführungsphase (2003–2007) eine Preisgarantie gewährt. Diese besteht darin, dass Zertifikate, die bis 31. März des Jahres nicht verkauft werden konnten, im Zeitraum vom 30. April bis 30. Juni des Jahres nach der Ausstellung mit garantierten Preisen vergütet werden. Dieser garantierte Preis wird von Jahr zu Jahr reduziert, bis er 2008 schließlich ganz entfällt.

Zudem wurde für Windkraft die Steuerbefreiung für das Jahr 2003 aufrecht erhalten. 2004 lag die Steuerbefreiung bei On-shore-Windkraftanlagen bei 12 öre/kWh (1,31 Cent/kWh) produziertem Strom und bei Off-shore-Anlagen bei 17 öre/kWh (1,85 Cent/kWh). Die Steuerbefreiung wird aber sukzessive zurückgenommen: Für On-shore-Anlagen entfällt sie ab 2009 gänzlich. Für die technologische Entwicklung und Markteinführung von Großwindkraftanlagen sind zudem spezielle Fördermittel in Höhe von SEK 350 Mio. (EUR 38,2 Mio.) vorgesehen.

#### 4.2.2.1.9 Administrationsaufwand

Tabelle 12 gibt einen Überblick über die Zuständigkeiten wesentlicher am Zertifikatemarkt beteiligter Stellen.

Tabelle 12: Zuständigkeiten. Quelle: nach L 37

Schwedische Energieagentur	Swedish National Grid Company
Genehmigt und überprüft Ökostromanlagen, für die Zertifikate ausgestellt werden.	Stellt für förderfähige Anlagen Zertifikate auf Basis der gemessenen Stromproduktion aus.
Holt die Meldungen der Quotenverpflichteten ein.	Erstellt und betreibt das System zur Registrierung, Verwaltung und Löschung von Zertifikaten.
Entscheidet über die Höhe der Strafzahlungen im Falle, dass bis 1. März keine zufrieden stellende Meldung erfolgt.	Informiert die Zertifikats-Kontoinhaber über den Kontostand per 31. Dezember des Vorjahres.
Entscheidet über die Höhe der Pönalien für nicht gelöschte Zertifikate bei Nichteinhaltung der Quotenverpflichtung.	Löscht Zertifikate entsprechend der belegten Meldung der Quotenverpflichteten.
Vergütet den Ökostromproduzenten verbleibende Zertifikate zu einem Mindestpreis.	Publiziert regelmäßig Informationen zur Anzahl an ausgestellten Zertifikaten, Umsatz an Zertifikaten, Anzahl gelöschter Zertifikate und deren durchschnittlichen Preisen.
Überwacht die Einhaltung des Ökostromzertifikatesgesetzes und der von der Regierung und der Agentur erlassenen Vorschriften.	
Informiert über die Funktionsweise und Teilnahme am Zertifikatsystem.	
Überwacht und analysiert Entwicklungen am Zertifikatemarkt.	



Die nachfolgende Tabelle zeigt einen Überblick über die Abläufe im Laufe eines Jahres.

Tabelle 13: Ablaufzyklus. Quelle: nach L 37

31. Jänner	Parteien, die ein Zertifikatkonto bei der Swedish National Grid Company halten, werden von dieser spätestens am 31. Jänner über den Kontostand per 31. Dezember des Vorjahres informiert.
1. März	Bis spätestens 1. März müssen die Quotenverpflichteten die Stromproduktion, auf deren Basis ihre Quotenanweisung des Vorjahres beruht, und die Anzahl der am 1. April zu löschenden Zertifikate melden.
31. März	Fälligkeitsdatum bis zu dem die Quotenverpflichteten entweder die Anzahl der zu löschenden Zertifikate auf ihren Konten oder den Nachweis über die Verfügbarkeit einer ausreichenden Anzahl von Zertifikaten melden müssen.
1. April	Löschung der geforderten Zertifikate, bzw. der für die Erfüllung der Quote noch fehlenden Zertifikate. Falls keine oder unzureichende Zertifikate vorhanden sind, wird für jedes fehlende Zertifikat ein Pönale geltend gemacht.
30. April - 30. Juni	Innerhalb dieses Zeitraumes können Ökostromproduzenten ihre vom vorigen Jahr verbliebenen Zertifikate gegen einen garantierten Mindestpreis einlösen.
1. September	Enddatum für die Festlegung der Höhe des Pönales für jedes fehlende Zertifikat bei Nichterfüllung der erforderlichen Quote durch die Schwedische Energieagentur.
1. Oktober	Frist, bis zu der StromkonsumentInnen bekannt geben müssen, ob sie für ihre Quoten-erfüllung für das nächste Jahr selbst verantwortlich sein wollen. Dies ist der Schwedischen Energieagentur bekanntzugeben, dabei ist im Falle einer Selbstverpflichtung eine Registrierungsgebühr von SEK 100 zu entrichten (andernfalls sorgt automatisch der Stromlieferant für den Quotennachweis).
15. Dezember	Bis spätestens 15. Dezember sendet die Schwedische Energieagentur Informationsmaterial betreffend die Meldung für das laufende Jahr an die Quotenverpflichteten. Ein entsprechender Bericht an die Agency muss bis 1. März des Folgejahres erfolgen.
kontinuierlich	Die Schwedische Energieagentur informiert laufend über Änderungen und wichtige Ereignisse am Markt.

Die Administrationskosten der Stromlieferanten wird durch die Gebühr gedeckt, die den EndkundInnen verrechnet wird, über die Abdeckung der Kosten, die der Energieagentur bzw. der Swedish National Grid Company durch die genannten Aufgaben entstehen, liegen keine Informationen vor.

#### 4.2.2.2 Diskussion

Laut einer Evaluierung (vgl. L 34 und L 35) der Schwedischen Energieagentur wurden 2003 mit dem Zertifikatesystem **keine größeren Projekte realisiert**. Dies betrifft u. a. den für die Zielerreichung bis 2010 wichtigen Ausbau der Windkraft. Es besteht daher ein ernst zu nehmendes Risiko, dass das **2010-Ziel mit den derzeitigen Rahmenbedingungen nicht erreicht** wird.

Als Ursache wird v. a. die unter potenziellen Investoren herrschende Unsicherheit angeführt, ob und wie es das System nach 2010 weiter besteht. Als Gegenmaßnahme wäre laut Schwedischer Energieagentur ein langfristiges politisches Commitment zum Zertifikatesystem erforderlich, um Investoren die Chance zu geben, ihre Investitionen innerhalb der Lebensdauer refinanzieren zu können. Konkret wird vorgeschlagen, **Zertifikate als permanentes Fördersystem für Ökostrom zu etablieren**. Empfohlen wird deshalb eine **Ausdeh-**

**nung der jährlichen Quoten bis 2025. Die Quoten sollten**, vor dem Hintergrund des realisierbaren Potenzials, **zudem bis 2015 sukzessive steigen**.

Akzeptanz des Systems: Die Anlagenbetreiber erfüllen ihre Informationspflicht teilweise nur unzureichend – was zu fehlenden Zertifikaten am Markt (derzeit ~ 3 % der Zertifikate) führt.

Die Möglichkeit der beliebigen Übertragung von Zertifikaten auf Folgejahre kann zum Problem werden und zu Angebotsverknappungen führen. Entsprechende Anpassungen des bestehenden Systems werden deshalb überlegt.

Ein Schwachpunkt des derzeitigen Systems ist auch, dass StromanbieterInnen derzeit beliebig hohe Gebühren für ihre Dienste verlangen können (v. a. wenn sie es alle in gleichem Maße tun). Die Höhe der Gebühren muss von den StromlieferantInnen erst seit Juli 2004 an die Schwedische Energieagentur gemeldet werden.

Weiters soll die 2003 und 2004 durchgeführte Deckelung der Pönalezahlungen bei Nicht-Erfüllung der Quoten 2005 fallen und durch die 150 %-Regelung ersetzt werden. Dadurch erhofft man sich eine Absenkung der bisherigen Pönalezahlungen und damit eine verbesserte Gesamteffizienz des Systems.

Ev. trotzdem verbleibende Pönalezahlungen könnten in Zukunft im System verbleiben – und nicht wie bisher einfach in die Staatskasse fließen. Eine Rückführung substanziellerer Pönalezahlungen in das System birgt aber die potenzielle Gefahr einer Marktverzerrung, diese zu verhindern, könnte zudem einen erhöhten administrativen Aufwand bedeuten. Die Schwedische Energieagentur schlägt deshalb ein Modell vor, in dem Stromlieferanten bei Nichterfüllung ihrer Quote, ihre Pönalien innerhalb von 3 Jahren abschreiben können, wenn sie ihren Verpflichtungen in diesem Zeitraum nachkommen. Bei Nichterfüllung wird das Pönale schlagend, allerdings sollte verhindert werden, dass diese Belastung dann an die KundInnen abgewälzt wird.

Das Handelssystem selbst funktioniert laut Schwedischer Energieagentur sehr zufrieden stellend. V. a. bestehende Altanlagen erhalten durch das Zertifikatesystem eine Vergütung, die über deren (kurz- und langfristigen) Gestehungskosten liegt.<sup>64</sup>

Die bestehende Ausnahmeregelung für die energieintensive Industrie bedarf einer weiteren Optimierung. Derzeit erfolgt die Kategorisierung in energieintensive Betriebe über gängige Brancheneinteilungen (SNI Codes), was die Trefferwahrscheinlichkeit der Zuordnung in Frage stellt. In Zukunft ist deshalb geplant, die Kategorisierung in energieintensive Betriebe auf steuerliche Gegebenheiten (insbesondere auf die Energy Taxation Directive) zu basieren. Die Ausnahmeregelung erfolgt frühestens 2006, sinngemäß der Direktive, auf Basis der Energiekosten im Verhältnis zum Produktionswert des Unternehmens (Details werden zurzeit ausgearbeitet).

Die den Anlagenbetreibern gewährten Zertifikatspreise selbst scheinen derzeit nicht auf der Stromrechnung der KundInnen auf, bisher wird nur ein Pauschalbetrag ausgewiesen, der auch den Administrationsaufwand und Profit des Stromlieferanten enthält.

---

<sup>64</sup> Laut Schwedischer Energieagentur, auf Basis von Produktionskosten-Berechnungen der IEA.

Das Zertifikatesystem in seiner Form von 2004 gab laut Schwedischer Energieagentur **zu wenig Anreize für notwendige technischen Weiterentwicklungen bzw. Markteinführungen von noch nicht marktfähiger Technologien.**

Ein häufig anzutreffendes Argument, das für ein Quotensystem mit Zertifikatehandel ins Spiel gebracht wird, ist, dass ein marktbasiertes System zum Anreiz von Investitionen in Erneuerbare Stromerzeugungstechnologien zwar den herrschenden Marktgegebenheiten ausgesetzt ist, andererseits aber nicht von der Bewilligung von Förderbudgets und ähnlichen politischen Entscheidungen abhängig ist.

### 4.3 Umgesetzte Einspeisevergütungsmodelle

Einspeisevergütungsmodelle sind im EU-Raum das am weitesten verbreitete Unterstützungsmodell für die Stromerzeugung auf Basis von erneuerbarer Energie. Im Jahr 2005 waren derartige System in folgenden Mitgliedstaaten in Kraft (L 12):

- |   |               |
|---|---------------|
| ■ Österreich  | ■ Litauen     |
| ■ Dänemark  | ■ Luxemburg   |
| ■ Deutschland   | ■ Niederlande |
| ■ Estland   | ■ Portugal    |
| ■ Frankreich: Für Anlagen bis zu einer Leistung von 12 MW | ■ Slowakei    |
| ■ Griechenland  | ■ Slowenien   |
| ■ Italien (für Photovoltaik)                              | ■ Spanien     |
| ■ Lettland  | ■ Tschechien  |
|   | ■ Ungarn      |

#### 4.3.1 Einspeisevergütungsmodell in Österreich

##### 4.3.1.1 Beschreibung des Modells

###### 4.3.1.1.1 Funktionsweise

Mit dem „Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung erlassen werden“, BGBl. Nr. 49 vom 23.8.2002, Art. 1 (im Folgenden Ökostromgesetz), wurde dem Handlungsbedarf aus der EU-Richtlinie 2001/77/EG zur Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen für die Produktion von Ökostrom entsprochen. Dieses Gesetz bildet den zentralen Rahmen für die Ökostromerzeugung und -förderung und trat am 01.01.2003 in Kraft.

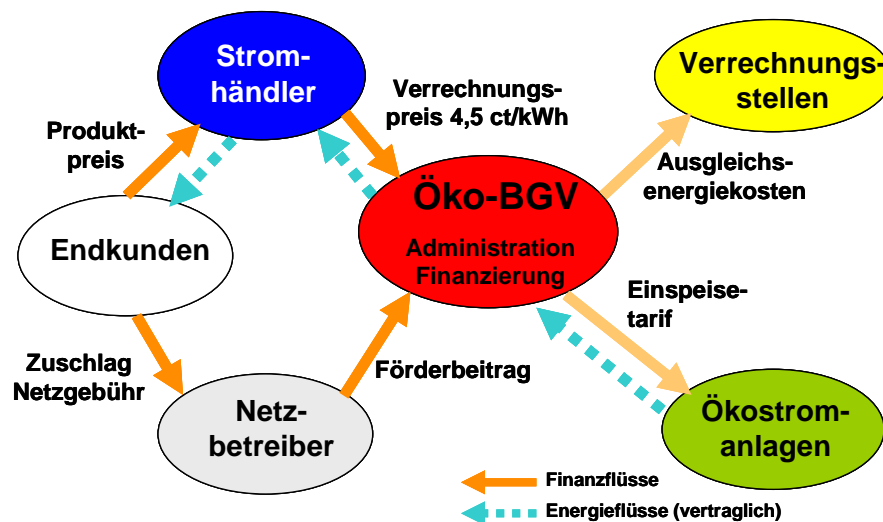
Das Ökostromgesetz ging aus der Weiterentwicklung von Einspeisevergütungsregelungen auf Bundesländerebene hervor und stellt bundesweit einheitliche Abnahme-, Vergütungs- und Finanzierungsbedingungen her.

Die prinzipielle Funktionsweise des Systems lässt sich wie folgt beschreiben, und ist in Abbildung 18 schematisch dargestellt:

- Anerkennung der förderfähigen Ökostromanlagen durch den Landeshauptmann

- Abnahmeverpflichtung und Vergütung zu – durch den Wirtschaftsminister festgelegten – bundesweit einheitlichen Mindestpreisen für Ökostrom durch die Öko-Bilanzgruppenverantwortlichen (Öko-BGV)
- Einrichtung von Öko-BGV durch die Regelzonenführer (Verbund-APG für Ostösterreich, TIRAG für Tirol, VKW-Übertragungsnetz AG für Vorarlberg)
- „Zuteilung“ der durch die Öko-BGV übernommenen Ökostrommengen an die Stromhändler (entsprechend ihrem Marktanteil am Endverbrauch) zum Verrechnungspreis von derzeit 4,5 Cent/KWh
- Finanzierung des Aufwands der Öko-BGVs (für den Ankauf der Ökostrommengen, Administrationskosten, Aufwendungen für Ausgleichsenergie) aus den Erlösen der Verkäufe zum Verrechnungspreis und den Förderbeiträgen (Zuschlag zum Netztarif) der Endverbraucher

Abbildung 18: Schematische Darstellung des Fördersystems im Ökostromgesetz. Quelle: eigene Darstellung



#### 4.3.1.1.2 Rechtliche Grundlagen

Das Ökostromgesetz bildet die Grundlage des Fördersystems, es enthält neben den Definitionen und Kompetenzverteilungen die genauen Verfahrensbestimmungen und eine Reihe von Verordnungsermächtigungen. Per Verordnung sind auf Basis des Ökostromgesetzes folgende Größen festzulegen:

- Einspeisevergütungen
- Förderbeiträge (von den Endverbrauchern zu bezahlender Anteil der Mehrkosten)

Darüber hinaus hat der Wirtschaftsminister die Möglichkeit, noch weitere Steuergrößen per Verordnung zu modifizieren:

- Begrenzung der Gesamtkostenbelastung (siehe Kap. 4.3.1.1.7 Finanzierung)
- Höhe des Verrechnungspreises (zu dem die Stromhändler den ihnen zugewiesenen Ökostrom abnehmen müssen), wenn sich „die Marktbedingungen wesentlich ändern“

- Begrenzung der Vergütungspflicht für Strom aus Photovoltaikanlagen (derzeit: bundesweit 15 MW<sub>p</sub>)

### **Festlegung der Einspeisevergütungen**

Die Festlegung der Einspeisetarife erfolgt, wie erwähnt, auf dem Verordnungsweg. Das Ökostromgesetz sieht dazu einen Konsensfindungsmechanismus vor: Der Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit hat dazu das Einvernehmen mit den Bundesministerien für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft sowie Justiz (Konsumentenschutz) herzustellen. Zusätzlich ist neben der Behandlung im Elektrizitätsbeirat<sup>65</sup> die Zustimmung der Länder<sup>66</sup> einzuholen. Kommt diese Einigung mit den Ländern innerhalb von 6 Monaten nicht zustande, so kann die Einspeisevergütungsverordnung auch ohne Zustimmung der Länder erlassen werden.

Die Bestimmungen zur Kalkulation und Gestaltung der Mindestpreise enthalten gegenüber dem vorangegangenen Gesetz EIWOG 2000<sup>67</sup> eine stärkere „Effizienzausrichtung“: Orientierung an den durchschnittlichen Produktionskosten von kosteneffizienten Anlagen, Bezug auf ein rationell geführtes Unternehmen, Finanzierung zu Finanzmarktbedingungen, Berücksichtigung der technischen und wirtschaftlichen Effizienz, Begrenzung des Förderaufwands.

Im Jahr 2002 wurde auf Basis dieser Grundsätze die „Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit erlassen, mit der Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen festgesetzt werden“ (vgl. L 41). Sie sieht eine Differenzierung der Vergütungen nach Energieträgern vor, meist wird zusätzlich nach Anlagengröße unterschieden, für Anlagen auf Basis biogener Energieträger wird zusätzlich noch zwischen verschiedenen Brennstoffen unterschieden. Gültig ist diese Verordnung für Ökostromanlagen, die in den Jahren 2003 und 2004 alle für ihre Errichtung erforderlichen Genehmigungen erhalten haben und bis spätestens 30.06.2006 in Betrieb gehen<sup>68</sup>, auf eine Dauer von 13 Jahren ab Inbetriebnahme. Diese Frist wurde für Biomasseanlagen bis 31.12.2007 verlängert, siehe Abschnitt 4.3.1.2. Für bestehende Kleinwasserkraftwerke sind die Tarife bis Ende 2008 gültig, Revitalisierungen oder Neubauten müssen bis Ende 2007 erfolgen, um den Tarif für 13 Jahre ab (Wieder-)Inbetriebnahme zu erhalten<sup>69</sup>. Die folgenden Tabellen geben einen Überblick über die Tarife.

---

<sup>65</sup> Dieses Gremium berät das Wirtschaftsministerium und die Regulierungsbehörde insbesondere in allgemeinen und grundsätzlichen Angelegenheiten der Elektrizitätspolitik.

<sup>66</sup> Im Wege einer von der Landeshauptmännerkonferenz eingesetzten Arbeitsgruppe aus dem Kreis der Landeshauptmänner.

<sup>67</sup> Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz 2000. Auf Basis dieses Gesetzes wurden die Einspeisevergütungen jeweils von den Bundesländern festgelegt.

<sup>68</sup> Für bestehende Ökostromanlagen enthält das Gesetz umfangreiche Übergangsbestimmungen.

<sup>69</sup> Auch diese Fristen wurden im Jahr 2005 verlängert (vgl. L 42). Die ursprünglich verordneten Fristen endeten mit 31.12.2005.

Tabelle 14: Kleinwasserkraft<sup>70</sup>: Einspeisetarife in ct/kWh. Quelle: L 41

	Altanlagen/ Bestand	Revitalisierung mit mind. 15% Stromertrags- steigerung	Neubau oder Revitalisie- rung mit mind. 50% Strom- ertragssteigerung
Erste 1.000.000 kWh	5,68	5,96	6,25
Nächste 4.000.000 kWh	4,36	4,58	5,01
Nächste 10.000.000 kWh	3,63	3,81	4,17
Nächste 10.000.000 kWh	3,28	3,44	3,94
25.000.000 kWh übersteigend	3,15	3,31	3,78

Tabelle 15: Sonstige Ökostromanlagen: Einspeisetarife in Cent/kWh Quelle: L 41

Windkraft	7,8	
Geothermie	7,0	
Photovoltaik	Bis 20 kW <sub>peak</sub>	60
	Über 20 kW <sub>peak</sub>	47
Flüssige Biomasse	Bis 200 kW	13,0
	Über 200 kW	10,0
Biogas	Bis 100 kW	16,5
	Über 100 kW bis 500 kW	14,5
	Über 500 kW bis 1 MW	12,5
	Über 1 MW	10,3
	Bei Kofermentation <sup>71</sup> jeweils – 25%	
Deponie- und Klärgas	Bis 1 MW	6,0
	Über 1 MW	3,0

<sup>70</sup> Kleinwasserkraftwerke sind Wasserkraftwerke mit einer Engpassleistung bis einschließlich 10 MW

<sup>71</sup> Unter Kofermentation ist der Einsatz von Substraten zu verstehen, die nicht im entsprechenden „Biogaserlass“ des Wirtschaftsministers gelistet sind.

Feste Biomasse und Abfälle mit hohem biogenem Anteil	Waldhackgut	SN 17 lt. Tabelle 2 *)	SN 17 lt. Tabelle 1 **)	Sonstige Energieträger in Tabelle 1 u. 2	Kombination verschiedener Primärenergieträger auf Basis fester Biomasse
EPL bis 2 MW	16,00	12,80	10,40	2,70	anteilig nach den eingesetzten Brennstoffmengen, bezogen auf die Brennstoffwärmeleistung
EPL über 2 MW bis einschließlich 5 MW	15,00	12,00	9,75	2,70	
EPL über 5 MW bis einschließlich 10 MW	13,00	10,40	8,45	2,70	
EPL von mehr als 10 MW	10,20	8,16	6,63	2,70	
Hybrid- und Mischfeuerungsanlagen (alle Leistungsgrößen)	6,50	5,00	4,00	3,00	

Anmerkungen:

EPL: Engpassleistung

\*) Schlüsselnummern 17xxx lt. Tabelle 2 im. Anhang zum Ökostromgesetz, z.B. Rinde, Sägespäne<sup>72</sup>

\*\*) Schlüsselnummern 17xxx lt. Tabelle 1 im Anhang zum Ökostromgesetz, z.B. Altholz<sup>73</sup>

Grundlage für die Festsetzung der Höhe und Differenzierung der Tarife waren Gutachten der E-Control GmbH und der Energieverwertungsagentur<sup>74</sup>, die endgültige Festlegung erfolgte nach dem oben angeführten Mechanismus.

