



Fraunhofer Institute
Systems and
Innovation Research



Zusammenfassende Analyse zu Effektivität und ökonomischer Effizienz von Instrumenten zum Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strombereich

Zwischenergebnisse aus dem UFO-Plan Forschungsvorhaben

„Monitoring und Fortentwicklung nationaler und europäischer Instrumente zur Marktdurchdringung erneuerbarer Energiequellen im Strommarkt“

Förderkennzeichen: 203 41 112

Konsortium:

Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung / Fh ISI
Energy Economics Group, TU Wien (im Unterauftrag) / EEG

Dr. Mario Ragwitz (Fh ISI)

Karlsruhe, 26.7. 2005

Effektivität und Effizienz der Förderinstrumente für erneuerbare Energien im Stromsektor in der EU

Bezüglich des Erfolges bei der Förderung erneuerbarer Energieträger im Stromsektor bestehen deutliche Unterschiede zwischen den Mitgliedsstaaten der Europäischen Union. Dies betrifft sowohl den Zubau an installierter Kapazität als auch die länderspezifischen Förderkosten des Ausbaus. In diesem Artikel erfolgt eine vergleichende Betrachtung der Effektivität und Effizienz der Förderpolitiken in den Ländern der EU mit besonderem Fokus auf die Windenergie. Es zeigt sich, dass die wirksamsten Systeme auch häufig die kostengünstigsten sind.

Das Ziel der Europäischen Union ist es, den Anteil erneuerbarer Energien im Elektrizitätssektor (EE-E) bis 2010 für die EU-25 auf 21% zu steigern. Dies ist das zentrale Element der Richtlinie 2001/77/EG, mit der die Mitgliedsstaaten der EU dazu aufgefordert werden, geeignete Instrumente einzusetzen, um die festgelegten nationalen Zielmarken für EE-E zu erreichen. Bei der Wahl der Instrumente wird den Mitgliedsstaaten dabei weitgehender Freiraum gewährt. Allerdings sieht die EU als Element der Richtlinie 2001/77/EG ein Monitoring-System vor, das die Entwicklung der einzelnen Mitgliedsstaaten beobachtet. Bei der Bewertung der eingesetzten Instrumente liegt besonderes Augenmerk auf der erzielten Effektivität, d.h. des initiierten Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung, sowie auf der ökonomischen Effizienz der Förderung, d.h. der jeweiligen Kosten des Zubaus.

Klassifikation und erste Bewertung der vorherrschenden Instrumente

In verschiedenen europäischen Ländern kommen unterschiedliche Fördermodelle zum Einsatz, um den Anteil erneuerbarer Energien am jeweiligen nationalen Energiemix zu erhöhen. In der Regel wird nicht ein einzelnes Instrument zur Förderung der Marktdiffusion erneuerbarer Energien verwendet, sondern meist eine Kombination aus verschiedenen Fördermaßnahmen [1]. Die derzeitige Instrumentendiskussion fokussiert sich jedoch auf feste Einspeisetarife und Quoten in Verbindung mit handelbaren grünen Zertifikaten.

Das bei Weitem dominierende Instrument zur Förderung erneuerbarer Energien im Stromsektor in Europa sind feste *Einspeisetarife*. Garantierte Einspeisevergütungen erlauben es unabhängigen Erzeugern, Strom in ein Versorgungsnetz zu einem festgelegten Tarif für einen bestimmten Zeitraum einzuspeisen. Diese Tarife bestimmen sich in der Theorie aus den marginalen Erzeugungskosten und werden durch eine Regulierungsbehörde festgelegt. Das Hauptargument zugunsten von Einspeisevergütungen ist die Minimierung des finanziellen Risikos für unabhängige Stromerzeuger, indem diesen ein festes Einkommen für einen definierten Zeitraum garantiert wird. Neben der hohen Effektivität sind Einspeisevergütungen durch geringe Erzeugerrenten und moderate Transaktions- und Verwaltungskosten charakterisiert (statische Effizienz). Die Reduktion der Erzeugerrenten basiert auf der technologie- und ertragspezifischen Festsetzung der Förderhöhe (hierbei ist insbesondere die ertragsabhängige Vergütung im deutschen EEG für die Windenergie hervorzuheben) sowie auf einer an die Lernrate der verschiedenen Technologien gekoppelten jährlichen Absenkung der Tarife. Die technologiespezifische Förderung bei gleichzeitiger Degression der Tarife führt zu einer hohen dynamischen Effizienz des Instruments [2], [3].

