

FÖRDERUNG DER STROMPRODUKTION AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN: INSTRUMENTENANALYSE

Schlussbericht

Zürich, 31. Januar 2011



inFRAS

INFRAS

BINZSTRASSE 23
POSTFACH
CH-8045 ZÜRICH
t +41 44 205 95 95
f +41 44 205 95 99
ZUERICH@INFRAS.CH

MÜHLEMATTSTRASSE 45
CH-3007 BERN

WWW.INFRAS.CH

IMPRESSUM

AUFTRAGGEBERIN

Schweizerische Akademie der technischen Wissenschaften SATW

AUFTRAGNEHMERIN

INFRAS, Binzstrasse 23, Postfach, 8045 Zürich, www.infras.ch

AUTOREN

Stephan Hammer, Dr. Regina Schwegler, Dr. Rolf Iten

BEGLEITGRUPPE

Dr. Silvia Banfi, Energiekommission SATW

Dr. Matthias Gysler, Energiekommission SATW

Prof. Dr. Jürg Minsch, Energiekommission SATW

Dr. Marco Berg, Energiekommission SATW

Für den Inhalt der Studie ist die Auftragnehmerin verantwortlich

INHALT

ZUSAMMENFASSUNG	5
1. EINLEITUNG	19
1.1. AUSGANGSLAGE	19
1.2. ZIEL UND FRAGEN	20
1.3. METHODIK	22
1.4. AUFBAU DES BERICHTS	22
2. FÖRDERINSTRUMENTE	23
2.1. KLASSIFIKATION DER FÖRDERINSTRUMENTE	23
2.2. EINSPEISEVERGÜTUNG	26
2.3. BONUSMODELL	27
2.4. QUOTENREGELUNG INKL. ZERTIFIKATHANDEL	29
2.5. AUSSCHREIBUNGSVERFAHREN	31
2.6. STEUERVERGÜNSTIGUNGEN	34
2.7. INVESTITIONSBEITRÄGE	35
2.8. KREDITVERBILLIGUNGEN	36
3. ÖKONOMISCHE ANALYSE	37
3.1. KRITERIEN	37
3.2. EINSPEISEVERGÜTUNG	41
3.2.1. Effektivität	41
3.2.2. Effizienz	44
3.2.3. Dynamische Anreizwirkung	50
3.2.4. Vorbereitung der Markteinführung	52
3.2.5. Volkswirtschaftliche Auswirkungen	52
3.2.6. Praktikabilität	55
3.2.7. Politische Durchsetzbarkeit	56
3.3. BONUSMODELL	57
3.3.1. Effektivität	57
3.3.2. Effizienz	60
3.3.3. Dynamische Anreizwirkung	63
3.3.4. Vorbereitung der Markteinführung	65
3.3.5. Volkswirtschaftliche Auswirkungen	65
3.3.6. Praktikabilität	65
3.3.7. Politische Durchsetzbarkeit	66

3.4.	QUOTENREGELUNG (INKL. ZERTIFIKATHANDEL)	66
3.4.1.	Effektivität	66
3.4.2.	Effizienz	71
3.4.3.	Dynamische Anreizwirkung	75
3.4.4.	Vorbereitung der Markteinführung	77
3.4.5.	Volkswirtschaftliche Auswirkungen	77
3.4.6.	Praktikabilität	77
3.4.7.	Politische Durchsetzbarkeit	78
3.5.	AUSSCHREIBUNGEN	79
3.5.1.	Effektivität	79
3.5.2.	Effizienz	83
3.5.3.	Dynamische Anreizwirkung	86
3.5.4.	Vorbereitung der Markteinführung	87
3.5.5.	Volkswirtschaftliche Auswirkungen	87
3.5.6.	Praktikabilität	88
3.5.7.	Politische Durchsetzbarkeit	88
3.6.	FAZIT	89
4.	ERFAHRUNGEN EUROPÄISCHER LÄNDER	99
4.1.	FÖRDERINSTRUMENTE	99
4.2.	EFFEKTIVITÄT UND EFFIZIENZ DER INSTRUMENTE	111
4.2.1.	Zielerreichungsgrad	111
4.2.2.	Effektivität und Effizienz der Förderinstrumente	112
4.2.3.	Fazit	122
4.3.	LEHREN UND EMPFEHLUNGEN	123
4.3.1.	Generelles	123
4.3.2.	Einzelne Instrumente	126
5.	FÖRDERUNG IN DER SCHWEIZ	131
5.1.	KOSTENDECKENDE EINSPEISEVERGÜTUNG (KEV)	131
5.2.	DISKUSSION AUSGEWÄHLTER RAHMENBEDINGUNGEN	135
5.2.1.	Hemmnisse- und Herausforderungen	135
5.2.2.	Kompatibilität mit dem freiwilligen Markt	139
5.2.3.	Anreize bezüglich Netzstabilität	142
6.	FOLGERUNGEN	145
	LITERATUR	147

ZUSAMMENFASSUNG

EINLEITUNG

Ausgangslage

Aufgrund der Verknappung der fossilen Energieträger und des Klimaschutzes geht die Schweizerische Akademie der Technischen Wissenschaften (SATW) davon aus, dass im Jahr 2050 eine mehrheitlich auf einheimischen erneuerbaren Energiequellen beruhende Stromversorgung anzustreben ist. Diese grundlegende Veränderung der Stromversorgung ist in der Einschätzung der SATW nicht ohne eine adäquate finanzielle Förderung durch die öffentliche Hand realisierbar. Aus diesem Grund möchte die SATW verschiedene ökonomische Förderinstrumente aus theoretischer Sicht und unter Berücksichtigung der Erfahrungen im In- und Ausland analysieren.

Ziel und Fragen

Ziel ist die Analyse von ökonomischen Förderinstrumenten, die einen möglichst wirksamen und effizienten Übergang zu einer bis ins Jahr 2050 mehrheitlich auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung in der Schweiz ermöglichen. Im Vordergrund steht die Analyse von direkt wirkenden Förderinstrumenten. Indirekt wirkende Instrumente wie Lenkungsabgaben oder eine ökologische Steuerreform sowie flankierende Instrumente (Information, Beratung, Aus- und Weiterbildung etc.) sind nicht Gegenstand der Analyse.

Ausgehend von der Zielsetzung stellen sich folgende Fragen:

1. Welche Instrumente eignen sich im Hinblick auf eine wirksame und effiziente Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien aus theoretischer Sicht?
2. Welche Lehren können aus den Erfahrungen der EU-Mitgliedstaaten mit der Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien gezogen werden?
3. Welche Erfahrungen sind in der Schweiz mit der Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien gemacht worden? Welche Hemmnisse und Herausforderungen stellen sich unabhängig vom gewählten Förderinstrument?
4. Welche Folgerungen lassen sich im Hinblick auf einen möglichst wirksamen und effizienten Übergang zu einer mehrheitlich auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung in der Schweiz ziehen?

Methodik

Die Instrumentenanalyse basiert auf der Auswertung der relevanten Literatur. Die Ergebnisse wurden im Rahmen eines Expertenworkshops diskutiert.

ÖKONOMISCHE ANALYSE DER FÖRDERINSTRUMENTE

Die ökonomische Analyse fokussiert auf die Einspeisevergütung und das Bonusmodell (preisbasierte Instrumente) sowie die Quotenregelung inkl. Zertifikathandel und Ausschreibungen (mengenbasierte Instrumente). Weitere direkte Förderinstrumente wie Steuervergünstigungen, Investitionsbeiträge und Kreditverbilligungen wurden nicht vertieft, weil sie in der Praxis in der Regel nicht als Hauptinstrumente, sondern flankierend eingesetzt werden. Prioritäre Kriterien der ökonomischen Analyse sind die Effektivität, die Effizienz, die dynamische Anreizwirkung und die Marktnähe der Instrumente. Ergänzend ist u.a. die Praktikabilität beurteilt worden.

Einspeisevergütung

Die Einspeisevergütung gibt einen festen Vergütungssatz pro produzierte Strommenge aus erneuerbaren Energien vor. Die produzierte Strommenge aus erneuerbaren Energien ergibt sich u.a. aus der Reaktion der Produzenten auf die erzielbaren Einkünfte. Der Vergütungssatz kann für verschiedene Technologien und Anlagentypen variieren und über die Zeit entsprechend der technologischen Entwicklung gesenkt werden. Boni für zusätzliche Leistungen (z.B. ökologische Leistungen, Systemdienstleistungen) sind möglich. Einspeisevergütungen werden in der Regel mit einer Pflicht zur Abnahme des produzierten Stroms aus erneuerbaren Energien durch die Energieversorgungsunternehmen (EVU) kombiniert. Damit tragen die Produzenten keine mit der Vermarktung des Stroms verbundenen Kosten und Risiken.

Die Einspeisevergütung ist aus theoretischer Sicht wie folgt zu beurteilen:

- › *Effektivität*: Die Einspeisevergütung ist aufgrund der sicheren Investitionsbedingungen für die Produzenten und der Anreize zur technologischen Entwicklung ein kurz- und längerfristig sehr wirksames Instrument. Sie eignet sich sehr gut, um technologiespezifische Ziele zu verfolgen. Die Einspeisevergütung ist ausreichend flexibel, um an geänderte Ziele oder technologische und ökonomische Rahmenbedingungen angepasst zu werden. Aufgrund von unvollständigen Informationen zu den Grenzkosten der Technologien ist die Treffsicherheit der Einspeisevergütung im Vergleich zu mengenbasierten Instrumenten jedoch geringer.

- › *Effizienz:* Bei einer technologiespezifischen Förderung mit regelmässiger Anpassung der Vergütung an die Kostenentwicklung werden zwar die einzelnen Technologien kosteneffizient gefördert. Aufgrund der unterschiedlichen Grenzkosten der Technologien ist die gesamtwirtschaftliche Effizienz im Vergleich zu einer einheitlichen Vergütung jedoch geringer. Durch eine technologiespezifische Vergütung kann eine hohe Fördereffizienz erzielt werden. Die Fördereffizienz ist höher, je differenzierter die Vergütung nach Anlagentypen definiert und je genauer sie an sich ändernde Grenzkosten angepasst wird. Je differenzierter die Vergütung festgelegt wird, desto höher sind jedoch die Transaktionskosten und desto geringer ist die gesamtwirtschaftliche Kosteneffizienz.
- › *Dynamische Anreizwirkungen:* Die Einspeisevergütung führt bei den Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien zu hohen Anreizen und guten finanziellen Voraussetzungen für Investitionen in technischen Fortschritt. Erstens besteht ein Anreiz zu Kostensenkungen, weil dadurch bei gegebenem Vergütungstarif höhere Gewinne erzielt werden können. Der Kostendruck kann durch eine degressive Ausgestaltung der Vergütungen erhöht werden. Im Vergleich zur Quotenregelung mit Zertifikathandel ist der Anreiz zu Kostensenkungen aufgrund des geringeren Wettbewerbdruks jedoch geringer. Zweitens erhalten die Produzenten durch die festen Vergütungen vergleichsweise hohe Gewinne (Produzentenrenten), die in Forschung und Entwicklung investiert werden können.
- › *Marktnähe:* Die Einspeisevergütung führt durch die langfristig garantierte Vergütung und die Abnahmepflicht zu guten Investitionsbedingungen für die Produzenten, geht jedoch mit einer vergleichsweise geringen Marktnähe einher. Insbesondere tragen die Produzenten die mit der Vermarktung des Stroms einhergehenden Risiken nicht. Damit leistet die Einspeisevergütung im Vergleich zu marktnäheren Instrumenten einen geringeren Beitrag zur Vorbereitung der Produzenten auf die Wettbewerbsbedingungen im Strommarkt.
- › *Praktikabilität:* Die Einspeisevergütung ist verständlich, vergleichsweise einfach einzuführen und veränderten Zielen und Rahmenbedingungen anzupassen. Der Vollzugsaufwand ist im Vergleich zu anderen Instrumenten insgesamt gering. Die Festlegung der optimalen Vergütungshöhen und allfälliger Degressionen ist jedoch mit einem gewissen Aufwand verbunden.

Bonusmodell

Beim Bonusmodell wird ein Bonus definiert, der den Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien zusätzlich zum Strompreis gewährt wird. Damit sind die Produzenten im Unterschied zur Einspeisevergütung grundsätzlich Strompreisschwankungen ausgesetzt, die

jedoch durch eine Anbindung an den Strompreis ausgeglichen werden können. Der Bonus kann technologiespezifisch ausgestaltet und sich ändernden Rahmenbedingungen angepasst werden. Durch den Bonus erhalten die Produzenten einen Anreiz, ihre Stromproduktion auszuweiten. Das Bonusmodell wird in der Praxis in der Regel nicht mit einer Abnahmepflicht des Stroms durch die Energieversorgungsunternehmen gekoppelt. Der Stromproduzent ist für die Vermarktung des Stroms verantwortlich und trägt das damit verbundene Risiko.

Aus ökonomischer Sicht wirkt das Bonusmodell ähnlich wie die Einspeisevergütung, ist jedoch stärker marktorientiert:

- › *Effektivität:* Die kurz- und längerfristige Wirksamkeit des Bonusmodells ist insgesamt hoch. Der Bonus kann bei Änderungen der angestrebten Produktionsziele und technologiespezifischen Rahmenbedingungen flexibel angepasst werden. Aufgrund der grösseren Marktnähe und der damit verbundenen höheren Transaktions- und Risikokosten ist die Wirksamkeit des Bonusmodells im Vergleich zur Einspeisevergütung jedoch etwas geringer. Die Treffsicherheit des Bonusmodells ist aufgrund der Preisschwankungen auf den Strommärkten im Vergleich zur Einspeisevergütung ebenfalls etwas geringer.
- › *Effizienz:* Die Effizienz des Bonusmodells ist ähnlich zu beurteilen wie diejenige der Einspeisevergütung. Bei einer technologiespezifischen Ausgestaltung führt das Bonusmodell zu einer kosten- und förderereffizienten Förderung je Technologie. Aufgrund der unterschiedlichen Grenzkosten der Technologien ist die gesamtwirtschaftliche Kosteneffizienz im Vergleich zu einem einheitlichen Bonus geringer. Aufgrund der höheren Risiko- und Transaktionskosten ist die Effizienz des Bonusmodells im Vergleich zur Einspeisevergütung jedoch etwas geringer.
- › *Dynamische Anreizwirkung:* Das Bonusmodell führt zu ähnlich hohen Anreizen für Investitionen in Forschung in Entwicklung wie die Einspeisevergütung. Einerseits sorgt der Wettbewerbsdruck zu einem höheren Anreiz, effizienter zu produzieren und die Kosten des Stromabsatzes zu senken. Andererseits sind die finanziellen Möglichkeiten für Investitionen in Forschung und Entwicklung aufgrund der mit dem höheren Wettbewerbsdruck einhergehenden geringeren Produzentenrenten etwas kleiner.
- › *Marktnähe:* Das Bonusmodell zeichnet sich im Vergleich zur Einspeisevergütung durch eine grössere Marktnähe aus. Damit bereitet es die Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien besser auf eine Markteinführung und die Wettbewerbsbedingungen des Strommarktes vor.

› *Praktikabilität:* Das Bonusmodell ist leicht verständlich, vergleichsweise einfach einführbar und kann flexibel angepasst werden. Im Vergleich zur Einspeisevergütung ist die Praktikabilität jedoch als etwas geringer zu beurteilen. Erstens dürften die Anpassungen der Boni aufwändiger sein, insbesondere wenn Strompreisschwankungen ausgeglichen werden sollen. Zweitens muss der Gesetzgeber den Zeitpunkt bestimmen, ab dem das Bonusmodell nicht mehr notwendig ist, weil die Produzenten auch ohne die Förderung wettbewerbsfähig sind.

Quotenregelung inkl. Zertifikathandel

Bei der Quotenregelung inkl. Zertifikathandel bestimmt der Staat ein Ziel an zu produzierendem Strom aus erneuerbaren Energien. Daraus leitet er eine Quote ab, d.h. den Anteil an Strom aus erneuerbaren Energien, den jedes Energieversorgungsunternehmen (EVU) abzusetzen hat. Alternativ können auch Stromhändler oder Stromkonsumenten zur Erfüllung von Quoten verpflichtet werden. Der Absatz des Stroms aus erneuerbaren Energien erfolgt über den Strommarkt und ist von den Produzenten zu organisieren. Entsprechend tragen sie die damit verbundenen Risiken.

Die EVU können die Quote durch Eigenproduktion von Strom aus erneuerbaren Energien (inkl. Bezug von spezialisierten Erzeugern mittels Langfrist-Lieferverträgen) oder den Kauf von Zertifikaten erfüllen. Der Zertifikatspreis stellt eine Prämie für die Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien dar und bildet sich auf dem Zertifikatsmarkt. Falls die EVU ihre Quote nicht erfüllen, müssen sie eine Strafe bezahlen. Die Höhe der Strafe definiert in der Praxis die Obergrenze des Zertifikatspreises. Die zusätzlichen Kosten für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien oder den Kauf der Zertifikate tragen die EVU und damit indirekt die Stromverbraucher, sofern die Kosten auf die Strompreise überwältzt werden.

Bei der Quotenregelung ist eine technologiespezifische Förderung ebenfalls möglich. Eine Separierung in einzelne Zertifikatsmärkte führt jedoch zu kleineren und weniger liquiden Märkten. Alternativ können die Zertifikate technologiespezifisch gewichtet und auf demselben Markt gehandelt werden (sog. „Banding“). Im Vergleich zu den anderen Instrumenten kann die Förderung durch das „Banding“ technologiespezifisch weniger differenziert ausgestaltet werden.

Die Quotenregelung inkl. Zertifikathandel ist aus theoretischer Sicht wie folgt zu beurteilen:

› *Effektivität:* Die Quotenregelung ist als mengenbasiertes Instrument grundsätzlich wirksam und treffsicher. Die Effektivität und die Treffsicherheit können jedoch nur gewährleistet

werden, wenn die Nichteinhaltung der Quote ausreichend hoch bestraft wird. Im Vergleich zur Einspeisevergütung und zum Bonusmodell ist die Quotenregelung kurzfristig weniger wirksam. Grund dafür sind die mit der grösseren Marktnähe einhergehenden Risiko- und Transaktionskosten der Produzenten sowie die vergleichsweise hohe Komplexität des Instruments. Längerfristig dürfte die Quotenregelung jedoch sehr wirksam sein, insbesondere auch aufgrund der vergleichsweise hohen dynamischen Anreize zur technologischen Entwicklung und zu Kostensenkungen. Werden technologiespezifische Ziele angestrebt, ist die Quotenregelung im Vergleich zu den übrigen Instrumenten weniger geeignet. Unter der Annahme, dass die technologiespezifische Förderung durch ein „Banding“ erfolgt, können technologiespezifische Ziele weniger effektiv und treffsicher erreicht werden.