#### 4.3.1.1.3 Ökostromziele und deren Erreichung

Als zentrale Motivation für das Ökostromgesetz 2002 wird in § 4 festgehalten, dass es im Interesse des Klima- und Umweltschutzes erlassen wurde und folgende Ziele verfolgt:

- den Anteil der Erzeugung von elektrischer Energie in Anlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger in einem Ausmaß zu erhöhen, dass im Jahr 2010 der in der Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 betreffend Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern im Elektrizitätsbinnenmarkt als Referenzwert angegebene Zielwert von 78,1 % erreicht wird.
- die Mittel zur Förderung von erneuerbaren Energieträgern effizient einzusetzen.
- eine technologienpolitische Schwerpunktsetzung im Hinblick auf die Erreichung der Marktreife neuer Technologien vorzunehmen.

<sup>72</sup> Bei der Verwendung von Rinde, Schwarten, Spreißel aus sauberem unbeschichtetem Holz, Sägemehl, Sägespäne aus sauberem unbeschichtetem Holz, nicht verunreinigte Holzballagen und Holzabfälle und nicht verunreinigte Holzwole werden die Preise gegenüber der ausschließlichen Verwendung des Energieträgers feste Biomasse (Waldhackgut) um 20 % reduziert. Für Hybrid- und Mischfeuerungsanlagen wurde ein absoluter Wert festgelegt.

<sup>73</sup> Bei Verwendung von Holzschleifstaub, -schlämme, Staub und Schlamm aus der Spanplattenherstellung, Spanplattenabfällen, Bau- und Abbruchholz, Eisenbahnschwellen und ölprägniertem Holz (z. B. Pfähle und Masten) werden die Preise gegenüber der ausschließlichen Verwendung des Energieträgers feste Biomasse um 35 % reduziert. Für Hybrid- und Mischfeuerungsanlagen wurde ein absoluter Wert festgelegt.

<sup>74</sup> Seit März 2005: Österreichische Energieagentur

- durch die Unterstützung von bestehenden Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zur öffentlichen Fernwärmeversorgung deren weiteren Betrieb sicherzustellen und deren Modernisierung zu fördern<sup>75</sup>.
- eine Anhebung des Anteils der Stromerzeugung durch Wasserkraftwerke mit einer Engpassleistung bis einschließlich 10 MW, für die eine Abnahme- und Vergütungspflicht festgelegt ist, bis zum Jahr 2008, auf zumindest 9% zu erreichen.
- die Investitionssicherheit für bestehende und zukünftige Anlagen zu gewährleisten.
- einen bundesweiten Ausgleich der Lasten der Förderung von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und Kraft-Wärme-Kopplung zu schaffen.

Konkret werden im Ökostromgesetz auch folgende Mengenziele genannt: Die aus erneuerbaren Energieträgern, mit Ausnahme von Wasserkraft, erzeugte elektrische Energie (= „sonstiger Ökostrom“), für die eine Abnahme- und Vergütungspflicht festgelegt ist, hat

- ab 1. Jänner 2004 etwa 2 %
- ab 1. Jänner 2006 etwa 3 % und
- ab 1. Jänner 2008 mindestens 4 %

gemessen an der gesamten jährlichen Stromabgabe aller Netzbetreiber Österreichs an die an öffentliche Netze angeschlossenen Endverbraucher zu betragen. Die Stromerzeugung auf Basis von Tiermehl, Ablauge, Klärschlamm oder Abfällen, ausgenommen Abfälle mit hohem biogenem Anteil, ist in die vorgenannten Zielwerte ebenfalls nicht einzurechnen.

Für Kleinwasserkraft besteht, wie oben erwähnt, ein eigenes Ziel: ihr Anteil an der Stromerzeugung soll 9 % im Jahr 2008 betragen.

### **Berücksichtigte Strommenge**

Der Begriff „Ökostrom“ ist im Ökostromgesetz nicht ausschließlich für die „neuen“ Erneuerbaren reserviert, sondern umfasst all jene elektrische Energie, die aus erneuerbaren Energieträgern im Sinne der EU-Richtlinie erzeugt wurde (Wind, Sonne, Erdwärme, Wellen- und Gezeitenenergie, Wasserkraft, Biomasse, Abfall mit hohem biogenem Anteil, Deponiegas, Klärgas und Biogas). Abfälle mit hohem biogenem Anteil fallen ebenfalls in diese Kategorie und werden im Anhang des Ökostromgesetzes an Hand der ÖNORM 2100 (Abfallkatalog) taxativ aufgezählt. Für Strom aus diesen Quellen können nach dem Ökostromgesetz auch Herkunftsnachweise ausgestellt werden, weiters ist er auf das Richtlinienziel Österreichs anzurechnen. Der Umfang des „förderfähigen“ Ökostroms ist aber, wie oben dargestellt, gegenüber der EU-Richtlinie eingeschränkt (d.h. keine Förderung für Großwasserkraft, Tiermehl, Ablauge, Klärschlamm oder Abfällen, ausgenommen Abfälle mit hohem biogenem Anteil).

Eine Ökostromanlage wird im Gesetz als eine Erzeugungsanlage definiert, die aus erneuerbaren Energieträgern Ökostrom erzeugt und als solche anerkannt ist. Die Anerkennung von Ökostromanlagen liegt in der Kompetenz der Landeshauptmänner und erfolgt per Bescheid.

---

<sup>75</sup> Der im Ökostromgesetz ebenfalls festgelegte Unterstützungsmechanismus für Fernwärme-KWK-Anlagen ist nicht Gegenstand dieser Untersuchung



Relevant für die Einspeisung, und damit auch für die Vergütung, sind die am – im Anerkennungsbescheid festgelegten – Zählpunkt gemessenen Werte der physikalisch tatsächlich eingelieferten Mengen. Diese Regelung eröffnet die Möglichkeit, die Bruttoerzeugung einzuspeisen bzw. vergütet zu erhalten und den Eigenverbrauch der Anlage über einen zweite Anspeisung – und damit einen weiteren Zählpunkt „von außen“ – zu versorgen.

### Erreichung der Ziele

Tabelle 16 zeigt die Entwicklung der Einspeisemengen in den Jahren 2002 bis 2005. Deutlich ersichtlich ist der bereits 2003 einsetzende starke Zubau an Windenergie, während bei Biogasanlagen und vor allem Anlagen auf Basis fester Biomasse, nicht zuletzt aufgrund längerer Projektvorlaufzeiten, erst ab 2004 ein starker Zuwachs zu erkennen ist.

Tabelle 16: Entwicklung der Ökostrom-Einspeisemengen in den Jahren 2002 bis 2004. Angaben in GWh. Quelle: E-Control (L 45, L 48, L 52, L 53)

	2002 <sup>76</sup>	2003	2004	2005*
Basis	EIWOG 2000	ÖkostromG	ÖkostromG	ÖkostromG
Kleinwasserkraft	4.243	3.386	3.987	3.558**
Windkraft	203	366	926	1.320
Biomasse fest (inkl. A.m.h.b.A.)	95	99	313	551
Biomasse gasförmig	20	42	101	219
Biomasse flüssig	3	2	18	33
Photovoltaik	3	11	12	13
Deponie- und Klärgas	85	75	74	63
Geothermie	3	3	2	2
<b>Summe ohne Kleinwasserkraft</b>	<b>411</b>	<b>597</b>	<b>1.445</b>	<b>2.200</b>
<b>Gesamtsumme</b>	<b>3.889</b>	<b>3.982</b>	<b>5.433</b>	<b>5.739</b>

\* vorläufige Werte

\*\* Ein Teil der Kleinwasserkraftwerksbetreiber ist im Laufe des Jahres 2005 aus dem Fördersystem ausgestiegen, weil aufgrund der gestiegenen Marktpreise auf dem freien Markt höhere Erlöse zu erzielen waren als im Fördersystem. Dargestellt sind hier nur die unterstützten Mengen.

Aufgrund von Unsicherheiten hinsichtlich der Neufestsetzung der Einspeisetarife setzte im Herbst 2004 ein Genehmigungsboom ein, um noch die Tarife der Verordnung zu erhalten. Abbildung 19 zeigt die Entwicklung anerkannter Ökostromanlagen und stellt ihnen die bereits installierten Anlagen gegenüber.

<sup>76</sup> Im Jahr 2002 bestand für Kleinwasserkraft noch ein Quotenmodell mit Zertifikaten, für „sonstigen Ökostrom“ bestanden Einspeisevergütungsregelungen in den Bundesländern. Wert für Kleinwasserkraft: Summe aus Quotenüberprüfung 1.2002-9.2002 und 10.2002-12.2002. Wert für andere EE: Berechnete Werte aufgrund einer Hochrechnung, vgl. L 45

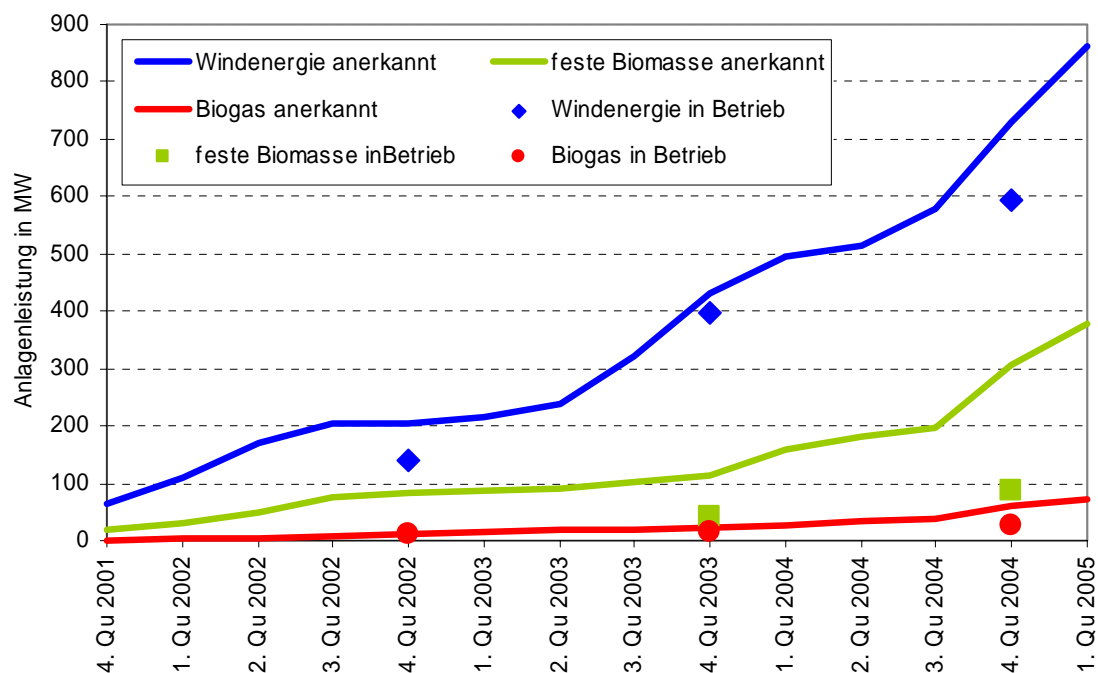


Abbildung 19: Entwicklung der anerkannten Ökostromanlagen. Quelle: E-Control

Durch die Vorschriften aus der Verordnung müssen diese 2003 und 2004 genehmigten Anlagen bis Ende 2007 in Betrieb gehen, womit sich die Einspeisung im Jahr 2008, dem ersten Jahr, in dem sich die Anlagen in Vollbetrieb befinden, mit bis zu 5.000 GWh oder mehr als 9 % des elektrischen Endverbrauchs abschätzen lässt<sup>77</sup>. Damit kann das Mindestmengenziel deutlich überschritten werden.

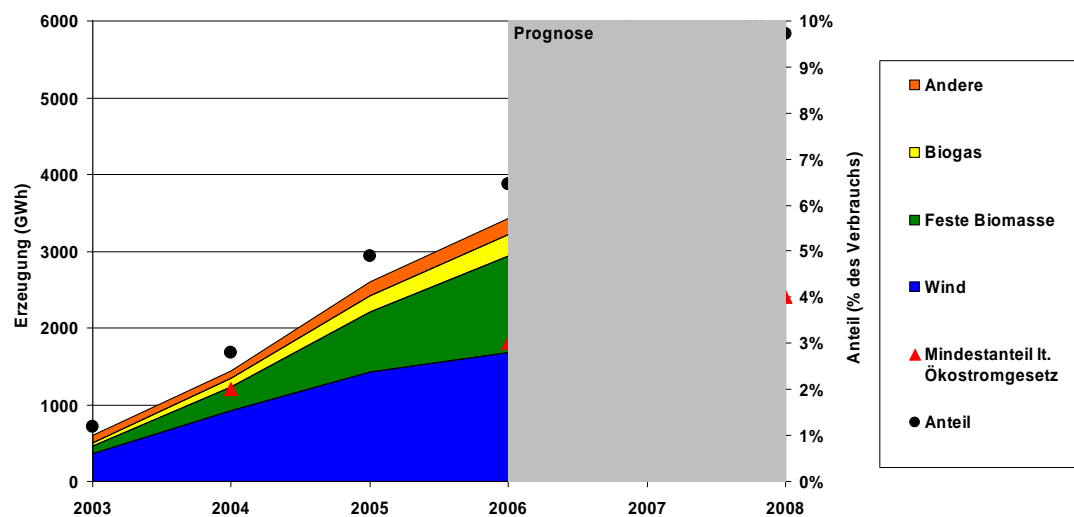


Abbildung 20: Tatsächliche (2003–2005) und prognostizierte (2006–2008) Entwicklung der Ökostrom-Einspeisemengen. Quelle: siehe oben, eigene Berechnungen

<sup>77</sup> Unter der Annahme, dass alle anerkannten Anlagen in den genannten Fristen tatsächlich in Betrieb gehen.

#### 4.3.1.1.4 Weitere Ziele und deren Erreichung

Wie oben dargestellt, ist neben der Steigerung des Anteils der Stromerzeugung aus EE in Verbindung mit effizientem Fördermitteleinsatz, Investitionssicherheit für bestehende und neue Anlagen und einem bundesweiten Lastenausgleich auch eine technologiepolitische Schwerpunktsetzung im Hinblick auf die Heranführung neuer Technologien an die Marktreife vorgegeben.

#### 4.3.1.1.5 Verpflichtete

Die Abnahme- und Vergütungspflicht trifft im Fördersystem des Ökostromgesetzes die **Ökobilanzgruppenverantwortlichen (Öko-BGV)**<sup>78</sup>. Als solche werden die Regelzonenführer der drei österreichischen Regelzonen eingesetzt<sup>79</sup>. Sie müssen die ihnen angebotene elektrische Energie aus anerkannten Ökostromanlagen zu den verordneten Vergütungssätzen abnehmen.

Ausgenommen von der Abnahme- und Vergütungspflicht ist Strom aus Anlagen auf Basis von Ablauge, Tiermehl und Klärschlamm und Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 10 MW. Für Photovoltaik besteht die Abnahme- und Vergütungspflicht nur bis zu bundesweit 15 MW<sub>p</sub><sup>80</sup>, ausgenommen Anlagen bis zu 20 kW, die „im Zusammenhang mit Gebäuden errichtet werden“, für die über der 15 MW-Grenze zwar eine Abnahme-, aber keine Vergütungspflicht besteht. Für Hybrid-<sup>81</sup> oder Mischfeuerungsanlagen<sup>82</sup> besteht die Abnahme- und Vergütungspflicht nur entsprechend dem Anteil der eingesetzten Erneuerbaren (auf Basis des unteren Heizwerts), der Anteil der eingesetzten erneuerbaren Energieträger muss im Beobachtungszeitraum aber mindestens 3% des Primärenergieeinsatzes betragen.

Die Abnahmepflicht ist nur gegeben, wenn die gesamte aus einer Ökostromanlage in das öffentliche Netz abgegebene elektrische Energie in einem mindestens drei Kalendermonate dauernden Zeitraum an die Öko-BGV abgegeben wird.

Die **Netzbetreiber** trifft eine Anschlusspflicht, sie müssen Ökostromanlagen einen diskriminierungsfreien Netzzugang gewähren<sup>83</sup>, darüber hinaus sind sie zuständig für die Einhebung des Förderbeitrags als Zuschlag zum Netztarif der **Verbraucher**, die sie an den Ökobilanz-

---

<sup>78</sup> Ein Bilanzgruppenverantwortlicher hat im österreichischen Marktmodell die Aufgabe, ein Bilanzgruppe, gegenüber den anderen Marktteilnehmern und Bilanzgruppenkoordinator vertritt. Eine Bilanzgruppe ist nach diesem Modell eine Zusammenfassung von Lieferanten und Kunden zu einer virtuellen Gruppe, innerhalb derer ein Ausgleich zwischen Aufbringung von elektrischer Energie (Bezugsfahrpläne, Einspeisungen) und Abgabe (Lieferfahrpläne, Ausspeisungen) von elektrischer Energie erfolgt, vgl. L 43.

<sup>79</sup> Das sind in Vorarlberg die VKW-Übertragungsnetz AG, in Tirol die Tiroler Regelzone AG, im sonstigen Österreich die Verbund-APG

<sup>80</sup> Die E-Control GmbH hat bereits am 14.1.2003 bekannt gegeben, dass die 15 MW-Grenze (lt. Anerkennungsbescheiden) erreicht wurde. Ab 1.1.2005 kann der Wirtschaftsminister diese Grenze anheben, es wurden aber bis dato keine derartigen Maßnahmen gesetzt.

<sup>81</sup> Kombination unterschiedlicher Technologien zur Stromerzeugung

<sup>82</sup> Stromerzeugungsanlage, in der mehr als ein Brennstoff eingesetzt wird

<sup>83</sup> Die Kosten des Netzanschlusses sind vom Anlageninvestor zu tragen.

gruppenverantwortlichen abführen<sup>84</sup>. Weiters übernehmen sie die Ausstellung von Herkunftsnachweisen auf Verlangen des Einspeisers.

**Stromhändler** müssen die ihnen per Fahrplan zugewiesene Ökoenergie zum Verrechnungspreis abnehmen.

#### 4.3.1.1.6 Folgen der Nichterreichung der Ziele

Für die Sicherung des weiteren Zubaus von Ökostromanlagen lässt sich aus § 11 Abs. 2 eine politische Verantwortung ableiten: Der Wirtschaftsminister hat die Mindestpreise „entsprechend den Zielen dieses Bundesgesetzes so zu gestalten, dass kontinuierlich eine Steigerung der Produktion von elektrischer Energie aus Ökostromanlagen erfolgt.“ Konkret wird das durch die in § 4 Abs. 2 enthaltenen Zielvorgaben (siehe oben) unterstrichen.

#### 4.3.1.1.7 Finanzierung

Die Finanzierung der Mehrkosten durch die Ökostromeinspeisung erfolgt, wie bereits kurz dargestellt, einerseits durch die Stromhändler (Differenz zwischen dem Verrechnungspreis und dem Marktpreis für die zugeteilte Ökostrommenge<sup>85</sup>), der weitaus größere Teil wird aber als Förderbeitrag von den Endkunden in Form eines Zuschlags zur Netzgebühr eingehoben.

Diese Förderbeiträge werden jeweils für ein Jahr im Vorhinein nach Abschätzung des zu erwartenden Aufwands getrennt für Kleinwasserkraft und „sonstigen Ökostrom“ per Verordnung durch den Wirtschaftsminister festgelegt<sup>86</sup>. Dabei ist eine Differenzierung der Zuschläge zwischen den Netzebenen in einem Verhältnis von bis zu 1:1,5 zulässig. Die Netzbetreiber müssen aus Gründen der Transparenz diese Förderbeiträge auf ihren Kundenrechnungen gesondert ausweisen<sup>87</sup>. Tabelle 17 zeigt eine Übersicht über die Entwicklung dieser Zuschläge in den Jahren 2003 bis 2005.

---

<sup>84</sup> Damit ist die Messung der eingespeisten und damit zu vergütenden Mengen institutionell getrennt von der Ausbezahlung der Vergütung.

<sup>85</sup> Dazu ist anzumerken, dass der Ökostromanlagenbetreiber die eingespeiste Strommengen gegen Erhalt der Einspeisevergütung an den Öko-BGV verkauft und er selbst für diese Mengen keine Vermarktungsmöglichkeiten für diesen Ökostrom mehr hat.

<sup>86</sup> Dabei gilt dieselbe Einvernehmensregelung wie bei der Festlegung der Einspeisetarife, s.o. Die Festlegung der von den Konsumenten zu bezahlenden Beiträge erfolgt damit durch die Behörde und nicht durch die zur Ausbezahlung verpflichtete Stelle.

<sup>87</sup> Der Finanzierungsbeitrag, der von den Stromhändlern durch Bezahlung des Verrechnungspreises zu leisten ist, fließt in den Energiepreis der Händler ein und muss nicht explizit ausgewiesen werden. Im Großkundensegment wird er von manchen Lieferanten dennoch in ihren Rechnungen angeführt.

Tabelle 17: Förderbeiträge für „sonstigen Ökostrom“ und Kleinwasserkraft im Rahmen des Ökostromgesetzes in ct/kWh. Quelle: E-Control

	2003	1.1.2004- 31.3.2004	1.4.2004- 31.12.2004	2005	2006
Kleinwasserkraft	0,005	0,005	0,035	0,002	0,000
Sonst. Ökostrom: Netzebenen 1 bis 3	0,094	0,094	0,143	0,189	0,325
Sonst. Ökostrom: Netzebenen 4 bis 5	0,110	0,110	0,168	0,222	0,382
Sonst. Ökostrom: Netzebene 6	0,115	0,115	0,175	0,231	0,398
Sonst. Ökostrom: alle übrigen Endverbraucher	0,134	0,134	0,204	0,270	0,464

Anmerkung: Netzebene 1 bis 3: Hoch- und Höchstspannungsebenen (110 kV bis 380 kV)  
 Netzebene 4 bis 5: Umspannung von Hoch- zu Mittelspannung und Mittelspannung (1 kV bis 36 kV)  
 Netzebene 6: Umspannung von Mittel- zu Niederspannung  
 Netzebene 7: Niederspannung (1 kV und darunter)

Das Ökostromgesetz sieht zur Begrenzung des jährlichen Fördervolumens für Ökostrom auch einen „Kostendeckel“ vor: Danach darf die durchschnittliche Kostenbelastung<sup>88</sup> pro Kilowattstunde Abgabe an Endverbraucher für die Förderung von Ökoenergie für Kleinwasserkraftanlagen max. 0,16 ct/kWh, für „sonstige Ökostromanlagen“ max. 0,22 ct/kWh betragen. Für „sonstigen Ökostrom“ ist vorgesehen, dass diese Grenze ab 2005 durch den Wirtschaftsminister angehoben werden kann.

Diese Beschränkung bei „sonstigem Ökostrom“ erweist sich in der Praxis aber als relativ wirkungslos, da die Betreiber von anerkannten Ökostromanlagen, die alle Voraussetzungen des Ökostromgesetzes erfüllen, einen Anspruch auf die Vergütung haben. Deshalb erfolgte aufgrund des abgeschätzten Zuwachses der Ökostromeinspeisung per 1.1.2005 eine Anhebung der Gesamtkostenbelastung für „sonstigen Ökostrom“ auf 0,3 Cent/kWh und per 1.1.2006 auf 0,484 Cent/kWh.