Ein noch relativ neues Instrument stellen *Quoten* für den Anteil erneuerbarer Energien an der Gesamtstromerzeugung dar. Dieses System wird meist mit einem Handelsmechanismus für *grüne Zertifikate* kombiniert, obwohl dies nicht notwendigerweise der Fall sein muss. Im Vergleich zu garantierten Einspeisetarifen, bei welchen der Preis für erneuerbaren Strom durch den Gesetzgeber festgelegt wird, wird bei Quotensystemen die Menge des zu erzeugenden EE-

Stroms bestimmt. Gelegentlich werden Quotensysteme als das marktnähere Instrument zur Förderung erneuerbaren Stroms angesehen [4]. Diese Einschätzung basiert auf der Tatsache, dass Quotenregelungen sowohl die Konkurrenz unter Erzeugern erneuerbaren Stroms als auch unter den Anlagenherstellern stimulieren (letzteres wird auch durch Einspeisevergütungen erreicht) sowie die jeweils kostengünstigsten Technologieoptionen ausgebaut werden. Dieses führt zumindest konzeptionell zu einer Reduktion der Erzeugungskosten für erneuerbaren Strom in Quotensystemen. Der entscheidende Nachteil von Quotensystemen besteht jedoch in der Tatsache, dass die derzeitigen Förderkosten typischerweise höher sind als in Einspeisesystemen mit gestuften Tarifen (statische Effizienz). Wesentliches Element der höheren Gesamtkosten in Quotensystemen ist der von Investoren veranschlagte Risikozuschlag bei Investitionen in Märkten mit solchen Fördermodellen zur Absicherung des zukünftigen Preisrisikos für grüne Zertifikate. Dieser Risikozuschlag erhöht die beobachteten Kapitalkosten für erneuerbare Technologien (siehe [2], [3] für quantitative Analysen). Weiterhin führt die typischerweise technologieunspezifische Förderung in Quotensystemen zu tendenziell höheren Produzentenrenten sowie zu geringerer technologischer Vielfalt mit negativen Wirkungen auf die dynamische Effizienz.

Steuervergünstigungen sind meist erzeugungsbasierte Instrumente, welche erneuerbare Energien durch Steuerbefreiungen für Energieerzeuger fördern. Im Vergleich zu Einspeisevergütungen, welche ein zusätzliches Einkommen für die Produzenten grünen Stroms darstellen, bedeuten erzeugungsbasierte Steuervergünstigungen verringerte Erzeugungskosten.

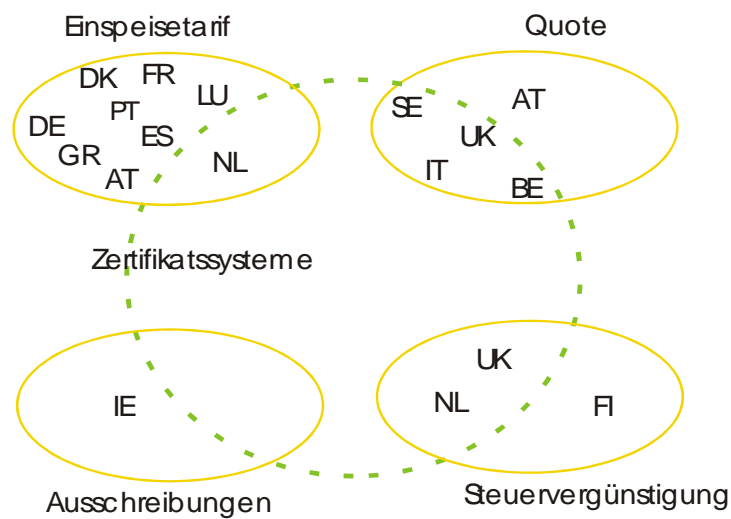
Ausschreibungsverfahren sind entweder investitions- oder erzeugungsbasiert, aber in beiden Fällen kapazitätsorientiert. Im ersten Fall wird eine bestimmte zu installierende Erzeugungskapazität ausgeschrieben. In einem vordefinierten Bietprozess werden die günstigsten Anbieter ermittelt, welche Investitionskostenzuschüsse pro installierte Erzeugungskapazität erhalten. Das erzeugungsbasierte Ausschreibungsverfahren verläuft analog, wobei jedoch die erfolgreichen Bieter eine erzeugungsorientierte Vergütung über die Laufzeit des Vertrages erhalten.

Tabelle 1 zeigt eine Klassifikation der EE-E Förderinstrumente nach mengen- und preisbasierten Mechanismen sowie nach dem Kriterium, ob Energieangebot oder Energienachfrage jeweils investitions- oder erzeugungsbasiert stimuliert werden. Abbildung 1 gibt einen schematischen Überblick über die wichtigsten Instrumente im Stromsektor in den einzelnen EU-15 Mitgliedsstaaten.