- › *Effizienz:* Die Quotenregelung inkl. Zertifikathandel ist ein kosteneffizientes Instrument. Insbesondere führt die Quotenregelung durch den Verzicht bzw. die weniger ausgeprägte technologiespezifische Förderung im Vergleich zu den übrigen Instrumenten zu einer besseren gesamtwirtschaftlichen Kosteneffizienz. Die Fördereffizienz der Quotenregelung ist aufgrund höherer Risiko- und Transaktionskosten im Vergleich zu den übrigen Instrumenten kurzfristig geringer. Die dynamischen Anreize und Lerneffekte führen jedoch dazu, dass sich die Fördereffizienz mit der Zeit verbessert.
- › *Dynamische Anreizwirkungen:* Die Quotenregelung führt im Vergleich zu den anderen Instrumenten zu einem stärkeren Wettbewerbs- bzw. Kostendruck und damit zu grösseren Anreizen für Produzenten, in technische Fortschritte zu investieren. Durch den höheren Wettbewerbsdruck und die damit verbundenen geringeren Produzentenrenten sind die mit der Quotenregelung verbundenen finanziellen Voraussetzungen im Vergleich zur Einspeise- regelung jedoch etwas geringer. Insgesamt ist die dynamische Anreizwirkung der Quoten- regelung jedoch als sehr hoch zu beurteilen.
- › *Marktnähe:* Die Quotenregelung inkl. Zertifikathandel setzt die Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien im Vergleich zu den übrigen Instrumenten am stärksten den Marktkräften aus. Entsprechend bereitet die Quotenregelung die Produzenten besser auf den Markt vor.
- › *Praktikabilität:* Die Praktikabilität der Quotenregelung inkl. Zertifikathandel ist im Ver- gleich zu den übrigen Instrumenten insbesondere in der Einführungsphase als schlechter zu beurteilen. Die Quotenregelung ist vergleichsweise komplex, erfordert verschiedene In- stitutionen und bürdet den Produzenten vergleichsweise hohe Risiken und Transaktions- kosten auf. Zudem muss der Zertifikatsmarkt ausreichend transparent und liquide sein.

Aufgrund von Lerneffekten dürfte sich die Praktikabilität der Quotenregelung mit der Zeit verbessern.

Ausschreibungsverfahren

In einem behördlich organisierten Ausschreibungsverfahren können zu installierende Kapazitäten (investitionsbasiert) oder zu produzierende Strommengen aus erneuerbaren Energien (produktionsbasiert) ausgeschrieben werden. Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien können sich in einem Bieterverfahren für die Fördergelder bewerben. Damit entsteht ein Markt, auf dem die Anbieter um die finanzielle Förderung konkurrieren. Die Zuschläge werden in einem Selektionsprozess aufgrund der angebotenen Preise für die zu installierenden Kapazitäten (Preis pro MW) bzw. zu produzierenden Strommenge (Preis pro MWh) vergeben. Die Ausschreibungen können technologiespezifisch vorgenommen werden. Ausschreibungen sind in der Regel mit einer Abnahmepflicht des produzierten Stroms durch die EVU gekoppelt. Die Fördermittel können über die Stromkunden oder über Steuergelder finanziert werden.

Ausschreibungen sind aus theoretischer Sicht wie folgt zu beurteilen:

- › *Effektivität*: Ausschreibungen sind als mengenbasiertes Instrument grundsätzlich wirksam und treffsicher. Verschiedene Risiken für die Produzenten, administrative Hürden und langwierige Abläufe können jedoch dazu führen, dass Ausschreibungen kurzfristig an Effektivität einbüßen. Langfristig hängt die Wirksamkeit von Ausschreibungen davon ab, inwieweit die Förderung verstetigt wird und es gelingt, die administrativen Kosten und Risiken zu begrenzen. Aus diesem Grund eignen sich Ausschreibungsverfahren vor allem für grosse Projekte.
- › *Effizienz*: Sofern der Wettbewerb zwischen den Anbietern funktioniert, führen Ausschreibungen zu einer hohen Kosten- und Fördereffizienz. Im Falle technologiespezifischer Ausschreibungen reduziert sich die gesamtwirtschaftliche Kosteneffizienz jedoch. Die mit Ausschreibungen verbundenen Risiken und Transaktionskosten können die Kosteneffizienz dieses Instruments weiter verschlechtern. Durch effizient ausgestaltete Ausschreibungen (Fokus auf grosse Projekte, schlanke und stetige Prozesse, Reduktion administrativer Hürden, Verhinderung von strategischen Absprachen und Angebotsmonopolsituationen) könne diese Risiken und Transaktionskosten jedoch weitgehend minimiert werden.
- › *Dynamische Anreizwirkung*: Ausschreibungen sind mit dynamischen Anreizwirkungen zu Kosteneinsparungen, aber vergleichsweise wenig Anreizen und vor allem kaum finanziellen Möglichkeiten für Investitionen in Forschung und Entwicklung verbunden.

- › **Marktnähe:** Ausschreibungen bereiten die Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Quotenregelung schlechter auf den Markt vor. Zwar besteht während den Ausschreibungen eine Wettbewerbssituation. Die langfristige Festlegung der Vergütungssätze, die Abnahmepflicht und die vergleichsweise geringen Anreize für technische Fortschritte wirken sich jedoch hemmend auf den Übergang vom Fördersystem in den Markt aus.
- › **Praktikabilität:** Ausschreibungen sind in der Praxis ein bekanntes Instrument, das gut umsetzbar ist. Im Vergleich zu den übrigen Instrumenten sind die administrativen Kosten und die Gefahr von schwerfälligen Prozessen sowie strategischen Absprachen hoch. Die Gewährleistung einer stetigen Förderung ist eine zusätzliche Herausforderung.

Vergleich der Instrumente

Die Einspeisevergütung, das Bonusmodell und die Quotenregelung inkl. Zertifikathandel sind aus ökonomischer Sicht als Hauptinstrumente zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien geeignet. Ausschreibungen sind theoretisch wirksam und effizient. Aufgrund der mit diesem Instrument verbundenen Risiken für die Anbieter und Transaktionskosten eignet es sich vor allem zur Förderung von grossen Projekten.

VERGLEICH DER FÖRDERINSTRUMENTE			
Kriterien	Einspeisevergütung	Bonusmodell	Quotenregelung inkl. Zertifikathandel
Effektivität	++/+	+	+
Effizienz	+	+	++/+
Dynamische Anreizwirkung	++/+	++/+	++
Marktnähe	-	+	++

++ = sehr hoch; - = gering

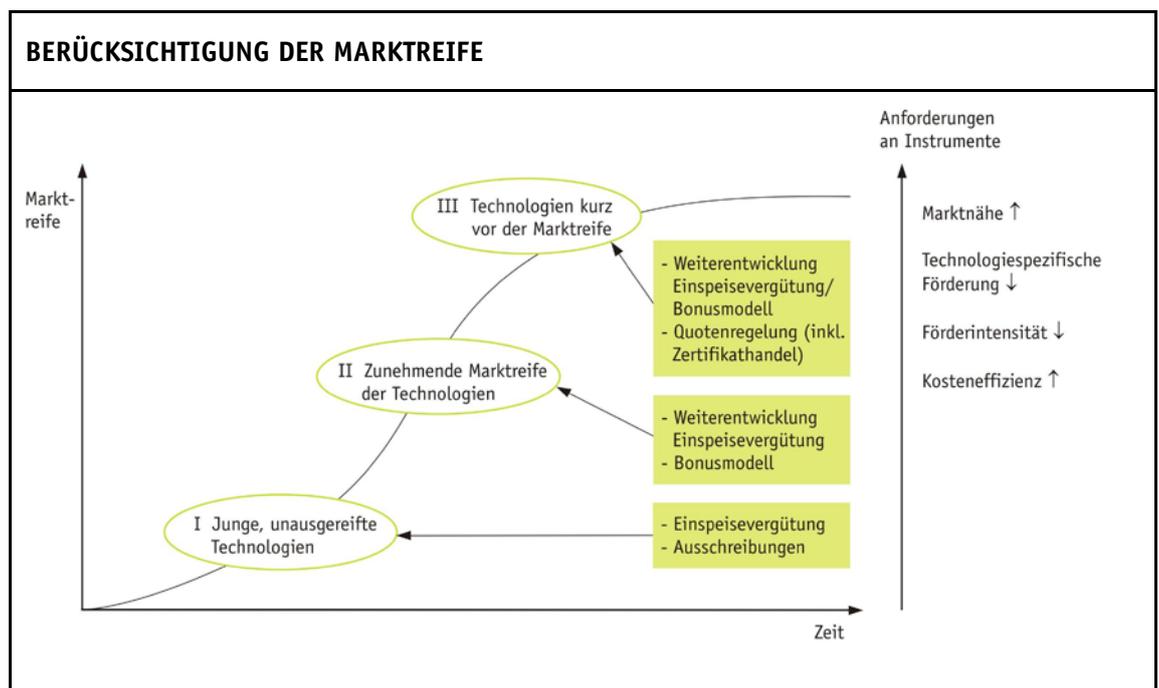
Tabelle 1

Die Einspeisevergütung, das Bonusmodell und die Quotenregelung inkl. Zertifikathandel weisen unterschiedliche Stärken und Schwächen auf (vgl. Tabelle 1):

- › Die Einspeisevergütung bietet gute Investitionsbedingungen für die Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien und ist damit sehr effektiv. Demgegenüber sind die Effizienz, die dynamische Anreizwirkung und die Marktnähe im Vergleich zur Quotenregelung etwas geringer.

- › Das Bonusmodell zeichnet sich im Vergleich zur Einspeisevergütung durch eine höhere Marktnähe aus. Die damit einhergehenden Unsicherheiten für die Produzenten führen jedoch zu grösseren Investitionsrisiken und verringern die Effektivität dieses Instruments.
- › Die Quotenregelung zeichnet sich durch eine vergleichsweise hohe Kosteneffizienz, starke dynamische Anreizwirkungen und eine hohe Marktnähe aus. Die mit der Quotenregelung verbundenen Risiken und Transaktionskosten sowie die Komplexität des Instruments gehen kurzfristig im Vergleich zur Einspeisevergütung mit einer geringeren Wirksamkeit einher.

Welches Hauptinstrument, gegebenenfalls kombiniert mit weiteren Instrumenten, zweckmässig ist, hängt neben dem politischen und dem institutionellen Umfeld vor allem von den ökonomischen und technologischen Rahmenbedingungen ab. Dabei ist u.a. die Marktreife der Technologien zu berücksichtigen.



Figur 1

Je nach Marktreife der Technologien stellen sich unterschiedliche Anforderungen an die Instrumente (vgl. Figur 1):

- › Sollen junge, noch unausgereifte Technologien gefördert werden, sind sichere Investitionsbedingungen und eine technologiespezifische Förderung erforderlich. Demgegenüber

können an die Treffsicherheit und die Kosteneffizienz weniger weit gehende Anforderungen gestellt werden. Geeignete Instrumente sind die Einspeisevergütung und Ausschreibungen.

- › Bei zunehmender Marktreife der Technologien sind neben einer möglichst guten Fördereffizienz eine stärkere Marktnähe sowie eine Verbesserung der Kosteneffizienz erwünscht. Geeignet sind eine Einspeisevergütung mit geringerer technologiespezifischer Förderung und Möglichkeiten zum Wechsel in den „freien Markt“ oder ein Bonusmodell (ohne Abnahmepflicht).
- › Bei Technologien kurz vor der Marktreife stehen die Kosteneffizienz und die Marktnähe im Vordergrund. Eine technologiespezifische Förderung ist für solche Fälle nicht mehr notwendig. Geeignete Instrumente sind die Weiterentwicklung der Einspeisevergütung (kontinuierliche Anpassung der Vergütungen an die technologische Entwicklung; mehr Marktnähe) oder des Bonusmodells oder eine Quotenregelung inkl. Zertifikathandel. Die Quotenregelung könnte für allfällige neue, noch unausgereifte Technologien mit einer Einspeisevergütung, Ausschreibungen oder Investitionsbeiträgen kombiniert werden.

ERFAHRUNGEN EUROPÄISCHER LÄNDER

Fördersysteme: Entwicklungen und Trends

Die Fördersysteme der EU-Länder haben sich in den letzten Jahren dynamisch und kontinuierlich entwickelt. Folgende Trends sind sichtbar:

- › Als Hauptinstrumente zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien haben sich die Einspeisevergütung und die Quotenregelung mit Zertifikathandel etabliert. Ausschreibungen werden teilweise gezielt zur Förderung von Grossprojekten (v.a. Windparks und Biomasseanlagen) eingesetzt.
- › Mehrere EU-Länder kombinieren verschiedene Förderinstrumente. Erstens setzen einzelne Länder verschiedene Instrumente je Technologie ein. Beispielsweise kombiniert Italien die Quotenregelung mit Einspeisevergütungen für kleinere Anlagen. Portugal, Dänemark und Frankreich fördern einzelne Technologien (v.a. Windkraft und Biomasseanlagen) gezielt mit Ausschreibungen. Zweitens ergänzen mehrere Länder ihr Hauptinstrument mit Investitionsbeiträgen für gewisse Anlagen oder mit Steuererleichterungen. Drittens bieten verschiedene Länder die Wahl zwischen einer Einspeisevergütung und einem Bonusmodell an.
- › Die beiden Hauptinstrumente Einspeisevergütung (inkl. Bonusmodell) und Quotenregelung (inkl. handelbare Zertifikate) sind in Europa kontinuierlich weiter entwickelt worden. Die

Weiterentwicklung weist auf eine gewisse Konvergenz der beiden Instrumente hin. Einerseits wurden die Fördersysteme weiterentwickelt und ergänzt, um eine technologiespezifische Förderung zu ermöglichen. Zu erwähnen sind dazu die Ergänzung der Hauptinstrumente mit technologiespezifischen Instrumenten (Ausschreibungen und Einspeisevergütungen für kleinere Anlagen) sowie die Einführung technologiespezifischer Regelungen bei den Quotenmodellen („Banding“). Andererseits führt die Verbreitung der (optionalen) Bonusmodelle zu einer stärkeren marktorientierten Ausgestaltung der Einspeisevergütung und zu entsprechenden Anreizen für die Anlagenbetreiber, ihre Produktionskosten zu minimieren.

Erfahrungen mit Einspeisevergütungen und Quotenregelungen

Aufgrund der Erfahrungen der EU-Länder in den Jahren 1998 bis 2005 können die Instrumente zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien wie folgt beurteilt werden:

- › Tendenziell ist die Einspeisevergütung in den Jahren 1998 bis 2005 im Vergleich zur Quotenregelung als wirksamer zu beurteilen. Während sich die Einspeisevergütung bei allen Technologien als wirksam erwies, waren lediglich die Quotenmodelle Schwedens und Belgiens (feste Biomasse), Grossbritanniens (Biogas) und Polens (Kleinwasserkraftwerke) wirksam.
- › Bei den EU-Ländern mit wirksamen Förderinstrumenten erwies sich die Einspeisevergütung mit Ausnahme des Quotenmodells Schwedens zur Förderung der festen Biomasse als förderereffizienter.
- › Die vergleichsweise hohe Wirksamkeit von gut konzipierten Einspeisevergütungen wird insbesondere mit der hohen Investitionssicherheit und tiefen administrativen sowie regulatorischen Hemmnissen begründet.
- › Die geringere Wirksamkeit der Quotenregelung kann vor allem auf die nicht technologiespezifische Ausgestaltung der damaligen Fördermodelle und die geringen Erfahrungen mit diesem Instrument zurückgeführt werden:
 - › Die nicht technologiespezifische Ausgestaltung der Modelle führte zu einer Benachteiligung teurer Technologien (z.B. Windkraft).
 - › Die Quotenregelungen waren vergleichsweise neue Instrumente, was zu entsprechenden Marktunsicherheiten, Investitionsrisiken, höheren Risikoprämien und Zertifikatspreisen führte.

Lehren und Empfehlungen

Basierend auf den Erfahrungen der EU-Länder sind folgende Empfehlungen zur Konzeption von Fördersystemen erarbeitet worden:

- › Eine kontinuierliche und langfristige Förderpolitik ist für einen stabilen Planungshorizont der Investoren, die Reduktion der Investitionsrisiken und der entsprechenden Risikoprämien von grosser Bedeutung.
- › Das Fördersystem sollte auf die Ausschöpfung des Potenzials aller kurz- und längerfristig relevanten erneuerbaren Energien ausgerichtet sein. Zur Förderung eines breiten Portfolios erneuerbarer Energien und zur Minimierung der Gewinne der Investoren sollten die Förderinstrumente technologiespezifisch konzipiert werden.
- › Die Förderinstrumente sollten sorgfältig konzipiert und kontinuierlich weiter entwickelt werden. Dabei sollten auch dynamische Aspekte (z.B. technologische Entwicklung, abnehmende Produktionskosten, Änderungen des Marktstrompreises) berücksichtigt werden.
- › Weitere Hemmnisse, die der Verbreitung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien entgegenstehen (z.B. administrative Hürden), sollten konsequent beseitigt werden.

FÖRDERUNG IN DER SCHWEIZ

Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV)

Im März 2007 hat sich das Parlament mit der Revision des Energiegesetzes (EnG) das Ziel gesetzt, die jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gegenüber dem Stand des Jahres 2000 um mindestens 5'400 GWh pro Jahr zu erhöhen. Als Hauptinstrument zur Erreichung dieses Ziels hat das Parlament per 1. Januar 2009 die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) eingeführt. Mit den bisher möglichen Fördermitteln der KEV von max. 0.6 Rp./kWh (rund CHF 265 Mio. pro Jahr) können jährlich zusätzlich rund 3'200 GWh Strom aus erneuerbaren Energien produziert werden.

Die KEV weist viele Gemeinsamkeiten mit den in den EU-Ländern eingesetzten Einspeisevergütungen auf (insbes. technologiespezifische Vergütung, Abnahmepflicht, Degression der Tarife und periodische Überprüfung bzw. Anpassung an die Kostenentwicklung). Ein zentraler Unterschied ist die Begrenzung der Fördermittel („Deckelung“). Zudem bieten verschiedene EU-Länder weitergehende Anreize für erwünschte Technologien und/oder Systemdienstleistungen an (z.B. nachfrageorientierte Differenzierung der Tarife nach Tages- oder Jahreszeit; Boni für Systemdienstleistungen der Windenergie). Die KEV ermöglicht einen jährlichen Wechsel in den Ökostrommarkt und fördert damit grundsätzlich den Über-

gang zum „freien Markt“. Die Produzenten können jedoch nicht wie in einigen EU-Ländern zwischen der KEV und dem Bonusmodell (ohne Abnahmegarantie) wählen.

Das Interesse der Produzenten an der KEV war und ist sehr gross. Aufgrund der ersten Erfahrungen mit der KEV hat der Bund bereits verschiedene Anpassungen beschlossen. Zu erwähnen sind insbesondere die Erhöhung des Gesamt-Kostendeckels auf jährlich rund 500 Mio. CHF ab 2013 und die Reduktion der Vergütung für Solarstrom um insgesamt 36 Prozent.

Instrumentenunabhängige Hemmnisse und Herausforderungen

Die Erfahrungen der Schweiz mit der KEV zeigen, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien bis anhin vor allem durch komplexe und langwierige Bewilligungsverfahren behindert wird. Bei einem verstärkten Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien dürften sich zukünftig zudem Herausforderungen im Bereich der Netze (Netzausbau und -verstärkung; Sicherstellung der Netzstabilität) und der Gewährleistung des Fachwissens von Fachleuten stellen.