#### 4.3.1.1.8 Förderaufwand

Durch die wachsenden Einspeisemengen ergibt sich ein steigendes Einspeisetarifvolumen, wie Tabelle 18 zeigt. Es ist auch ablesbar, dass die durchschnittlichen Einspeisetarife bei fast allen Technologien im zweiten und dritten Jahr des Ökostromgesetzes leicht anstiegen. Dieser Umstand ist darauf zurückzuführen, dass 2004 und noch stärker 2005 bereits sehr viele Anlagen zu Tarifen auf Basis des Ökostromgesetzes einspeisten, während 2003 noch viele Anlagen zu den zuvor gültigen meist niedrigeren Tarifen der Bundesländer in Betrieb genommen wurden. Im Gegenzug stieg der Marktpreis für elektrische Energie von durchschnittlich 27 €/MWh im Jahr 2003 auf im Mittel 41 €/MWh im Jahr 2005<sup>89</sup>, wie Abbildung 21 zeigt. Daraus ergibt sich ein weniger stark steigender bzw. teilweise sinkender Trend der

<sup>88</sup> Diese errechnet sich aus der Summe der eingehobenen Förderbeiträge und dem Finanzierungsbeitrag der Stromhändler (Differenz zwischen Verrechnungspreis und Marktpreis).

<sup>89</sup> Der Marktpreis, dem gegenüber sich das Förderausmaß berechnet, wird von der E-Control auf Basis des § 20 Ökostromgesetz quartalsweise auf Basis von EEX-Quartalsfutures für Baseload berechnet und veröffentlicht.

spezifischen Nettoförderungen (Einspeisetarif abzüglich Marktpreis) wie Tabelle 18 sowie Abbildung 22 und Abbildung 23 zeigen.

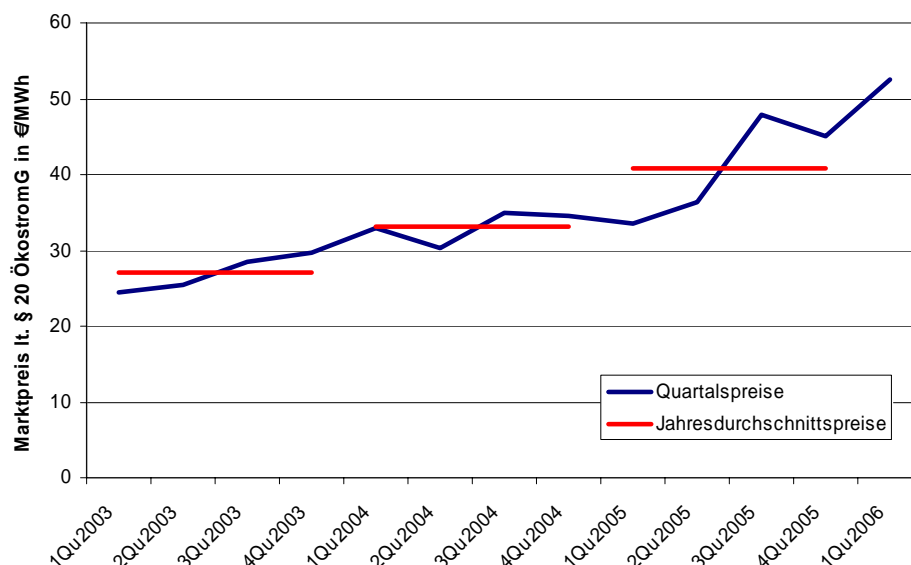


Abbildung 21: Entwicklung des Marktpreises lt. Ökostromgesetz, nach dem die Mehrkosten der Förderung berechnet werden. Quelle: E-Control

Tabelle 18: Einspeisemengen, Einspeisetarifvolumina und durchschnittliche Einspeisetarife in den Jahren 2002 bis 2004. Quelle: L 45, L 48, L 52, L 53.

	2003				2004				2005			
	Einspeisemengen	Einspeisetarifvolumen	Durchschnittl. Einspeisetarif	Förderung abzgl. Marktwert	Einspeisemengen	Einspeisetarifvolumen	Durchschnittl. Einspeisetarif	Förderung abzgl. Marktwert	Einspeisemengen	Einspeisetarifvolumen	Durchschnittl. Einspeisetarif	Förderung abzgl. Marktwert
	GWh	Mio €	c/kWh	c/kWh	GWh	Mio €	c/kWh	c/kWh	GWh	Mio €	c/kWh	c/kWh
Kleinwasserkraft	3386	149,2	4,41	1,71	3995	174,5	4,37	1,05	3558	162,4	4,57	0,50
Wind	366	27,8	7,59	4,89	924	71,4	7,73	4,41	1320	102,3	7,75	3,68
Biomasse fest	99	8,5	8,58	5,88	313	287	9,16 11,16*	5,84	551	58,7	10,66 12,28*	6,59
Biomasse flüssig	2	4,7	11,37	8,67	18	2,3	12,93	9,61	33	4,6	14,15	10,08
Biomasse gasförmig	42	0,2	10,94	8,24	102	12,8	12,58	9,26	219	29,2	13,32	9,25
Photovoltaik	10	6,8	64,30	61,60	12	7,5	65,16	61,84	13	8,4	65,17	61,10
Klär- und Deponie-gas	75	4,8	6,49	3,79	74	5,1	6,84	3,53	63	4,4	6,92	2,85
Geothermie	3	0,2	6,64	3,94	3	0,2	7,18	3,86	2	0,2	8,15	4,08
Summe/Durchschnitt ohne KIWK	597	53,0		6,18	1444	128,0	8,86 9,18*	2,24	2200	207,8	9,44 9,72*	5,37
<b>Gesamt</b>	<b>3982</b>	<b>202,2</b>	<b>5,08</b>	<b>2,38</b>	<b>5439</b>	<b>302,5</b>	<b>5,56 5,59*</b>	<b>5,54</b>	<b>5754</b>	<b>369,5</b>	<b>6,43 6,47*</b>	<b>2,36</b>

\* Diese Zahlenwerte würden sich bei der Nichtberücksichtigung der Einspeisung aus großen Abfallverbrennungsanlagen ergeben

\*\* im Jahr 2002 Quotensystem für Kleinwasserkraft

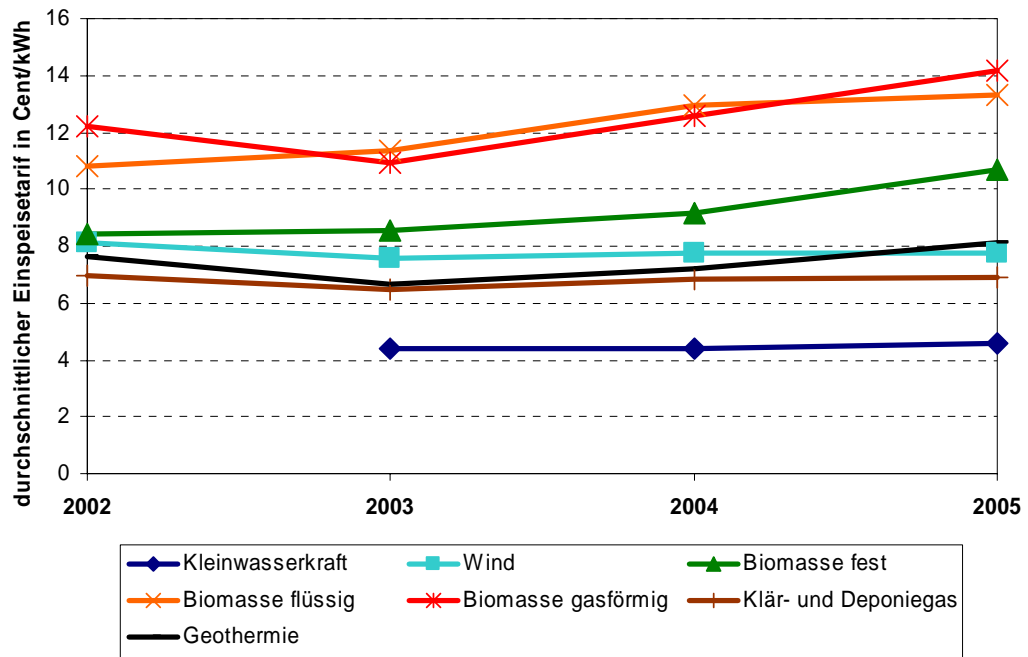


Abbildung 22: Entwicklung der durchschnittlichen Einspeisetarife (Darstellung ohne PV).  
Quelle: L 45, L 48, L 52, L 53,

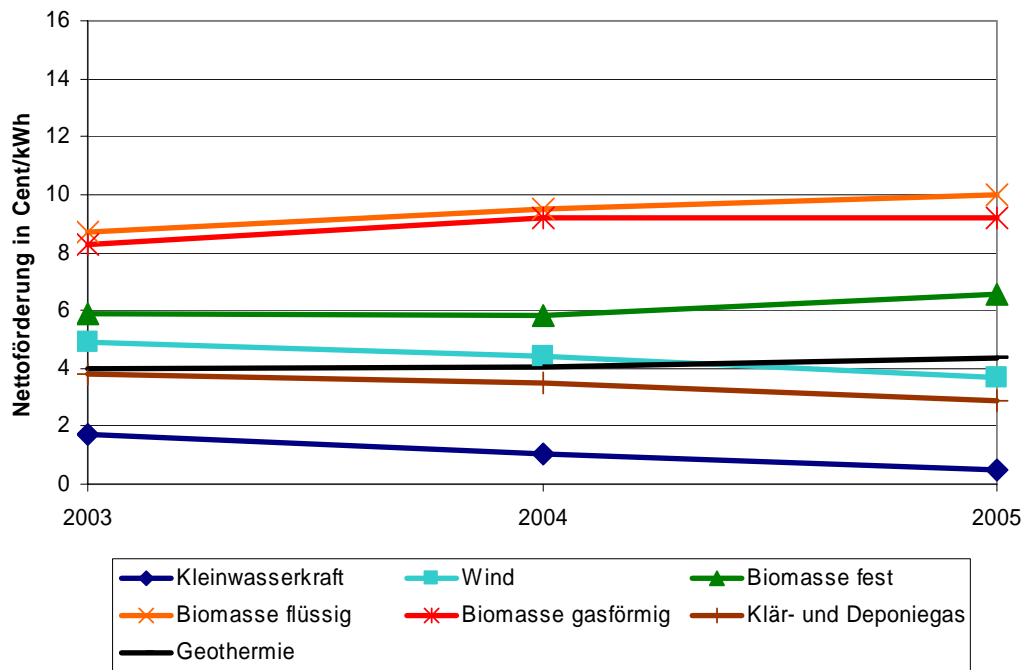


Abbildung 23: Entwicklung der Nettotarife (Einspeisetarife abzüglich Marktwert, Darstellung ohne PV). Quelle: eigene Berechnungen, L 45, L 48, L 52, L 53

#### 4.3.1.1.9 Administrationsaufwand

Die Abwicklung der Ökostromförderung erfolgt durch die sog. „Öko-Bilanzgruppenverantwortliche“<sup>90</sup>, die jeweils bei den drei österreichischen Regelzonenführern angesiedelt sind.

Die wichtigsten Aufgaben:

- Abnahme des Ökostroms zu den festgelegten Einspeisetarifen
- Monatliche Zuweisung des Ökostroms an Stromhändler, soweit sie Endverbraucher im Inland beliefern in Form von Fahrplänen zum Verrechnungspreis. Die Zuweisung erfolgt dabei im Verhältnis der im vorangegangenen Kalenderjahr an Endverbraucher in der Regelzone verkauften Strommengen.
- Erstellung von Prognosen über die zukünftig eingespeiste elektrische Energie und daraus die Ableitung von Fahrplänen unter Minimierung der Ausgleichsenergie
- Abschluss von Verträgen mit den anderen beteiligten Marktteilnehmern (den übrigen Bilanzgruppenverantwortlichen, Regelzonenführern, Netzbetreibern und Elektrizitätsunternehmen (Erzeugern und Stromhändlern), b) mit Einrichtungen, die Indizes erstellen (z.B. Wind-/Wetterprognosen) und mit Lieferanten (Erzeugern und Stromhändlern) über die Weitergabe von Daten.

In den folgenden Tabellen sind die prognostizierten Verwaltungskosten detailliert und im Laufe der Zeit dargestellt. Die höheren Kosten im Jahr 2003 sind auf erhöhte Startkosten bei der Gründung der Öko-BGV zurückzuführen.

Tabelle 19: Prognose der Verwaltungskosten. Quelle: L 47, L 49, L 51

Jahr	Prognostizierte Verwaltungskosten
2003	3,1 Mio €
2004	2,7 Mio €
2005	2,7 Mio €
2006	2,7 Mio €

---

<sup>90</sup> Ein Bilanzgruppenverantwortlicher hat im österreichischen Marktmodell die Aufgabe, eine Bilanzgruppe gegenüber den anderen Marktteilnehmern und dem Bilanzgruppenkoordinator zu vertreten. Eine Bilanzgruppe ist nach diesem Modell eine Zusammenfassung von Lieferanten und Kunden zu einer virtuellen Gruppe, innerhalb derer ein Ausgleich zwischen Aufbringung von elektrischer Energie (Bezugsfahrpläne, Einspeisungen) und Abgabe (Lieferfahrpläne, Ausspeisungen) von elektrischer Energie erfolgt, vgl. L 43.



Tabelle 20: Prognose der Verwaltungskosten der drei Öko-BGVs für das Jahr 2004.

Quelle: L 47

Pos.	Kostenart	APG	Tirol	Vbg
1	Personalkosten			
	Projektleitung, AssistentIn, Sekretariat	1.100.000	75.000	75.000
	Verrechnung, Prognose, Technik(EDV)		120.000	120.000
2	Personalnebenkosten (Arbeitsplatz)			
	EDV, Telefon, Softwarelizenzen, Büroraum	200.000	7.000	7.000
	Server, Infrastruktur, Personalverrechnung etc.	40.000	10.000	10.000
3	EDV-Betriebskosten (laufender Betrieb)			
	Dauerlizenzen, Service, Updates, ...	300.000	10.000	0
4	Rechnungswesen, Jahresabschluss, Kosten WP...	130.000	28.000	42.000
5	juristische Dauerbetreuung	244.000	0	0
6	Vorabberücksichtigung Bonitäts- und Ausfallrisiko	0	0	0
7	Aufwandsverteilung von Ingangsetzungskosten: Aufwendungen für Datenbankaufbau, Einrichtung der Marktteilnehmer, AGB-Erstellung etc. (Aufteilung auf 3 Jahre – Detail siehe unten)	86.000	50.000	46.000
<b>Summe der erwarteten Kosten pro Jahr</b>		<b>2.100.000</b>	<b>300.000</b>	<b>300.000</b>

#### 4.3.1.1.10 Weitere Aspekte

Neben der Unterstützung durch Einspeisevergütungen sieht das Ökostromgesetz vor, den Bundesländern Mittel zur Förderung neuer Technologien zur Ökostromerzeugung zur Verfügung zu stellen. Die Aufteilung dieser Mittel unter den Ländern erfolgt entsprechend ihrem jeweiligen Anteil an der bundesweiten Stromabgabe an Endverbraucher, insgesamt betragen sie für das Jahr 2003 EUR 25 Mio., sanken im Jahr 2004 auf EUR 15 Mio. und ab 2005 jährlich EUR 7 Mio. Die erforderlichen Mittel werden ebenfalls über die vom Endkunden bezahlten Förderbeiträge eingehoben und fallen somit auch unter die im Gesetz vorgesehene Mehrkostenbegrenzung. Für die Vergabe dieser Mittel haben die Bundesländer Förderrichtlinien erlassen, in denen ihre Förderschwerpunkte und Vergabemodalitäten festgelegt werden.

Auch außerhalb des Ökostromgesetzes existieren noch Möglichkeiten zur investiven Förderung von Ökostromanlagen, etwa im Rahmen der Landwirtschaftsförderung für Anlagen in landwirtschaftlichen Betrieben oder die „Umweltförderung im Inland“, die für bestimmte „besondere technologiebedingte Anlagenteile“ Fördermöglichkeiten vorsieht.

#### 4.3.1.2 Diskussion

Das Ökostromgesetz erweist sich hinsichtlich der Entwicklung der Erzeugungsmengen als sehr **effektiv**: Mit den bis Ende 2004 genehmigten Anlagen kann bis 2008, wie dargestellt, ein Anteil von bis zu über 9 % erreicht werden (als Ziel sieht das Gesetz mindestens 4 % im Jahr 2008 vor). Gründe für die rasche Entwicklung sind aber nicht nur in den kostendeckenden Einspeisetarifen mit garantierter Laufzeit zu suchen: So konnte für Investitionen in den

Kalenderjahren 2002 und 2003<sup>91</sup> eine Investitionszuwachsprämie (IPZ), die im Rahmen eines Konjunkturbelebungsprogramms eingerichtet wurde, von 10 % des Investitionszuwachses gegenüber dem jeweiligen Vorjahr in Anspruch genommen werden. Durch diese Prämie kam es zu einem Investitionsschub, vor allem von Windkraftanlagen, die im Vergleich zu anderen Technologien relativ kurze Projektvorlaufzeiten aufweisen.

Ein Problem, das bereits sehr früh nach dem Inkrafttreten des Ökostromgesetzes auftrat, war der Effekt der leistungsmäßigen **Begrenzung** von PV-Anlagen, die Anspruch auf Einspeisetarife haben: Wie oben beschrieben, besteht eine Vergütungspflicht für PV-Anlagen nur bis zu einer bundesweiten Gesamtleistung von 15 MW<sub>p</sub>. Durch die Gefahr, möglicherweise keinen Tarif mehr zu erhalten, bestand für potenzielle Anlagenbetreiber der Anreiz, ihr Projekt schnell genehmigen zu lassen. Das Ökostromgesetz wurde am 23. August 2002 veröffentlicht und trat mit Jahresbeginn 2003 in Kraft. Wie Abbildung 24 zeigt, stieg die Kapazität anerkannter Anlagen bis Anfang 2003 rasant an und die 15 MW<sub>p</sub>-Marke wurde bereits im Januar 2003 überschritten. Seither werden die Anlagen kontinuierlich zugebaut, die Fördermöglichkeiten für weitere Anlagen beschränken sich gegenwärtig auf die den Ländern zur Verfügung stehenden Technologiefördermittel aus dem Ökostromgesetz.

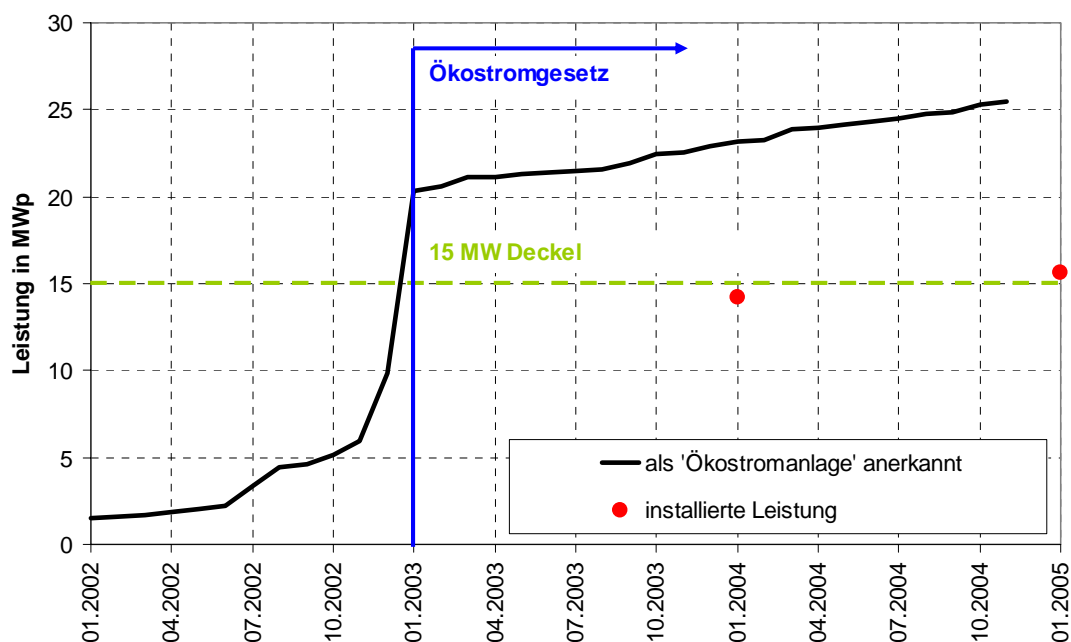


Abbildung 24: Entwicklung der anerkannten und installierten Leistung von PV-Anlagen.  
Quelle: E-Control

Der **Genehmigungsboom** v.a. von Windenergie- und Biomasseanlagen im Herbst 2004 führte zu massiven Vorzieheffekten (siehe auch 4.3.1.1.3): Potenzielle Anlagenbetreiber hatten den Anreiz, ihre Anlage noch 2004 genehmigen zu lassen, um noch die angeführten Tarife zu erhalten, bevor eine (ungewisse) Neufestsetzung ab 01.01.2005 in Kraft treten würde.

<sup>91</sup> Mit dem Wachstums- und Standortgesetz 2003 wurde die ursprünglich für die Kalenderjahre 2002 und 2003 befristete Investitionszuwachsprämie auf das Jahr 2004 ausgedehnt.

Aufgrund der zeitlichen Restriktion, dass Anlagen, die bis Ende 2004 genehmigt wurden, bis Mitte 2006 ans Netz gehen müssen, um Anspruch auf die Tarife zu haben, ist durch die Realisierung der Vielzahl an Projekten innerhalb einer kurzen Zeitspanne mit einer **Überhitzung des Marktes** und damit einer tendenziellen Erhöhung der Preise zu rechnen. Zusätzlich besteht die Gefahr, dass durch Kapazitätsengpässe auf Seiten der Planer, Errichter etc. bereits genehmigte Projekte nicht zeitgerecht realisiert werden können. Aus diesem Grund wurde vom Wirtschaftsminister die **Realisierungsfrist** im August 2005 für Anlagen auf Basis von fester und flüssiger Biomasse sowie von Biogas und für die Revitalisierung von Kleinwasserkraftanlagen bis Ende 2007 **verlängert** (vgl. L 42).

Ein weiterer Grund für den Boom liegt in der **begrenzten Voraussehbarkeit** der Rahmenbedingungen. Ausgelöst durch die rasante Entwicklung des Ökostromausbaus und den damit verbundenen Anstieg der Kostenbelastung sowie der Notwendigkeit einer Neufestlegung der Einspeisetarife<sup>92</sup> kam es im Jahr 2004 zu einer Diskussion um das Ökostromfördersystem selbst.

Die **Diskussion um das Ökostromgesetz** war sehr stark zwischen den Positionen einer **Begrenzung der Kostenbelastung** einerseits und der **Absicherung des weiteren Ausbaus** andererseits geführt. Das Wirtschaftsministerium legte dementsprechend einen Entwurf für ein Ausschreibungssystem vor, während die Bundesländer und der Umweltminister die Steuerung der Zubauentwicklung mit Hilfe von abgesenkten Tarifen in Verbindung mit energetischen Effizienzkriterien in einer modifizierten Einspeisetarifverordnung präferierten<sup>93</sup>. Die Diskussion mündete in eine Regierungsvorlage, in der eine Beibehaltung des Einspeisetarifsystems vorgesehen war, die jährliche zusätzliche Mehrkostenbelastung aber mit 17 Mio. € begrenzt werden sollte. Ein transparenter Mechanismus sollte Diskriminierungsfreiheit sicherstellen, würde die Vergabe von Abnahmeverträgen doch nach einem „first-come-first-serve“-Prinzip erfolgen. Dieses System fand jedoch im Parlament nicht die erforderliche Mehrheit<sup>94</sup>.