Tabelle 1: Klassifikation von Förderinstrumenten für erneuerbare Energien, vgl. [2]

		preisbasiert	mengenbasiert
(Energie-) Angebot	investitionsbasiert	<ul style="list-style-type: none"> • Investitionszuschüsse • Investitionsbasierte Steuer- vergünstigungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Ausschreibungsmodelle
	erzeugungsbasiert	<ul style="list-style-type: none"> • Einspeisetarife • erzeugungsbasierte Steuer- vergünstigungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Ausschreibungsmodelle • Quoten in Verbindung mit handelbaren grünen Zertifikaten
(Energie-) Nachfrage	investitionsbasiert	<ul style="list-style-type: none"> • Teilhaberprogramme 	
	erzeugungsbasiert	<ul style="list-style-type: none"> • Grüne Tarife 	

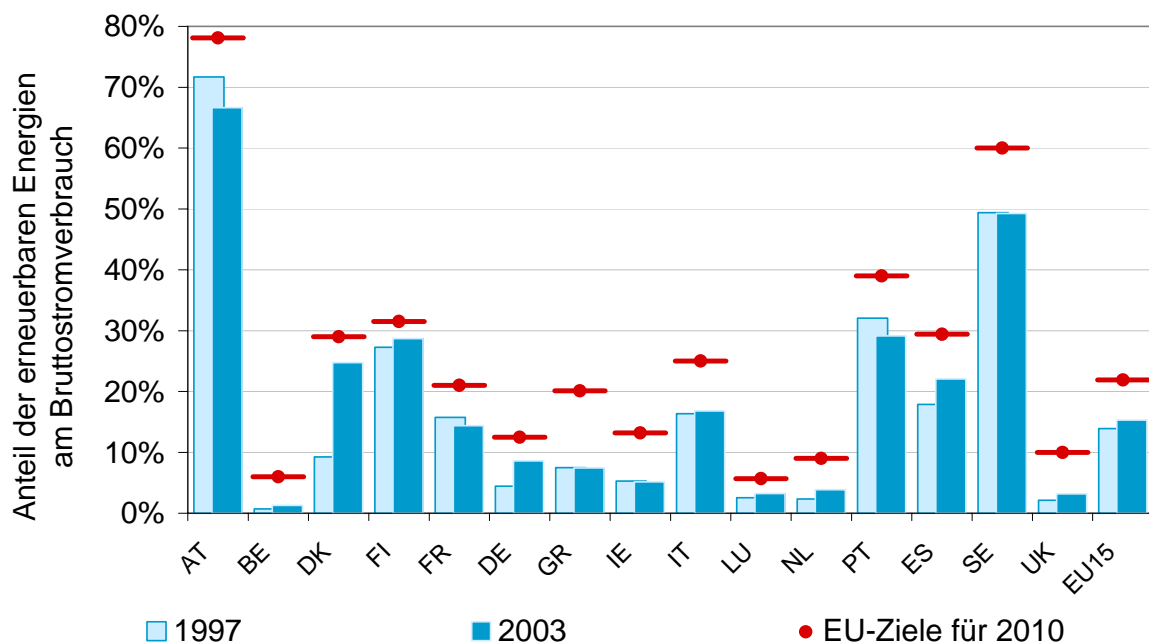
Abbildung 1: Dominierende Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien in der EU-15



Fortschritt der EU-15 Mitgliedsstaaten beim Ausbau erneuerbarer Energien

Im nächsten Schritt soll ein kurzer Überblick über die Marktentwicklung im Bereich der erneuerbaren Energien für die Mitgliedsstaaten der EU-15 gegeben werden, wobei zunächst die Entwicklung im Zusammenhang mit den Zielen der EU Direktive 2001/77/EC für den Zeitraum von 1997 bis 2003 dargestellt ist. Dies geschieht in Abbildung 1 anhand des Anteils, den die EE-E am Bruttostromverbrauch ausmachen. Dabei erfolgt die Berechnung des Anteils auf der Basis des jährlichen Stromerzeugungspotenzials, um die tatsächliche Erzeugung bezüglich der wetterbedingten Schwankungen der Wasserkraft und der Windenergie zu normieren.