FOLGERUNGEN

Falls eine im Jahr 2050 mehrheitlich auf einheimischen erneuerbaren Energiequellen basierende Stromversorgung in der Schweiz angestrebt wird, ergeben sich nachstehende Folgerungen:

1. Das Ziel einer im Jahr 2050 mehrheitlich auf erneuerbaren Energien beruhenden Stromversorgung sollte politisch verbindlich definiert werden. Ausgehend von diesem langfristigen Ziel sind entsprechende Etappenziele zu bestimmen (z.B. für die Jahre 2020, 2030 und 2040). Die Definition eines politisch verbindlichen Ziels ist ein wichtiges Signal an die Marktakteure. Es reduziert Unsicherheiten und erhöht die Investitionsbereitschaft der Investoren.
2. Das Fördersystem ist in Abstimmung auf die Ziele ebenfalls langfristig zu konzipieren. Unnötige Marktrisiken sollten möglichst vermieden werden, beispielsweise durch eine längerfristig gesicherte Mittelausstattung, eine ausreichende Intensität und Kontinuität der Förderung oder eine entsprechende Liquidität auf Zertifikatsmärkten.
3. Hinsichtlich der Förderinstrumente bestehen unseres Erachtens zwei Strategien zur Erreichung des langfristigen Ziels. Die beiden Strategien weisen unterschiedliche Stärken und Schwächen auf:

- › Die erste Strategie setzt auf die Weiterentwicklung der KEV. Mögliche Massnahmen sind das Aufheben der Deckelung, die laufende Anpassung der Vergütungen und der Degressionen sowie die Ergänzung der KEV durch ein optionales Bonusmodell. Zudem könnten Boni für Systemdienstleistungen für gewisse Technologien eingeführt werden. Im Hinblick auf die Effizienz des Fördersystems sind die kontinuierliche Anpassung der Tarife und der Degressionen sowie eine gute Gestaltung des Übergangs zum freien Markt sehr wichtig. Die Strategie „Weiterentwicklung der KEV“ weist verschiedene Vorteile auf. Erstens knüpft die Strategie an der bestehenden Förderpraxis an und entwickelt sie weiter. Zweitens hat sich die Einspeisevergütung in der Praxis als wirksam und weitgehend effizient erwiesen. Drittens ermöglicht sie eine differenzierte technologiespezifische Förderung. Viertens können mit dieser Strategie bei Bedarf wirtschafts- und regionalpolitische Ziele verfolgt werden.
 - › Die zweite Strategie setzt mittelfristig auf die Ablösung der KEV durch eine Quotenregelung mit Zertifikathandel. Wichtige Voraussetzungen sind eine gewisse Marktreife der zu fördernden Technologien sowie eine ausreichende Liquidität des Zertifikatmarktes. Vorteile gegenüber der Strategie „Weiterentwicklung der KEV“ wären eine höhere gesamtwirtschaftliche Kosteneffizienz sowie ein rascherer Übergang in Richtung Markt. Die Ablösung der KEV durch eine Quotenregelung wäre jedoch mit verschiedenen Nachteilen verbunden. Erstens müsste ein neues Förderinstrument eingeführt werden, was zu Beginn mit Unsicherheiten und höheren Investitionsrisiken verbunden wäre. Zweitens wären, sofern erwünscht, eine technologiespezifische Förderung, Boni für spezielle Leistungen (z.B. Systemdienstleistungen oder ökologische Leistungen) sowie das Verfolgen von wirtschafts- und regionalpolitischen Zielen schwieriger.
4. Ergänzend zur gewählten Förderstrategie sind die instrumentenunabhängigen Hemmnisse und Herausforderungen anzugehen. Erstens sollten die Bestrebungen zur Vereinfachung und zur Beschleunigung der Bewilligungsverfahren verstärkt werden. Zweitens sind der erforderliche Ausbau der Netze bzw. die Netzverstärkung sowie die Systemstabilität (Reduktion und Deckung der verbleibenden Ausgleichs- und Regelergiekosten) sicherzustellen. Drittens sind bei Bedarf Massnahmen zur Sicherstellung des erforderlichen Fachwissens der Fachleute zu ergreifen.

1. EINLEITUNG

1.1. AUSGANGSLAGE

Nach Ansicht der Schweizerischen Akademie der Technischen Wissenschaften (SATW) ist in den kommenden Jahren eine grundlegende Veränderung der Energieversorgung erforderlich. Aufgrund der Verknappung der fossilen Energieträger und des Klimaschutzes erachtet sie insbesondere eine bedeutende Verlagerung der Stromproduktion von den traditionellen Energieträgern hin zu den erneuerbaren Energien als notwendig. Die SATW geht davon aus, dass im Jahr 2050 eine mehrheitlich auf einheimischen erneuerbaren Energiequellen beruhende Stromversorgung anzustreben ist. Diese Transformation des Energiesystems mit dem einhergehenden Strukturwandel ist in der Einschätzung der SATW nicht ohne eine adäquate Förderung durch die öffentliche Hand realisierbar.

Gemäss SATW kann die Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien durch die öffentliche Hand wie folgt begründet werden:

- › Erstens trägt die vermehrte Stromproduktion aus erneuerbaren Energien zur Reduktion der CO₂-Emissionen und damit zur Verringerung des anthropogen verursachten Klimawandels bei. Gleichzeitig können andere externe Effekte des Einsatzes nicht erneuerbarer Energien, zum Beispiel Luftschadstoffe, verringert werden.
- › Zweitens leistet eine Stromversorgung, die sich weitgehend auf erneuerbare Energien abstützt, einen wichtigen Beitrag zur Dezentralisierung und zur Diversifizierung des Stromangebots und zur Versorgungssicherheit. Ein breiter Mix an erneuerbaren Energien zur Stromproduktion macht das Stromangebot weniger anfällig gegenüber unerwarteten Angebotsausfällen und monopolistischen bzw. oligopolistischen Preisfestsetzungen.
- › Drittens kann der breite Einsatz von erneuerbaren Energien zur Stromproduktion einen wichtigen Beitrag zur regionalwirtschaftlichen Entwicklung und Impulse zu innovativen Systemlösungen (z.B. bezüglich Gebäude, Mobilität, Stadtentwicklung) leisten.

In den letzten Jahren sind im Inland und im Ausland vielfältige Erfahrungen mit ökonomischen Instrumenten zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien gemacht worden. In Europa werden vor allem die kostendeckende Einspeisevergütung (u.a. Schweiz, Deutschland, Spanien) und die Quotenregelung (u.a. Grossbritannien, Italien, Belgien) eingesetzt. Teilweise werden diese Hauptinstrumente mit Ausschreibungen für ausgewählte Technologien und weiteren Instrumenten wie Krediterleichterungen, Steuervergünstigungen und Investitionsbeiträgen ergänzt. Die erneuerbaren Energien können auch indi-

rekt über Lenkungsabgaben (bzw. Energie- oder Ökosteuern) und Umweltnutzungszertifikate gefördert werden. Die ökonomischen Instrumente werden in der Regel durch flankierende Massnahmen (Information, Beratung, Aus- und Weiterbildung, Qualitätssicherung, etc.) ergänzt.

Die Schweiz hat sich zum Ziel gesetzt, die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 gegenüber dem Stand im Jahr 2000 um mindestens 5400 GWh zu erhöhen. Als Hauptinstrument zur Erreichung dieses Ziels ist per 1. Januar 2009 die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) eingeführt worden. Falls das anvisierte Produktionsziel mit den bestehenden Massnahmen nicht erreicht werden kann, sieht das Energiegesetz (EnG) frühestens ab 2016 die Möglichkeit einer Quotenregelung (inkl. Zertifikathandel) vor.

Vor dem Hintergrund des aus Sicht der SATW anzustrebenden Übergangs zu einer weitgehend auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung in der Schweiz, der vielfältigen Erfahrungen mit der Förderung von erneuerbaren Energien in Europa und der Förderpraxis in der Schweiz, möchte die SATW die verschiedenen Förderinstrumente analysieren. Aufgrund einer ökonomischtheoretischen Analyse sowie den Erfahrungen der EU-Länder mit verschiedenen Instrumenten erhofft sich die SATW wertvolle Erkenntnisse zur Effektivität und zur Effizienz der Instrumente und der Ausgestaltungsvarianten. Gemäss SATW sollen dabei insbesondere auch dynamische Überlegungen berücksichtigt werden.

1.2. ZIEL UND FRAGEN

Die Studie soll Förderinstrumente identifizieren, die einen wirksamen und effizienten Übergang zu einer bis ins Jahr 2050 mehrheitlich auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung in der Schweiz ermöglicht. Gegenstand der Studie sind ökonomische Instrumente zur direkten Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien und weitere Rahmenbedingungen, die Investitionen in erneuerbare Energien beeinflussen. Indirekt wirkende Förderinstrumente wie Lenkungsabgaben oder eine ökologische Steuerreform sowie flankierende Instrumente (Information, Beratung, Aus- und Weiterbildung, etc.) sollen nicht vertieft werden. Aufgrund der aktuellen Förderpraxis in der Schweiz und in Europa sowie des unterschiedlichen Entwicklungsstands der verschiedenen Technologien stehen direkt wirkende ökonomische Instrumente zur Förderung eines breiten Mix von erneuerbaren Technologien im Vordergrund.

Mit der Studie werden vier Ziele verfolgt:

1. Identifikation der hinsichtlich Effektivität und Effizienz ökonomisch optimalen Instrumente zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien,
2. Auswertung der Erfahrungen europäischer Länder mit der Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien,
3. Darstellung des in der Schweiz eingesetzten Förderinstruments und Diskussion ausgewählter Rahmenbedingungen im Hinblick auf einen wirksamen und effizienten Instrumenteneinsatz zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien,
4. Erarbeitung von Folgerungen im Hinblick auf einen Übergang zu einer mehrheitlich auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung in der Schweiz.

Ausgehend von den Zielen stellen sich folgende Fragen:

FRAGEN	
Themen	Fragen
1. Ökonomische Analyse der Förderinstrumente	<ul style="list-style-type: none"> › Welche ökonomischen Instrumente werden zur Förderung von erneuerbaren Energien eingesetzt? › Wie sind die Förderinstrumente in theoretischer Hinsicht zu beurteilen? Welches sind deren Vor- und Nachteile? › Welche Instrumente eignen sich im Hinblick auf eine wirksame und effiziente Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien?
2. Erfahrungen EU-Länder	<ul style="list-style-type: none"> › Welche Instrumente setzen die EU-Mitgliedstaaten zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ein? › Welche Erfahrungen sind mit diesen Instrumenten gemacht worden? Welche Instrumente haben sich in der Praxis als wirksam und effizient erwiesen? › Welches sind wichtige Erfolgsfaktoren der Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien? Welche Lehren können aus den europäischen Erfahrungen gezogen werden?
3. Förderung in der Schweiz, inkl. Diskussion ausgewählter Rahmenbedingungen	<ul style="list-style-type: none"> › Welche Instrumente setzt die Schweiz zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ein? › Welche Hemmnisse und Herausforderungen bestehen im Hinblick auf den Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in der Schweiz? Welche politischen Rahmenbedingungen sind für einen effektiven und effizienten Einsatz der Förderinstrumente erforderlich? › Wie wirken sich die Förderinstrumente auf den freiwilligen Markt aus? Inwiefern eignen sich die Instrumente für eine Kombination mit dem freiwilligen Markt? › Inwiefern können mit den Förderinstrumenten Anreize betreffend Beiträgen zur Erhöhung der Netzstabilität gesetzt werden?
4. Folgerungen	<ul style="list-style-type: none"> › Welche Folgerungen lassen sich im Hinblick auf einen möglichst wirksamen und effizienten Übergang zu einer mehrheitlich auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung in der Schweiz ziehen?

Tabelle 2

1.3. METHODIK

Der Bericht basiert auf der Auswertung der relevanten Literatur. Die Ergebnisse wurden an einem Expertenworkshop diskutiert, an dem sich folgende Personen beteiligten:

- › Kurt Wiederkehr, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE)
- › Dr. Urs Meister, Avenir Suisse
- › Dr. Silvia Banfi, Dr. Matthias Gysler, Prof. Dr. Jürg Minsch, Dr. Rolf Hügli, Energiekommission SATW

1.4. AUFBAU DES BERICHTS

Der Bericht ist wie folgt aufgebaut:

- › Kapitel 2 beschreibt die ökonomischen Instrumente zur direkten Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien.
- › Kapitel 3 analysiert die Förderinstrumente aus ökonomisch-theoretischer Sicht anhand verschiedener Kriterien.
- › Kapitel 4 stellt die Erfahrungen der EU-Mitgliedstaaten mit ökonomischen Instrumenten zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien dar. Von Interesse sind insbesondere die Erfolgsfaktoren und Empfehlungen betreffend die verschiedenen Instrumente.
- › Kapitel 5 bezieht sich auf die Schweiz. Neben der Darstellung der heutigen Förderpraxis werden ausgewählte Rahmenbedingungen im Hinblick auf eine verstärkte Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien diskutiert. Von Interesse sind Massnahmen zur Beseitigung von instrumentenunabhängigen Hemmnissen, der Zusammenhang zwischen den ökonomischen Förderinstrumenten und dem „freiwilligen Markt“ sowie mögliche Anreize der Instrumente zur Erhöhung der Netzstabilität.
- › Kapitel 6 enthält die Folgerungen der ökonomischen Analyse, der Erfahrungen der EU-Länder und der Analyse ausgewählter Rahmenbedingungen in der Schweiz im Hinblick auf einen wirksamen und effizienten Übergang zu einer mehrheitlich auf erneuerbaren Energien basierender Stromversorgung in der Schweiz.

2. FÖRDERINSTRUMENTE

Nachfolgend werden die zu analysierenden ökonomischen Instrumente zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien beschrieben. Die Darstellung der Instrumente basiert auf verschiedenen Literaturquellen (v.a. Diekmann 2008, Held et al. 2006, Ragwitz et al. 2006, Menanteau et al. 2003 und Bürger et al. 2008).

2.1. KLASSIFIKATION DER FÖRDERINSTRUMENTE

Ökonomische Förderinstrumente wirken über den Preismechanismus. Die mit den Instrumenten verbundenen finanziellen Anreize verbessern die Wirtschaftlichkeit der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien aus Sicht der Investoren. Die Instrumente reduzieren die Produktionskosten der Investoren bzw. erhöhen deren Einnahmen (sog. direkte Förderinstrumente) oder wirken indirekt über eine Veränderung der relativen Strompreise (sog. indirekte Förderinstrumente). Bei den direkten Förderinstrumenten kann zwischen preis- und mengenbasierten sowie zwischen investitions- und produktionsbezogenen Instrumenten unterschieden werden (vgl. Tabelle 3).

INSTRUMENTE ZUR FÖRDERUNG VON STROM AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN			
	Direkte Förderinstrumente		Indirekte Förderinstrumente
	preisbasiert	mengenbasiert	
Fokussierend auf Investitionen	<ul style="list-style-type: none"> › Steuervergünstigungen › Investitionsbeiträge › Verbilligte Kredite 	<ul style="list-style-type: none"> › Investitionsbasierte Ausschreibungsverfahren 	<ul style="list-style-type: none"> › Ökosteuern › Umweltnutzungs-Zertifikate
Fokussierend auf Produktion	<ul style="list-style-type: none"> › Einspeisevergütung › Bonussystem 	<ul style="list-style-type: none"> › Produktionsbasierte Ausschreibungsverfahren › Quotenregelung inkl. Zertifikatssystem 	

Tabelle 3 Quelle: In Anlehnung an Held et al. 2006.

Direkt und indirekt wirkende Förderinstrumente

Im Hinblick auf eine möglichst effiziente Ressourcenallokation sollten grundsätzlich Instrumente eingesetzt werden, die die Energieträger entsprechend den von ihnen verursachten externen Kosten verteuern. Das gesellschaftliche Wohlfahrtsoptimum kann insbesondere durch eine so genannte Pigou-Steuer erreicht werden, die die externen Effekte verschiedener Energieträger internalisiert und damit im Sinne einer „First-best-Lösung“ zu einem optimalen Niveau der Ressourcennutzung (gemäß Pareto-Prinzip) führt (siehe u.a. Frey 1991b). Das optimale Niveau der Nutzung verschiedener Energieträger zur Stromproduktion

wird dann erreicht, wenn der Abgabensatz den marginalen externen Kosten der Stromproduktion entspricht (siehe z.B. Pearce/Turner 1990).

Aus umweltökonomischer Sicht eignen sich als „First-best-Instrumente“ Lenkungsabgaben (bzw. Energie- oder ökologische Steuern) und Zertifikatssysteme (z.B. Quoten je Energieträger), die im Sinne der Internalisierung der externen Effekte die Energieträger möglichst entsprechend den jeweils verursachten externen Kosten verteuern. Unter der Annahme, dass die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Nutzung traditioneller Energieträger mit geringeren externen Kosten verbunden ist, fördern Lenkungsabgaben und Zertifikatslösungen die erneuerbaren Energien über eine Veränderung der relativen Preise auf indirekte Weise.

Im Vergleich zu Lenkungsabgaben und Zertifikatslösungen stellt die direkte Förderung von erneuerbaren Energien über Investitionsbeiträge, Einspeisevergütungen, Quotenregelungen, Ausschreibungen, etc. aus wohlfahrtsökonomischer Sicht eine „Second-best-Lösung“ dar. Im Hinblick auf die Förderung erneuerbarer Energien können diese Instrumente, je nach Ausgestaltung, zwar mindestens ebenso effektiv, effizient und dynamisch wirken. Im Vergleich zu Lenkungsabgaben und Zertifikatslösungen eignen sie sich jedoch schlechter zu der geforderten Internalisierung der externen Kosten. Zudem sind Lenkungsabgaben und Zertifikatslösungen besser geeignet, das Verursacherprinzip zu gewährleisten und aus wohlfahrtsökonomischer Sicht erforderliche Anreize für Stromeffizienzmassnahmen zu setzen.

Lenkungsabgaben (bzw. Energie- oder ökologische Steuern) und Zertifikatslösungen (Quoten bezüglich verschiedener Energieträger) werden in vorliegender Studie aus folgenden Gründen nicht vertieft:

- › Erstens erfordert der Übergang zu einer mehrheitlich auf erneuerbaren Energien basierender Stromversorgung die Ausschöpfung der Potenziale aller kurz- und längerfristig relevanten erneuerbaren Energien. Entsprechend sollten kurzfristig auch Technologien gefördert werden, die im Vergleich zu den traditionellen Energien noch deutlich teurer sind. Im Vergleich zu Lenkungsabgaben oder Zertifikatslösungen ermöglichen direkte finanzielle Anreize eine technologiespezifische Förderung aller erneuerbaren Energien. Dadurch kann ein gezielter Beitrag zur technologischen Entwicklung und zur Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien geleistet werden.
- › Zweitens kann sich der Einsatz von direkten Förderinstrumenten auf eine gesetzliche Grundlage stützen und auf der bestehenden Förderpraxis in der Schweiz aufbauen. Das Energiegesetz ermöglicht kurz- und mittelfristig die direkte Förderung der Stromprodukti-

on aus erneuerbaren Energien, inkl. Weiterentwicklung bzw. Änderung der Instrumente. Für den Einsatz von Lenkungsabgaben oder Zertifikatslösungen müssten zuerst gesetzliche Grundlagen geschaffen werden. Zudem ist unsicher, ob im Sinne der Internalisierung der externen Kosten ausreichend hohe Abgaben bzw. entsprechende Quoten für die Stromproduktion verschiedener Energieträger beschlossen würden. Aufgrund der aktuellen politischen Diskussion wird die Einführung der erforderlichen Lenkungsabgaben (bzw. Quoten) in absehbarer Zeit als nicht realisierbar erachtet.

In einer längerfristigen Perspektive könnten Lenkungsabgaben (bzw. Zertifikatslösungen) im Hinblick auf eine mehrheitlich auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung von grosser Bedeutung sein. Sobald sich die Konkurrenzfähigkeit insbesondere der heute noch teuren erneuerbaren Energien verbessert hat, könnten die direkten Förderinstrumente durch Lenkungsabgaben (oder Energie- bzw. ökologische Steuern) ergänzt oder abgelöst werden.