Die oben dargestellten aufwändigen **Konsultationsmechanismen** waren ebenfalls Gegenstand der Diskussion: Durch die vorgeschriebene Einbindung dreier Ministerien und der Bundesländer bei der Festlegung der Tarife und Förderbeiträge zur Finanzierung besteht die Gefahr einer gegenseitigen Blockade. Dies zeigte sich konkret dadurch, dass bei der Festlegung des Förderbeitrags für das Jahr 2004 keine Einigung erzielt werden konnte und dadurch vorübergehend der Förderbeitrag 2003 fortgeschrieben und nicht auf die notwendige Höhe angehoben werden konnte. Damit trat die Situation ein, dass für einige Monate keine Verträge mit neu hinzukommenden Anlagen abgeschlossen werden konnten. Erst im Frühjahr wurde die Erhöhung im abgeschätzten Ausmaß beschlossen und mit April 2004 in Kraft gesetzt.

Auch in der Diskussion um die Neufestsetzung der Einspeisetarife selbst konnte im Herbst 2004 keine Einigung erzielt werden, wodurch zum gegenwärtigen Zeitpunkt (März 2006) keine Einspeisetarife für neu genehmigte Anlagen bestehen.

---

<sup>92</sup> Die entsprechende Verordnung berücksichtigt nur Anlagen, die bis Ende 2004 genehmigt wurden, s.o.

<sup>93</sup> Im Zuge der Diskussionen war die Österreichische Energieagentur für die Bundesländer und das Ministerium beratend tätig und entwickelte einen Vorschlag für eine Einspeisetarifverordnung mit Effizienzkriterien.

<sup>94</sup> Aufgrund einiger enthaltener Verfassungsbestimmungen wird für eine Änderung des Ökostromgesetzes eine 2/3-Mehrheit benötigt.

Diese Unsicherheit betreffend die Rahmenbedingungen stellt auch die EU Kommission in ihrem Evaluierungsbericht fest und sie ortet in der kurzen Geltungsdauer der Verordnungen ein Problem für die Kontinuität des Systems (L 12).

Ein wesentlicher Punkt in der Diskussion um das Ökostromgesetz war die Berücksichtigung von energetisch-technischen **Effizienzkriterien**. Beispiel: Für Ökostromanlagen auf Basis von Kraft-Wärme-Kopplungstechnologien besteht aufgrund der hohen Einspeisetarife und der im Vergleich dazu relativ niedrigen erzielbaren Wärmeerlöse der Anreiz, die Anlagen rein stromgeführt zu betreiben. Wird auf eine Nutzung der anfallenden Wärme verzichtet, werden die Anlagen energetisch ineffizient und nicht Ressourcen schonend betrieben.

Zum bisherigen Finanzierungssystem wurden von der DG Wettbewerb der EU-Kommission Bedenken angemeldet und eine Voruntersuchung eingeleitet. So könnte etwa die Festlegung des Förderbeitrags auf dem Verordnungsweg eine „parafiskalische Abgabe“ darstellen. Darüber hinaus könnte etwa auch der Umstand, dass für jede an Endkunden gelieferte kWh ein Förderbeitrag zu entrichten ist, insofern eine Wettbewerbsverzerrung darstellen, als damit möglicherweise auch importierter Strom mit dem Förderbeitrag belegt wird, der seinerseits bereits in einem anderen Land mit Förderzahlungen belegt wurde.

#### 4.3.1.3 Neufassung des Ökostromgesetzes

Die Diskussionen mündeten im November 2005 in eine politische Einigung auf eine Neufassung des Ökostromgesetzes auf Basis der genannten Regierungsvorlage mit einigen Adaptionen.

Die Neufassung sieht die Weiterführung des Einspeisevergütungssystems für alle EE vor, wobei für „sonstigen Ökostrom“ (feste, flüssige und gasförmige Biomasse, Klär- und Depo-niegas, Windenergie, Photovoltaik und Geothermie) die Finanzierungsmittel begrenzt sind: In den Jahren 2006 bis 2011 können jährlich Anlagen mit einem jährlichen Unterstützungsvolumen (d.h. die den Marktwert des Ökostroms übersteigenden Mittel zur Finanzierung des Systems) von EUR 17 Mio. neu unter Vertrag genommen werden. Dabei sind jeweils 30 % der Mittel für feste Biomasse, Biogas und Windenergie reserviert, 10 % stehen für die sonstigen Energieträger zur Verfügung, sie werden nach einem „first-come-first-serve“-Prinzip innerhalb der Kategorien vergeben.

Die Einspeisevergütungen selbst werden auf Basis des Gesetzes per Verordnung durch den Wirtschaftsminister festgelegt, dabei muss eine jährliche Degression vorgesehen sein, für Kraft-Wärme-Kopplungsprozesse ist ein jährlicher Gesamtnutzungsgrad von min. 60 % vorgesehen. Ausbezahlt werden die Vergütungen die ersten zehn Jahre ab Inbetriebnahme der Anlage, im elften Jahr erhalten die Anlagenbetreiber 75 %, im zwölften 50 % der Vergütungshöhe. Die Abwicklung des Fördersystems geht von den bisher verantwortlichen drei Öko-Bilanzgruppenverantwortlichen auf eine neu auszuschreibende Ökostrom-Abwicklungsstelle über.

Die Neufassung wird derzeit mit der EU-Kommission abgestimmt und soll im Lauf des Frühjahrs 2006 vom National- und Bundesrat beschlossen und anschließend kundgemacht werden.

## 5 Erfolgskriterien bei der Ausgestaltung eines Fördermodells

Maßgeblich bei der Ausgestaltung eines Fördermodells sind die konkreten Zielsetzungen, die über die Erreichung einer Steigerung der Stromerzeugung aus EE hinausgehen.

Abgeleitet von der theoretischen Diskussion und den Umsetzungsbeispielen in den vorangegangenen Kapiteln werden hier die Erfolgskriterien dargestellt, die beachtet werden müssen, wenn mit einem bestimmten Modellansatz konkrete Ziele realisiert werden sollen.

In der folgenden Darstellung sollen einzelnen Zieldimensionen die Erfolgskriterien gegenübergestellt werden, die auf die Umsetzung dieser Ziele Einfluss nehmen. Im ersten Schritt wird die Zielerreichung im Kontext des gewählten Fördermodells kurz diskutiert („Diskussion“), anschließend werden die „Steuerungsmöglichkeiten“ beim Design des Fördermodells dargestellt. Abgeschlossen wird mit einer Bewertung hinsichtlich der Möglichkeiten, die das jeweilige Fördermodell im Hinblick auf die Zieldimension bietet. Dazu wird der folgende Bewertungsschlüssel gewählt:

- + nur bedingt umsetzbar
- ++ gut umsetzbar
- +++ sehr gut umsetzbar, Instrument ist prädestiniert

Tabelle 21: Erfolgskriterien

Ziele (was will man erreichen)	Was sind dafür die Erfolgskriterien (was muss man dafür tun?)		
	Ausschreibungsmodell	Quotenmodell mit Zertifikaten	Einspeisevergütungsmodell
hohe Planungs- und Investitionssicherheit für die Betreiber/Investoren	<p>Diskussion:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Risiko, keinen Zuschlag zu erhalten, und damit Ausschluss bis zur nächsten Ausschreibungsrunde</li> <li>▪ Damit: Investor verliert die Vorlaufkosten</li> <li>▪ Gefahr: „Risikozuschlag“ bei den gebotenen Preisen</li> <li>▪ Hohe Sicherheit bei Zuschlag: Abnahmevertrag mit festgelegten Preisen und Dauer</li> </ul> <p>Steuerungsmöglichkeiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Umfang und Intervalle der Ausschreibung</li> <li>▪ Gestaltung der Ausschreibungsanforderungen (wie weit muss das eingereichte Projekt entwickelt sein?)</li> </ul> <p>Bewertung: ++</p>	<p>Diskussion:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Risiko durch volatilen Zertifikatspreis</li> <li>▪ Für finanzstarke Anbieter besser beherrschbar</li> <li>▪ Gefahr eines „Risikozuschlags“ auf die Preise</li> </ul> <p>Steuerungsmöglichkeiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mindestzertifikatspreise, bspw. in der Einführungsphase</li> <li>▪ Festlegung langfristiger Ziele</li> </ul> <p>Bewertung: +</p>	<p>Diskussion:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Gut umsetzbar durch fixe, voraussehbare Tarifhöhe und garantierte Laufzeit der Vergütung</li> <li>▪ Dadurch niedriges Risiko für die Anbieter</li> </ul> <p>Steuerungsmöglichkeiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Tarifhöhe (inkl. evtl. einer Degressionsrate)</li> <li>▪ Länge der garantierten Laufzeit</li> </ul> <p>Bewertung: +++</p>
keine Diskriminierung einzelner Technologien	<p>Diskussion:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mögliche Beherrschung der Ausschreibung durch reife bzw. kostengünstige Technologien, und damit:</li> <li>▪ Gefahr der Diskriminierung weniger hoch entwickelter Technologien</li> </ul> <p>Steuerungsmöglichkeiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Ausschreibungskontingent nach Technologien differenzieren</li> </ul> <p>Bewertung: ++</p>	<p>Diskussion:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Beherrschung des Marktes durch reife bzw. kostengünstige Technologien, und damit:</li> <li>▪ Gefahr der Diskriminierung weniger hoch entwickelter Technologien</li> </ul> <p>Steuerungsmöglichkeiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Technologiespezifische Quoten (verbunden mit der Gefahr zu kleiner Teilmärkte)</li> <li>▪ „Wechselkurse“ zwischen den Technologien</li> </ul> <p>Bewertung: +</p>	<p>Diskussion:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Einfache Differenzierbarkeit der Vergütungen zwischen Technologien mit unterschiedlicher Reife oder Primärenergieträger</li> </ul> <p>Steuerungsmöglichkeiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Festlegung der Höhe und Laufzeit der Vergütung</li> <li>▪ Differenzierung der Vergütung nach Primärenergieträgern, Technologien, Anlagengrößen, Effizienz der Anlage, etc.</li> </ul> <p>Bewertung: ++</p>

Ziele (was will man erreichen)	Was sind dafür die Erfolgskriterien (was muss man dafür tun?)		
	Ausschreibungsmodell	Quotenmodell mit Zertifikaten	Einspeisevergütungsmodell
keine Diskriminierung kleiner Anlagenbetreiber	<p>Diskussion:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Unsicherheit, ob Angebot Zuschlag erhält</li> <li>▪ Finanzkräftige Anbieter können Risiko besser diversifizieren</li> </ul> <p>Steuerungsmöglichkeiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Gestaltung der Ausschreibungsanforderungen (wie weit muss das eingereichte Projekt entwickelt sein?)</li> </ul> <p>Bewertung: ++</p>	<p>Diskussion:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Risiko durch volatilen Zertifikatspreis für finanzstarke Anbieter besser beherrschbar</li> </ul> <p>Steuerungsmöglichkeiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mindestzertifikatspreise, bspw. In der Einführungsphase</li> </ul> <p>Bewertung: +</p>	<p>Diskussion:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Niedriges Risiko für Anbieter</li> <li>▪ Keine Konkurrenz zwischen den Anbietern</li> </ul> <p>Steuerungsmöglichkeiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ -</li> </ul> <p>Bewertung: +++</p>
möglichst hohe Planbarkeit der Erzeugungsmengen des Systems (Erreichbarkeit der Ausbauziele)	<p>Diskussion:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mengen durch ausgeschriebenes Volumen theoretisch gut planbar</li> <li>▪ Gefahr, dass kontrahierte Projekte nicht zustande kommen und damit ausgeschriebenes Volumen nicht erreicht wird</li> </ul> <p>Steuerungsmöglichkeiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Gestaltung der Ausschreibungsanforderungen (wie weit muss das eingereichte Projekt entwickelt sein?)</li> <li>▪ Pönalisierung bei Nichtzustandekommen kontrahierter Projekte</li> </ul> <p>Bewertung: ++</p>	<p>Diskussion:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mengen theoretisch gut planbar, da Förderung per Definition nur bis zum Erreichen der Zielquote existiert</li> <li>▪ Gefahr einer Quotenunterschreitung gegeben, wenn notwendige Menge bis zum Buy-out-Preis nicht erschlossen werden kann</li> </ul> <p>Steuerungsmöglichkeiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Quotenniveau und Höhe des Buy-out-Price angepasst an Mengenziele</li> </ul> <p>Bewertung: ++</p>	<p>Diskussion:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Durch die Vorgabe des Preises (Vergütung) kein direkter Einfluss auf die erzeugten Mengen möglich</li> <li>▪ Aber: Beschränkung nach oben möglich mit „Deckelung“ (Begrenzung des Systems bis zum Zeitpunkt der Erreichung eines Ziels) prinzipiell möglich</li> <li>▪ Deckelung birgt Gefahr einer Überhitzung des Marktes bzw. „Stop-and-go“-Effekte in sich</li> <li>▪ grundsätzliches Problem von Mengenbegrenzungen für preisorientiertes Modell</li> </ul> <p>Steuerungsmöglichkeiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Indirekte Beeinflussung durch Vergütungshöhe</li> <li>▪ Vergütungshöhe gut angepasst an die Mengenziele</li> <li>▪ Deckelung, z.B. Begrenzung der insgesamt oder pro Energieträger geförderten installierten Leistung, Einspeisemengen, Anteile, Mehrkosten o.ä.)</li> </ul> <p>Bewertung: +</p>

Ziele (was will man erreichen)	Was sind dafür die Erfolgskriterien (was muss man dafür tun?)		
	Ausschreibungsmodell	Quotenmodell mit Zertifikaten	Einspeisevergütungsmodell
Gute Steuerungsmöglichkeiten der Gesamtkosten des Systems	<p>Diskussion:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Wenn Mengen ausgeschrieben werden, sind Kosten abhängig von den gebotenen Preisen</li> </ul> <p>Steuerungsmöglichkeiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Art der Festlegung der vertraglich garantierten Preise („bid price“ vs. „marginal price“)</li> <li>Evtl. Festlegung eines max. zulässigen Gebotspreises</li> </ul> <p>Bewertung: ++</p>	<p>Diskussion:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Kostenmaximum planbar: max. Gesamtkosten ergeben sich aus Quotenhöhe und Buy-out-Price</li> <li>Tatsächliche Kosten abhängig von resultierendem Zertifikatspreis und erreichter Menge</li> </ul> <p>Steuerungsmöglichkeiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Quotenniveau, Buy-Out-Price, angepasst an Potenziale</li> </ul> <p>Bewertung: ++</p>	<p>Diskussion:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Unsicherheit durch die begrenzte Steuerungsmöglichkeit der Mengen (s.o.)</li> </ul> <p>Steuerungsmöglichkeiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Geeignete Festlegung der Vergütungshöhe, angepasst an Mengenziele</li> <li>Begrenzung nach oben bspw. durch Deckelung der Gesamtkosten möglich</li> <li>Indirekte Beeinflussung durch Tariffhöhe (s.o.)</li> </ul> <p>Bewertung: +</p>
Hohe Kosteneffizienz (Kostendegression durch systemimmanenten Wettbewerb, Ausschöpfung von Kostensenkungspotenzialen)	<p>Diskussion:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Konkurrenzsituation zwischen den Anbietern</li> <li>Damit immanenter Anreiz zu Kostensenkungen in der Phase der Angebotslegung</li> <li>Dynamische Kosteneffizienz nicht beeinflusst, da nach Vertragsabschluss keine Konkurrenz mehr besteht</li> </ul> <p>Steuerungsmöglichkeiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Art der Festlegung der vertraglich garantierten Preise („bid price“ vs. „marginal price“)</li> <li>Einbeziehung einer Kostendegression in die kontrahierten Preise</li> </ul> <p>Bewertung: ++</p>	<p>Diskussion:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Konkurrenzsituation zwischen den Anbietern über die gesamte Betriebsdauer</li> <li>Damit: dynamische Kosteneffizienz</li> </ul> <p>Steuerungsmöglichkeiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>systemimmanent</li> </ul> <p>Bewertung: +++</p>	<p>Diskussion:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Keine Konkurrenzsituation zwischen den Anbietern</li> </ul> <p>Steuerungsmöglichkeiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Festlegung der Höhe und Laufzeit der Vergütung</li> <li>Differenzierung der Vergütung nach Primärenergieträgern, Technologien, Anlagengrößen, etc.</li> <li>Vorgabe einer Kostendegression</li> <li>Regelmäßige Evaluierung und Neufestsetzung der Vergütungshöhen</li> </ul> <p>Bewertung: ++</p>
Minimierung von Mitnahmeeffekten	<p>Diskussion:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Mitnahmeeffekte, wenn kontrahierter Preis nach dem Grenzpreis der Angebote festgelegt wird</li> <li>Mitnahmeeffekte bei der Einbeziehung von Altanlagen</li> </ul> <p>Steuerungsmöglichkeiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Festlegung der kontrahierten nach den jeweils gebotenen Preisen</li> <li>Wenn Altanlagen ausgeschrieben werden sollen: eigenes Kontingent</li> </ul> <p>Bewertung: +++</p>	<p>Diskussion:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Zertifikatspreis bestimmt durch Produktionskosten des Grenzanbieters</li> <li>Damit steigt die Produzentenrente mit den Unterschieden in den Produktionskosten</li> </ul> <p>Steuerungsmöglichkeiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Anpassung des Quotenniveaus an die Potenziale/Mengenziele</li> <li>Festlegung von (technologiespezifischen) Teilquoten bzw. „Wechselkursen“</li> </ul> <p>Bewertung: ++</p>	<p>Diskussion:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Mitnahmeeffekte, wenn einheitliche Vergütung für zu viele unterschiedlich geartete Projekte vorgesehen ist</li> </ul> <p>Steuerungsmöglichkeiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Differenzierung der Vergütung nach Primärenergieträgern, Technologien, Anlagengrößen, etc.</li> <li>Differenzierung nach Alt- und Neuanlagen</li> </ul> <p>Bewertung: ++</p>



Ziele (was will man erreichen)	Was sind dafür die Erfolgskriterien (was muss man dafür tun?)		
	Ausschreibungsmodell	Quotenmodell mit Zertifikaten	Einspeisevergütungsmodell
Niedrige Administrations-/Transaktionskosten	<p>Diskussion:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Aufwand durch Abwicklung der Ausschreibung</li> <li>▪ Insbesondere Prüfung der Angebote auf Machbarkeit und Kostenaspekte</li> <li>▪ Relative Transaktionskosten umso höher, je niedriger die Realisierungsquote kontrahierter Projekte (vgl. Erfahrungen aus UK)</li> </ul> <p>Steuerungsmöglichkeiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Anforderungen an die Ausschreibungsunterlagen</li> </ul> <p>Bewertung: ++</p>	<p>Diskussion:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Vergleichsweise hoher administrativer und regulatorischer Aufwand</li> <li>▪ Insbesondere durch geregelte Vergabe von Zertifikaten und geeignete Festsetzung der Quotenhöhe</li> <li>▪ Marktplatz muss organisiert werden</li> <li>▪ abhängig von Art bzw. Anzahl der Verpflichteten (bspw. Stromhändler vs. Endkunden)</li> <li>▪ abhängig von der Marktgröße</li> </ul> <p>Steuerungsmöglichkeiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Einfache Ausgestaltung der Zertifikatausstellung und des Handels (Marktplatz)</li> <li>▪ Ausgestaltung der Nachweispflicht (evtl. Delegation)</li> </ul> <p>Bewertung: +</p>	<p>Diskussion:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Vergleichsweise niedrige Administrationskosten</li> <li>▪ Anreiz, tief gegliederte Vergütungsstruktur zu etablieren (bspw. zur Verhinderung von Mitnahmeeffekten, s.o.)</li> <li>▪ Damit Gefahr eines komplexen Systems (aufwändige Festsetzung/Evaluierung der Vergütungshöhen, komplexere Administration)</li> </ul> <p>Steuerungsmöglichkeiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Kompromiss zwischen notwendiger Differenziertheit und Komplexität/Administrierbarkeit</li> </ul> <p>Bewertung: ++</p>
Verteilungseffekte Kosten	<p>Diskussion:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Kostenverteilung von ausschreibender Stelle relativ frei gestaltbar</li> </ul> <p>Steuerungsmöglichkeiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Einrichten geeigneter Kostenwälzungsmechanismen</li> <li>▪ Spreizung der Finanzierungsbeiträge (in Rp./kWh) z.B. über Netzebenen möglich (vgl. Beispiel AT)</li> <li>▪ „Härtefallregelung“ für energieintensive Industrie möglich (vgl. Beispiel DE)</li> </ul> <p>Bewertung: ++</p>	<p>Diskussion:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Finanzierung der Mehrkosten im ersten Schritt durch Quotenverpflichtetem</li> <li>▪ Durch Kostenwälzungsmechanismen steuerbar</li> </ul> <p>Steuerungsmöglichkeiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Festlegung des Quotenverpflichteten</li> <li>▪ Einrichten geeigneter Kostenwälzungsmechanismen</li> <li>▪ „Härtefallregelung“ für energieintensive Industrie möglich (vgl. Beispiel DE)</li> </ul> <p>Bewertung: ++</p>	<p>Diskussion:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Finanzierung der Mehrkosten im ersten Schritt durch Abnahmeverpflichteten</li> <li>▪ Gefahr von Wettbewerbsverzerrung, wenn Verpflichteter im Wettbewerb steht (Erzeuger, Händler)</li> <li>▪ Gefahr von Standortnachteilen, wenn Verpflichteter Netzbetreiber ist</li> <li>▪ Durch Kostenwälzungsmechanismen beherrschbar</li> <li>▪ typischerweise Refinanzierung über Endkunden</li> </ul> <p>Steuerungsmöglichkeiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Einrichten geeigneter Kostenwälzungsmechanismen</li> <li>▪ Spreizung der Finanzierungsbeiträge (in Rp./kWh) z.B. über Netzebenen möglich (vgl. Beispiel AT)</li> <li>▪ „Härtefallregelung“ für energieintensive Industrie möglich (vgl. Beispiel DE)</li> </ul> <p>Bewertung: ++</p>

Förderung von erneuerbaren Energien  
mit Schwerpunkt auf kostenbasierter Einspeisevergütung

Ziele (was will man erreichen)	Was sind dafür die Erfolgskriterien (was muss man dafür tun?)		
	Ausschreibungsmodell	Quotenmodell mit Zertifikaten	Einspeisevergütungsmodell
hohe Transparenz	<p>Diskussion:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Gleiche Anforderungen an die potenziellen Investoren</li> <li>▪ Kostentransparenz abhängig von Kostenwälzungsmechanismen</li> </ul> <p>Steuerungsmöglichkeiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Klare Ausgestaltung der Ausschreibungskriterien- und unterlagen</li> <li>▪ Entwicklung klarer Vergabemechanismen</li> <li>▪ Einrichten geeigneter Kostenwälzungsmechanismen</li> </ul> <p>Bewertung: ++</p>	<p>Diskussion:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Durch Trennung von Zertifikats- und Marktpreis hohe Kostentransparenz</li> <li>▪ deutliche Sichtbarkeit des Mehrkosten</li> <li>▪ Stark abhängig von Ausgestaltung des Marktplatzes</li> </ul> <p>Steuerungsmöglichkeiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Ausgestaltung des Marktplatzes</li> <li>▪ Quotenüberprüfung</li> </ul> <p>Bewertung: ++</p>	<p>Diskussion:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Prinzipiell hohe Transparenz durch:</li> <li>▪ klare Bedingungen für Investor (Vergütungshöhe und Garantiedauer)</li> <li>▪ keine Mengenbeschränkung</li> </ul> <p>Steuerungsmöglichkeiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Ausgestaltung der Kostenwälzungsmechanismen</li> <li>▪ Ausweisung der Mehrkosten für Konsumenten</li> </ul> <p>Bewertung: ++</p>

## 6 Exkurs: Energieeffizienz in Österreich

Um den Zusammenhang des verstärkten Einsatzes erneuerbarer Energie mit der Steigerung der Energieeffizienz zu verdeutlichen wird in Kapitel 6 anhand des Beispiels Österreich die Entwicklung der Energieeffizienz, die Umsetzung von Effizienzzielen und ihre Wechselwirkungen mit den Zielsetzungen für EE erläutert.