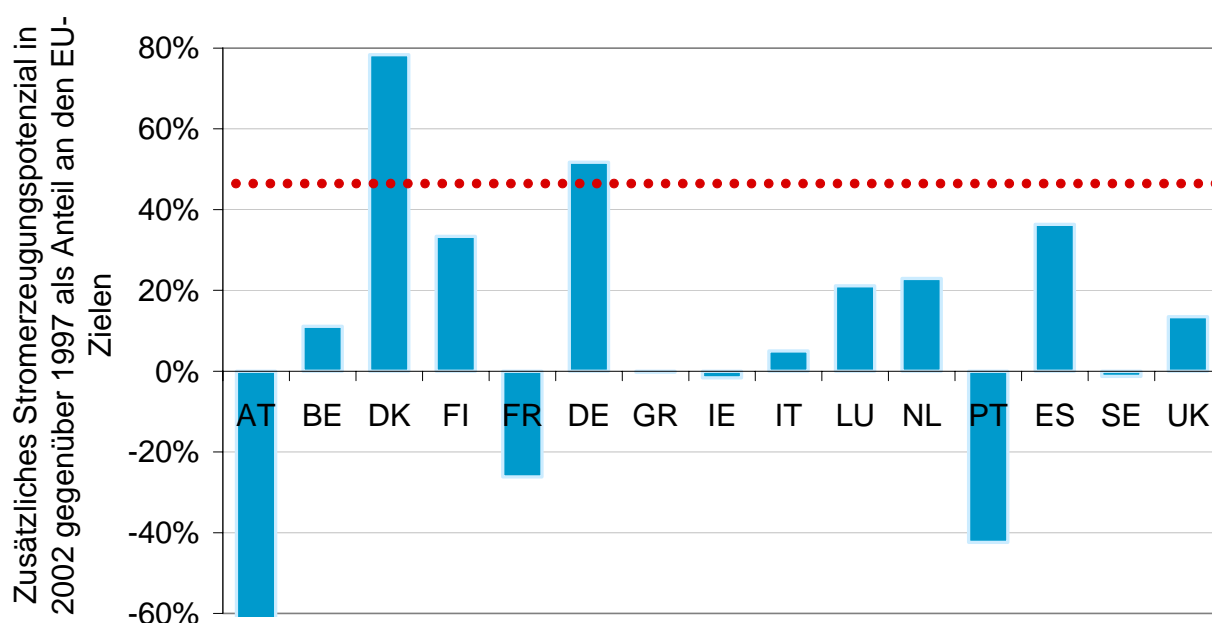
Abbildung 2: Anteil der erneuerbaren Stromerzeugungspotenzials am Stromverbrauch in den EU-15 Mitgliedsstaaten



Nur wenige Länder liegen derzeit im Trend zur Erreichung der länderspezifischen EU-Ziele bis 2010. Lediglich in Deutschland, Dänemark, Spanien und Finnland kann eine deutliche Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch beobachtet werden. Im Gegensatz dazu ging in Italien, Schweden, Österreich und Frankreich der Anteil der erneuerbaren Energien zurück. Zu begründen ist dies einerseits mit der unzureichenden Förderung, mit hohen administrativen und rechtlichen Hemmnissen und mit einem starken Anstieg des Bruttostromverbrauchs in einigen der betrachteten Länder.

In Abbildung 3 ist der Fortschritt zur Zielerreichung im Sinne der EU Direktive 2001/77/EC bis 2003 etwas detaillierter dargestellt. Gezeigt ist der bis 2003 erreichte Anteil an der zusätzlich notwendigen Stromerzeugung durch erneuerbare Energien zwischen 1997 und 2010 (100% entsprechen somit der Erreichung des Ziels für 2010, die Erfüllung des linear interpolierten Ziels bis 2003 liegt bei etwa 46% und ist in der Abbildung dargestellt). Nur Dänemark und Deutschland haben somit bis 2003 das Zwischenziel für die EU Direktive erreicht, gefolgt von Finnland und Spanien. Dänemark profitiert dabei insbesondere von der starken Förderung EE-E insbesondere im Bereich Wind on-shore während der 90er Jahre sowie von den kürzlich realisierten off-shore Projekten. In den drei anderen Ländern gab es im betrachteten Zeitraum keine wesentliche Änderung der Förderpolitik. Somit wird ersichtlich, dass die Stabilität eines Instruments sehr wesentlich für den Erfolg bei der Marktentwicklung erneuerbarer Energien ist. Länder wie Belgien, Schweden oder Italien, deren Förderpolitik durch einen Wechsel des Instruments im betrachteten Zeitraum gekennzeichnet war, zeigen ein deutlich geringes Wachstum des Anteils erneuerbarer Energien. In Österreich, Frankreich und Portugal führte der starke Anstieg des Stromverbrauchs bei gleichzeitig hohen Hemmnissen für den Ausbau erneuerbarer Energien zu einer Reduktion des Anteils am Stromverbrauch.