Direkte Förderinstrumente

Die direkten Förderinstrumente können sich auf Investitionen in Stromproduktionskapazitäten oder auf die Produktion von Strom beziehen. Zudem können sie die Kosten bzw. die Einnahmen der Investoren beeinflussen (sog. preisorientierte Instrumente) oder Mengen (installierte Kapazitäten oder Strommenge) vorgeben (vgl. Tabelle 3).

Folgende Instrumente beziehen sich auf die Menge des produzierten Stroms:

- › Die Einspeisevergütung und das Bonusmodell sind preisorientierte Instrumente. Sie geben eine bestimmte Vergütung oder einen bestimmten Bonus pro produzierte Strommenge (z.B. MWh) vor und beeinflussen damit die Einnahmen der Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien. Die produzierte Strommenge ergibt sich u.a. aus der Reaktion der Produzenten auf die erzielbaren Einkünfte.
- › Die Quotenregelung inkl. Zertifikathandel und produktionsbezogenen Ausschreibungen sind mengenorientierte Instrumente. Bei diesen Instrumenten gibt die Politik die gewünschte Strommenge aus erneuerbaren Energien vor. Der Strompreis (inkl. Zertifikatspreis) beim Quotenmodell inkl. Zertifikathandel und die Förderkosten beim Ausschreibungsmodell ergeben sich u.a. aus der Reaktion der Stromproduzenten auf die vorgegebene Menge.

Folgende Instrumente beziehen sich auf Investitionen (bzw. die installierten Kapazitäten) in Anlagen zur Stromproduktion aus erneuerbaren Energien:

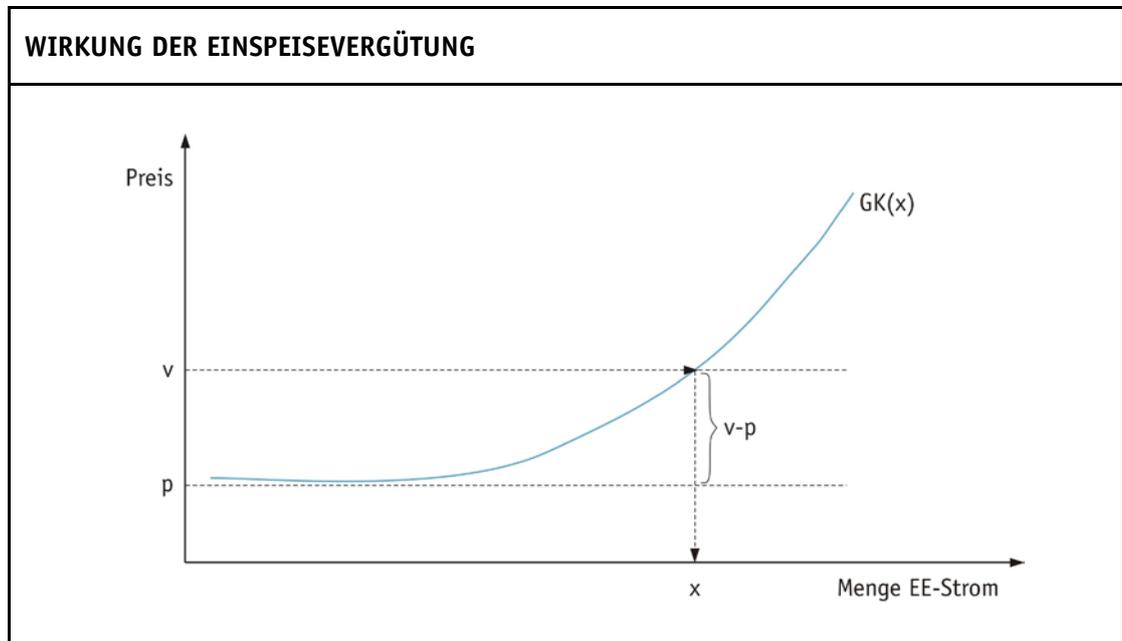
- › Steuervergünstigungen, Investitionsbeiträge und verbilligte Kredite fördern Investitionen in erneuerbare Energien mit monetären Anreizen (preisorientierte Instrumente).
- › Bei investitionsbasierten Ausschreibungen gibt der Staat die geförderte Kapazität zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien vor (mengenorientierte Instrumente).

2.2. EINSPEISEVERGÜTUNG

Die Einspeisevergütung (auch Mindestvergütung oder „Feed-In Tariff“ genannt) legt einen festen Vergütungssatz v pro produzierte Einheit Strom (in der Regel MWh) aus erneuerbaren Energien fest (vgl. Figur 2). Der Vergütungssatz liegt oberhalb des Marktpreises p , da die Förderung ansonsten wirkungslos wäre. Die garantierte Vergütung führt dazu, dass Anbieter von Strom aus erneuerbaren Energien keinen Strompreisschwankungen ausgeliefert sind.

Als Reaktion auf diesen Vergütungssatz produziert die Gesamtheit der Stromanbieter soviel Strom aus erneuerbaren Energien (Menge x), bis Grenzkosten der letzten Anlage¹ dem Vergütungssatz v entsprechen, d.h. bis gilt: $GK(x) = v$ (siehe Figur 2). Produzieren sie weniger als die Menge x , kann die Gesamtheit der Anbieter ihre Gewinne steigern, indem sie ihre Produktion ausweitet, denn die Kosten für den zusätzlichen Strom sind geringer als die Einkünfte v . Produzieren die Anbieter mehr als die Menge x , erhöhen sie ihre Gewinne, indem sie die Produktion einschränken. Die Produktionskosten, die sie dadurch einsparen, sind höher als die entgangenen Einkünfte pro MWh in Höhe von v . Auf diese Weise bewirkt die Einspeisevergütung eine Ausweitung der Strommenge aus erneuerbaren Energien bis zur Menge x .

1 Es werden hier steigende Grenzkosten für den Gesamtmarkt (die Summe der Anlagen) angenommen. Für einzelne Anlagen können unterschiedliche Grenzkostenverläufe angenommen werden.



Figur 2

Da die Energieversorgungsunternehmen (EVU) in der Regel zur Abnahme des produzierten Stroms aus erneuerbaren Energien verpflichtet sind², tragen die Anbieter keine Kosten für die Vermarktung ihres Stromes und keine mit der Vermarktung verbundenen Risiken.

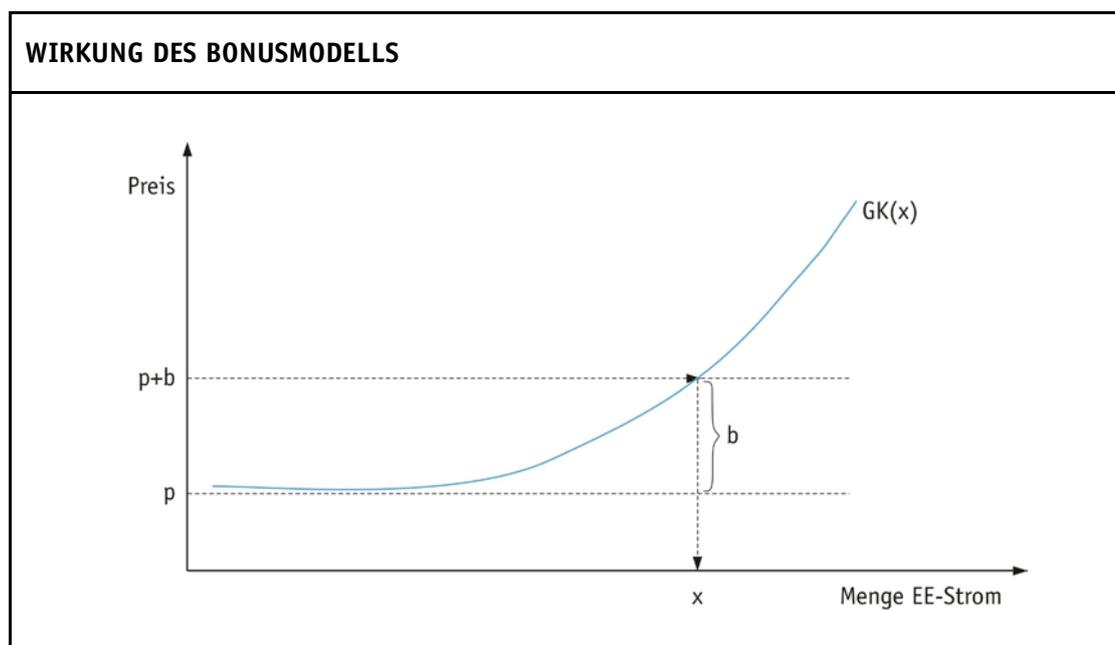
Der Gesetzgeber definiert die Höhe des Vergütungssatzes v . Dieser kann für verschiedene Technologien zur Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien (EE) variieren und über die Zeit gesenkt werden (Dynamisierung). Festzulegen ist zudem, wer die Förderkosten F ($F = x \cdot (v-p)$) zu tragen hat: der Steuerzahler (Finanzierung der Förderung über allgemeine Steuermittel) oder der Stromverbraucher (Finanzierung über einen Zuschlag auf die Strompreise)

2.3. BONUSMODELL

Beim Bonusmodell (auch Zuschlagsmodell oder „Premium-System“ genannt) wird ein Bonus b festgelegt, den der Produzent von Strom aus erneuerbaren Energien (EE) zusätzlich zum Strompreis p erhält. Damit sind Produzenten – im Unterschied zur Einspeisevergütung – Strompreisschwankungen ausgeliefert.

² Die Abnahmepflicht wird z.T. eingeschränkt, wie z.B. in Estland oder der Slowakei (vgl. Kapitel 4.1). Diese Variante dient der Deckelung der Förderkosten, s. hierzu das Thema „Fördereffizienz“ in Abschnitt 3.2.2.

Die Produzenten von Strom aus EE werden analog zur Einspeisevergütung ihre Stromproduktion so anpassen, dass die Grenzkosten der letzten installierten Anlage den Einkünften aus Bonus und Strompreis entsprechen, d.h. bis gilt: $GK(x) = p + b$ (siehe Figur 3). Damit erhalten die Produzenten den Anreiz, ihre Stromproduktion bis zur Menge x auszuweiten.



Figur 3

Beim Bonusmodell werden die Stromversorger in der Regel nicht zur Abnahme des produzierten Stroms aus EE verpflichtet.³ Damit ist der Stromproduzent für die Vermarktung des Stroms verantwortlich und trägt die damit verbundenen Risiken. Im Vergleich zur Einspeisevergütung ist das Bonusmodell damit stärker marktorientiert.

Der Gesetzgeber definiert, wer die Förderkosten F für den Bonus ($F = x \cdot b$) trägt – die Stromkunden oder die Steuerzahler. Zudem legt er die Höhe des Bonus fest. Der Bonus kann einheitlich oder technologiespezifisch ausgestaltet und sich verändernden Rahmenbedingungen angepasst werden. Weiter kann er so ausgestaltet sein, dass Strompreisschwankungen ausgeglichen werden, indem er entsprechend dem Spotstrompreis mit negativer Korrelation indexiert wird.

³ Beispielsweise kennen die in EU-Mitgliedländern angewandten Bonusmodelle keine Abnahmepflicht (siehe Kapitel 4.1).

Aus ökonomischer Sicht wirkt das Bonusmodell ähnlich wie die Einspeisevergütung und wird deshalb teilweise als Variante der Einspeisevergütung diskutiert. Da das Bonusmodell aufgrund des Verzichts auf die Abnahmepflicht stärker marktorientiert ist, wird es hier als eigenständiges Instrument behandelt.

2.4. QUOTENREGELUNG INKL. ZERTIFIKATHANDEL

Bei der Quotenregelung inkl. Zertifikathandel gibt der Staat eine Zielmenge x an zu produzierendem Strom aus erneuerbaren Energien (EE) vor. Daraus leitet er eine Quote q ab, d.h. den Anteil an Strom aus EE, den jeder Energieversorger anzubieten hat (vgl. Figur 4). Alternativ dazu kann diese Quote auch Stromhändlern oder Stromkonsumenten auferlegt werden.⁴ Der Einfachheit halber geht nachfolgende Darstellung und Diskussion der Quotenregelung davon aus, dass die Quote den Energieversorgern auferlegt wird. Die Abnahme des Stroms aus EE wird nicht garantiert, sondern über den Strommarkt zum Marktpreis p abgegolten. Die Produzenten müssen den Stromabsatz selbst organisieren und tragen die entsprechenden Risiken.

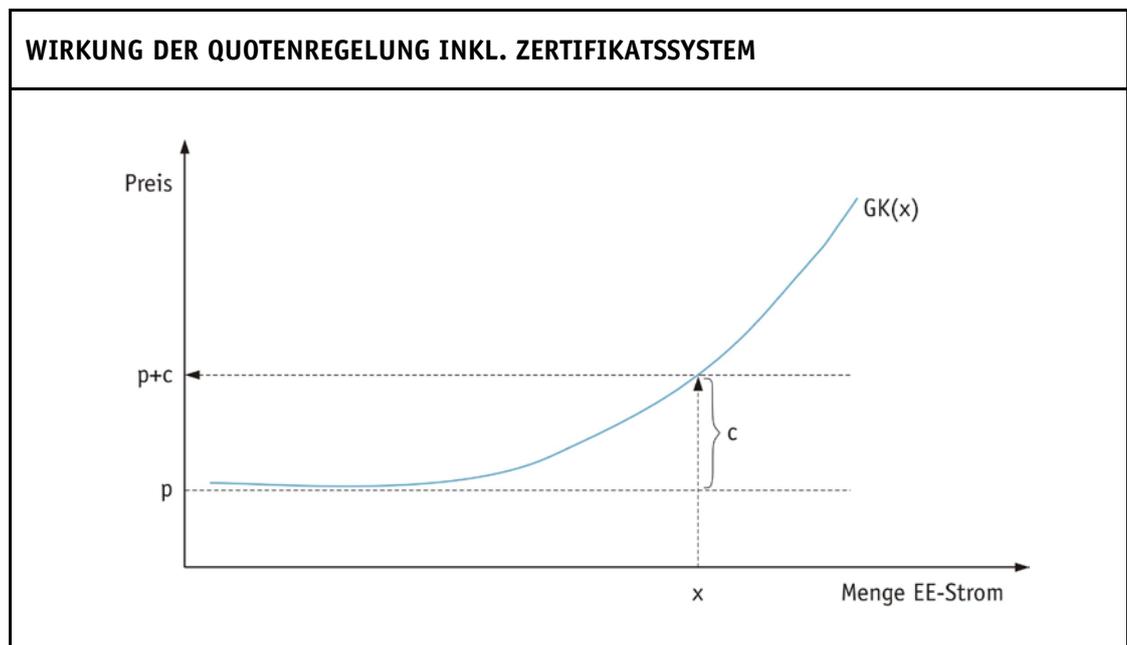
Die Energieversorger können die gemäss Quote vorgegebene Menge an Strom aus EE in einer Periode selbst generieren oder von spezialisierten Erzeugern mittels Langfrist-Lieferverträge beziehen. Zudem können sie die zur Erfüllung der Quote erforderliche Anzahl Zertifikate ganz oder teilweise auf einem Markt für EE-Stromzertifikate zu einem Zertifikatpreis c erwerben.⁵ Der Zertifikatpreis stellt eine Prämie für die Produktion von Strom aus EE dar (vgl. Finon 2007). Bei Übererfüllung der Quote können die Energieversorger die entsprechenden Zertifikate auf dem Zertifikatmarkt verkaufen. Der Zertifikatpreis c bildet sich über das Angebot und die Nachfrage auf dem Zertifikatmarkt und entspricht, in einem Marktgleichgewicht, der Differenz aus den Grenzkosten des Stroms aus EE und dem Strompreis.

Die Energieversorger stehen damit vor der Entscheidung, den geforderten Strom aus EE selbst zu produzieren (oder über Langfristkontrakte zu beziehen, was im Folgenden wie die Eigenproduktion behandelt wird) oder die benötigten Zertifikate zum Preis c zu kaufen. Diese Entscheidung hängt von ihrer jeweiligen Grenzkostenfunktion $GK(x)$ ab. Um ihre Gewinne zu maximieren, werden sie so viel Strom aus EE produzieren, bis ihre Grenzkosten

⁴ Die Quotenregelung ist relativ komplex und verursacht hohe Transaktionskosten seitens der Akteure, die die Quote zu erfüllen haben. Daher sollte sie eher professionellen Akteuren (Stromerzeugern oder -versorgern) denn Stromkonsumenten auferlegt werden.

⁵ Theoretisch könnten die Energieversorger verpflichtet werden, die Quote durch Eigenproduktion selbst zu erfüllen. Dies ist jedoch eine höchst ineffiziente Regelung (vgl. Kapitel 3.4). Aus diesem Grund wird diese Ausgestaltung des Quotenmodells nicht weiter vertieft.

der Summe aus dem Preis p und dem Zertifikatspreis c entsprechen, d.h. bis gilt: $GK(x) = c + p$ (siehe Figur 4).



Figur 4

Falls die Energieversorger ihre Quote nicht erfüllen, müssen sie eine Strafe („Penalty“) bezahlen. Anders formuliert, können sich die Versorger durch die Entrichtung einer Strafe von der Verpflichtung freikaufen (sog. „Buy-out“-Preis). Die Höhe der Strafe definiert damit in der Praxis eine Obergrenze des Zertifikatspreises. Der Gesetzgeber legt fest, wie die Einkünfte aus den Strafzahlungen verwendet werden. Beispielsweise können sie an diejenigen Energieversorger gezahlt werden, die ihre Quote erfüllen.

Die zusätzlichen Kosten für die Stromproduktion aus EE und/oder den Kauf der Zertifikate tragen die Energieversorger und damit indirekt die Stromverbraucher, sofern diese Kosten auf die Strompreise überwältzt werden.

Prinzipiell ist auch bei Quotenmodellen eine technologiespezifische Förderung möglich. Allerdings führt eine Separierung in einzelne Zertifikatmärkte zu weit kleineren und weniger liquiden Märkten. Als Alternative dazu können die Zertifikate auf demselben Markt gehandelt und dabei je nach Stromtechnologie mittels eines so genannten „Banding“⁶ unter-

⁶ Wie z.B. in Grossbritannien und Italien (vgl. Kapitel 4.1).

schiedlich gewichtet werden. In diesem Fall ist jedoch die Gesamtmenge an Strom nicht mehr so gut steuerbar. Zudem ist es schwierig, adäquate Gewichte festzulegen.

2.5. AUSSCHREIBUNGSVERFAHREN

Beim Ausschreibungsverfahren sind verschiedene Ausschreibungsmodalitäten, Bieterverfahren und Finanzierungsvarianten möglich. Insbesondere kann die Förderung investitions- oder produktionsbasiert erfolgen:

- › Investitionsbasiert: Die Politik legt die zu installierenden Kapazitäten in Höhe von k fest, mit denen eine angestrebte Strommenge x produziert werden soll. Zudem definiert sie einen Investitionsbeitrag i , mit dem die Kapazitäten pro MW gefördert werden.
- › Produktionsbasiert: Die Politik legt die zu produzierende Menge x an Strom aus EE fest und zahlt eine vertraglich festgelegte Vergütung v pro MWh für eine garantierte Dauer. Die festgelegte Vergütung liegt oberhalb des Marktpreises.