### 6.1 Entwicklung der Energieeffizienz in Österreich

Die Energieintensität der österreichischen Volkswirtschaft weist einen langfristigen Abwärtstrend auf, wie Abbildung 25 zeigt. Die Energieintensität (Verhältnis von Endenergieverbrauch zum Bruttoinlandsprodukt zu Preisen 1995) verringerte sich im Zeitraum zwischen 1970 und 2002 um durchschnittlich 0,8 % pro Jahr. Bei kurzfristiger Betrachtung der letzten 10 Jahre (von 1993–2002), zeigt sich jedoch, dass die Abnahme der Energieintensität deutlich schwächer ausfällt. In diesem Zeitraum ist die Energieintensität lediglich um 0,3 % p.a. gesunken und im Stromsektor sogar unverändert geblieben (Abbildung 26).

Die relative Verschlechterung der Energieintensität von 1993 bis 2002 ist zu einem Teil auf die relativ moderaten Rohölpreise in diesem Zeitraum zurückführbar, d.h. der unmittelbare „Sparanreiz“ war in dieser Periode deutlich schwächer als in den 1980er Jahren. Die Entwicklung der letzten 10 Jahre bis 2002 hebt sich damit deutlich von dem angestrebten Ziel der Bundesregierung ab, die Energieintensität bis 2010 um 1,6 % p.a. zu verringern.

Die größten Zuwächse im Endenergieverbrauch von 1993 bis 2002 kommen aus dem Verkehrssektor (+3,6 % p.a.). Im Bereich der elektrischen Energie zählen vor allem der private und öffentliche Dienstleistungssektor sowie die Haushalte zu jenen Wirtschaftsbereichen, die in diesem Zeitraum überdurchschnittlich zum Endenergieverbrauchswachstum (+3,0 % p.a.) und damit zum Absinken der Verbesserung der Energieintensität beigetragen haben.

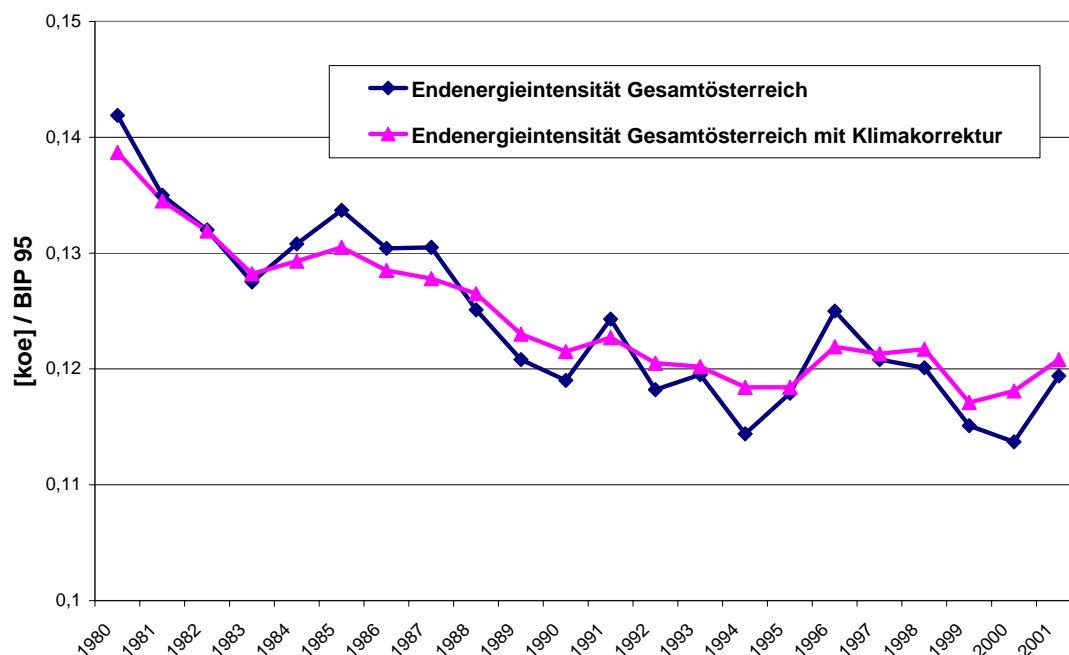


Abbildung 25: Endenergieintensität mit und ohne Klimakorrektur  
Quelle: Eurostat, Cross-Datenbank (2004)).

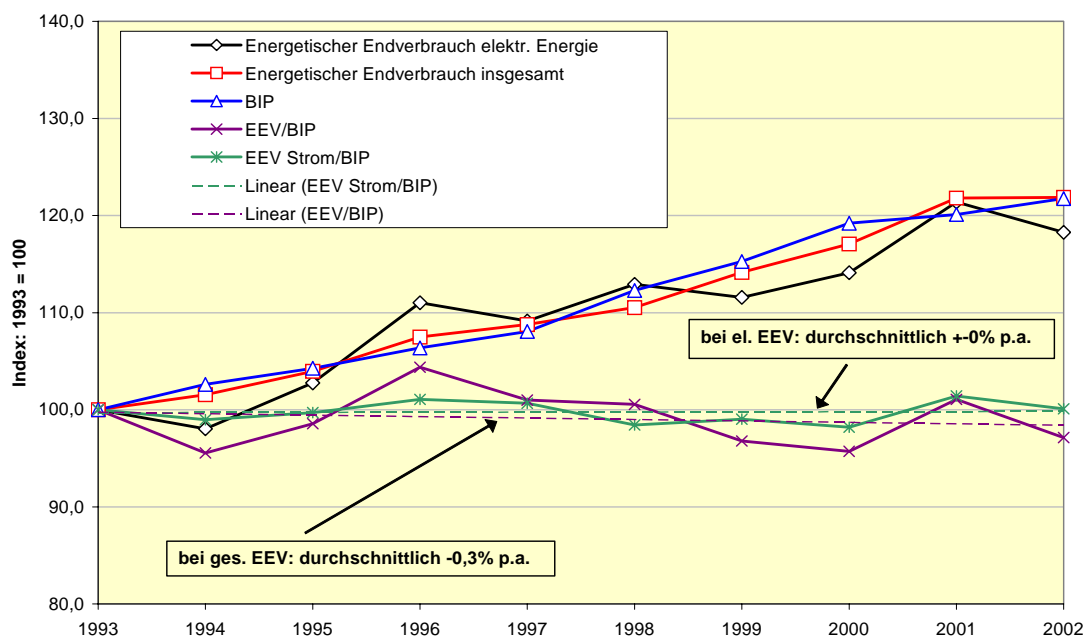


Abbildung 26: Kurzfristige Entwicklung der Energie- und Stromintensität in Österreich.  
Quelle: Statistik Austria, Österreichische Energieagentur

## 6.2 Effizienzziele und ihre Umsetzung

Zur Verbesserung der Energieeffizienz sind von politischer Seite folgen Zielvorgaben relevant:

Das aktuelle Regierungsübereinkommen der österreichischen Bundesregierung hat die Zielsetzung, den spezifischen Energieverbrauch (d.h. den Endenergieeinsatz pro Einheit erwirtschaftetem BIP) bis 2010 im Durchschnitt um jährlich 1,6% zu senken.

Eine weitere Vorgabe ist durch die zu erwartende Energiedienstleistungs-Richtlinie (EDL-RL) der EU absehbar. Im Entwurf zu dieser Richtlinie<sup>95</sup> schlägt die Europäische Kommission ein allgemeines und für alle Mitgliedstaaten gleiches Einsparziel von jährlich 1 %<sup>96</sup> vor. Dieses jährlich durch Effizienzmaßnahmen einzusparende Energievolumen soll laut Vorschlag für einen Zeitraum von sechs Jahren gelten (d.h. nach 6 Jahren 6 % betragen)<sup>97</sup>.

Um das Ziel des Regierungsprogramms zu erreichen, wären im Zeitraum 2006–2011 Einsparungen von insgesamt 6.510 GWh Endenergie (23,4 PJ) erforderlich (ohne Verkehrssektor bzw. Treibstoffe 4.620–4.700 GWh). Im Fall der Umsetzung der EU-Effizienzrichtlinie<sup>98</sup> – deren Vorgabe einer Steigerung der Energieintensität von etwa 2% p.a. entspricht – liegen die Anforderungen deutlich höher: Das Einsparvolumen beträgt 12.792 GWh (46,1 PJ), die Zielgrößen ohne Verkehr bzw. ohne Treibstoffe liegen bei 8.197–8.728 GWh.

Eine Untersuchung der Österreichischen Energieagentur (vgl. L 57) kommt zum Schluss, dass sich durch Maßnahmen in den Bereichen

- Gebäude (insbesondere thermische Sanierungen und Heizungstausch im mehrgeschossiger Wohnbau, bei Einfamilienhäusern und in Dienstleistungsgebäuden)
- Industrie und Gewerbe (Elektrische Antriebssysteme, Standmotoren, Beleuchtung, Energiemanagementsysteme, ...)
- Beschaffung von Geräten für private und gewerbliche Nutzung

eine Gesamteinsparung an Endenergie von 6.465 GWh (23,3 PJ) erzielen lässt. Damit kann – auch ohne Maßnahmen in den Bereichen Verkehr, Landwirtschaft und sonstigen nicht abgedeckten Maßnahmenbereichen – das 1,6%-Ziel des Regierungsprogramms erreicht werden. Für die Erreichung des Zieles der EDL-RL müssten jedoch – Verkehr bzw. Treibstoffe ausgeklammert – noch zusätzlich 1.700 - 2.300 GWh Endenergie eingespart werden<sup>99</sup>.

---

<sup>95</sup> Vgl. L 56. Darin geht die Kommission von einem beträchtlichen wirtschaftlichen Potenzial für Energieeinsparungen aus. Für die Industrie gibt sie bis 2010 ein realisierbares Einsparpotenzial von rund 17 % des derzeitigen Endverbrauchs an, für den Haushalts- und Dienstleistungssektor beträgt es 22 % und für den Verkehr 14 %. Der Gesamtverbrauch an Endenergie in der EU wäre damit rund 20 % höher als rein wirtschaftlich zu rechtfertigen ist. Das technische Einsparpotenzial liegt nach diesen Angaben bei etwa 40 %, und somit noch über dem wirtschaftlichen (kostenwirksamen) Einsparpotenzial.

<sup>96</sup> Bezogen auf den durchschnittlichen Verbrauch der Endkunden in dem Fünfjahreszeitraum unmittelbar vor Umsetzung der vorgeschlagenen Richtlinie

<sup>97</sup> In der vom Parlament in zweiter Lesung und im März 2006 vom Rat beschlossenen Fassung der Richtlinie ist im neunten Jahr der Anwendung der Richtlinie ein Energiesparziel von 9 % zu erreichen (Quelle: [http://ue.eu.int/ueDocs/cms\\_Data/docs/pressData/en/trans/88806.pdf](http://ue.eu.int/ueDocs/cms_Data/docs/pressData/en/trans/88806.pdf))

<sup>98</sup> im Sinne des Kommissionsvorschlags

<sup>99</sup> Wichtig in diesem Zusammenhang ist, dass es sich bei den untersuchten Maßnahmen um eine repräsentative Auswahl und keine umfassende Betrachtung aller möglichen Maßnahmen handelt. Weitere große Potenziale liegen etwa im Bereich steckfertiger, gewerblicher Kühl- und Gefriergeräte (ca. 400 GWh), im Bereich von IT-Geräten im Haushaltsbereich (theoretisches Einsparpotenzial von 650 GWh im Bereitschaftsbetrieb und von 325 GWh im Stand-by Modus). Weiters besteht im Bereich Industrie und Gewerbe ein zusätzliches Potenzial von 1.683 GWh, wenn im Laufe der 6 Jahre statt einem Drittel – wie oben angenommen – die Hälfte des wirtschaftlichen Potenzials

Insgesamt wären durch die aufgezählten sonstigen bzw. zusätzlichen Potenziale bis zu 5.000 GWh zusätzlich zu den bereits identifizierten 6.465 GWh Endenergie im Zeitraum 2006–2011 aktivierbar. Unter der Annahme, dass insbesondere auch im Verkehrssektor Maßnahmen zur Effizienzsteigerung erfolgen (was auf Grund der Entwicklung in diesem Verbrauchssegment dringend geboten erscheint), wird in der Studie auch die Umsetzung des Ziels in der EDL-RL als machbar bewertet.

Bezogen auf den Stromverbrauch kommt die Untersuchung zum interessanten Ergebnis, dass Effizienzmaßnahmen im Bereich der elektrischen Energie zu den wirtschaftlichsten zählen. Die Kostenanalyse ergab folgendes Ranking von "Top" Maßnahmenbereichen<sup>100</sup>:

1. IT-Geräte, Drucker und Kopierer
2. Elektrische Antriebssysteme
3. Energiemanagementsysteme
4. Kühl- und Gefriergeräte
5. Industrieöfen (Strom)
6. Haushaltsbeleuchtung
7. Stromsparmaßnahmen im Nichtwohngebäudebereich.

Zur Realisierung der angeführten Einsparungen wurde in der Studie die Einrichtung eines Energieeffizienzfonds vorgeschlagen, da er – wie die bisherigen Erfahrungen insbesondere in liberalisierten Energiemärkten zeigen – ein zweckmäßiges und effizientes Instrument darstellt. Ein solcher Fonds, konzipiert nach dem Prinzip "zentrale Koordination – dezentrale Umsetzung" kann bereits bestehende Instrumente integrieren und fokussieren und weist folgende Vorteile auf:

- Mögliche Einbindung und evtl. Finanzierung verschiedener bestehender Strukturen, wobei gleichzeitig ökonomische Nachteile für EVU, die Duplizierung bestehender Strukturen, usw. vermieden werden, und im Gegenteil ökonomische und soziale Win-Win-Situationen geschaffen werden.
- Gewährleistung einer standardisierten Abwicklung und Evaluierung von Kosten und Nutzen der Effizienzmaßnahmen
- Schaffung einer Grundlage für die Finanzierung und Organisation von bestehenden und neuen Programmen, Kampagnen
- Möglichkeit zur Nutzung von Synergieeffekten durch die Koordination, Ausweitung und Ergänzung bestehender Strukturen. Vorhandene Programme und Strukturen können dadurch gestärkt und ihre Wirksamkeit zusätzlich erhöht werden.
- Setzen von wettbewerbskonformen Impulsen, um neue, innovative Konzepte zur Steigerung der Energieeffizienz zu entwickeln.

---

realisiert wird. Im Wohngebäudebereich würde eine höhere als die angenommene Sanierungsrate (2,5 % p.a. statt 2,0 % p.a.) in den betrachteten 6 Jahren zusätzlich knapp 2.000 GWh Einsparung erbringen.

<sup>100</sup> Das Ranking erfolgt hinsichtlich des Pay-Offs, errechnet aus Energiekosteneinsparung minus Investitionskostenannuität.

### 6.3 Wechselwirkungen mit Zielen im Bereich erneuerbarer Energie

Wie bereits im Eingangskapitel erwähnt, besteht bei der Ausgestaltung des Energiesystems natürlich ein Zusammenhang zwischen der Energieeffizienz und der Nutzung von Erneuerbaren Energieträgern (EE).

Dieser Zusammenhang zwischen Zielsetzungen zur Steigerung der Energieeffizienz und des Anteils erneuerbarer Energie wird auch aus den Ergebnissen der oben genannten Studie deutlich: Neben den bereits erwähnten Effizienzzielen wurde auch die Umsetzbarkeit der Zielsetzungen im Bereich der EE beleuchtet, in dem das Regierungsübereinkommen die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energieträger am Bruttoinlandsverbrauch bis 2010 um 1% p.a. anstrebt. Ausgehend vom Jahr der Erstellung des Regierungsprogramms (2003) mit einem Anteil von etwa 23 %<sup>101</sup> resultiert daraus das Ziel eines Anteils von 30% im Jahr 2010.

Hier zeigt die Untersuchung, dass sich ohne zusätzliche Effizienzsteigerungen bei gleich bleibenden Rahmenbedingungen im Jahr 2010 ein EE-Anteil von 27,6 % erreichen lässt. Wird hingegen gleichzeitig auch das Effizienzziel des Regierungsprogramms realisiert, so würde sich der Anteil auf 28,0 % erhöhen, bei guter Wasserführung sogar auf 29,3 %. Gelingt die Umsetzung der Einsparzielsetzungen aus dem Vorschlag zur EDL-RL, würden sich Anteil von 28,3 % (bei günstiger Hydraulizität 30,1%) ergeben (siehe auch Abbildung 27). Zwar sinkt durch Effizienzsteigerungen natürlich auch die Nachfrage nach erneuerbarer Energie, dies führt aber einerseits zu einer Entlastung auf der Rohstoff- bzw. Potenzialseite (es entsteht bspw. ein „freies“ Biomassepotenzial<sup>102</sup>) und schafft dadurch Möglichkeiten für zusätzliche Maßnahmen über 2010 hinaus.

---

<sup>101</sup> Jeweils bezogen auf den Bruttoinlandsverbrauch.

<sup>102</sup> Bei Zielerreichung ohne weitere Effizienzsteigerungen bewegt man sich bei Biomasse bereits nahe an der Grenze ihrer nachhaltigen Verfügbarkeit.

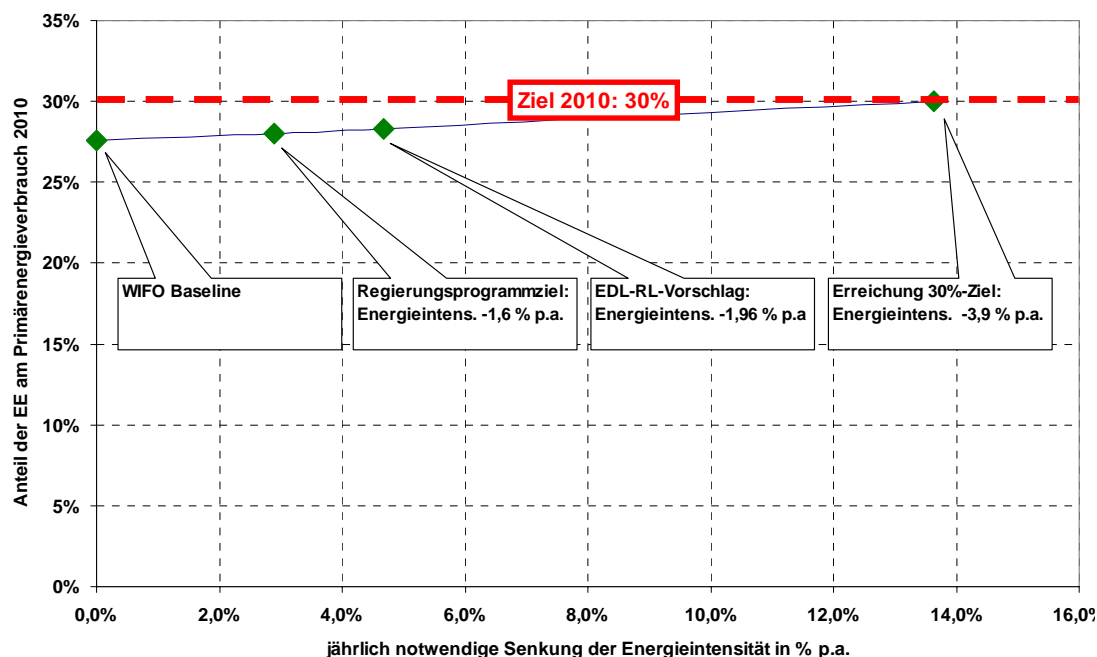


Abbildung 27: Zusammenhang zwischen der Senkung der Energieintensität und der Erreichung der Ziele für EE. Quelle: L 57, eigene Berechnungen

Auch für elektrische Energie lässt sich die enge Kopplung zwischen der Erreichung von Zielen für EE und dem Stromverbrauch zeigen:

Österreich hat sich auf Grund der EU-Richtlinie 2001/77/EG zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen (vgl. L 10) zum Ziel gesetzt, seinen Anteil von Strom aus erneuerbarer Energie von 70,0 % im Jahr 1997 auf 78,1 % im Jahr 2010, jeweils bezogen auf den Bruttoinlandsverbrauch elektrischer Energie (mit Pumpspeicherung), zu steigern<sup>103</sup>. Bei einem Anstieg des Stromverbrauchs von 56,1 TWh im Jahr 1997 auf 65,8 TWh im Jahr 2003, also einem durchschnittlichen jährlichen Zuwachs von etwa 2,7 % bedeutet dies, dass in diesem Zeitraum allein zur Aufrechterhaltung des 70 %-Anteils eine zusätzliche EE-Stromerzeugung von 6,8 TWh bzw. eine Steigerung um 19 % notwendig gewesen wäre. Wächst der Stromverbrauch mit einer angenommenen – und nicht unrealistischen – Wachstumsrate von 2,5 % p.a. weiter, so würden allein zum Halten des 70 %-Anteils im Jahr 2010 weitere 8,9 TWh notwendig sein. Zum Vergleich dazu lässt sich der Rahmen des Fördersystems des Ökostromgesetzes erzeugte Strom aus EE ohne Wasserkraft (vgl. auch Kapitel 4.3.1) bis zum Jahr 2010 mit etwas über 5 TWh abschätzen (im Jahr 2003 betrug die Erzeugung weniger als 0,7 TWh), aus Kleinwasserkraft sind im Jahr 2010 bis zu 5,4 TWh zu erwarten (gg. 4,4 TWh im Jahr 2003).

<sup>103</sup> In einer Fußnote zu diesem Ziel hält Österreich fest, dass „...dass ausgehend von der Annahme, dass im Jahr 2010 der Bruttoinlandsstromverbrauch 56,1 TWh betragen wird, 78,1 % eine realistische Zahl wäre.“



## 7 Beiträge zu ausgewählten Fragestellungen

Dieser Abschnitt gibt die Bearbeitung einzelner Fragestellungen wieder, die im Zuge des Projekts bearbeitet wurden.

### 7.1 Beurteilung einzelner Förderinstrumente durch die EU-Kommission

In dem im Dezember 2005 veröffentlichten Bericht der Europäischen Kommission über die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen (vgl. L 13) wurde neben der Umsetzung verschiedener Instrumente in den Mitgliedsstaaten vor allem die Wirkung der einzelnen Instrumente auf verschiedene Technologien bzw. Primärenergieträger beleuchtet. Die zentralen Aussagen dieses Berichts werden in der Folge kurz zusammengefasst dargestellt.