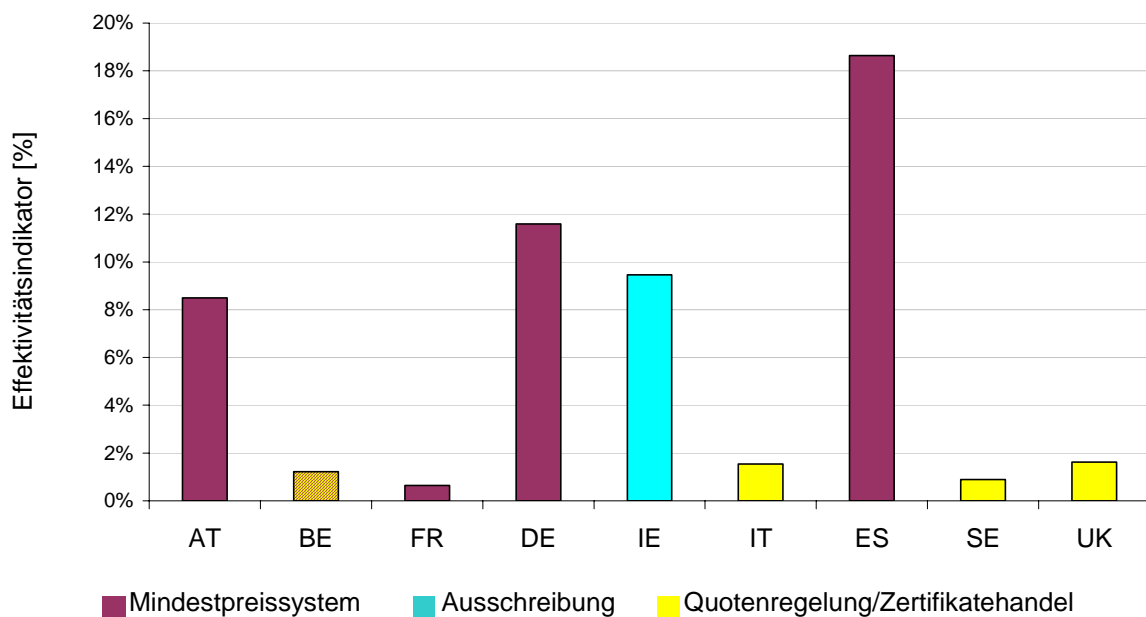
Abbildung 3: Bisherige Zielerreichung bezüglich der indikativen Ziele der EU Direktive 2001/77/EC, (100% entspricht dem Ziel an zusätzlicher Erzeugung zwischen 1997 und 2010, die rote Linie zeigt das Zwischenziel von 1997 bis 2002)



Effektivität und ökonomische Effizienz der Förderung im Bereich der Windenergie

Wir möchten in diesem Abschnitt einen kurzen Überblick über die derzeitige Effektivität und die ökonomische Effizienz der Förderung im Bereich der **Windenergie** geben. Dieser erfolgt am Beispiel einiger ausgewählter Mitgliedsstaaten, welche als repräsentativ für die jeweiligen Förderinstrumente gelten. Zunächst ist hierzu der Effektivitätsindikator, welcher sich aus dem Quotienten der zusätzlichen Erzeugung in einem Jahr und dem verfügbaren Potential bestimmt, für das Jahr 2004 in Abbildung 4 dargestellt. Es zeigt sich, dass die Förderpolitik in Spanien, gefolgt von Deutschland, Irland und Österreich die höchste Effektivität im Bereich Windenergie im Jahr 2004 aufwies. Die vier Länder mit einem Quotensystem als dominierendem Instrument Belgien, Italien, Schweden und Großbritannien zeigen dagegen nur eine sehr geringe Effektivität. In Irland wurde im Jahr 2004 ein außergewöhnlich hohes Volumen an Windkapazität ausgeschrieben, so dass der Zubau 2004 deutlich über dem in vergangenen Jahren lag.

Abbildung 4: Effektivitätsindikator für die Marktentwicklung im Bereich Wind on-shore im Jahr 2004 für ausgewählte EU-Mitgliedsstaaten. Der Effektivitätsindikator bestimmt sich aus dem Quotienten der zusätzlichen Erzeugung in einem Jahr und dem verfügbaren Potential



Als erstes Indiz für die ökonomische Effizienz der Förderung soll an dieser Stelle eine Übersicht über die aktuelle Höhe der Vergütung für die Windenergie gegeben werden. Die Werte repräsentieren die gültigen Vergütungshöhen im Jahr 2004. Die mittleren Förderhöhen sind in Abbildung 5 dargestellt. Man erkennt, dass die Höhe derzeitiger Einspeisetarife in der EU typischerweise geringer als die Summe aus Zertifikatspreis und Strompreis in den Ländern mit Quotensystemen ist (mit Ausnahme Schwedens). Die Vergütungshöhe des irischen Ausschreibungssystems liegt in etwa auf dem Niveau der Einspeisetarife in Spanien.

Zur Beurteilung der ökonomischen Effizienz der Instrumente ist die aktuelle Förderhöhe nur in eingeschränktem Maße aussagekräftig. Der Grund hierfür ist, dass durch die Darstellung der aktuellen Förderhöhen wichtige Ausgestaltungsmerkmale der Politikinstrumente vernachlässigt

werden, so zum Beispiel die Förderdauer und die zukünftige Entwicklung des Förderniveaus. Des Weiteren bleiben somit die durchschnittlichen Windbedingungen unberücksichtigt. Daher ist in Abbildung 6 die Vergütungshöhe normiert auf die drei genannten Parameter dargestellt. Förderdauer und die zukünftige Entwicklung des Förderniveaus sind dabei durch eine Annuitätenrechnung basierend auf einem Zinssatz von 6,6% berücksichtigt. Die landesspezifischen Volllaststunden gehen linear in die Berechnung der normierten Vergütungshöhe ein. Der Zertifikatspreis wurde in dieser Betrachtung über die Förderdauer als konstant angenommen.