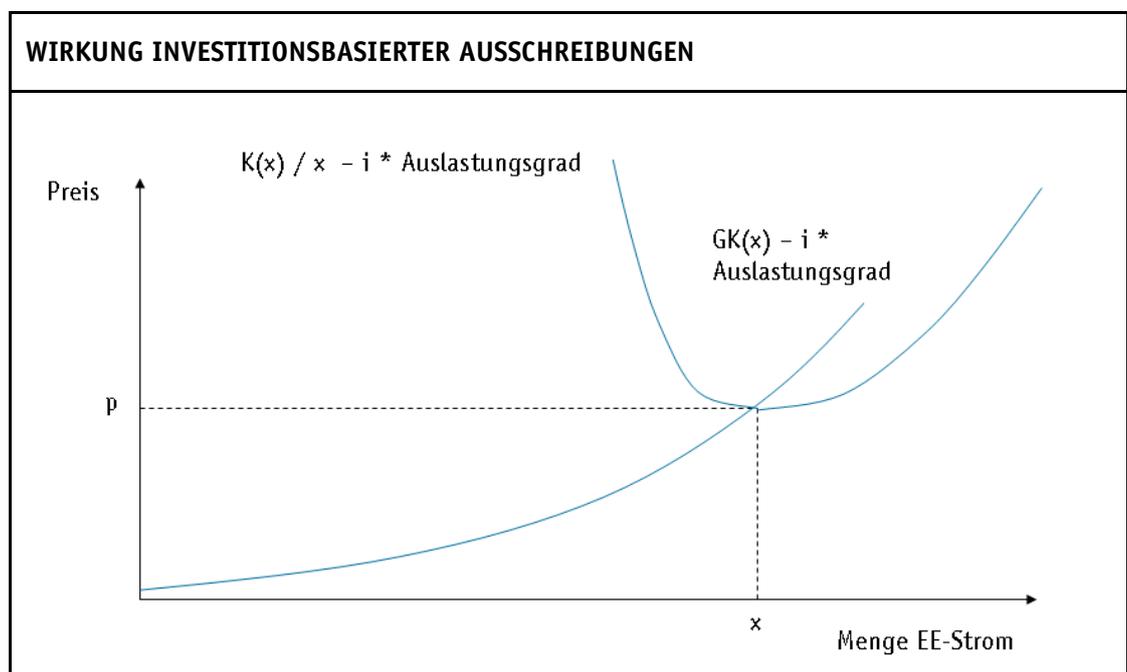
In einem behördlich organisierten Ausschreibungsverfahren können sich Anbieter von Strom aus EE für die Fördergelder bewerben. Dadurch entsteht ein Markt, auf dem die Stromanbieter um die Förderung konkurrieren. Sofern der Wettbewerb funktioniert, werden alle Anbieter einen Strompreis in Höhe ihrer Durchschnittskosten (Kosten pro installierte MW, inkl. einer Risikoprämie) angeben und die Produktionsmenge berechnen, bei der diese Durchschnittskosten minimiert sind.

Die Zuschläge werden nach einem vorgeschriebenen Bieterprozess vergeben. Die Behörde klassifiziert die Anträge aufsteigend nach den von den Produzenten angegebenen Preisen. Vom billigsten Anbieter an aufwärts erhalten so viele Anbieter den Zuschlag, bis die vorab festgelegte Kapazität k (investitionsbasiert) oder Strommenge x (produktionsbasiert) erreicht ist. Jeder der geförderten Produzenten von Strom aus EE erhält einen langfristigen Vertrag. Im Fall eines so genannten „Pay-as-Bid“-Verfahrens⁷ verpflichten sich die Anbieter bei investitionsbasierten Ausschreibungen, die im Antrag angegebene Kapazität bereitzustellen und erhalten entsprechende Investitionsbeiträge i als Förderung (vgl. Figur 5). Bei produktionsbasierten Ausschreibungen verpflichten sie sich, die im Antrag angegebene Strommenge x zu produzieren. Im Gegenzug wird ihnen für die Menge x ein Vergütungssatz v in Höhe des im Antrag angegebenen Preises garantiert (vgl. Figur 6).

⁷ Die vertraglich fixierte Kapazität k bzw. Menge x und die Förderung i bzw. v (zur Deckung der Produktionskosten) könnte theoretisch auch von den Anbietern in der Ausschreibung angegebene Kapazitäten bzw. Mengen und Preisen abweichen. Dies vermindert jedoch den Anreiz für die Bewerber, ihre Kapazitäten bzw. Mengen und Kosten vorsichtig und vorausschauend zu kalkulieren. Aus diesem Grund werden in der Diskussion keine weiteren Varianten mit diskutiert.

Die per Ausschreibung geförderten Kapazitäten k (falls investitionsbasiert) oder Mengen x (falls produktionsbasiert) können technologiespezifisch ausgeschrieben werden.

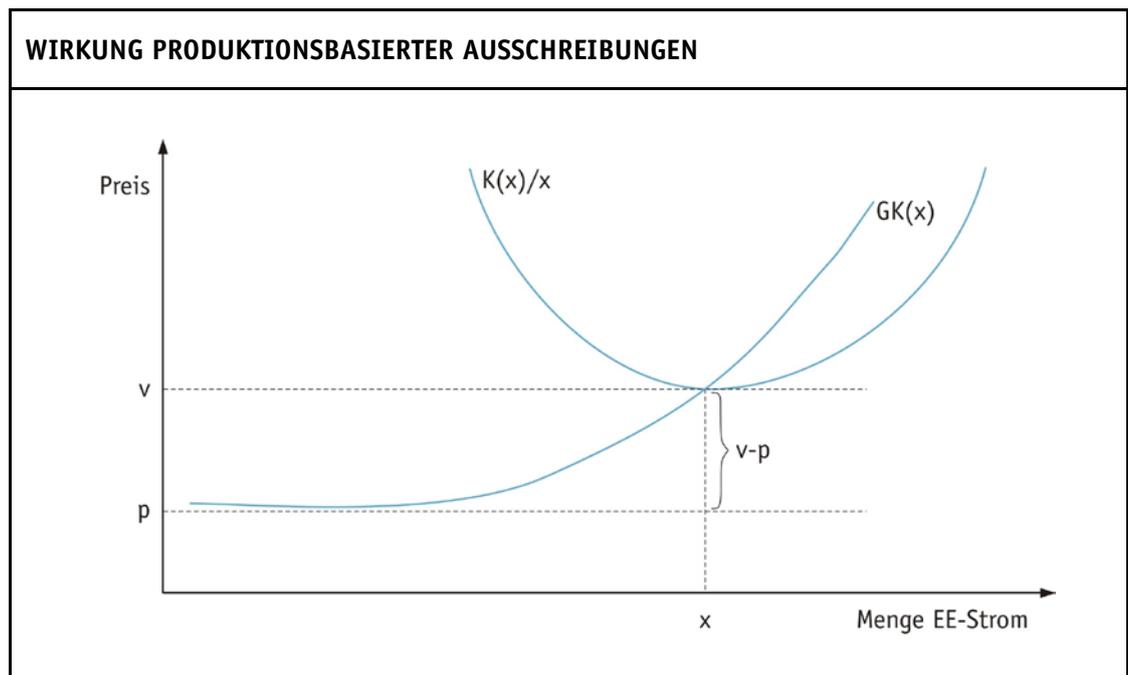
Figur 5 zeigt, wie Investitionsbeihilfen wirken, die pro installierter MW⁸ gewährt werden. In einem funktionierenden Wettbewerb werden alle Anbieter von Strom aus EE jeweils soviel Kapazitäten k installieren, bis ihre Grenzkosten der Stromproduktion in Höhe der Menge x , ihren erwarteten Einnahmen entsprechen. Da sie in der Ausschreibung aufgrund des Wettbewerbs einen Preis in Höhe ihrer Durchschnittskosten angegeben haben, entsprechen die Grenzkosten für die Produktion von x den Durchschnittskosten dieser Menge, d.h. es gilt: $GK(x) = K(x)/x$. Gegenüber dem Szenario einer Nicht-Förderung senken sich die Grenz- und Durchschnittskosten der Anbieter um die Investitionsbeihilfen i pro produzierter MWh. Die Investitionsbeihilfen i pro produzierter MWh entsprechen wiederum den Investitionsbeihilfen i [CHF / installierter MW], multipliziert mit dem Auslastungsgrad der Anlage [produzierte MWh / installierte MW] (siehe Figur 5). Die Ausschreibungen führen dazu, dass die Menge an Strom auf x ansteigt.



Figur 5

⁸ Die Investitionsbeihilfen könnten theoretisch auch pro Anlage gewährt werden. Dies ist jedoch weniger sinnvoll ist, da auf diese Weise kleinere Anlagen gegenüber grösseren, die jedoch häufig effizienter sind, stärker gefördert würden. Da auf diese Weise kontraproduktive Anreize gesetzt würden, wird diese Option nicht weiter diskutiert.

Auf produktionsbasierte Ausschreibungen reagieren die Bewerber analog: Sie geben eine zu produzierende Menge x an, bei der sie ihre Durchschnittskosten minimieren, zu einem Preis p , welcher diesen Durchschnittskosten entspricht. Später erhalten sie einen Vergütungssatz v in eben dieser Höhe. Daher gilt: $GK(x) = K(x)/x = v$ (siehe Figur 6).



Figur 6

Für beide Varianten gilt, dass der oben beschriebene Selektionsprozess der geförderten Produzenten dazu führt, dass die Grenzkosten der gesamten geförderten Stromproduktion aus EE den Grenzkosten und gleichzeitig den Durchschnittskosten des zuletzt ausgewählten Projekts, mit dem die angestrebte Menge x erreicht wird, entsprechen. Andere geförderte Projekte produzieren zu Grenzkosten, die kleiner oder maximal gleich den Grenzkosten des letzten Projekts sind.

Da die tatsächliche Grenzkostenkurve zum Zeitpunkt der Ausschreibung noch nicht vollständig bekannt ist, sind die tatsächlichen Kosten der Stromproduktion aus EE erst ex post bekannt. Falls die tatsächlichen Kosten die in der Ausschreibung kalkulierten Kosten übersteigen, trägt der Anbieter von Strom aus EE diese zusätzlichen Kosten in einem „Pay-as-Bid“-Verfahrens selbst.⁹

⁹ Theoretisch könnte die Behörde in diesem Fall die Förderung entsprechend der tatsächlichen Kosten erhöhen. Dies erhöht jedoch den Anreiz seitens der sich bewerbenden Stromanbieter von EE, bei der Ausschreibung zu geringe Kosten anzuge-

Bei beiden Ausschreibungsvarianten sind die Energieversorger zur Stromabnahme verpflichtet. Die Förderkosten können durch die Stromkunden oder über Steuergelder gezahlt werden.

2.6. STEUERVERGÜNSTIGUNGEN

Bei Steuervergünstigungen werden Produzenten von Strom aus EE Steuerreduktionen gewährt. Diese können z.B. in Form reduzierter Energiesteuern oder Mehrwertsteuern, verbesserten Abschreiberegeln oder Abzugsmöglichkeiten von Einkommenssteuern gewährt werden.

Je nach gewährter Steuervergünstigung ist die Förderung pro MWh nicht für jeden Produzenten gleich hoch. So wird z.B. der Einkommensgrenzsteuersatz bei jedem Produzenten unterschiedlich sein. Nur bei Energie- und Mehrwertsteuerreduktionen ist eine Proportionalität gewährleistet. Allerdings ist die Förderhöhe in diesen Fällen aufgrund der begrenzten Höhe der Verbrauchssteuer limitiert. Einkommenssteuerreduktionen oder verbesserte Abschreibungsmöglichkeiten haben demgegenüber zwar den Vorteil eines höheren finanziellen Förderspielraums. Sie haben jedoch den Nachteil, dass die Reduktionen nicht proportional wirken.

Steuervergünstigungen sind dem Bonusmodell ähnlich: Auch mit diesem Instrument wird soviel Strom aus EE produziert (Menge x), bis die Grenzkosten der letzten installierten Anlage der Summe aus dem Strompreis p und der Steuerreduktion s pro MWh entspricht, d.h. bis gilt: $s + p = GK(x)$. Die Abnahme kann entweder garantiert werden oder über den Markt erfolgen.

Steuervergünstigungen und das Bonusmodell unterscheiden sich jedoch wie folgt:

- › Bei Steuervergünstigungen werden die Fördermittel als „negative Kosten“ an Produzenten von Strom aus EE ausgerichtet, beim Bonusmodell als zusätzliche Einnahmen.
- › Bei Steuerreduktionen ist die Förderung in ihrer Höhe durch die Steuerzahlung der Stromproduzenten begrenzt. Zudem ist das Fördervolumen pro MWh Strom aus EE, je nach Steuervergünstigung, nicht genau steuerbar (fehlende Proportionalität). Demgegenüber kann die Höhe des Bonus im Bonusmodell theoretisch frei bestimmt werden und ist proportional zur produzierten Strommenge.

ben, um die Ausschreibung zu gewinnen. In einem Pay-as-Bid-Verfahrens besteht hingegen der Anreiz, die Kosten möglichst genau zu planen und die Preise nicht zu tief anzugeben. Aus diesem Grund wird in der späteren Diskussion um eine möglichst optimale Förderpolitik nur das Pay-as-Bid-Verfahren als valable Option diskutiert. Dies gilt auch analog für investitionsbasierte Ausschreibungen.

› Steuerreduktionen können administrativ vergleichsweise effizient über die Finanzverwaltung umgesetzt werden.

Steuervergünstigungen werden im Folgenden nicht näher ökonomisch analysiert. Ihre Analyse entspricht weitgehend derjenigen des Bonusmodells, mit Ausnahme der wesentlichen Nachteile der Inflexibilität aufgrund der beschriebenen Obergrenze und der möglicherweise nicht gegebenen Proportionalität. Aus diesem Grund kommt das Instrument nicht als Hauptinstrument für die Förderung von Strom aus EE in Betracht. Aufgrund der o.g. Vorteile könnte es jedoch in Einzelfällen als ergänzendes Instrument eingesetzt werden.

2.7. INVESTITIONSBEITRÄGE

Investitionsbeiträge können entweder in Form eines prozentualen Anteils an den totalen Investitionskosten oder in Form eines vordefinierten Betrages pro installierter MW an Strom aus erneuerbaren Energien (EE)¹⁰ gewährt werden. Die Höhe der Beiträge wird in der Regel technologiespezifisch definiert.

Das Instrument entspricht aus ökonomischer Sicht im Wesentlichen dem Ausschreibungsverfahren. Die beiden Instrumente unterscheiden sich lediglich hinsichtlich der Regelung, wer die Investitionsbeiträge erhält: Während im Ausschreibungsmodell eine bzgl. Stromkapazität mengenmässige Deckelung festgelegt ist, werden die Investitionsbeiträge in der Regel an alle Anbieter von Strom aus EE bezahlt, welche die vorab definierten sachlichen Voraussetzungen erfüllen.

Aus diesem Grund sind die Investitionsbeiträge zumindest bzgl. ihrer Kosteneffizienz und dynamischen Anreizwirkungen den investitionsbasierten Ausschreibungen sehr ähnlich (vgl. Kapitel 3.5.2). Sie sind jedoch weniger effektiv: Sie haben nicht nur (ebenso wie die investitionsbasierten Ausschreibungen) das Problem der Unsicherheit, wie viel Strom aus EE mit den installierten Anlagen produziert wird. Darüber hinaus ist auch die Höhe der geförderten Investitionen bei vorgegebenen Mengenziel, wie das bei preisbasierten Instrumenten (mit Ausnahme investitionsbasierter Ausschreibungen) grundsätzlich der Fall ist, nicht vorab bekannt. Damit kann die Politik kaum vorhersehen, welche Förderkosten durch die Investitionsbeihilfen entstehen.

¹⁰ Dieser Anteil könnte theoretisch auch pro Anlage gewährt werden. Dies ist jedoch weniger sinnvoll, weil auf diese Weise kleinere Anlagen gegenüber grösseren, die jedoch häufig effizienter sind, stärker gefördert würden. Da damit kontraproduktive Anreize gesetzt würden, wird diese Option nicht weiter diskutiert.

Aufgrund ihrer relativen Ineffektivität, der Unvorhersehbarkeit der Investitionskosten und der gleichzeitigen Ähnlichkeit zum investitionsbasierten Ausschreibungsmodell werden die Investitionsbeiträge im Folgenden ökonomisch nicht genauer analysiert.

2.8. KREDITVERBILLIGUNGEN

Kreditverbilligungen wirken ähnlich wie Investitionsbeihilfen. Allerdings sind Kreditverbilligungen, analog zu den Steuervergünstigungen, bzgl. der Förderhöhe unflexibel. Die Höhe der Verbilligung kann maximal die Zinskosten für die Investitionskredite betragen. Zudem haben sie gegenüber den Investitionsbeihilfen, die pro installierter MW ausgerichtet werden, einen entscheidenden Nachteil: Die Verbilligungen orientieren sich an der Höhe des Kredits und nicht an der installierten Kapazität. Teurere Investitionen erhalten daher gegenüber billigeren eine höhere Förderung, selbst wenn die Kapazität die gleiche ist. Kreditverbilligungen fördern daher, im Gegensatz zu Investitionsbeihilfen, eher teurere und möglicherweise ineffizientere Investitionen.

Kreditverbilligungen werden im Folgenden nicht genauer ökonomisch analysiert: Ihre ökonomische Analyse entspricht weitgehend derjenigen der Investitionsbeihilfen, bis auf den wesentlichen Nachteil der Inflexibilität aufgrund der beschriebenen Obergrenze und der bzgl. Kosteneffizienz tendenziell kontraproduktiven Anreizwirkung. Das Instrument kommt daher als Hauptinstrument für die Förderung von Strom aus EE nicht in Frage. Dennoch kann es in Einzelfällen als ein Hauptinstrument ergänzendes Instrument sinnvoll sein, z.B. um höhere Finanzierungskosten der für Produzenten von Strom aus EE besonders risikobehafteten Instrumente (insbesondere der Quotenregelung) zu vermindern.

3. ÖKONOMISCHE ANALYSE

Nachfolgend werden die Instrumente zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien ökonomisch analysiert. Zu diesem Zweck werden zunächst die Analysekriterien aufgeführt und begründet (vgl. Kapitel 3.1). Anhand dieser Kriterien werden die grundsätzlichen Wirkungen der verschiedenen Instrumente (Einspeisevergütung, Bonusmodell, Quotenregelung inkl. Zertifikathandel, Ausschreibungen) beurteilt und einander gegenübergestellt (vgl. Kapitel 3.2 bis 3.5). Darauf aufbauend wird diskutiert, welche Instrumente sich unter welchen Bedingungen zumindest aus theoretischer Sicht am Besten für eine Förderung erneuerbarer Energien eignen (vgl. Kapitel 3.6).

3.1. KRITERIEN

Tabelle 4 zeigt die Kriterien, die in der ökonomischen Analyse der Instrumente zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien angewendet werden.¹¹ Sie zeigt zudem, wie die Kriterien operationalisiert sind bzw. welche Fragen jeweils diskutiert werden.