Im Wesentlichen kommt der Bericht zu ähnlichen Ergebnissen wie die Autoren dieser Studie, Abweichungen ergeben sich vor allem aus unterschiedlichen methodischen Ansätzen.

#### 7.1.1 Bestehende Fördermodelle

Das am weitesten verbreitete Instrument sind Einspeisevergütungsmodelle, sie werden in 17 Mitgliedsstaaten<sup>104</sup> eingesetzt, teilweise in Kombination mit anderen Systemen. Als Variante kommen auch Prämienmodelle zum Einsatz, bei denen zusätzlich zum Strompreis eine fixe Prämie für die Erzeugung von Strom aus EE bezahlt wird.

Quotenmodelle mit Zertifikaten sind derzeit in fünf Mitgliedsstaaten implementiert, in der Regel sind die Stromversorger zur Quotenerfüllung verpflichtet, in Schweden besteht eine Verpflichtung der Endkonsumenten.

Reine Ausschreibungsmodelle bestehen nur in Irland und Frankreich, wobei Frankreich vor kurzem sein System in einigen Fällen auf eine Kombination aus Einspeisetarifen und Ausschreibungen umgestellt hat. Irland hat eine ähnliche Umstellung angekündigt.

Steuerliche Anreizsysteme werden in vielen Ländern in Kombination mit anderen Instrumenten eingesetzt, in Finnland und Malta sind sie die einzigen Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus EE.

Tabelle 22 gibt einen Überblick über die aktuell in den Mitgliedsstaaten hauptsächlich eingesetzten Fördermodelle für Strom aus EE.

---

<sup>104</sup> Irland hat angekündigt, das bestehende Ausschreibungssystem durch ein Einspeisevergütungsmodell zu ersetzen.

Tabelle 22: Bestehende Fördermodelle in der EU-15. Quelle: L 13

Country	Main electricity support schemes	Comments
<b>Austria</b>	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.
<b>Belgium</b>	Quota obligation system / TGC 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.
<b>Cyprus</b>	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-years period.
<b>Czech Republic</b>	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..
<b>Denmark</b>	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.
<b>Estonia</b>	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.
<b>Finland</b>	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.
<b>France</b>	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.
<b>Germany</b>	Feed-in tariffs	Feed-in tariffs are guaranteed for 20 years (Renewable Energy Act). Furthermore soft loans and tax incentives are available.
<b>Greece</b>	Feed-in tariffs combined with investment incentives	Feed-in tariffs are guaranteed for 10 years. Investment incentives up to 40%.
<b>Hungary</b>	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 co-ordinated, and political support varies. All this results in high investment risks and low penetration.
<b>Ireland</b>	Tendering scheme. It was 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 investments in electricity from RES.
<b>Italy</b>	Quota obligation system / TGC. A new feed-in tariff system for photovoltaic valid since 5 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.

Country	Main electricity support schemes	Comments
<b>Latvia</b>	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.
<b>Lithuania</b>	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.
<b>Luxembourg</b>	Feed-in tariffs.	Feed-in tariffs guaranteed for 10 years (for PV for 20 years). Investment incentives also available.
<b>Malta</b>	Low VAT rate for solar	Very little attention to RES-E so far.
<b>Netherlands</b>	Feed-in tariffs	Feed-in tariffs guaranteed for 10 years. Fiscal incentives for investments in RES are available. The energy tax exemption on electricity from RES ended on 1 January 2005.
<b>Poland</b>	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.
<b>Portugal</b>	Feed-in tariffs combined with investment incentives	Investment incentives up to 40%.
<b>Slovak Republic</b>	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.
<b>Slovenia</b>	Feed-in system combined with long-term guaranteed contracts, CO <sub>2</sub> taxation and public funds for environmental investments	None.
<b>Spain</b>	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.
<b>Sweden</b>	Quota obligation system / TGC	Obligation (based on TGCs) on electricity consumers. For wind energy, investment incentives and a small environmental bonus are available.
<b>UK</b>	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).

### 7.1.2 Bewertung der Modellansätze

Trotz der teilweise sehr unterschiedlichen Ausgestaltung der Instrumente und der großen Bandbreite der Erzeugungskosten wird im Bericht versucht, die Leistungsfähigkeit der Modelle zu vergleichen.

Als Hauptbewertungskriterien wurden folgende Parameter herangezogen:

- Höhe der Unterstützung v.a. im Vergleich zu den Produktionskosten für die verschiedenen Energieträger in den einzelnen Ländern. Dazu werden die Unterstützungshöhen normiert mit einem einheitlichen Zinssatz und einer einheitlichen Laufzeit von 15 Jahren.
- Effektivität, als Fähigkeit des Fördermodells, Elektrizität aus EE zu generieren: Dazu wird errechnet, welcher Anteil des bis 2020 erreichbaren Potenzials mit den bestehenden Instrumenten im Beobachtungszeitraum, in der Regel 1998–2003, realisiert werden konnte.
- Der Gewinn aus Investorensicht im Vergleich zur Wirkung gibt Auskunft darüber, ob der Erfolg eines Fördermodells hauptsächlich auf hohen finanziellen Anreizen beruht oder ob auch andere Aspekte entscheidend zum Ausbau beitragen. Dazu wurden die durchschnittlichen erwarteten Annuitäten aus Investitionen in EE betrachtet.

Im Folgenden sind die Ergebnisse der Bewertung bestehender Systeme hinsichtlich dieser drei Kriterien kurz zusammengefasst. Grundsätzlich besteht bei dieser Bewertung jedoch das Problem, dass für Einspeisevergütungssysteme sowohl langjährige Erfahrungen als auch viele implementierte Ausformungen vorliegen, während etwa Zertifikatssysteme erst vergleichsweise kurze Zeit im Einsatz sind.

#### **Windenergie:**

- Derzeit sind langfristig angelegte Einspeisevergütungsmodelle am wirkungsvollsten (v.a. Deutschland, Spanien)
- Zertifikatsmodelle weisen derzeit erheblich höhere Förderungen auf als Einspeisevergütungsmodelle, sind also derzeit für Endkunden vergleichsweise „teurer“. Mögliche Ursachen könnten sein:
  - Höheres Risiko der Investition führen zu höheren Zertifikatspreisen.
  - Verwaltungskosten
  - Derzeit nicht voll funktionsfähige Zertifikatsmärkte
- Entsprechend weisen Zertifikatsmodelle derzeit auch einen höheren Kapitalertrag auf als Vergütungsmodelle, wenn konstant bleibende Zertifikatspreise angesetzt werden. Der Ertrag hängt aber wesentlich von der künftigen Entwicklung der Preise ab.
- In einigen Staaten zeigt sich auch bei ausreichend hohem Förderniveau nur mäßige Wirkung. Gründe dafür könnten netzspezifische und administrative Hürden sein.
- Die untersuchten Einspeisevergütungsmodelle sind auch bei rel. niedrigen Gewinnen der Erzeuger effektiv.

#### **Biogassektor<sup>105</sup>:**

- Sowohl die in den Mitgliedsstaaten etablierten Einspeisevergütungsmodelle als auch die Zertifikatsmodelle zeigen überdurchschnittliche Wirkungen.

---

<sup>105</sup> Im Bericht werden unter Biogas sämtliche Fermentationsprozesse von Biomasse verstanden: Biogas mit/ohne Kofermentation, Klärgas, Deponiegas. Aufgrund der großen Heterogenität dieses Bereichs, v.a. was die zur Verfügung stehenden Potenziale und die Gestehungskosten betrifft, scheint diese Zusammenfassung fragwürdig.

- Die Ergebnisse werden aber wesentlich von anderen Faktoren als der Wahl der Fördermodelle beeinflusst:
  - Agrarökonomische Möglichkeiten bzw. Wahl der Anlagengröße und der daraus resultierende Einfluss auf die Kosten und Umweltvorteile
  - Verknüpfung mit Umweltpolitiken im Bereich der Abfallbehandlung und die damit verbundenen zusätzlichen Förderregelungen
  - Zertifikatsmodelle scheinen für ein Funktionieren unterstützende Instrumente zu benötigen

#### **(Forstliche) Biomasse:**

- Das System der Einspeisevergütung in Dänemark (zentrale strohbefeuerte KWK-Anlagen) und das finnische System einer Kombination aus Steuerermäßigung und Investitionsförderungen zeigen die beste Wirkung und wirtschaftliche Effizienz.
- Als Hauptgründe dafür werden die lange Tradition und hoch entwickelte Technologie der energetischen Verwertung von Biomasse, stabile Rahmenbedingungen und der Einsatz von (großen) KWK-Anlagen angegeben.
- Einspeisevergütungsmodelle weisen in diesem Sektor im Allgemeinen bessere Ergebnisse auf als Zertifikatsmodelle.
- Investitionsrisiken scheinen den Durchbruch von Zertifikatsmodellen in diesem Sektor zu behindern.
- Darüber hinaus ist keine Aussage über das effektivste Instrument möglich, v.a. auch durch die große Bandbreite der Produktionskosten aufgrund unterschiedlicher Brennstoffe.
- Andere Politikziele (z.B. Fokussierung auf große/kleine Anlagen, mit/ohne Zufeuerung, etc.) bzw. Hemmnisse (z.B. im Bereich der Infrastruktur) können größere Auswirkungen auf die Effektivität als die Wahl des Fördermodells an sich zeigen.
- Anreize in der Holzernte wären in vielen Regionen notwendig, um stärkere Nutzung von Holz aus den Wäldern zu erreichen und Verzerrungen auf den Märkten für Holzabfälle zu vermeiden

#### **7.1.3 Weitere Einflussfaktoren**

Neben den beschriebenen Einflussfaktoren erwähnt die Kommission noch weitere Hemmnisse, die den Ausbau von EE behindern können:

Im Bereich administrativer Hemmnisse sind das vor allem die hohe Zahl involvierter Behörden und deren mangelnde Koordinierung, lange Vorlaufzeiten zum Erhalt aller notwendigen Genehmigungen und mangelnde Berücksichtigung von EE in der Raumplanung. Darüber hinaus bestehen auch Probleme hinsichtlich des Netzzugangs für EE-Anlagen. Hier bedarf es etwa transparenter und nicht-diskriminierender Regelungen für Kostentragung und -verteilung.

Nicht zuletzt weist die Kommission darauf hin, dass für eine gute Funktion bei allen Fördermodellen unabhängige Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber ein wesentlicher Faktor sind. Durch geeignete Ausgestaltung der Marktregeln und des Fördermodells kann die

Integration größerer Mengen stochastisch schwankenden EE-Stroms (Solar, Wind) bei niedrigen Kosten für Ausgleichsenergie erleichtert werden.

#### 7.1.4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen der Kommission

Die Kommission gibt keine Empfehlung zu einer Harmonisierung ab, da derzeit längere Erfahrungen im Wesentlichen nur für die Einspeisevergütungsmodelle vorliegen. Die anderen Modelle bestehen für die Kommission noch nicht lange genug, um sie mit den lange existierenden Vergütungsmodellen vergleichen zu können. Deswegen werden die Entwicklungen weiter beobachtet. Außerdem hält die Kommission miteinander im Wettbewerb stehende Fördermodelle auf einzelstaatlicher Ebene zumindest für eine Übergangszeit für vorteilhaft, da sich daraus eine größere Vielfalt an Lösungen und damit auch Nutzeffekte<sup>106</sup> ergeben.

Die weitere Entwicklung soll einerseits von der „Kooperation“ einzelner Länder geprägt sein, wie sie etwa im Bereich von Vergütungsmodellen bereits zwischen Deutschland, Frankreich und Spanien bzw. auf dem iberischen Markt existiert. Auch das von Schweden und Norwegen geplante gemeinsame Zertifikatsmodell dient als Beispiel. Durch eine ähnliche Ausgestaltung der Modelle bestünde dann die Möglichkeit einer späteren Teilharmonisierung.

Darüber hinaus wird im Bericht keine Bevorzugung eines speziellen Instruments genannt, jedoch gibt die Kommission Empfehlungen ab, wie die bestehenden nationalen Systeme optimiert werden können:

- Rechtliche Stabilität und geringeres Investitionsrisiko: Das Fördersystem muss für die Marktteilnehmer als langfristig stabil gelten, um Risiken zu senken. Instabile Systeme erhöhen Risiken und verursachen in der Regel Mehrkosten für die Verbraucher. Vor allem auf Märkten mit Zertifikatesystemen sind Risikosenkung und die Erhöhung der Liquidität zentrale Themen.
- Abbau administrativer Hemmnisse durch die Schaffung klarer Vorgaben, zentraler Genehmigungsstellen, schlanker Verfahren und die Entwicklung von Instrumenten zur Vorausplanung
- Förderung technologischer Vielfalt durch eine Differenzierung in der Ausgestaltung der Förderinstrumente
- Steuerbefreiungen und -ermäßigungen
- Kompatibilität des Fördermodells mit dem Elektrizitätsbinnenmarkt
- Schaffung von Arbeitsplätzen sowie lokaler und regionaler Nutzeffekte
- Kombination mit Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und Steuerung der Energienachfrage, um die gesetzten Ziele auch erreichen zu können.

---

<sup>106</sup> Bspw. kann ein Zertifikatsmodell von einem parallel existierenden Vergütungsmodell profitieren, wenn dieses in der Lage ist, die Kosten noch weniger entwickelter Technologien durch Lernprozesse zu senken.

## 7.2 Optionen zur energetischen Nutzung von Biomasse

In diesem Abschnitt werden nach einer kurzen Darstellung der energetischen Biomassenutzung in Österreich die verschiedenen Optionen der Biomassenutzung und die damit verbundenen Fragestellungen näher beleuchtet.

### 7.2.1 Aktuelle Situation in Österreich

In Österreich wurden im Jahr 2004 knapp 137 PJ an biogenen Energieträgern<sup>107</sup> verbraucht, das entspricht 9,8 % des Bruttoenergieverbrauchs. Damit leistet Biomasse einen knapp höheren Beitrag als die Wasserkraft, die 2004 9,4 % des Bruttoverbrauchs beitrug. Insgesamt stammten 2004 300 PJ bzw. 21,5 % aus erneuerbaren Energieträgern<sup>108</sup>.

Biogene Energieträger (bzw. „Biomasse“) ist in der österreichischen Energiebilanz ein Sammelbegriff für unterschiedliche Brennstoffe biogenen Ursprungs, wie Abbildung 28 zeigt. Der größte Anteil stammt demnach derzeit aus traditionellem Scheitholz, gefolgt von Industriestholz (v.a. aus der Sägeindustrie) und Ablaugen bzw. Schlämmen aus der Papierindustrie<sup>109</sup>.

Einen wachsenden Sektor stellen aufgrund eines starken Trends bei Heizungsumstellungen Holzpellets dar. Ihr Einsatz stieg von 1,2 PJ im Jahr 2000 auf bereits 4,3 PJ im Jahr 2004 und dieses kräftige Wachstum wird sich nach den vorliegenden Prognosen weiter fortsetzen. Durch das im Jahr 2003 in Kraft getretene Ökostromgesetz (vgl. Abschnitt 4.3.1) ist vor allem ein Nachfragezuwachs in den Bereichen Industriestholz, Waldhackgut und Biogas zu erwarten<sup>110</sup>. Zusätzlich wurde auch die Biokraftstoff-Richtlinie der EU<sup>111</sup> in österreichisches Recht umgesetzt<sup>112</sup>. Demnach soll der Anteil erneuerbarer Energie im Verkehrssektor auf 2,5 % im Jahr 2005 und auf 4,3 % 2007 und 5,75 % im Jahr 2008 ansteigen. Werden die Ziele erreicht, so würde der Bedarf an Biokraftstoffen von etwa 1 PJ im Jahr 2004 auf knapp 19 PJ im Jahr 2008 ansteigen. Für den weiteren Ausbau scheint auch der Einsatz von Biogas im Verkehrssektor interessant<sup>113</sup>.

---

<sup>107</sup> Nicht enthalten sind hier brennbare Abfälle, die zusätzlich ca. 20 PJ Primärenergie beitragen.

<sup>108</sup> Lt. vorläufiger Energiebilanz des Jahres 2004. Dieses Jahr war mit einem Erzeugungskoeffizienten von 0,99 praktisch ein hydrologisches Regeljahr.

<sup>109</sup> Diese werden in der Regel innerbetrieblich zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt.

<sup>110</sup> Aufgrund der zeitlichen Entwicklung sind im Jahr 2003 erst geringe Effekte des Ökostromgesetzes ablesbar.

<sup>111</sup> Richtlinie 2003/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor.

<sup>112</sup> Die Umsetzung erfolgte durch die Kraftstoffverordnung BGBl. II Nr. 417/2004 im Weg einer verpflichtenden Beimischung von Biokraftstoffen zu konventionellen Kraftstoffen und eine gleichzeitige steuerliche Erleichterung für den „Mischkraftstoff“.

<sup>113</sup> Im Vergleich zu anderen Alternativen wie Biodiesel oder Biomethanol zeichnet sich Biogas durch eine bessere Flächeneffizienz und Treibhausgasbilanz aus. Die Österreichische Energieagentur arbeitet derzeit an einem Projekt zum verstärkten Biogaseinsatz im Verkehrssektor. Zielrichtung ist dabei die Aufbereitung des Biogases und dessen Einspeisung ins Erdgasnetz (diesbezüglich sind in Österreich derzeit einige Pilotprojekte in Betrieb bzw. Projektierung). Die größte Hürde dazu ist der parallele Aufbau eines Fahrzeugparks gasbetriebener Kraftfahrzeuge, vgl. auch Abschnitt 7.2.7.

Förderung von erneuerbaren Energien  
mit Schwerpunkt auf kostenbasierter Einspeisevergütung

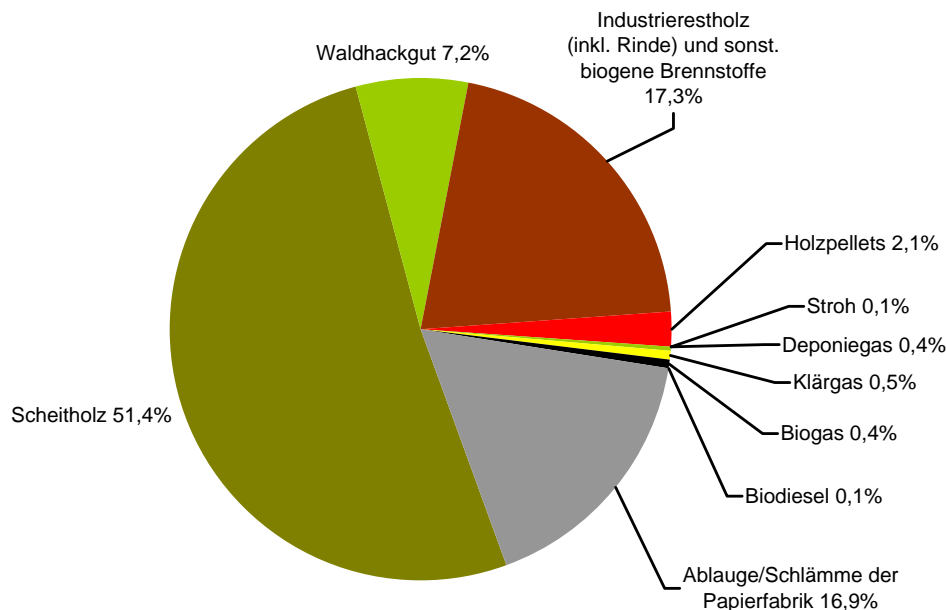


Abbildung 28: Biogene Energieträger in Österreich 2003. Quelle: Österreichische Energieagentur, Statistik Austria

Abbildung 29 zeigt ein Energieflussbild für Biomasse für das Jahr 2004. Daraus ist erkennbar, dass der überwiegende Teil der Biomasse inländischen Ursprungs ist und nur sehr geringe Mengen grenzüberschreitend ausgetauscht werden. Der größte Teil wird nach wie vor für Raumheizung bzw. Klimatisierung eingesetzt, weiters wird ein großer Teil zur Strom- bzw. Wärmeerzeugung in Heiz- und Kraftwerken bzw. zur Dampferzeugung in der Industrie eingesetzt.

Flussbild Biogene Brenn- und Treibstoffe und Brennholz gemäß Energiebilanz in PJ (2004)

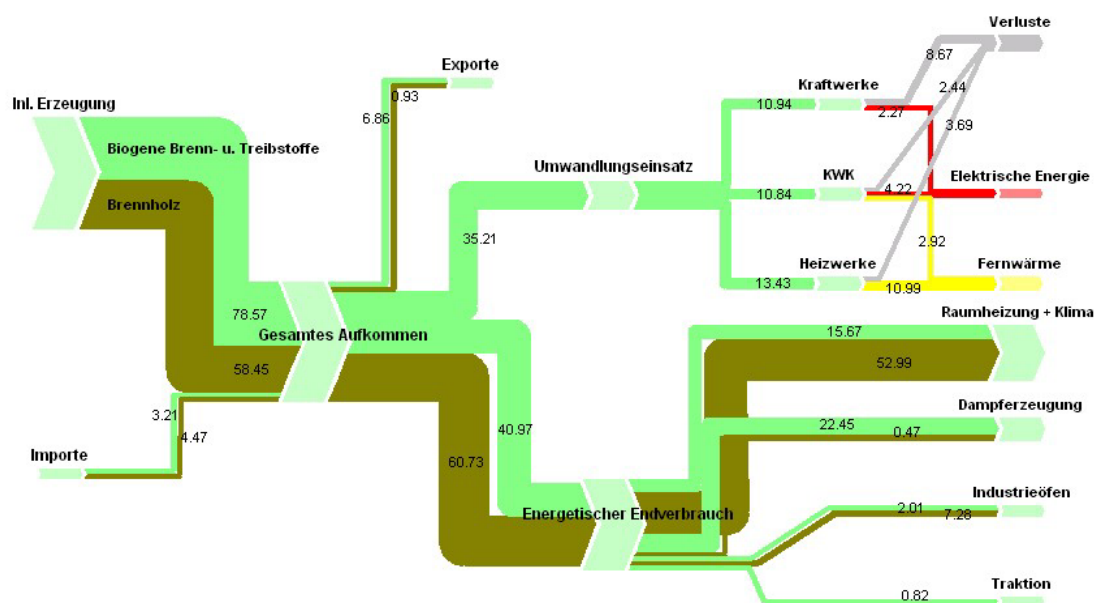


Abbildung 29: Flussbild biogener Energieträger in der österreichischen Energiebilanz 2004 und ihre Verwendung nach Nutzenergiekategorien. Quelle: Statistik Austria, Österreichische Energieagentur



Aufgrund der stark ansteigenden Nachfrage nach Biomasse durch die umgesetzten nachfragewirksamen Maßnahmen auf EU- und nationaler Ebene wendet sich die Diskussion nun verstärkt dem effizienten Einsatz und der Aufbringungsseite bzw. der Verfügbarkeit der Biomasse zu. Zur Verbesserung der Marktversorgung mit Energieholzsortimenten wurde dazu in Österreich 2005 das „**klima:aktiv** Programm **energieholz**“ gestartet. Damit soll die Mobilisierung der in den österreichischen Wäldern vorhandenen ungenutzten Holzressourcen unterstützt und die Markteinführung neuer Energieholzmengen beschleunigt werden<sup>114</sup>.