Abbildung 5: Mittlere Höhe der Vergütung für Windenergie on-shore in ausgewählten EU Staaten (Eigene Darstellung basierend auf [1])

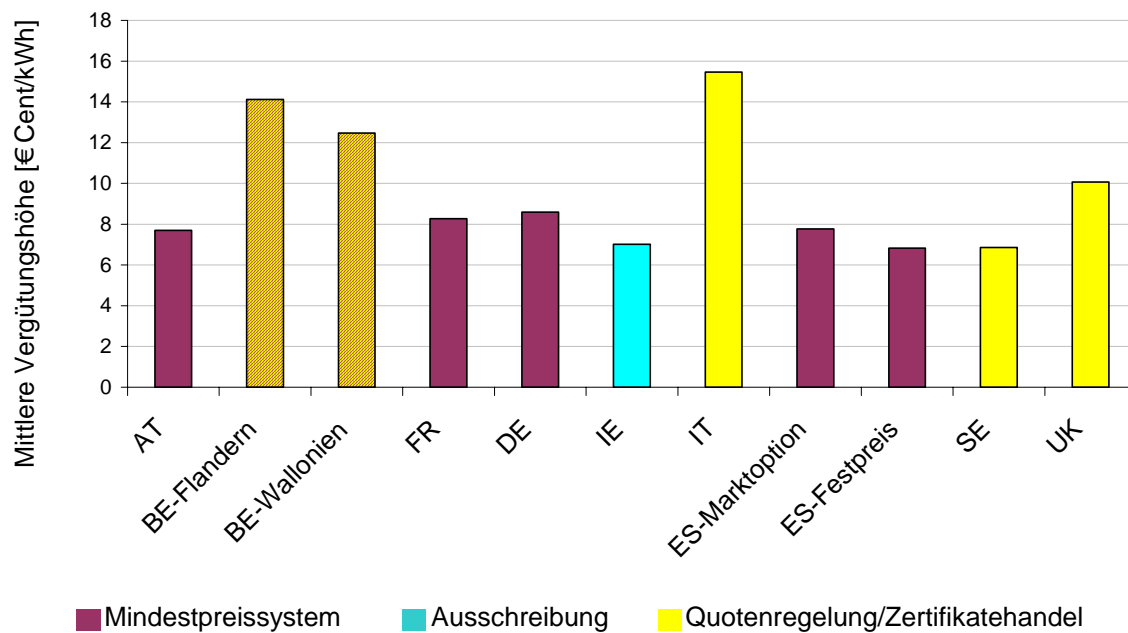
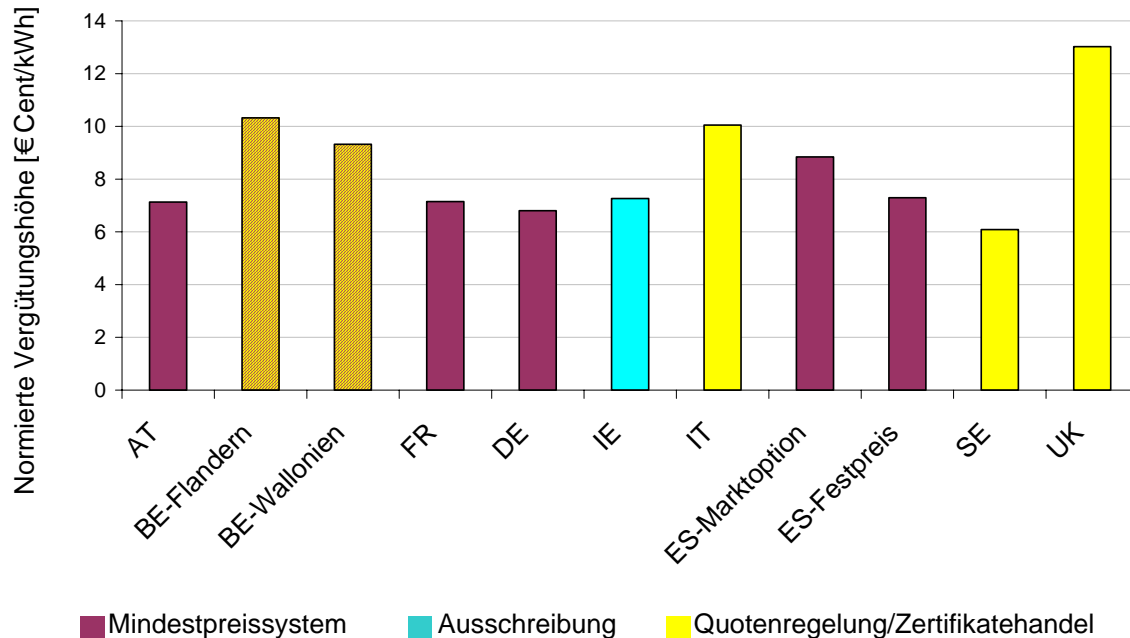