ANALYSEKRITERIEN	
Kriterien	Beschreibung
Prioritäre Analyseverfahren	
Effektivität	<p>Wie effektiv wird das politische Ziel der Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien Stromerzeugung erreicht?</p> <ul style="list-style-type: none"> › Statisch: Wird ein bestimmtes Mengenziel für die Produktion von Strom aus EE aus statischer Sicht (d.h. bei konstanten Rahmenbedingungen) treffsicher erreicht? › Dynamisch: Wird das Ziel auch bei sich ändernden Rahmenbedingungen (z.B. sich ändernden Produktionskosten oder Energiepreisen) treffsicher erreicht? › Technologie-Spezifika: Ermöglicht das Instrument die Erfüllung technologiespezifischer Ziele? › Flexibilität bei Zielanpassungen: Kann das Instrument auf geänderte ökologische Ziele flexibel angepasst werden? › Unvollständige Informationen und Investitionsrisiken: Wird die Effektivität des Instruments ggf. durch Planungs- und Kalkulationsunsicherheiten (Investitionsrisiken) geschmälert?
Effizienz	<ul style="list-style-type: none"> › Statische Kosteneffizienz: Erfolgt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gesamtwirtschaftlich zu minimalen ökonomischen Kosten? D.h. wird der Strom aus erneuerbaren Energieträgern dort erzeugt, wo er am kostengünstigsten pro-

¹¹ Zu umweltökonomischen Bewertungskonzepten und deren Kriteriensets siehe u.a. Fritsch/Wein/Ewers 2003, Busch 2001, Siebert 1976, Fees 1998, Cansier 1996, OECD 1991 und Diekmann 2008. Die meisten der in diesen Quellen genannten Bewertungskonzepte sehen die Analyseverfahren der Kosteneffizienz, ökologischen Treffsicherheit und dynamische Anreizwirkung vor. Teilweise ziehen sie noch weitere Kriterien wie die der Praktikabilität, der Rechts- und Systemkonformität und der Wettbewerbswirkungen.

ANALYSEKRITERIEN	
Kriterien	Beschreibung
	<p>duziert werden kann?</p> <ul style="list-style-type: none"> › Fördereffizienz: Wie hoch ist die energetische Wirkung pro eingesetzte Fördermittel? Wie hoch sind ggf. die Mitnahmeeffekte bzw. „Windfall Profits“ seitens der Produzenten von Strom aus EE, welche in Form von Produzentenrenten und/oder aufgrund der Förderung bereits bestehender (und in der Vergangenheit geförderter) Anlagen anfallen? › Dynamische Effizienz: Ist das Instrument auch bei sich ändernden Rahmenbedingungen (z.B. sich ändernden Produktionskosten oder Energiepreisen) kosteneffizient? Kann es diesen Rahmenbedingungen ggf. flexibel angepasst werden? › Unvollständige Informationen und Transaktionskosten: Wird die Kosteneffizienz u.U. aufgrund unvollständiger Informationen oder Transaktionskosten oder Fehlentscheidungen seitens Unternehmen oder Politik/Administration geschmälert? Wie komplex und kostenintensiv ist der rechtliche und administrative Vollzug durch die Verwaltung? Welche Bürokratiekosten entstehen?
Dynamische Anreizwirkung	<ul style="list-style-type: none"> › Anreize zu Innovationen: Was sind die mittel- und längerfristigen Wirkungen des Instruments? Besteht ein Anreiz zu technischem Fortschritt in Form von Kostensenkungen (z.B. durch Lerneffekte) und in Form der Erforschung und Entwicklung neuer Technologien?
Vorbereitung auf die Markteinführung	<ul style="list-style-type: none"> › Marktnähe: Wie weit schafft das Instrument weitgehend realistische Markt- bzw. Wettbewerbsbedingungen, welche die Anbieter von Strom aus erneuerbaren Energien möglichst optimal auf eine Markteinführung und auf den Wettbewerb im Strommarkt vorbereiten?

Weitere Analyse Kriterien	
Volkswirtschaftliche Auswirkungen	<p>Verteilungswirkungen:</p> <ul style="list-style-type: none"> › Welche Akteure (z.B. die Verursacher oder die Allgemeinheit oder andere Akteursgruppen) tragen die Kosten der Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien? Welche Akteure profitieren? Wird das Verursacherprinzip umgesetzt? › Welche weiteren Verteilungswirkungen bestehen, z.B. zwischen Regionen, Branchen, Unternehmen (z.B. energieintensive Unternehmen, Produzenten von Strom aus EE und Netzbetreibern) und einzelnen gesellschaftlichen Gruppen? <p>Weitere volkswirtschaftliche Wirkungen:</p> <ul style="list-style-type: none"> › Welche Konsequenzen entstehen für die Wettbewerbsstellung der Schweiz (u.a. für deren Standortattraktivität) oder für bestimmte Industriezweige? › Was sind weitere volkswirtschaftliche Effekte wie z.B. Beschäftigungswirkungen im Inland, Struktureffekte, regionale Effekte?
Praktikabilität	<ul style="list-style-type: none"> › Können die Regelungen zur Implementierung des Instruments möglichst verständlich, widerspruchsfrei und konsistent definiert werden? › Wie hoch ist der Vollzugsaufwand? › Sind juristisch „wasserdichte“ Verfahren definierbar (Kontrollen, Sanktionen), welche die Einhaltung von Vorschriften garantieren? › Gibt es weitere Vor- und Nachteile oder Risiken bei der Umsetzbarkeit der Instrumente?
Politische Durchsetzbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> › Öffentliche Akzeptanz: Inwieweit kann das Instrument im politischen Prozess realisiert werden? Wird ein Instrument von der Gesellschaft weitgehend verstanden und akzeptiert? Gibt es einen fairen Interessensausgleich, welcher die Akzeptanz der Instrumente bei den Gruppierungen erhöht?

Tabelle 4

Im Kern soll analysiert werden, mit welchem politischen Instrument bzw. Instrumenten-Mix die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien (EE) möglichst wirksam und effizient erreicht werden kann.

Mit dem Kriterium Effizienz wird untersucht, ob eine bestimmte Menge von Strom aus EE mit minimalen gesamtwirtschaftlichen Kosten dort erzeugt wird, wo sie am kostengünstigsten produziert werden kann. Ein weiteres wichtiges Teilkriterium ist die Fördereffizienz (vgl. Diekmann 2008). Mit diesem Kriterium wird das Verhältnis zwischen Förderkosten (vom Staat oder den Stromkunden finanzierte Fördermittel) und geförderter Menge an Strom aus EE analysiert: Je geringer die Förderkosten pro geförderter Menge Strom aus EE, desto besser ist die Fördereffizienz. Dabei sind insbesondere allfällige Mitnahmeeffekte¹² oder Windfall Profits zu berücksichtigen. Dieses Kriterium geht über eine reine Kosteneffizienz hinaus. Es behandelt die verteilungspolitische Frage, ob staatliche oder von den Stromkunden finanzierte Fördermittel die Produktion möglichst hoher zusätzlicher Strommengen aus EE bewirken, oder ob ein Teil der Fördermittel in Form von Gewinnen bei den Produzenten von Strom aus EE verbleiben. Demgegenüber zielt die Kosteneffizienz auf eine pareto-optimale Mittelverwendung ab.

Mitnahmeeffekte entstehen einerseits dann, wenn Produzenten von Strom aus EE gefördert werden, obwohl sie auch ohne diese Förderung dieselbe Menge an Strom aus EE produziert hätten (u.U. aufgrund einer anderen Förderung). Zum anderen sind Mitnahmeeffekte in Form von Produzentenrenten bzw. Gewinnen möglich. Diese entstehen dann, wenn Produzenten von Strom aus EE Einkünfte erzielen, die oberhalb ihrer Durchschnittskosten (bzw. den langfristigen Grenzkosten) liegen. Produzentenrenten fallen auch bei vollkommenem Wettbewerb und u.U. auch in kosteneffizienten Situationen (in denen alle Produzenten zu den gleichen Grenzkosten produzieren) an. Windfall Profits bezeichnen die Produzentenrenten bzw. Gewinne, die aufgrund einer Änderung der Marktlage zusätzlich generiert werden. Sie entstehen z.B. im Bonusmodell dann, wenn die Energiepreise und damit die Einkünfte der Konsumenten bei gleich bleibenden Kosten steigen.

Die Effektivität und die Effizienz werden zunächst statisch untersucht, d.h. unter der Voraussetzung, dass die Rahmenbedingungen konstant bleiben. Anschliessend wird untersucht, ob sich ändernde Rahmenbedingungen wie z.B. sinkende Produktionskosten für Strom aus EE oder steigende Strompreise die Effizienz und Effektivität reduzieren.

¹² Mitnahmeeffekte werden auch unter dem Begriff der Ressourcenrente diskutiert (siehe hierzu z.B. Filippini 2009).

Die Instrumente sollten darüber hinaus durch dynamische Anreizwirkungen einen technischen Fortschritt anregen. Dieser sollte einerseits dazu führen, dass ein politisches Ziel mit immer geringeren volkswirtschaftlichen Kosten erreicht wird und andererseits bei gegebenem Mitteleinsatz immer höher gesteckte energetische Ziele erreichbar werden.

Die Instrumente werden vor allem anhand der genannten prioritären Kriterien analysiert. Diese Kriterien werden anschliessend gegeneinander abgewogen (Kosten-Nutzen-Betrachtung). Neben den prioritären Kriterien werden weitere Kriterien (vgl. Tabelle 4) angediskutiert. Beispielsweise werden betreffend Praktikabilität Vor- und Nachteile oder Risiken bei der Umsetzbarkeit der Instrumente diskutiert (bspw. ob in der Schweiz im Fall der Quotenregelung ein ausreichend grosser und funktionierender bzw. effizienter Markt für Stromerzeugungszertifikate zustande kommen kann oder nicht). Die politische Durchsetzbarkeit ist vor allem in der kurzfristigen Perspektive eine Restriktion. Da die vorliegende Studie primär langfristige Perspektiven und Möglichkeiten aufzeigen soll, gelten die politischen Rahmenbedingungen nicht als exogen gegeben.

In den folgenden Abschnitten werden die Einspeisevergütung, das Bonusmodell, die Quotenregelung inkl. Zertifikatssystem sowie Ausschreibungsverfahren anhand der genannten Kriterien ökonomisch untersucht.¹³ Kapitel 3.6 vergleicht die Instrumente und beschreibt deren Vor- und Nachteile. Zudem werden in einer dynamischen Betrachtung die Anforderungen an die Instrumente und geeignete Fördersysteme je nach Marktreife der Technologien diskutiert.

¹³ Die folgende ökonomische Analyse basiert u.a. auf Diekmann 2008, Menanteau et al. 2003, Finon 2007, Huber et al. 2004, Bachhiesl/Stigler 2009, Held/Haas/Ragwitz 2006, Ragwitz et al. 2006, Bürger et al. 2008.

3.2. EINSPEISEVERGÜTUNG

3.2.1. EFFEKTIVITÄT

Statische Effektivität und Treffsicherheit

Die Einspeisevergütung ist aufgrund der relativ geringen Investitionshemmnisse, der hohen Förderung und den weitgehenden dynamischen Anreizen (s.u.) sehr effektiv.

Ihre Treffsicherheit ist jedoch im Vergleich zu anderen Instrumenten (v.a. Quotenregelung oder Ausschreibungen) geringer: Die Einspeisevergütung ist ein preisbasiertes Förderinstrument. Wie in Kapitel 2.2 erläutert, wird die Gesamtheit der Stromanbieter so viel Strom aus erneuerbaren Energien (EE) produzieren, bis die Grenzkosten der letzten installierten Anlage dem Vergütungssatz v entsprechen. Sind der Politik die Grenzkostenverläufe der Produzenten bekannt, kann sie den Vergütungssatz so festlegen, dass das politisch definierte Ziel (eine bestimmte Menge an Strom aus EE), erreicht wird.

Dies ist in der Realität jedoch nicht der Fall. Die Politik kann nur im Nachhinein bestimmen, wie viel Strom aus EE in der Vergangenheit aufgrund bestimmter Strompreise produziert wurde. Insbesondere kann sie bei der erstmaligen Einführung der Einspeisevergütung die Reaktion der Stromproduzenten lediglich abschätzen. Wenn z.B. in einer Vorperiode die resultierende Strommenge aus EE zu niedrig war, kann die Politik den Vergütungssatz v erhöhen, weiss jedoch nicht genau, wie stark sie ihn erhöhen muss.

Die eingeschränkte Treffsicherheit führt dazu, dass die Höhe der Fördermittel (bzw. die Förderkosten) unsicher sind. Diese finanzielle Unsicherheit kann durch eine Deckelung der Fördermittel begrenzt werden, d.h. ab einer bestimmten Menge geförderten Stroms aus EE werden keine weiteren Anlagen gefördert. Dies bremst jedoch letztlich die Effektivität des Instruments, zumindest ab einer bestimmten Menge von Strom aus EE.¹⁴

Dynamische Effektivität und Treffsicherheit bei technischem Fortschritt und Strompreisänderungen

Selbst wenn die Einspeisevergütung bereits in Vorperioden existiert hat, kann die Politik nicht davon ausgehen, dass die Reaktion der Produzenten über die Zeit konstant bleibt: Es gibt einen fortlaufenden technischen Fortschritt, der die Grenzkosten der Stromproduktion

¹⁴ Diekmann (2008) wirft (zumindest implizit) die Frage auf, wie wichtig die Treffsicherheit bei der Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Effektivität ist. Anstelle der Vorgabe von konkreten Zielen schlägt er vor, Mindestziele zu definieren. Damit werden die Wirksamkeit im Vergleich zur Treffsicherheit stärker gewichtet und Inflexibilitäten des Instrumentes vermieden.

aus EE absenkt. Dies schmälert aufgrund von Informationsdefiziten die Treffsicherheit. Die Effektivität der Einspeisevergütung wird durch technischen Fortschritt jedoch gesteigert, weil die produzierte Strommenge aus EE ansteigt.

Um die Treffsicherheit zu verbessern, kann die Politik das Instrument flexibel an sich ändernde Grenzkostenverläufe anpassen und die Vergütungssätze im Laufe der Zeit senken (Degression). Aus Gründen der Planungssicherheit für Investoren ist eine langfristig im Voraus festgelegte Degression von Vorteil.

Energiepreisänderungen haben keinen Einfluss auf die Effektivität und die Treffsicherheit der Einspeisevergütung. Sobald die Energiepreise auf den Strommärkten den Vergütungssatz übersteigen, ist eine Förderung nicht mehr erforderlich und wird von den Stromproduzenten nicht mehr in Anspruch genommen werden. Sobald eine Förderung nicht mehr nötig ist, wird die Einspeisevergütung damit automatisch auslaufen, (vgl. Diekmann 2008).

Flexibilität bei Anpassungen der angestrebten Strommengen aus EE

Die Einspeisevergütung ist flexibel in Bezug auf Zielanpassungen (vgl. Huber et al. 2004). Sollen im Laufe der Zeit mehr Strom aus EE produziert werden, kann der Vergütungssatz (insgesamt oder technologiespezifisch) erhöht werden. Werden die Ziele nach unten angepasst, kann die Vergütung ebenfalls nach unten angepasst werden.

Technologie-Spezifika

Die Einspeisevergütung kann durch technologiespezifische Vergütungssätze verschiedene Technologien unterschiedlich stark fördern. Damit kann versucht werden, technologiespezifische Ziele bezüglich Strom aus EE zu erreichen.

Aufgrund unvollständiger Informationen über die technologiespezifischen Grenzkostenverläufe besteht jedoch Unsicherheit darüber, welches die optimale Höhe der jeweiligen Vergütungssätze in punkto Treffsicherheit ist und welche noch wenig ausgereiften Technologien förderungswürdig sind.

Unvollständige Informationen und Investitionsrisiken

Wie erwähnt führen unvollständige Informationen seitens der Politik dazu, dass Mengenziele betreffend Strom aus EE nicht sehr treffsicher, aber dennoch wirksam erreicht werden. Die Stromproduzenten handeln hingegen unter weitgehend sicheren Rahmenbedingungen: Sie können den produzierten Strom garantiert absetzen und kennen den Absatzpreis (in Höhe des Vergütungssatzes), soweit dieser langfristig festgelegt oder zumindest für die

bereits installierten Anlagen nicht mehr angepasst wird. Insofern finden sie weitgehend optimale Investitionsbedingungen vor, was der Effektivität der Zielerreichung zugute kommt (vgl. Mitchell et al. 2006).

Stromproduzenten tätigen langfristige Investitionen in Produktionsanlagen für Strom aus EE. Um die Risiken langfristiger Investitionen in Produktionsanlagen zu minimieren, sind sie darauf angewiesen, dass die Vergütungssätze auch langfristig festgelegt werden. Diese können durchaus mit der Zeit angepasst werden. Wichtig ist nur, dass diese Anpassungen bereits möglichst lange im Voraus definiert sind.

Kurz- und langfristige Effektivität nach Einführung des Instruments

Die Einspeisevergütung entfaltet ihre Wirkung vergleichsweise kurzfristig nach Einführung des Instruments (vgl. Huber et al. 2004). Investoren sehen sich weitgehend sicheren Informationen und Rahmenbedingungen (garantierter Absatz und garantierte, stabile Vergütung) gegenüber. Damit bestehen vergleichsweise wenig Risiken, die die Einführung des Instruments, sofern noch wenig Erfahrungen mit dem Instrument vorliegen, bremsen würden (vgl. Menanteau et al. 2003 und Dinica 2006). Zudem sind keine wesentlich neuen Prozesse oder Institutionen auf den Märkten oder bei den Behörden erforderlich, die erst aufgebaut und u.U. nach einer gewissen Zeit (Lerneffekte) gut funktionieren würden (vgl. Praktikabilität, Kapitel 3.2.6).

Langfristig ist die Effektivität der Einspeisevergütung aufgrund einer relativ hohen dynamischen Anreizwirkungen ebenfalls vergleichsweise hoch (vgl. Huber et al. 2004 und Kapitel 3.2.3): Die finanziellen Voraussetzungen für Investitionen in Forschung und Entwicklung (F&E) sind vorhanden. Es bestehen Anreize für Kosteneinsparungen und technologische Entwicklung. Diese Anreize sind jedoch begrenzt, weil die Stromabnahme garantiert und damit der Wettbewerbsdruck geringer ist.

Fazit

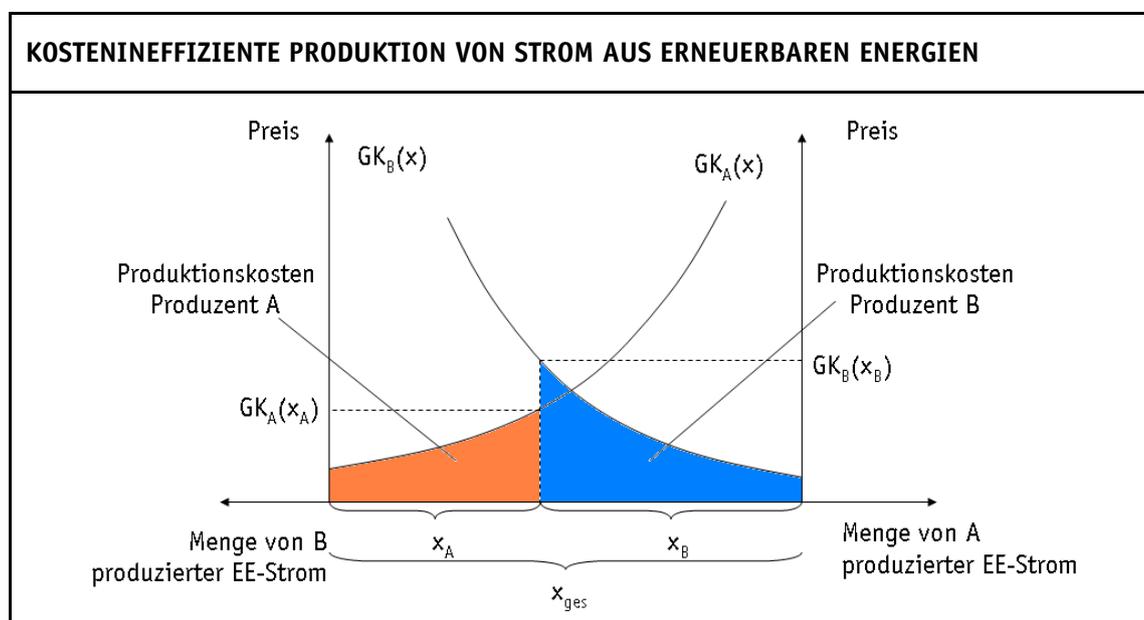
Die Politik kann ein definiertes Mengenziel an Strom aus EE durch die Einspeisevergütung sowohl aus statischer und aus dynamischer Sicht sehr wirksam, aber nur eingeschränkt treffsicher erreichen. Sie kann die Grenzkostenverläufe aufgrund vergangener Erfahrungen und voraussichtlicher dynamischer Änderungen in Zukunft lediglich abschätzen. Sofern die Förderkosten durch eine Deckelung begrenzt werden, nimmt die Effektivität ab einer bestimmten Höhe der Fördermittel nicht mehr weiter zu.