Die EU-Kommission hat Ende 2005 einen „Biomasse-Aktionsplan“ vorgelegt<sup>115</sup>, der 20 Maßnahmen zur Forcierung des Biomasse-Einsatzes in den Sektoren Wärmeherzeugung, Stromerzeugung und Verkehr vorsieht. Dabei wird insbesondere auch auf den effizienten Einsatz und die nachhaltige Aufbringung von Biomasse Bezug genommen. Derzeit beginnt in der österreichischen Fachöffentlichkeit die Diskussion um mögliche nationale Umsetzungen dieses Aktionsplans.

### 7.2.2 Allgemeines

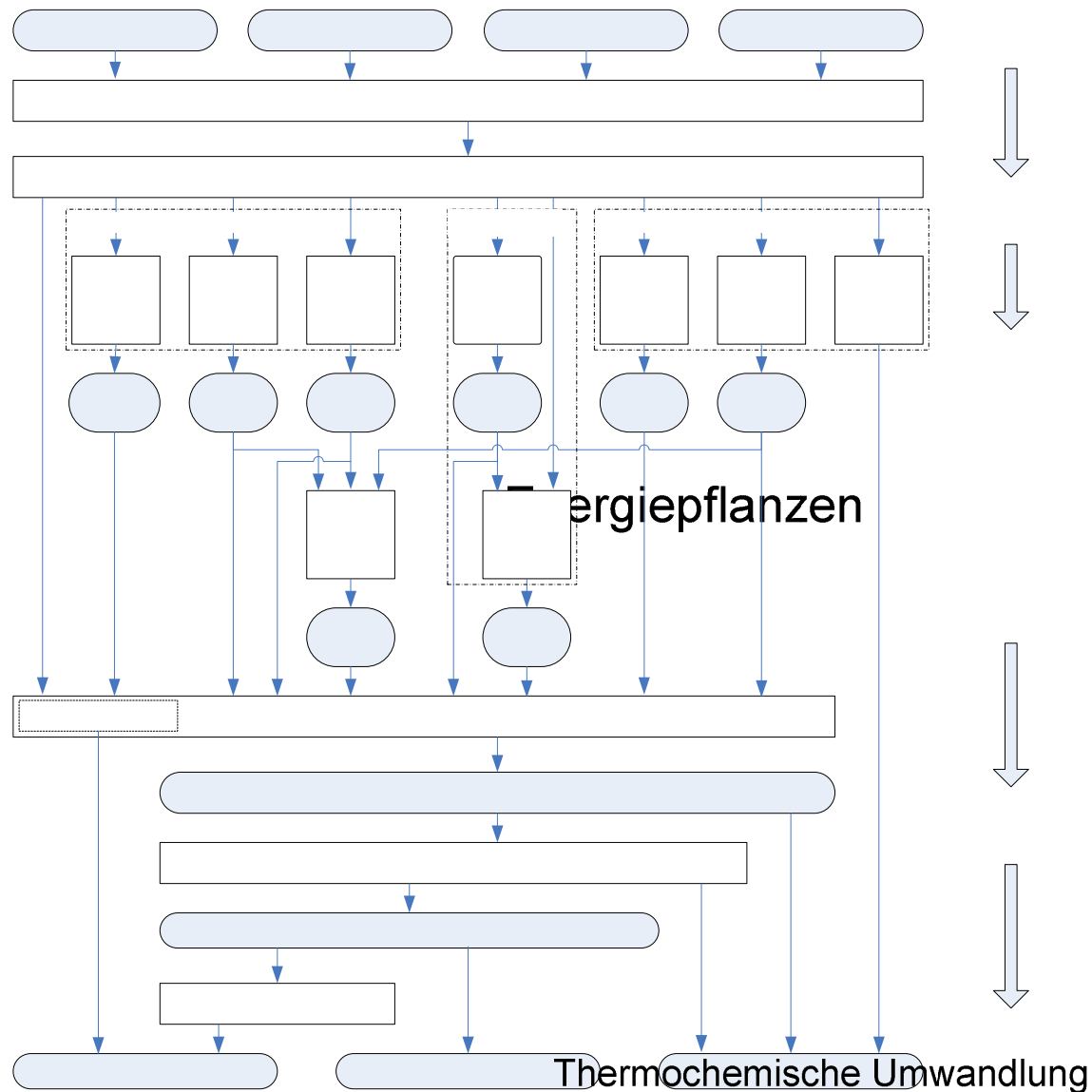
Wie aus der beschriebenen Situation in Österreich ablesbar, weist die Diskussion einer optimalen energetischen Nutzung von Biomasse eine hohe Komplexität auf. Einerseits wird unter dem Begriff „Biomasse“ im Rahmen der energetischen Nutzung eine Vielzahl unterschiedlicher Rohstoffe bzw. Energieträger biogenen Ursprungs aus verschiedenen Quellen zusammengefasst. Darüber hinaus kann die Nutzung entlang unterschiedlicher Pfade erfolgen und in die Bereitstellung verschiedener Endenergieträger bzw. Energiedienstleistungen münden (z.B. Elektrizität, Wärme, Treibstoffe).

Abbildung 30 gibt einen Überblick über verschiedene mögliche Bereitstellungsketten für Biomasse-Energieträger bis hin zur End- bzw. Nutzenergie.

---

<sup>114</sup> Eine ähnliche Initiative wurde auch von der EU-Kommission in ihrem Evaluierungsbericht vorgeschlagen, vgl. Abschnitt 7.1. Das Energieholz-Programm wird von der Österreichischen Energieagentur betreut, mehr Informationen unter <http://energieholz.klimaaktiv.at/>

<sup>115</sup> Aktionsplan für Biomasse, KOM(2005) 628 endgültig



Legende: Energieträger bzw. Energieformen sind grau hinterlegt, Umwandlungsprozesse sind weiß dargestellt.

Abkürzungen: FAME: Fettsäure-Methylester; BTL-Prozesse: „Biomass-to-liquid“-Prozesse

Abbildung 30: Beispiel für Bereitstellungsketten von End- bzw. Nutzenergie aus Biomasse.

Quelle: L 16 mit eigenen Ergänzungen.

Bei dieser Vielfalt möglicher Biomasse-Rohstoffe, Biomasse-Energieträger, Konversionspfade und Einsatzmöglichkeiten stellt sich die Frage nach einer sinnvollen Kombination dieser Faktoren und eröffnet eine breite Auswahl möglicher Optionen. Insbesondere im Hinblick auf das Design eines Fördermodells für EE werden einzelne Aspekte dieser Problematik kurz dargestellt. Eine vertiefende Untersuchung würde den Rahmen dieser Darstellung sprengen und bleibt weiteren Arbeiten vorbehalten.

#### Zentrale Fragestellungen:

- Welcher **Rohstoff** mit
- welchem **Ursprung** soll in

- welchen **Biomasse-Energieträger** umgewandelt werden, um dann mit Hilfe
- welcher **Technologie** in
- welchen **Endenergieträger** umgesetzt werden, damit
- welchen Energieträger zu **substituieren** und gleichzeitig
- **CO<sub>2</sub>-Emissionen** zu vermeiden?
- Welche **Kosten** entstehen dabei und
- welcher **Nutzen** kann daraus gezogen werden?

In den nächsten Abschnitten werden diese generellen Fragen kurz diskutiert und in konkrete Fragestellungen übersetzt, die im Zuge einer Ausgestaltung von Rahmenbedingungen zu berücksichtigen sind<sup>116</sup>.

### 7.2.3 Herkunft von Biomasserohstoffen

Biomasse fällt häufig als Rückstand oder Nebenprodukt aus der Urproduktion (z.B. Waldrestholz, Stroh, Straßengrasschnitt), der Weiterverarbeitung (z.B. Sägerestholz, Pressrückstände) und der Endnutzung (z.B. Altholz, Grünabfälle) an. Darüber hinaus können auch speziell angebaute „Energiepflanzen“ wie etwa Holz aus Kurzumtriebsflächen, Getreide oder halmgutartige Brennstoffe zur energetischen Nutzung herangezogen werden.

Während Energiepflanzen speziell für die energetische Nutzung bereitgestellt werden, steht die Nutzung von Reststoffen teilweise in Konkurrenz zu einer stofflichen Nutzung (bspw. Resthölzer für die Plattenindustrie).

Daraus ergeben sich folgende konkrete Fragestellungen:

- Eignung, Potenzial und Kosten von Rückständen und Nebenprodukten (vgl. L 19)
- Nutzungskonkurrenzen mit der stofflichen Nutzung
- Potenziale für Energiepflanzen
- Nutzungskonkurrenz geeigneter Flächen
- Wechselwirkungen mit Landnutzungskonzepten und Landwirtschaftspolitiken

### 7.2.4 Ressourcen- und Flächeneffizienz

Biomasse-Energieträger unterscheiden sich hinsichtlich ihres flächenbezogenen Massen- und Energieertrags: Tabelle 23 zeigt eine Gegenüberstellung der Hektarerträge an Rohenergie verschiedener Energiepflanzen am Beispiel typischer Erträge für Österreich. Es zeigt sich bereits hinsichtlich des spezifischen Ertrags von Frischmasse (FM) und Trockenmasse (TM) der verschiedenen Ausgangsstoffe eine beträchtliche Spannbreite. Durch unterschiedlich effiziente Umwandlungsprozesse setzen sich diese Unterschiede bis zu den sekundären Biomasse-Energieträgern fort. Zu bedenken ist, dass die Flächennutzung mit

---

<sup>116</sup> Die beschriebenen Fragestellungen sind auch Gegenstand von laufenden Arbeiten der Österreichischen Energieagentur im Bereich der Biomassenutzung.

unterschiedlich hohem Ressourcen-Einsatz (z.B. Dünger, Pflanzenschutz, Energie zur „Ernte“) verbunden ist.

Tabelle 23: Durchschnittliche Erträge verschiedener Energiepflanzen in Österreich. Quelle: Österreichische Energieagentur

Biomasse-Ausgangsstoff			Biomasse-Energieträger	
Art	FS-Ertrag	TS-Ertrag	Art	Ertrag
	kg/ha	kg/ha		kWh/ha
Raps	3.030	2.848	Biodiesel	10.900
			Pflanzenöl	10.800
Weizen (Korn)	5.500	4.730	Bio-Ethanol	12.400
Mais (Korn)	8.500	5.440	Bio-Ethanol	19.100
			Bio-Methan	21.200
Stroh (Getreide)	4.000	3.440	Festbrennstoff	16.700
			Bio-Ethanol	6.100
Maissilage (Ganzpflanze)	45.000	14.850	Bio-Methan	49.200
Zuckerrübe	58.000	13.340	Bio-Ethanol	36.600
Grünlandgras	23.100	7.623	Bio-Methan	21.200
Feldfuttergras	36.000	11.880	Bio-Methan	32.800
Sudangras	39.400	13.002	Bio-Methan	39.500
Holz aus Kurzumtrieb (Pappel, 50% WG)	24.000	12.000	Festbrennstoff	60.000
			Produktgas	51.000
			FT-Diesel	24.000
Holz aus Wald (40% WG)	12.500	7.500	Festbrennstoff	21.000
			Produktgas	17.900
			FT-Diesel	15.000

Abkürzungen: FS: Frischsubstanz; TS: Trockensubstanz; FT: Fischer-Tropsch

Diese Überlegungen lassen sich in folgenden Fragestellungen zusammenfassen:

- Eignung land- und forstwirtschaftlicher Flächen zur Produktion von Biomasserohstoffen
- Notwendiger Ressourceneinsatz (Dünger, Pflanzenschutz, Energie, Kosten)
- Erzielbare (Netto-)Erträge
- Flächenkonkurrenz zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion bzw. zur stofflichen Nutzung
- Wechselwirkungen mit Landnutzungskonzepten und Landwirtschaftspolitiken

### 7.2.5 Wertigkeit der Energie

Die Wertigkeit von Energie aus Biomasse kann unter den Aspekten des Speicherbarkeit, der Flexibilität des Einsatzes und des Exergiegehalts<sup>117</sup> beurteilt werden.

<sup>117</sup> Exergie bezeichnet jenen Anteil der Gesamtenergie eines Systems, der vollständig in andere Energieformen umgewandelt werden kann.

Während beispielsweise die Bereitstellung von Wärme auf Basis von Biomasse vergleichsweise gute Nutzungsgrade aufweist, ist die erzeugte Wärme jedoch nur begrenzt speicherbar und transportierbar. Deshalb muss Wärme bedarfsorientiert bereitgestellt werden, was Anforderungen an die Speicherbarkeit des Biomasse-Energieträgers stellt.

Zusammenfassende Fragestellungen sind:

- Speicherfähigkeit und Transportfähigkeit des Biomasse-Energieträgers
- Bedarfsorientierte Bereitstellung der Endenergie
- Anforderungen an den Exergiegehalt des Biomasse-Energieträgers und der Endenergie (Wärme, Strom, Kraftstoffe)

### 7.2.6 Energiebilanz

Die energetische Effizienz ist grundsätzlich anhand der gesamten Umwandlungskette von Primärenergie zu Endenergie bzw. Nutzenergie zu beurteilen. Für Biomasse-Energieträger beginnt diese Kette bei der Bereitstellung (Ernte) der Rohstoffe, die teilweise ebenfalls mit erheblichem Energieeinsatz verbunden sein kann.

Bis zu ihrer energetischen Nutzung sind die Biomasse-Rohstoffe häufig einer Anzahl von Veredelungsprozessen ausgesetzt, die jeweils mit Energieeinsatz bzw. Verlusten verbunden sind (siehe auch Abbildung 30). Die Veredelung ist notwendig, um die Biomasse-Energieträger für ihren jeweiligen Einsatz und die damit verbundenen Anforderungen aufzubereiten (vgl. L 14):

- Erhöhung der Energiedichte
- Verbesserung der Handhabung
- Verbesserung der Speicher- und Transportfähigkeit
- Höhere Umweltverträglichkeit in der Nutzung
- Anhebung des Potenzials zur Substitution fossiler Energieträger
- Verwertbarkeit von Rückständen

Die verschiedenen Konversionspfade sind durch unterschiedlich hohe Umwandlungseffizienz gekennzeichnet. Darüber hinaus ist wegen der vergleichsweise geringen Energiedichte von Biomasse auch der Transport in diese Betrachtungen mit einzubeziehen<sup>118</sup>.

Aufgrund des relativ niedrigen Exergiegehalts der Ausgangsstoffe ist der Nutzungsgrad bei reiner Wärmeerzeugung am höchsten. Die Verstromung von Biomasse scheint aus energetischer Sicht nur bei Nutzung der dabei anfallenden Wärme sinnvoll.

Daraus ergeben sich folgende konkrete Fragestellungen:

- Energetische Bilanz der Biomasse-Bereitstellung
- Energieeinsatz im Transport

---

<sup>118</sup> Der Transport hat i.d.R. auch großen Einfluss auf die Bereitstellungskosten der Biomasse.

- Energetische Bilanz verschiedener Konversionspfade
- Effiziente Nutzung der anfallenden Wärme bei Biomasse-Verstromung

### 7.2.7 Substitutionsmöglichkeiten und -wirkungen

Bei der Beurteilung eines sinnvollen Einsatzes von Biomasse kommt der Substitutionswirkung besondere Bedeutung zu. Dieser Aspekt zielt einerseits auf die Schonung (fossiler) Ressourcen ab, andererseits beeinflusst sie das Reduktionspotenzial von CO<sub>2</sub>-Emissionen durch den Biomasseeinsatz.

Darüber hinaus ist in Frage zu stellen, inwieweit eine Substitution derzeit eingesetzter Energieträger durch Biomasse-Energieträger eine Änderung der Nachfrage-Infrastruktur bedingt: So zeigt bspw. der Einsatz von Biomethan als Kraftstoff eine vergleichsweise hohe energetische Effizienz und Flächeneffizienz, würde aber den Aufbau bzw. das Vorhandensein eines Tankstellennetzes und einer Fahrzeugflotte für gasförmige Fahrzeuge voraussetzen („Henne-Ei-Problem“)<sup>119</sup>.

Zusammenfassende Fragestellungen:

- Substitutionsmöglichkeiten von fossilen bzw. nicht-erneuerbaren Energieträgern
- Vermeidungspotenzial von CO<sub>2</sub>-Emissionen
- Anforderungen der Biomasseenergieträger an die Nachfrage-Infrastruktur

### 7.2.8 Kosten-/Nutzenaspekte

Eine Betrachtung der Gestehungskosten verschiedener Endenergieformen muss die gesamte Bereitstellungskette der Energie aus Biomasse abdecken und kann je nach Nutzungsart im Vergleich zu einem geeigneten Referenzsystem bewertet werden (vgl. etwa L 19). Hinsichtlich volkswirtschaftlicher Kosten und Nutzen sind einerseits (teilweise) notwendige Förderungen zu nennen, andererseits bestehen positive Wertschöpfungseffekte durch die Bereitstellung der Biomasse bzw. die Investition und den Betrieb der Anlagen.

Darüber hinaus sollten bei einer gesamtheitlichen Betrachtung zusätzliche Aspekte wie externe Kosten berücksichtigt werden.

Damit stehen folgende Fragestellungen im Zusammenhang:

- Kosten und Nutzen der Investition und des Betriebs von Konversionsanlagen
- Kosten und Nutzen der Biomassebereitstellung
- Erforderliche Förderungen
- Externe Kosten

---

<sup>119</sup> In Österreich werden derzeit verstärkt Überlegungen in diese Richtung angestellt.

### 7.2.9 Technologisches Potenzial

Technologien zur energetischen Nutzung von Biomasse sind unterschiedlich weit entwickelt. Das bezieht sich nicht nur auf die klassischen Konversionstechnologien (Verbrennung, Vergasung, Vergärung) sondern auch auf den Bereich der Biomassebringung, -bereitstellung, -lagerung und -logistik.

Neben der bisher vornehmlichen Nutzung zur Bereitstellung von Wärme bzw. verstärkt auch von elektrischer Energie wird derzeit Technologien zur Weiterveredelung von Biomasse-Energieträgern (z.B. Aufbereitung von Biogas und Einspeisung ins Gasnetz, Herstellung synthetischer Kraftstoffe) großes Entwicklungspotenzial eingeräumt.

Zusammenfassende Fragestellungen:

- Potenzial von Technologien zur Bereitstellung und Konversion von Biomasse
- Chancen der heimischen Forschung und Industrie, an den Entwicklungen zu partizipieren.

## 7.3 Strom aus Pumpspeicherung in Österreich

In diesem Abschnitt wird ein Überblick über die Behandlung der elektrischen Energie aus Pumpspeicherkraftwerken hinsichtlich der Anrechnung auf das EU-Richtlinienziel, der Ausstellung von Herkunftsnachweisen und der Stromkennzeichnung sowie ihre Berücksichtigung in der Energiestatistik gegeben.

### 7.3.1 Behandlung hinsichtlich des Ziels für erneuerbare Energie

Laut der Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt (2001/77/EG) ist Strom „...der als Ergebnis der Speicherung in Speichersystemen gewonnen wird...“ nicht als „Strom aus erneuerbaren Energiequellen“ anzusehen (vgl. L 10). Entsprechend ist die Stromerzeugung aus „gepumptem Zufluss“ auch nicht in den Zielwert dieser Richtlinie einzurechnen. Aus dieser Textpassage ist jedoch keine eindeutige Aussage abzuleiten, ob die Bewertung der Pumpspeicherung nach der Brutto- oder Nettomethode zu erfolgen hat.

Zum Nachweis der Zielerreichung steht derzeit noch kein geeignetes Instrumentarium zur Verfügung. Die Erzeugung aus „gepumptem Zufluss“ kann derzeit nur aus Vergangenheitsdaten abgeschätzt werden.

### 7.3.2 Behandlung hinsichtlich der Herkunftsnachweise

Die Ausstellung von Herkunftsnachweisen ist im Ökostromgesetz geregelt und obliegt in Österreich den Netzbetreibern, an deren Netze die Anlagen auf Basis erneuerbarer Energie angeschlossen sind. Der Netzbetreiber stellt für die am Zählpunkt eingespeiste Strommenge Herkunftsnachweise aus. Damit wird nicht, wie in der EU-Richtlinie vorgesehen, die gesamte erzeugte, sondern lediglich die eingespeiste erneuerbare Energie auch als solche bewertet.

Laut Ökostromgesetz muss ein Herkunftsnachweis folgende Informationen enthalten:

- Menge der erzeugten Energie<sup>120</sup>
- Art und Engpassleistung der Erzeugungsanlage
- Zeitraum und Ort der Erzeugung
- die eingesetzten Energieträger

Für die Ausstellung und Abwicklung der Herkunftsnachweise wurde von der E-Control eine Herkunftsnachweisdatenbank entwickelt, die Teilnahme erfolgt auf freiwilliger Basis.

Zur Bewertung der Stromerzeugung aus „natürlichem Zufluss“ benötigt der Netzbetreiber zusätzliche Informationen wie den Verbrauch für die Pumpspeicherung oder etwa über den Pumpenwirkungsgrad. De facto ist die genaue Verfahrensweise zur Bewertung der Pumpspeicherung nicht bundesweit geregelt. Die Aufsicht über die korrekte Ausstellung der Herkunftsnachweise obliegt der jeweiligen Landesregierung, weshalb es hinsichtlich der Bewertung (z.B. Brutto- oder Nettomethode) vermutlich keine einheitliche Regelung in Österreich gibt.

### 7.3.3 Behandlung hinsichtlich der Stromkennzeichnung

Die Stromkennzeichnung ist in Österreich im Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (EIWOG) geregelt, die E-Control GmbH ist für die Überwachung der Richtigkeit der Lieferantenangaben verantwortlich. Zu diesem Zweck hat die E-Control eine Stromkennzeichnungsrichtlinie (vgl. L 8) entwickelt, die entsprechende Erläuterungen (Gesetzesinterpretationen) und Empfehlungen enthält, ihre Anwendung ist jedoch nicht verbindlich.

Wie bereits angeführt, ist Strom aus Pumpspeicherkraftwerken nicht als erneuerbarer Strom anzusehen. Sofern allerdings Strom aus erneuerbaren Quellen zum Auffüllen von Speichersystemen genutzt wird, können dafür ausgestellte Herkunftsnachweise – wenn sie der Betreiber des Speichersystems erworben hat – natürlich im Rahmen der Kennzeichnung verwendet werden.

Die Grundlagen der Stromkennzeichnung des jeweiligen Stromhändlers sind nach dem EIWOG im Anhang zum Geschäftsbericht zu dokumentieren und unterteilen die an Endverbraucher abgegebene Strommenge in einen Teil, dessen für die Erzeugung eingesetzte Primärenergieträger durch Herkunftsnachweise belegt ist, und in einen Anteil unbekannter Herkunft (d.h. ohne Herkunftsnachweise). Da physikalische/vertragliche Strommenge und Herkunftsnachweis grundsätzlich entkoppelt und damit getrennt handelbar sind, können auch alle anderen allfällig verfügbaren bzw. zugekauften Herkunftsnachweise<sup>121</sup> im Rahmen der Stromkennzeichnung genutzt werden. Wenn also beispielsweise ein Stromhändler über einen Liefervertrag mit einem Kohlekraftwerk einen Speicher füllt, nur die mit dem Speicher erzeugte Strommenge an Endverbraucher liefert und dafür die erforderliche Anzahl von

---

<sup>120</sup> In der praktizierten Lesart des Gesetzes bestätigen die Netzbetreiber die eingespeiste Menge.