Abbildung 6: Normierte Höhe der Vergütung für Windenergie on-shore in ausgewählten EU Staaten (die in Abbildung 5 dargestellten Werte sind auf eine einheitliche Laufzeit des Instruments, auf die jeweilige zeitliche Entwicklung der Förderhöhe und durch den Quotienten der landesspezifischen und einer einheitliche Volllaststundenzahl normiert)



Die normierte Vergütungshöhe stellt einen geeigneten Indikator für die ökonomische Effizienz des Förderinstruments dar. Die Normierung der Tarife in Abbildung 6 lässt die Kernaussage von Abbildung 5 unverändert, nämlich die Tatsache, dass derzeitige Vergütungshöhen in Ländern mit Einspeisetarifen typischerweise geringer als in Ländern mit Zertifikatssystemen sind. Die relative Förderhöhe zwischen den jeweiligen Ländern verschiebt sich jedoch teilweise signifikant. Beispielsweise führt die Normierung zu einer deutlichen Absenkung des Förderniveaus in Italien (aufgrund der Berücksichtigung der Zertifikatsperiode von nur acht Jahren) und einer starken Erhöhung in Großbritannien (aufgrund der überdurchschnittlich guten Windbedingungen).

Abschließend möchten wir in Abbildung 7 die Korrelation zwischen dem in Abbildung 4 dargestellten Effektivitätsindikator und der normierten Vergütungshöhe aus Abbildung 6 darstellen.

Abbildung 7: Effektivitätsindikator versus der normierten Höhe der Vergütung für Windenergie on-shore in ausgewählten EU Staaten

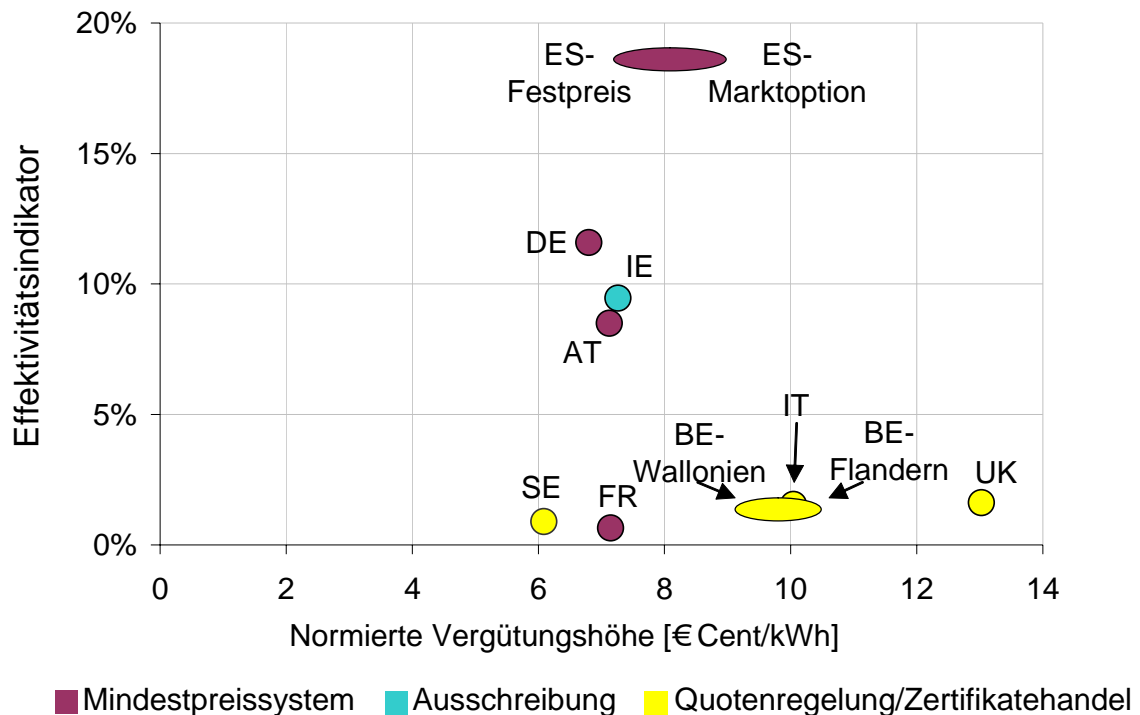


Abbildung 7 lässt sich zusammenfassend wie folgt interpretieren:

- Im Allgemeinen lassen sich sehr starke Unterschiede in Bezug auf den Effektivitätsindikator als auch auf die annuisierte Vergütungshöhe feststellen. Es wird jedoch kein Zusammenhang zwischen beiden Größen ersichtlich.
- Länder, in denen Quotenregelungen mit einem Zertifikatehandel implementiert sind, weisen mit Ausnahme von Schweden hohe Vergütungen und gleichzeitig niedrige Effektivitätsindikatoren auf. Dies ist zum Teil in der Annahme eines konstanten Zertifikatspreises begründet. Trotzdem zeigen die Ergebnisse, dass Quotenmodelle zu hohen Profiten für Kraftwerksbetreiber führen können, die unter anderem durch hohe Investitionsrisiken bedingt sind.
- Länder mit Einspeisetarifen weisen einen höheren Effektivitätsindikator bei geringeren erwarteten Annuitäten auf. Eine Ausnahme stellt Frankreich dar, dort ist die niedrige Effektivität der Förderpolitiken insbesondere eine Folge von starken administrativen Barrieren. Daraus kann geschlossen werden, dass für den Erfolg eines Politikinstrumentes nicht nur die Art und Ausgestaltungsform des Instrumentes selbst von Bedeutung ist, sondern ebenso die existierenden Rahmenbedingungen.
- In Spanien konnte im Rahmen der behandelten Länder der höchste Effektivitätsindikator erreicht werden, wobei das normierte Förderniveau im Bereich der anderen Mindestpreissystemländer lag. Ferner lässt sich beim Vergleich der beiden möglichen Optionen feststellen, dass die Marktoption durch ein höheres Förderniveau charakterisiert ist als die Festpreisoption. Diese beiden Optionen lassen sich aber derzeit noch nicht nach ihrer Effektivität bewerten, da die Marktoption noch ein sehr neues Instrument ist, welches die Teilnahme am Strommarkt durch höhere Mindestpreise belohnen und gleichzeitig das damit

durch höhere Mindestpreise belohnen und gleichzeitig das damit verbundene höhere Investitionsrisiko ausgleichen soll.

- Basierend auf einem relativ niedrigen Förderniveau konnte in Irland eine ähnlich hohe Effektivität wie in den Mindestpreisländern erreicht werden. Die unter dem irischen Fördersystem garantierten Förderhöhen liegen in der gleichen Größenordnung wie die des deutschen EEG. Erklären lässt sich dieses Ergebnis durch die unterschiedlichen Windbedingungen in beiden Ländern, aufgrund derer in Irland ein geringeres Förderniveau notwendig ist als in Deutschland. Allerdings muss die irische Effektivitätskennzahl in 2004 unter Vorbehalt betrachtet werden, da der hohe Wert auf den direkten Auswirkungen der letzten irischen Ausschreibungsrunde basiert. Im Vergleich hierzu konnten bis 2003 nur sehr niedrige Wachstumsraten erreicht werden. Dieser Effekt deutet darauf hin, dass mit Ausschreibungsmodellen schnell beträchtliche Ausbauraten erzielt werden können, ohne jedoch kontinuierliches Wachstum hervorzurufen.

Die dargestellten Fallbeispiele verdeutlichen, dass nicht allein die Höhe der Vergütungen für erneuerbaren Strom dessen Marktwachstum bestimmt, sondern weitere Faktoren wie Stabilität des Förderinstruments, das Maß des Investorenrisikos und die Stärke nichtökonomischer Barrieren wesentliche Einflussgrößen sind. Es zeigt sich weiterhin, dass garantierte Einspeisetarife ein sehr erfolgreiches Instrumentarium zur Förderung erneuerbarer Energien im Stromsektor darstellen, nicht allein bezüglich des generierten Marktwachstums sondern auch im Hinblick auf die ökonomische Effizienz, wogegen Quotensysteme ihre Praxistauglichkeit bezogen auf die genannten Kriterien noch zeigen müssen. Schließlich lässt sich die Schlussfolgerung ableiten, dass vor einer Harmonisierung der Förderung auf EU Ebene sehr sorgfältig die Chancen und Risiken einzelner Politiken anhand realer Markterfahrungen analysiert werden sollten, um das Wachstum des noch jungen Sektors der erneuerbaren Energien nicht leichtfertig zu gefährden.

Literatur

[1] Ragwitz, M.; Schleich, J.; Huber, C.; Faber, T.; Voogt, M.; Ruijgrok, W.; Bodo, P. (2004): FORRES 2020: Analysis of the renewable energy's evolution up to 2020, Endbericht des Forschungsprojektes für die EU Kommission DGTREN (Tender Nr. TREN/D2/10-2002).

[2] Green-X (2004): "Deriving Optimal Promotion Strategies For Increasing The Share Of RES-E in a Dynamic European Electricity Market", Endbericht des Forschungsprojektes für die EU Kommission DG RTD, Projektnummer: NNE5-2001-00457, www.green-x.at.

[3] OPTRES: Assessment and optimisation of renewable support schemes in the European electricity market (2005), Projekt finanziert durch die EU Kommission DG TREN, CONTRACT N° : EIE/04/073/S07.38567, www.optres.fhg.de

[4] Schulz, W. et al. (2003): Gesamtwirtschaftliche, sektorale und ökologische Auswirkungen des erneuerbare Energien Gesetzes (EEG), Gemeinschaftsgutachten von EWI, IE und RWI im Auftrag des BMWA, Köln /Leipzig/Essen.