Die Einspeisevergütung ist ausreichend flexibel, um angesichts geänderter Rahmenbedingungen mit der Zeit angepasst zu werden. Ebenso kann sie auf technologiespezifische Ziele hin angepasst werden. Die Einspeisevergütung bietet Investoren weitgehend sichere Rahmenbedingungen, so dass Risikoprämien und Finanzierungskosten vergleichsweise gering sind und die Effektivität kaum schmälern. Durch die sicheren Rahmenbedingungen und die vergleichsweise einfache administrative Einführung des Instruments ist das Instrument nach kurzer Frist wirksam. Auch langfristig ist das Instrument weitgehend effektiv.

3.2.2. EFFIZIENZ

Wann ist ein Instrument aus statischer Sicht kosteneffizient?

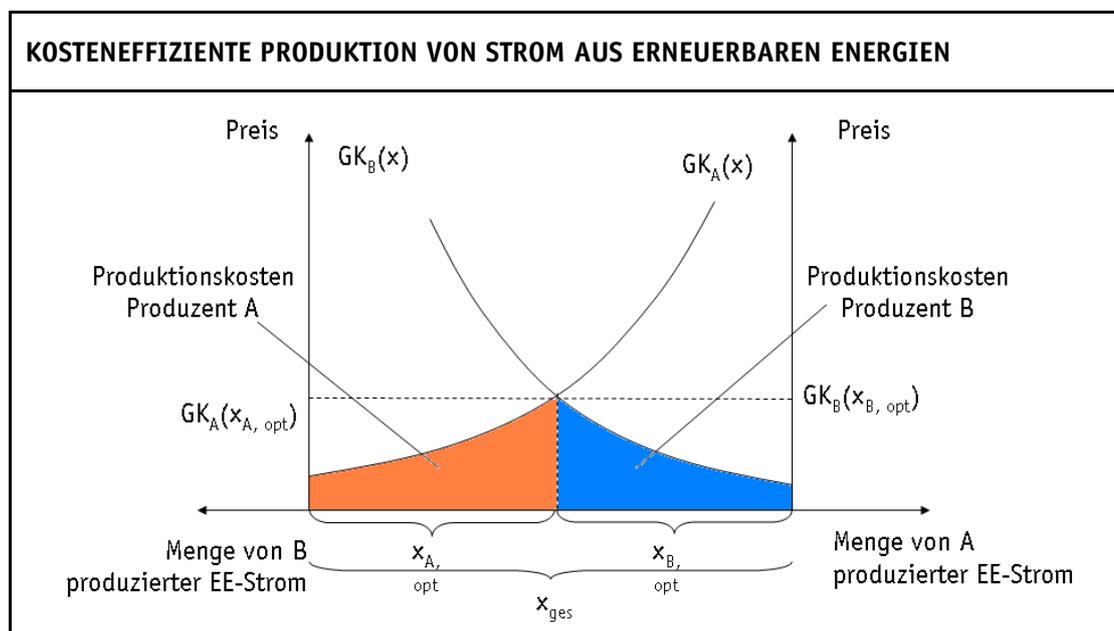
Ein Instrument ist kosteneffizient, wenn die Grenzkosten der Stromproduktion aus EE aller Produzenten gleich hoch sind. Figur 7 zeigt eine Situation, in der Produzent A die Menge x_A und Produzent B die Menge x_B produziert. In dem Fall hat B höhere Grenzkosten als Produzent A, d.h. $GK_A(x_A) \geq GK_B(x_B)$. Die orange Fläche zeigt die Produktionskosten von Produzent A, die blaue Fläche die Produktionskosten von Produzent B.



Figur 7

Wenn nun Produzent A mehr Strom aus EE und Produzent B weniger erzeugt, sinken die gesamten volkswirtschaftlichen Kosten so lange, bis die kostenoptimale Situation erreicht

ist, dass die Grenzkosten der beiden Produzenten übereinstimmen, d.h. bis gilt: $GK_A(x_{A, opt}) = GK_B(x_{B, opt})$ (siehe Figur 8).



Figur 8

Kosteneffizienz der Einspeisevergütung

Statisch

Bei der Einspeisevergütung erhalten alle Produzenten von Strom aus EE pro produzierte MWh den einheitlichen Vergütungssatz v . Wie bereits in Kapitel 2.2 erläutert, verhält sich die Gesamtheit der Stromproduzenten rational, wenn sie soviel Strom aus EE produzieren, dass die Grenzkosten der letzten Anlage dem Vergütungssatz entsprechen. Da alle Produzenten einen einheitlichen Vergütungssatz erhalten, wird die Menge Strom aus EE in Höhe von x_{ges} kostenminimal produziert (siehe Figur 8).

Bei einer technologiespezifischen Förderung werden durch die Einspeisevergütung zwar die einzelnen Technologien für sich kosteneffizient gefördert, nicht jedoch die Gesamtmenge an gefördertem Strom aus EE. Die Grenzkosten weichen zwischen den Produzenten, die unterschiedliche Technologien einsetzen, ab. Zudem werden Investitionen in zu einem bestimmten Zeitpunkt unrentablere Technologien stärker gefördert als rentablere Technologien. Sofern das zukünftige Potenzial der unrentableren Technologien hoch ist, kann dadurch die Marktreife dieser Technologien gefördert werden. Allerdings setzt dies voraus, dass die Politik das zukünftige Potenzial dieser Technologien adäquat einschätzen kann.

Aufgrund diesbezüglicher Unsicherheiten können Fehlinvestitionen resultieren. Beide Nachteile gelten – bei technologiespezifischer Ausgestaltung – auch für alle anderen Förderinstrumente.

Dynamisch

Die Einspeisevergütung ist sowohl bei sich ändernden Grenzkosten (z.B. aufgrund technischen Fortschritts oder aufgrund anderer sich ändernder exogener Rahmenbedingungen) als auch bei Änderungen des Energiepreises kosteneffizient: Die Stromproduzenten werden immer ihre Grenzkosten dem Vergütungssatz und, sofern dieser tiefer ist als der Strompreis, dem Strompreis anpassen.

Unvollständige Informationen und Transaktionskosten

Insgesamt sind die Transaktions- und die administrativen Kosten relativ niedrig (vgl. Huber et al. 2004):

Die Produzenten von Strom aus EE haben bei der Einspeisevergütung minimale Transaktionskosten und weitgehende Informationen: Sie haben bzgl. des Stromabsatzes minimale Transaktionskosten, weil der Strom garantiert abgenommen wird. Zudem kennen sie den Absatzpreis, sofern dieser (oder dessen Verlauf) von der Politik langfristig festgelegt ist. Falls der Vergütungssatz (ggf. aufgrund technischen Fortschritts) mit der Zeit angepasst wird, empfiehlt es sich aus Gründen der Planungssicherheit für Investoren, den geänderten Vergütungssatz nur für neue Stromanlagen anzuwenden. Insgesamt sind die Investitionsrisiken und die Fremdfinanzierungskosten für Anlagenbetreiber relativ gering (vgl. Diekmann 2008).

Die einzige u.U. grössere Unsicherheit besteht bezüglich der zukünftigen Produktionskosten (Grenzkostenverläufe). Damit könnte es schwierig sein, die Anlage kostenoptimal zu dimensionieren. Dies gilt jedoch für alle anderen Förderinstrumente auch, vor allem bei noch relativ jungen und wenig ausgereiften und erprobten Technologien.

Damit haben Stromproduzenten bei der Einspeisevergütung weitgehende Informationen und vergleichsweise sichere Rahmenbedingungen für ihre Investitionen sowie minimale Transaktions-, Risiko- und Fremdfinanzierungskosten.

Demgegenüber tragen die Energieversorger ein gewisses Risiko bzgl. der Planung des Strombedarfes: Sie müssen einkalkulieren, dass sie eine gewisse Strommenge aus EE angeboten erhalten, zu deren Abnahme sie verpflichtet sind. Damit tragen sie das Risiko des unsicheren Stromangebots aus EE und die Transaktionskosten für den Absatz des entsprechen-

den Stroms. Diese Kosten werden sie jedoch (soweit möglich) auf die Strompreise überwälzen.¹⁵ Dies verringert die gesamtwirtschaftliche Effizienz des Instruments leicht. Die Kosten für den Stromabsatz fallen jedoch auch bei jedem anderen Förderinstrument an. Da die Stromversorger diese Kosten nicht beeinflussen können, indem sie z.B. die Strommenge aus EE reduzieren würden (die Investitionen werden von anderen Akteuren getätigt), hat dies auch keinen Einfluss auf die Effektivität des Instruments.

Die Politik hat einen gewissen Aufwand, die möglichst optimalen Vergütungssätze zu bestimmen, ggf. deren Anpassung (z.B. Degression) über die Zeit zu planen und festzulegen und ggf. eine Deckelung der Fördermittel zu definieren. Sie beschliesst zudem, ob die Einspeisevergütung steuerfinanziert wird (und mit welcher Steuer) oder ob die Kosten auf die Strompreise übergewälzt werden:

- › Im Fall der Steuerfinanzierung werden sich, je nach Abwicklung, die Stromversorger oder die Produzenten von Strom aus EE die Differenz zwischen dem Vergütungssatz und dem Strompreis von den Behörden zurückerstatten lassen. Unter der Voraussetzung relativ effizient agierender Behörden ist der administrative Aufwand dafür relativ gering. Die Verwaltung erhebt die Steuern unter einem gewissen Aufwand. Auf der Ausgabenseite prüft sie, wie viel (und bei technologiespezifischen Vergütungssätzen auch welchen) Strom aus EE welcher Stromversorger abgenommen oder welcher Stromerzeuger wie viel (und ggf. auch welchen) Strom aus EE produziert hat und vergütet die Stromversorger bzw. -erzeuger entsprechend.
- › Im Fall der Überwälzung auf die Strompreise werden die Stromversorger (unter gewissem Aufwand) durch eine entsprechende Gestaltung ihrer Preispolitik die Förderkosten auf die Strompreise überwälzen. Alternativ dazu kann jedoch auch der Staat die Überwälzung veranlassen, z.B. wie in der Schweiz mittels Zuschlag auf die Nutzungstarife der Stromnetze. Falls der Versorger über kein Angebotsmonopol verfügt, braucht es einen Ausgleichsmechanismus zwischen den Versorgern, der zu einer gleichmässigen Kostenbelastung (pro verkaufter MWh) führt.

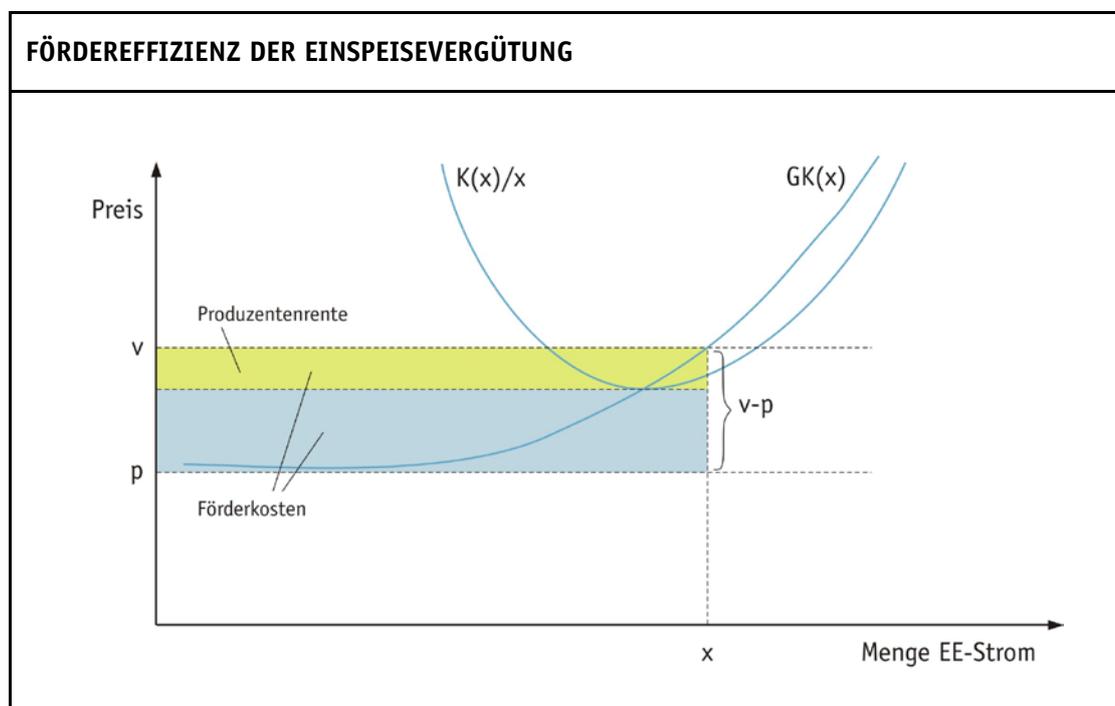
¹⁵ Hier findet eine finanzielle und physische Wälzung des Stroms aus EE vom Anlagenbetreiber auf den Verteilnetzbetreiber und die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zu den Lieferanten und schliesslich zu den Verbrauchern statt. Es gibt alternative Regelungen, wie die Vermarktungskosten und der Absatz des Stroms aus EE organisiert werden können, d.h. welcher Akteur (Anlagebetreiber, aufnehmendes Verteilunternehmen, ÜNB und/oder EVU) diesbezüglich aktiv werden soll. Zu den unterschiedlichen Modellen siehe Diekmann 2008 (Dieser zitiert aus Sensfuss et al. 2007 und Von Langniss et al. 2007a und b).

Fördereffizienz

Statisch

Produzenten von Strom aus EE verwenden unterschiedliche Technologien und sehen sich unterschiedlichen Standortbedingungen (und weiteren Spezifika) gegenüber. Damit haben sie unterschiedliche Kostenstrukturen und unterschiedliche Durchschnittskosten. Werden sie alle mit einem einheitlichen Vergütungssatz gefördert, entstehen bei allen Anbietern, deren Durchschnittskosten (inkl. einer Risikoprämie¹⁶) geringer sind als der Vergütungssatz, Gewinne (so genannte Mitnahmeeffekte bzw. Produzentenrenten).

Wie Figur 9 zeigt, fallen für die Förderung der Stromproduktion aus EE Förderkosten F in Höhe von $F = (v-p) \cdot x$ (grüne und blaue Fläche) an. Ein Teil davon deckt die zusätzlichen Produktionskosten des Stroms aus EE gegenüber konventionellem Strom ab (blaue Fläche). Ein anderer Teil der Förderkosten fällt jedoch als zusätzliche Produzentenrente für die Produzenten von Strom aus EE an, deren Durchschnittskosten unterhalb des Vergütungssatzes v liegen (grüne Fläche).



Figur 9

¹⁶ Zu einer Diskussion der verschiedenen Gründe für Risiken bei der Förderung von Strom aus EE, den Massnahmen, welche die Akteure zum Management der Risiken treffen können und deren Auswirkungen auf die Fördereffizienz und Effektivität s. Huber et al. 2004.

Dies würde vermieden, wenn der Vergütungssatz den Durchschnittskosten des Produzenten entsprechend würde. Mittels spezifischer Einspeisevergütungen, die möglichst genau die Durchschnittskosten von Anlagen treffen, können die Produzentenrenten reduziert werden. Die für diese Vergütungssätze relevanten Spezifika umfassen die Technologie, die Leistungsklasse, den Standort etc. (vgl. Filippini 2009). Dabei besteht jedoch ein Trade-off zwischen möglichst spezifischen optimalen Vergütungssätzen pro Anlage und den damit verbundenen steigenden Transaktionskosten (s.u.). Zudem muss nach wie vor der Anreiz für die Produzenten von Strom aus EE bestehen, in günstigere Anlageformen zu investieren. Die bessere Fördereffizienz verringert des Weiteren auch die gesamtwirtschaftliche Kosteneffizienz, weil die Produzenten den Strom aus EE zu unterschiedlichen Grenzkosten produzieren (vgl. Diekmann 2008).

Falls mit der Einspeisevergütung nur neue und keine bereits bestehenden Anlagen gefördert werden, verbessert dies die Fördereffizienz noch weiter (vgl. Huber et al. 2004). Wichtig ist in diesem Fall zu gewährleisten, dass bereits bestehende Anlagen keine Wettbewerbsnachteile erleiden. Die ausschliessliche Förderung neuer Anlagen senkt die gesamtwirtschaftliche Kosteneffizienz, es sei denn, die bestehenden Anlagen wurden bereits in der Vergangenheit entsprechend gefördert.

Damit ist die Fördereffizienz der Einspeisevergütung eher mittel, kann aber über spezifische Vergütungssätze und durch die ausschliessliche Förderung neuer Anlagen erhöht werden. Diese Massnahmen gehen jedoch zu Lasten der gesamtwirtschaftlichen Kosteneffizienz.

Dynamisch

Sinken die Grenzkosten der Stromproduktion aus EE bei gegebenem Vergütungssatz, dann sinken auch die Durchschnittskosten. Dies führt zu höheren Produzentenrenten. Deshalb sollten die Einspeisevergütungen entsprechend dem technischen Fortschritt per Degression nach unten angepasst werden (vgl. Diekmann 2008). Höhere Produzentenrenten ermöglichen jedoch, dass die Produzenten von Strom aus EE eher in Forschung und Entwicklung investieren können. Dies kann die Fördereffizienz langfristig wieder erhöhen.

Schwankende Energiepreise haben keinen Einfluss auf die erzielbaren Produzentenrenten der Einspeisevergütung (vgl. Figur 9) und auf die produzierte Strommenge aus EE. Sie beeinflussen jedoch die Förderkosten, die sich aus der Differenz der Vergütung und dem Strompreis ergeben. Die Förderkosten steigen bei sinkenden Energiepreisen und umgekehrt. Erst wenn die Energiepreise höher sind als der Vergütungssatz, wird die Förderung nicht

mehr in Anspruch genommen. Damit verringern sinkende Preise die Fördereffizienz, während steigende Preise diese erhöhen. Die Förderung des Stroms aus EE erhöht ceteris paribus das Stromangebot. Dies führt zu einer Reduktion des Strompreises und verringert (vermutlich nur geringfügig) damit die Fördereffizienz. Die Effektivität des Instruments bleibt davon jedoch unberührt.