<sup>121</sup> Dazu gehören Herkunftsnachweise, die auf Grundlage eines Gesetzes auf Basis von Artikel 5 der Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt (2001/77/EG) ausgegeben wurden. Nachweise, die von nach dem Akkreditierungsgesetz zugelassenen Stellen ausgegeben wurden, sind ebenso ohne begleitenden Stromliefervertrag handelbar, wie RECS-Zertifikate.

Zudem ist darauf hinzuweisen, dass auch ausländische Nachweise anzuerkennen sind, sofern sie als gleichwertig einzustufen sind.



Herkunftsnachweisen für „Wasserkraft“ zukaufte, so kann er eine Kennzeichnung mit 100% Wasserkraft vornehmen.

Ist die Herkunft von an Endverbraucher abgegebenen Strommengen nicht bekannt – etwa auf Grund eines Einkaufs über eine Strombörse – oder der Lieferant verzichtet darauf, derartige Nachweise zu verwenden (weil er sie etwa an andere Lieferanten weiterverkauft), so werden diese Mengen als „Strom mit unbekannter Herkunft“ klassifiziert und sind auf der Stromrechnung als „UCTE“ auszuweisen<sup>122</sup>. Zusätzlich soll entsprechend der Empfehlung der E-Control GmbH der „UCTE-Mix“ erläutert werden (L 8).

#### **7.3.4 Behandlung in der Statistik der E-Control (Regulierungsbehörde)**

Die Regulierungsbehörde E-Control ist mit der Erstellung der Elektrizitätsstatistik betraut. Hinsichtlich der Stromerzeugung sind alle Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von min. 1 MW zur jährlichen Meldung verpflichtet. Für Anlagen mit min. 10 MW müssen auch Monatswerte gemeldet werden. Speicherkraftwerke mit einer Engpassleistung von min. 25 MW müssen darüber hinaus monatlich den Energie- und Speicherinhalt, den natürlichen und gepumpten Zufluss, die Entnahme sowie die Erzeugung aus Pumpspeicherung und den Verbrauch für Pumpspeicherung angeben.

Die veröffentlichten Statistiken der E-Control unterscheiden zwischen Stromerzeugung aus Laufwasserkraftwerken und Speicherkraftwerken. Die Erzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken wird nicht explizit ausgewiesen, jedoch wird der Verbrauch für Pumpspeicherung angegeben. Darüber hinaus werden die Speicherstände der großen Speicherkraftwerke veröffentlicht.

#### **7.3.5 Behandlung in der Energiebilanz der Statistik Austria**

In der Methodik der Energiebilanz der Statistik Austria wird Wasserkraft nach der Nettomethode behandelt: Der Energieträgereinsatz für Wasserkraft repräsentiert lediglich die Wasserkraft aus natürlichem Zufluss, die Erzeugung aus „gepumptem Zufluss“ findet keinen Eingang in die Statistik. Diese wird von der Gesamterzeugung aus Wasserkraft abgezogen und errechnet sich aus dem Verbrauch für Pumpspeicherung und einem mittleren Pumpenwirkungsgrad, der sich von der Relation zwischen der Erzeugung aus gepumptem Zufluss und dem Verbrauch für Pumpspeicherung in der Vergangenheit ableitet.

Der „Pumpstromverlust“, also die Differenz zwischen dem Verbrauch für Pumpspeicherung und der Erzeugung aus gepumptem Zufluss wird in der Statistik dem „Verbrauch des Sektors Energie“ zugerechnet (vgl. L 22).

---

<sup>122</sup> Unabhängig davon, ob die Mengen von in- oder ausländischen Lieferanten bezogen wurden. Es gibt demnach keinen „österreichischen“ Strommix, sondern entsprechend dem Binnenmarktkonzept bzw. dem kontinentaleuropäischen Verbundbetrieb einen „europäischen“ Strommix.

## 7.4 Stromerzeugung aus Abfallverbrennungsanlagen

Hinsichtlich der Förderung der Stromerzeugung aus Abfallverbrennungsanlagen sind insbesondere folgende Umstände zu beachten:

- Zur energetisch optimalen Betriebsweise ist es nötig, längerfristige Verträge über die Wärmenutzung abzuschließen. Dies ist meist nur an industrienahen Standorten oder bei der Möglichkeit einer Fernwärmenutzung möglich. Durch die zusätzliche Unterstützung der erzeugten elektrischen Energie (etwa durch Einspeisevergütungen) sinkt der wirtschaftliche Anreiz zur Wärmenutzung und damit zur energetisch optimalen Betriebsweise.
- Anlagengröße: Durch strenge Auflagen hinsichtlich der Emissionen (Luft, Wasser) von Abfallverbrennungsanlagen (wie in Österreich etwa durch die Abfallverbrennungsverordnung, die Grenzwerte unabhängig von der Anlagengröße vorschreibt) kann eine Verlagerung hin zu größeren Anlagen erreicht werden, da die in Folge strengerer Vorschriften notwendigen Investitionen durch größere Anlagen wirtschaftlich besser dargestellt werden können.
- Laut einer Studie des österreichischen Umweltbundesamts können die geringeren spezifischen Logistikkosten bei kleinen Anlagen die höheren spezifischen Behandlungskosten nur zu einem geringen Anteil kompensieren, da die Anlagen mit steigender Größe eine starke Kostendegression aufweisen (vgl. L 23). Diese Degression wiegt die Mehrkosten, die durch die zusätzlich notwendige Umladung auf die Bahn und den Bahntransport entstehen, deutlich auf.

### 7.4.1 Förderung in Österreich

Grundsätzlich finanzieren sich Müllverbrennungsanlagen (MVA) in Österreich über die Einnahmen aus den Müllgebühren und den Erlösen aus dem Strom- und Wärmeverkauf. In Tabelle 24 wird ein Überblick über die derzeit bestehenden Müllverbrennungsanlagen für Restmüll und ihre Kapazitäten gegeben.

Tabelle 24: Bestehende Müllverbrennungsanlagen in Österreich

Standort		Verbrennungskapazität (t/a)	Stromerzeugung	Wärmeerzeugung
Arnoldstein (Kärnten)	Restmüll	80.000	bis 15 MW	bis 9 GWh Fernwärme*
Dürrnrohr/Zwentendorf (Niederösterreich)	Restmüll	300.000	300 GWh	–
Flötzersteig (Wien)	Restmüll	200.000	20 GWh	280 GWh Fernwärme
Lenzing (Oberösterreich)	Restmüll	300.000	k.A.	Prozessdampf
Niklasdorf (Steiermark)	Restmüll	100.000	bis 25 GWh	Prozessdampf
Simmering I (Wien)	Mehrere Abfälle	180.000	56 GWh	400 GWh Fernwärme
Simmering II (Wien)	Mehrere Abfälle	110.000	s.o.	s.o.
Spittelau (Wien)	Restmüll	270.000	40 GWh	500 GWh Fernwärme
Wels I (Oberösterreich)	Restmüll	75.000	bis 50 GWh	bis 15 MW Fernwärme
Wels II (Oberösterreich)	Restmüll	230.000	bis 125 GWh	bis 30 GWh Fernwärme

\* zusätzlich Auskopplung von bis zu 13 t/h Prozessdampf

Darüber hinaus gibt es aber noch folgende Förderungsmöglichkeiten:

### **Investitionsförderung**

Ursprünglich wurde die Errichtung von MVA in Österreich nicht gefördert. Aufgrund der Deponieverordnung 1996 und der Wasserrechtsgesetznovelle 1997 ist die Ablagerung von unbehandeltem Restmüll ab 01.01.2004 grundsätzlich verboten<sup>123</sup>. Dies führte zur Überlegung, die Errichtung von Abfallbehandlungsanlagen zu fördern, um den Bau solcher Anlagen zu beschleunigen.

So wurde 2002 im Rahmen der „Umweltförderung im Inland“ der Förderungsschwerpunkt „Energiegewinnung aus Abfällen biogenen Ursprungs“ geschaffen. Er sieht folgende Förderungsgegenstände vor (vgl. L 17):

1. Thermische Behandlung: Mit Abfällen biogenen Ursprungs befeuerte Anlagen zur kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung und Anlagen, die im Zuge einer biologischen Behandlung Abfälle biogenen Ursprungs energetisch nutzen. Förderungsfähig sind im anteiligen Ausmaß der Abfälle biogenen Ursprungs u. a.:
  - Automatisch beschickte Feuerungsanlagen
  - Kessel
  - Verstromung (Dampfturbine etc.)
  - Blockheizkraftwerk
2. Vergärung: Förderungsfähig sind jene Biogasanlagen, die gemäß Abfallwirtschaftsgesetz zu behandeln sind und deren Stromgewinn entweder zur Gänze innerbetrieblich eingesetzt wird oder nicht als „Ökostrom“ klassifiziert wird<sup>124</sup>.
3. Maßnahmen zur Substitution fossiler Brennstoffe durch Sekundärbrennstoffe im anteiligen Ausmaß der Abfälle biogenen Ursprungs

Die Förderung bezieht sich dabei nur auf jenen Anteil der Abfälle, die biogenen Ursprungs sind. Der Förderwerber hat dazu die biogenen Anteile (bezogen auf den Heizwert) bei der Antragstellung und auch in den ersten Betriebsjahren der Anlage nachzuweisen.

### **Förderung über Einspeisetarife**

Eine Förderung der Stromerzeugung aus Abfällen ist im Ökostromgesetz dezidiert ausgeschlossen. Wie bereits in Abschnitt 4.3.1 beschrieben, gibt es aber die Möglichkeit, Anlagen als so genannte „Mischfeuerungsanlagen“ nach dem Ökostromgesetz anerkennen zu lassen. Damit erhält der Betreiber die Möglichkeit, für die biogenen Anteile der eingesetzten Brennstoffe (bezogen auf den Brennstoffinhalt) Einspeisetarife zu erhalten. Die für eine Förderung zulässigen „Abfälle mit hohem biogenen Anteil“ sind im Anhang zum Ökostromgesetz (Abfallkatalog lt. ÖNORM S 2100) angeführt.

---

<sup>123</sup> Diese Frist kann vom Landeshauptmann bis längstens 31.12.2008 verlängert werden.

<sup>124</sup> Bei Anlagen, die als Ökostromanlagen gem. EIWOG (bzw. Ökostromgesetz) anerkannt werden, kann nur das Wärmeverteilnetz zur Abwärmenutzung gefördert werden

Die Betreiber solcher Anlagen müssen die eingesetzten Brennstoffe laufend dokumentieren und jährlich der Landesregierung nachweisen.

#### **7.4.2 Förderung in Deutschland**

Für Abfallverbrennungsanlagen besteht keine Möglichkeit, Vergütungen nach dem EEG<sup>125</sup> zu erhalten, da hier ein „Ausschließlichkeitsprinzip“ zur Anwendung kommt: Im Bereich biogener Brennstoffe kommen Vergütungen nur jenen Anlagen zugute, die ausschließlich Biomasse im Sinne der Biomasse-Verordnung einsetzen. In dieser Verordnung sind „gemischte Siedlungsabfälle aus privaten Haushaltungen sowie ähnliche Abfälle aus anderen Herkunftsbereichen“ explizit nicht als Biomasse anerkannt<sup>126</sup>.

Im Bereich von Investitionsförderprogrammen besteht für Abfallverbrennungsanlagen lediglich die Möglichkeit, für Projekte mit Demo-Charakter (z.B. innovative Verfahren, Effizienzsteigerung etc.) Förderung zu erhalten<sup>127</sup>. Ein genereller Anspruch auf eine Förderung besteht nicht.

---

<sup>125</sup> Erneuerbare-Energien-Gesetz, BGBl. I 2004, S. 1918 ff.

<sup>126</sup> Vgl. Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung – BiomasseV), BGBl. I Nr. 29, S. 1234, zuletzt geändert durch die 1. Verordnung zur Änderung der Biomasseverordnung, BGBl. I Nr. 49, S. 2419

<sup>127</sup> Diese Programme beschränken sich nicht auf Abfallverbrennungsanlagen

## 8 Literatur

- L 1: Arbeitsgemeinschaft Öko-Institut, DLR, Bergmann H. (2001): Umsetzungsaspekte eines Quotenmodells für Strom aus erneuerbaren Energien, im Auftrag des Ministeriums für Umwelt und Verkehr Baden-Württemberg
- L 2: Bechberger, Körner und Reiche (2003): Erfolgsbedingungen von Instrumenten zur Förderung Erneuerbarer Energien im Strommarkt, Forschungsstelle für Umweltpolitik. Freie Universität Berlin
- L 3: Boardman B. (2003): Consumer Choice and Carbon Consciousness for Electricity. Final Report.
- L 4: Bundesamt für Energie (2004): Beurteilung der Fördermodelle: Einspeisevergütung, Quoten, Ausschreibung und „Transparenzmodell“. Bern 2004
- L 5: Bundesamt für Energie (2005): Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2004. Bern 2005
- L 6: Council of European Energy Regulators (2004): Current Experience with Renewable Support Schemes in Europe. September 2004
- L 7: Drillisch und Riechmann (1997): Umweltpolitische Instrumente in einem liberalisierten Strommarkt – Das Beispiel von England und Wales, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 2/97, S. 137-162.
- L 8: E-Control (2004): Erläuterungen und Empfehlungen der Energie-Control GmbH zu den Bestimmungen über die Stromkennzeichnung §§ 45 und 45a EIWOG idF BGBl I Nr 149/2002 (Stromkennzeichnungsrichtlinie). Version 1.01. Wien, 2004
- L 9: Eurelectric (2004): Eurelectric's view on Ensuring Investments in the Electricity Sector, Thomas Barth; Vortrag auf dem VGB-Kongress „Kraftwerke 2004“, Köln
- L 10: Europäische Union (2001): Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt. ABl. L 283/33 vom 27.10.2001
- L 11: European Commission (2004): The share of renewable energy in the EU. COM(2004)366 final, Brussels 2004
- L 12: European Commission (2004): The share of renewable energy in the EU; Country Profiles, Overview of Renewable Energy Sources in the Enlarged European Union. SEC(2004)547, Brussels 2004
- L 13: Europäische Kommission (2005): Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen. Mitteilung der Kommission, KOM(2005) 627 endg. vom 7.12.2005
- L 14: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (Hrsg.): Leitfaden Bioenergie. Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen. Gülzow 2005
- L 15: Haas R et al. (2001): Einspeisetarife oder Zertifikate? Vortrag bei der „Internationalen Energiewirtschaftstagung (IEWT) 2001“ in Wien

- L 16: Kaltschmitt M., Hartmann H. (Hrsg.): Energie aus Biomasse. Grundlagen, Techniken und Verfahren. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, 2001
- L 17: Kommunalkredit Public Consulting (2003): Informationsblatt „Energiegewinnung aus Abfällen biogenen Ursprungs“. Wien 2003
- L 18: Lechner H., Haas R., Auer H., Berger M., Huber C. (2001), Energiebinnenmarkt und Umweltschutz: Evaluierung für Österreich – Endbericht. Studie von E.V.A. und IEW im Auftrag des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft. Wien 2001
- L 19: Oettli B. et al.: Potentiale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz. Studie im Auftrag des Bundesamts für Energie BFE, Zürich 2004
- L 20: Oppermann K. (2002): Handelbare Umweltzertifikate als Instrumente der klima- und Energiepolitik, Teil 2: Quoten und grüne Zertifikate zur Förderung erneuerbarer Energien, in: KfW-Reserach Mittelstands- und Strukturpolitik.
- L 21: Rentz O. et al. (2001): Neue umweltpolitische Instrumente im liberalisierten Strommarkt. Karlsruhe 2001.
- L 22: Statistik Austria (2005): Methodenbeschreibung zu den Energiebilanzen 1970 (1988) – 2004
- L 23: Umweltbundesamt (2002): Stand der Technik bei Abfallverbrennungsanlagen. Studie im Auftrag des Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Wien 2002
- L 24: Voß A. (2000): Konzeption eines effizienten und marktkonformen Fördermodells für erneuerbare Energien, Gutachten im Auftrag des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart

#### **Beispiel Ausschreibungssystem in England:**

- L 25: Department of Trade and Industry (1994): New and Renewable Energy: Future Prospects in the UK, Energy Paper Number 62, Department of Trade and Industry, London, March 1994
- L 26: Department of Trade and Industry (1995): Fourth NFFO Renewables Order – Statement by Mr. Richard Page (Parliamentary Under – Secretary of State), unter <http://www.dti.gov.uk/nffo/nffo/>
- L 27: Department of Trade and Industry (2000): Renewable energy – progress in 1999, unter [http://www.dti.gov.uk/energy/inform/energy\\_trends/articles/bpjun2000.pdf](http://www.dti.gov.uk/energy/inform/energy_trends/articles/bpjun2000.pdf)
- L 28: Department of Trade and Industry (last update 21. Feb. 2003), Non-Fossil Fuel Obligation (NFFO), unter [http://www.dti.gov.uk/renewables/policy/nffo\\_obligation.shtml](http://www.dti.gov.uk/renewables/policy/nffo_obligation.shtml)
- L 29: Department of Trade and Industry (2003): NFFO Fact Sheet 11 – Renewables Obligation Status Updates. Unter <http://www.dti.gov.uk/energy/renewables/publications/pdfs/nffodecember2003.pdf>

- L 30: Department of Trade and Industry (2004): UK Energy Sector Indicators 2004, unter [http://www.dti.gov.uk/energy/inform/energy\\_indicators/indicators2004.pdf](http://www.dti.gov.uk/energy/inform/energy_indicators/indicators2004.pdf)
- L 31: Environmental Energy Technologies Division (2002), The U.K. NFFO and Ireland AER Competitive Bidding Systems, unter <http://eetd.lbl.gov/ea/EMS/cases/NFFO.pdf>
- L 32: OFGEM (1998), Fifth Renewable Order for England and Wales, unter [http://www.ofgem.gov.uk/temp/ofgem/cache/cmsattach/2355\\_nffo5.pdf](http://www.ofgem.gov.uk/temp/ofgem/cache/cmsattach/2355_nffo5.pdf)

### **Beispiel Quotenmodell in Schweden**

- L 33: Swedish Energy Agency (2003): The Electricity Market 2003
- L 34: Swedish Energy Agency (2003): Review of the performance of the country's electricity certificate system (N2003/9037/ESB); results of stage 1
- L 35: Swedish Energy Agency (2003): Review of the performance of the country's electricity certificate system (N2003/9037/ESB); results of stage 2
- L 36: Swedish Energy Agency (2004): The Energy Market 2004
- L 37: Swedish Energy Agency (2004): Renewable electricity is the future's electricity
- L 38: Swedish Energy Agency (2004): The consequences of an expanded electricity certificate market.

### **Beispiele Einspeisevergütungsmodell und Zertifikatenmodell für Kleinwasserkraft in Österreich**

- L 39: BGBl I Nr. 121/2000: Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz i.d.F. Artikel 7 Energieliberalisierungsgesetz (EIWOG 2000) inkl. Der Ausführungsgesetze der Bundesländer
- L 40: BGBl I Nr. 149/2002: Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung erlassen werden (Ökostromgesetz) sowie das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG) und das Energieförderungsgesetz 1979 (EnFG) geändert werden
- L 41: BGBl. II Nr. 508/2002: Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, mit der Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen festgesetzt werden
- L 42: BGBl. II Nr. 254/2005: Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, mit der die Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, mit der Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen festgesetzt werden, geändert wird
- L 43: E-Control (lfd.): Sonstige Marktregeln i.d.g.F. Energie-Control GmbH, Wien. Unter <http://www.e-control.at/>

- L 44: E-Control (2002): Verordnung der Elektrizitäts-Control GmbH über Meldepflichten zur Überprüfung der Zielquoten für elektrische Energie aus Ökostrom- und Kleinwasserkraftwerksanlagen (Meldeverordnung). Wien 2002
- L 45: E-Control (2003): Bericht über die Ökostrom-Entwicklung und Kraft-Wärme-Kopplung. Energie-Control GmbH, Wien 2003
- L 46: E-Control (2003): Endbericht Zentrale Registerdatenbank für Kleinwasserkraft-Zertifikate. Energie-Control GmbH, Wien 2003
- L 47: E-Control (2003): Gutachten zur Bestimmung der Förderbeiträge für Kleinwasserkraft und sonstige Ökoanlagen für 2004. Im Auftrag des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit. Energie-Control GmbH, Wien 2003
- L 48: E-Control (2004): Bericht über die Ökostrom-Entwicklung und Kraft-Wärme-Kopplung. Energie-Control GmbH, Wien 2004
- L 49: E-Control (2004): Gutachten zur Bestimmung der Förderbeiträge für Kleinwasserkraft und sonstige Ökoanlagen für 2005. Im Auftrag des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit. Energie-Control GmbH, Wien 2004
- L 50: E-Control (2005): 1. Energie-Round Table 2005 „Ökostrom – Jahresgesamtzahlen 2004 und weitere Entwicklung“. Energie-Control GmbH, Wien 2005
- L 51: E-Control (2005): Gutachten zur Bestimmung der Förderbeiträge für Kleinwasserkraft und sonstige Ökoanlagen für 2006. Im Auftrag des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit. Energie-Control GmbH, Wien 2005
- L 52: E-Control (2005): Bericht über die Ökostrom-Entwicklung und Kraft-Wärme-Kopplung. Energie-Control GmbH, Wien 2005
- L 53: E-Control (2006): Website der E-Control GmbH, <http://www.e-control.at/>, 6. März 2006
- L 54: Lechner H. et al. (2003): Machbarkeitsstudie 4% Ökostrom bis 2008. Studie im Auftrag des BMLFUW. E.V.A., Wien, Mai 2003
- L 55: Lechner H. (2002): Evaluierung des Ökostrommarktes im Rahmen des EIWOG 2000: Entwicklung Ökostrom/Kleinwasserkraft/Kraft-Wärme-Kopplung. Studie der Energieverwertungsagentur (E.V.A.) im Auftrag der E-Control GmbH. Wien 2002

#### **Exkurs: Energieeffizienz und erneuerbarer Energie am Beispiel Österreichs**

- L 56: Europäische Kommission (2003): Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Endenergieeffizienz und zu Energiedienstleistungen vorgelegt (KOM(2003) 739 vom 10.12.2003).
- L 57: Lechner H. et al. (2004): Energieeffizienz und Erneuerbare 2010 – Eine Untersuchung zur Umsetzung der Ziele des Regierungsprogramms zur Steigerung der Energieeffizienz und des Anteils erneuerbarer Energieträger. Studie der Österreichischen Energieagentur im Auftrag des BMLFUW. Wien 2004







Versorgungssicherheit  
Wettbewerbsfähigkeit  
Nachhaltigkeit  
Perspektiven



**ÖSTERREICHISCHE ENERGIEAGENTUR – AUSTRIAN ENERGY AGENCY**  
A-1060 Vienna, Otto-Bauer-Gasse 6 | Phone +43-1-586 15 24 | Fax +43-1-5861524-40  
office@energyagency.at | www.energyagency.at