Unvollständige Informationen und Transaktionskosten

Die Förderkosten sind ex ante nicht vorhersehbar, weil die Grenzkosten der Produktion nicht bekannt sind. Aus diesem Grund sind die Förderkosten unsicher und können bei hohen Einspeisemengen an Strom relativ schnell stark ansteigen (vgl. Menanteau et al. 2003). Damit könnte es zweckmässig sein, eine Obergrenze für den maximalen Förderbetrag festzulegen (vgl. Bundesrat 2004).

Die Fördereffizienz kann dadurch verbessert werden, dass spezifische Vergütungssätze festgelegt werden, die zudem auch den Stand der Technik (d.h. die sich ändernden Grenzkostenverläufe) berücksichtigen. Dies verringert jedoch die gesamtwirtschaftliche Kosteneffizienz.

Die Festlegung optimaler Vergütungssätze und deren laufende Anpassung bei sich ändernden Grenzkosten verursacht Transaktionskosten. Der Aufwand, um die optimalen Vergütungssätze zu ermitteln (unvollständige Informationen), ist relativ hoch. Zudem ist die Umsetzung mit hohen administrativen Kosten seitens der Anlagebetreiber, welche die Spezifika belegen, und der Behörden, welche die Spezifika prüfen und daraufhin die jeweiligen Vergütungssätze festlegen, verbunden.

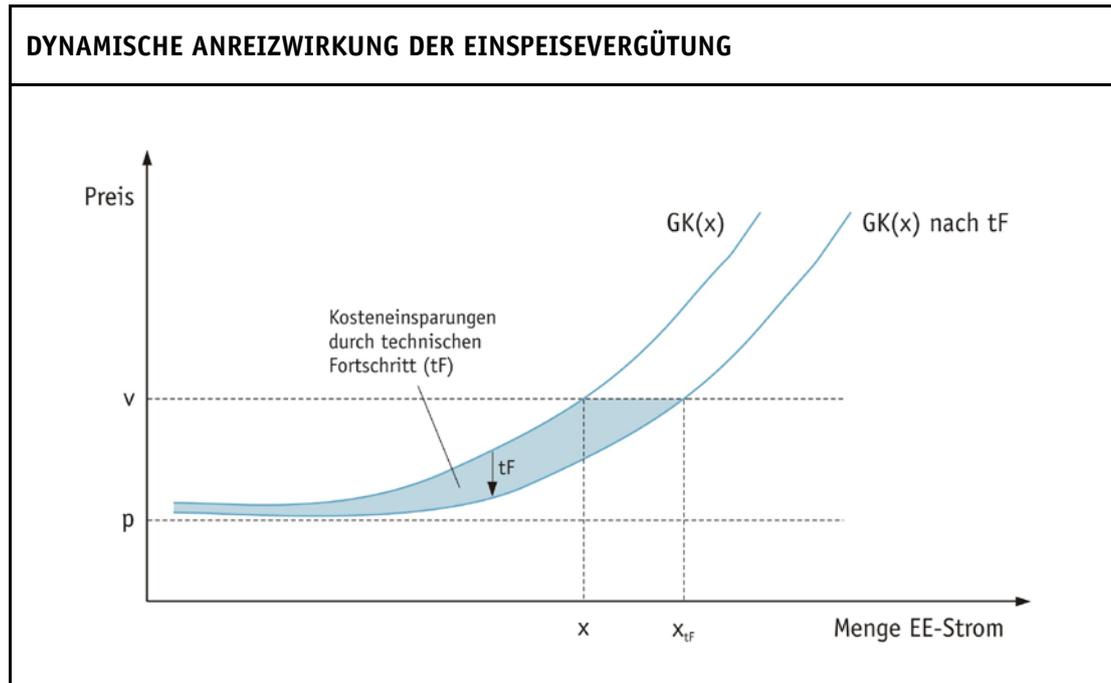
Der Nutzen einer Begrenzung von Produzentenrenten durch spezifische Vergütungssätze muss gegenüber den entsprechenden Kosten im Vergleich zu nichtspezifischen Vergütungssätzen (geringere Kosteneffizienz und höhere Transaktionskosten aufgrund unvollständiger Informationen und administrativer Kosten) abgewogen werden.

3.2.3. DYNAMISCHE ANREIZWIRKUNG

Anreize zu Innovationen

Technischer Fortschritt führt dazu, dass die Grenzkosten der Produzenten sinken. Dies erfolgt durch eine direkte Reduktion der Produktionskosten (z.B. mittels Lerneffekten, technischer Nachbesserungen oder Einsatz effizienter Anlagen) oder durch Investitionen in Forschung und Entwicklung.

Wie Figur 10 zeigt, hat im Fall der Einspeisevergütung jede Reduktion der Grenzkosten Kostensenkungen und damit bei gegebenem Vergütungssatz höhere Gewinne zur Folge. Damit besteht grundsätzlich ein Anreiz zu technischem Fortschritt (vgl. Diekmann 2008).



Figur 10

Anreize zu Kostensenkungen

Da bei der Einspeisevergütung die Vergütung und die Abnahme des Stroms garantiert sind, ist die Anreizwirkung für Kostensenkungen seitens der Produzenten von Strom aus EE nicht so hoch wie z.B. beim Quotenmodell, bei dem sich die Produzenten sowohl auf dem Strommarkt als auch dem Zertifikatmarkt einem Wettbewerb gegenüber stehen (vgl. Menanteau et al. 2003 und Huber et al. 2004). Der (begrenzte) dynamische Anreiz besteht sowohl vor Errichtung der Anlage als auch während ihres Betriebs (Lerneffekte, Nachbesserungen). Der geringere Kostendruck kann jedoch durch eine degressive Gestaltung der Vergütungen erhöht werden.

Anreize zu Forschung und Entwicklung

Bei der Einspeisevergütung erhalten die Produzenten von Strom aus EE relativ hohe Gewinne (Produzentenrenten). Damit verfügen sie eher über finanzielle Mittel, um in die Forschung und Entwicklung zu investieren (vgl. Menanteau et al. 2003). Sofern sie in For-

schung und Entwicklung investieren, profitiert die Gesellschaft von einem höheren Stromangebot an EE, während die zusätzlichen Gewinne durch technischen Fortschritt beim Produzenten verbleiben. Dies stellt im Vergleich zu den anderen Instrumenten einen relativ hohen Anreiz für Investitionen in technischen Fortschritt dar.

Degressiv ausgestaltete Vergütungssätze führen einerseits dazu, dass die finanziellen Möglichkeiten für Investitionen in Forschung und Entwicklung verringert werden. Andererseits erhöhen sie jedoch den Kostendruck. Damit führt die Einspeisevergütung bei Produzenten von Strom aus EE zu insgesamt hohen Anreizen und guten finanziellen Voraussetzungen für Investitionen in technischen Fortschritt.

3.2.4. VORBEREITUNG DER MARKTEINFÜHRUNG

Die Förderinstrumente sollen die verschiedenen Technologien auch auf die Markteinführung vorbereiten und deren Wettbewerbsfähigkeit verbessern, damit eine Förderung möglichst bald nicht mehr erforderlich ist.

Die Einspeisevergütung führt zwar zu einer vergleichsweise guten dynamischen Anreizwirkung. Da die Stromabnahme garantiert und die Vergütung gesichert ist, ist die Marktnähe des Instruments jedoch relativ gering. Die Investoren finden zwar weitgehend ideale Rahmenbedingungen, die jedoch von der realen Marktsituation vergleichsweise weit entfernt sind. Damit leistet die Einspeisevergütung im Vergleich zu marktnäheren Instrumenten einen kleineren Beitrag zur Vorbereitung der Produzenten auf die Wettbewerbsbedingungen im Strommarkt.

3.2.5. VOLKSWIRTSCHAFTLICHE AUSWIRKUNGEN

Verursacherprinzip

Sofern die Förderkosten auf die Strompreise überwältzt werden, wird das Verursacherprinzip bei der Einspeisevergütung weitgehend eingehalten. Durch die Überwälzung der Förderkosten werden die Verursacher negativer externer Effekte mit den Kosten für deren Verringerung belastet. Bei der Steuerfinanzierung ist dies jedoch nicht gewährleistet.

Anregung Strukturwandel

Die Einspeisevergütung stärkt die inländische Stromerzeugung aus EE und belastet relativ gesehen die Stromerzeugung aus konventioneller Energie. Gleichzeitig stellt sie einen grossen Anreiz für Investitionen in Forschung und Entwicklung der Stromproduktion aus EE dar.

Dies regt einen Strukturwandel der inländischen Stromproduktion in Richtung erneuerbarer Energien an.

Werden die Förderkosten auf die Strompreise überwältigt, belastet dies energieintensive Unternehmen stärker als energieeffiziente Unternehmen. Dies fördert den Wandel zu energieeffizienteren Wirtschafts- und Produktionsstrukturen. Auch bei den Konsumenten entsteht durch eine Erhöhung der Strompreise ein Anreiz zum Stromsparen. Davon profitiert die Gesellschaft letztlich in mehrfacher Hinsicht: Die Erfüllung umwelt- und energiepolitischer Ziele wird besser und vor allem kosteneffizienter erreichbar (analog einer Ökosteuer). Da zudem die Nachfrage nach energieeffizienten Produkten steigen wird, erhalten die Unternehmen einen Anreiz zu grösserem technischen Fortschritt bei Energieeffizienztechnologien.

Im Fall der Steuerfinanzierung ist der Anreiz zu mehr Energieeffizienz nicht gewährleistet: Die Subventionierung der Stromproduktion aus EE erhöht das Stromangebot und führt ceteris paribus zu sinkenden Energiepreisen. Diese Wirkung ist jedoch energie- und umweltpolitisch kontraproduktiv und, je nach Preiselastizitäten des Stromangebots und der Stromnachfrage, unterschiedlich hoch.¹⁷ Darum wird diese Option in der folgenden Diskussion der Einspeisevergütung, aber auch des Bonusmodells, nicht weiter mit einbezogen.

Wettbewerbsstellung Schweiz

Wie erwähnt regt die Einspeisevergütung einen Strukturwandel der Schweizer Wirtschaft an hin zur Stromproduktion aus erneuerbaren Energien und hin zu energieeffizienteren Produkten und Technologien. Dies stärkt die Wettbewerbsstellung der Schweizer Wirtschaft in einem global stark wachsenden Clean-Tech-Markt. Auf der anderen Seite erlangen zumindest auf inländischen Märkten Stromproduzenten aus konventionellen Energien und energieintensive Unternehmen Wettbewerbsnachteile. Aufgrund der global stark wachsenden Nachfrage nach Clean Tech-Technologien und -Produkten, ist es wahrscheinlich, dass die Wettbewerbsvorteile für die Schweiz allfällige Nachteile überwiegen werden.

Zur Entlastung energieintensiver Unternehmen im internationalen Wettbewerb werden immer wieder Steuerreduktionen diskutiert. Dies wäre jedoch energie- und umweltpolitisch

¹⁷ Dieser Nachteil könnte dadurch ausgeglichen werden, dass die Förderkosten nicht mittels einer pauschalen Besteuerung, sondern mittels einer Steuer finanziert werden, die der Internalisierung externer Effekte (z.B. aus Treibhausgasemissionen) dient. Auf diese Weise würden die Verursacher der externen Effekte die Förderung finanzieren, Preisverzerrungen aufgrund der Internalisierung negativer externer Effekte verringert und zusätzliche gesamtwirtschaftliche Wohlfahrtseffekte entstehen. Dieser Effekt könnte jedoch mit einer Überwälzung auf die Stromkunden viel transparenter, einfacher und vor allem mit weit weniger administrativen Kosten erzielt werden.

kontraproduktiv, widerspricht dem Verursacherprinzip und bremst den anvisierten und gesamtwirtschaftlich vorteilhaften Strukturwandel.¹⁸

Beschäftigung

Auch die Auswirkungen der Einspeisevergütung auf die inländische Beschäftigung sind bei geeigneter Ausgestaltung positiv. Grundsätzlich werden die folgenden Beschäftigungswirkungen ausgelöst: Die Stromproduktion aus EE wird gestärkt und Beschäftigung generieren. Sie wird die Stromproduktion aus konventioneller Energie zumindest aus dem inländischen Strommarkt teilweise verdrängen, weil die inländische Nachfrage nach konventioneller Energie zurückgehen wird. Sofern diese Stromproduktion nicht über höhere Energieexporte kompensieren werden kann, wird in diesem Bereich Wertschöpfung und Beschäftigung reduziert. Dieser Zusammenhang gilt analog auch für energieeffiziente Unternehmen, die eher Arbeitsplätze aufbauen werden, während energieintensive die Beschäftigung eher verringern werden. Da die Konsumenten letztlich die Förderkosten tragen, wird es gleichzeitig einen gewissen Konsumrückgang geben. Ein Rückgang der Konsumnachfrage führt ceteris paribus ebenfalls zu Beschäftigungsabbau.

Welchen Gesamteffekt diese Zusammenhänge auf die Beschäftigung haben, hängt insbesondere von der Beschäftigungsintensität der jeweils betroffenen Branchen bzw. Unternehmen ab. Die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ist tendenziell beschäftigungsintensiver als die Stromproduktion aus konventionellem Strom. Gleichzeitig sind die Importquoten für Strom aus EE geringer als für konventionellem Strom. Zudem werden weltweit die Märkte für Strom aus EE und energieeffizienten Produkten und Technologien voraussichtlich weiterhin stark wachsen, während die Märkte für energieintensive Produkte und Technologien tendenziell ein geringes Wachstum aufweisen oder ggf. sogar schrumpfen werden. Entsprechend sind auch die Beschäftigungschancen im Clean-Tech-Bereich grösser. Der negative Beschäftigungseffekt aufgrund des Konsumrückgangs wird voraussichtlich sehr gering sein.

Langfristig wird noch ein weiterer positiver Beschäftigungseffekt generiert: Das Erreichen umwelt- und energiepolitischer Ziele, sofern die Umwelt- (insbesondere Klima-) ziele

¹⁸ Das Argument, dass die Belastung energieintensiver Unternehmen zu schnell ansteigen würde, könnte für eine Steuerreduktion allenfalls in einer Übergangszeit sprechen. Dadurch könnten die Friktionen (allfällige Fehlinvestitionen und Arbeitslosigkeit) eines Übergangs hin zu einer energieeffizienteren Wirtschaftsstruktur gemildert werden. Da jedoch einmal gewährte Steuervergünstigungen politisch nur schwerlich zurückgenommen werden können, muss deren Anwendung sorgfältig erwogen werden. Besser wäre, die Belastung für alle Stromverbraucher z.B. mittels übergangsweiser Steuerfinanzierung abzufangen.

auch global effektiv verfolgt werden, wird mit hoher Wahrscheinlichkeit hohe volkswirtschaftliche Schäden vermeiden und darum, gegenüber einem Laissez-Fair-Szenario, positive Effekte für die gesellschaftliche Wohlfahrt nach sich ziehen. Dies dürfte langfristig tendenziell (*ceteris paribus*) ebenfalls positive Beschäftigungswirkungen zur Folge haben.

Der Gesamteffekt auf die Beschäftigung hängt, wie soeben diskutiert, von vielen Faktoren ab, die im Rahmen einer qualitativen Analyse nur schwer abzuschätzen sind. Dennoch bestehen viele Hinweise, dass der Gesamteffekt positiv sein wird.

Regionalpolitische Ziele

Die Vergütungen können im Rahmen der Einspeisevergütung standortspezifisch unterschiedlich hoch festgelegt werden. Damit können weitere Kriterien wie Strukturentwicklung und die Reduktion des Drucks auf besonders gute Standorte (Hot Spots) mitverfolgt werden. Dies ist bei pauschalen Vergütungssätzen nicht möglich (vgl. Menanteau et al. 2003 und Huber et al. 2004). Der Nutzen einer regionalpolitischen Förderung muss jedoch gegen den resultierenden Verlust an gesamtwirtschaftlicher Kosteneffizienz abgewogen werden.

Fazit

Insgesamt sind die volkswirtschaftlichen Auswirkungen für die Schweiz positiv zu beurteilen, insbesondere wenn die Förderkosten von den Stromkunden getragen werden. Die Festlegung standortspezifischer Vergütungssätze kann zudem helfen, allerdings unter Inkaufnahme von Kosteneffizienzen, regionalpolitische Ziele zu erreichen.

3.2.6. PRAKTIKABILITÄT

Die Einspeisevergütung ist relativ leicht verständlich, kann vergleichsweise einfach eingeführt, mit der Zeit an veränderte Rahmenbedingungen angepasst und (theoretisch) nach einer gewissen Zeit wieder relativ einfach ersetzt werden. Die Einspeisevergütung hat zudem den Vorteil, dass die Stromproduktion aus EE quasi „von alleine“ aus dem System herauswächst, falls aufgrund technischen Fortschritts und/oder steigender Energiepreise eine Förderung nicht mehr notwendig sein sollte. Der Vollzugaufwand ist ebenfalls vergleichsweise gering.

Demgegenüber ist es schwierig (und mit Aufwand verbunden), die optimale Vergütungshöhe und ggf. Degressionen (in Antizipation eines technischen Fortschritts) festzulegen. Eine spezifische Förderung (nach Technologie, Standort etc.) ist praktisch sehr gut

umsetzbar. Allerdings erhöht dies die Komplexität des Instruments und die administrativen Kosten.

3.2.7. POLITISCHE DURCHSETZBARKEIT

Die politische Durchsetzbarkeit eines Instruments hängt insbesondere von seiner öffentlichen Akzeptanz ab. Die öffentliche Akzeptanz sollte höher sein, sofern das Verursacherprinzip umgesetzt wird, d.h. die Verursacher negativer externer Effekte (in dem Fall die Stromkunden) mit den Kosten für deren Verringerung (d.h. den Förderkosten) belastet werden.¹⁹ Für die Einspeisevergütung sprechen zudem die gute Verständlichkeit und leichte Implementierbarkeit, die tendenzielle Förderung der Beschäftigung, die Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der Schweiz und die Generierung von Wohlstand. Eventuelle Steuervergünstigungen energieintensiver Unternehmen würde diese Akzeptanz etwas vermindern und könnte die Glaubwürdigkeit des Instruments zumindest teilweise schmälern.²⁰

Die eher geringe Fördereffizienz und die relativ schlechte Vorhersagbarkeit der Förderkosten könnte die öffentliche Akzeptanz tendenziell verringern. Darum könnte es sinnvoll sein, das Risiko zu hoher Förderkosten durch eine Deckelung des maximalen Förderbetrags zu begrenzen. Wird die Förderung spezifisch ausgestaltet, könnten zudem die Förderkosten insgesamt verringert werden. Allerdings steigen dabei die gesamtwirtschaftlichen Produktionskosten, so dass beides gegeneinander sorgfältig abgewogen werden muss. Des Weiteren können mit spezifischen Vergütungssätzen Technologien mit hohem Potenzial aber geringer Produktreife und strukturschwache Regionen gezielt gefördert und Hot Spots (d.h. relativ stark belastete Standorte) entlastet werden, allerdings ebenfalls zulasten der gesamtwirtschaftlichen Kosteneffizienz.

¹⁹ Bei der Steuerfinanzierung würde die Allgemeinheit für die Kosten der Verursacher aufkommen und darum die öffentliche Akzeptanz voraussichtlich schmälern.

²⁰ Diese Reaktion könnte weitgehend vermieden werden, wenn glaubhaft versichert werden kann, dass eine Vergünstigung nur vorübergehend gewährt wird und durch eine Verstetigung des Strukturwandels die Folgen des Strukturwandels auf Beschäftigung abgemildert werden können.

3.3. BONUSMODELL

3.3.1. EFFEKTIVITÄT

Statische Effektivität und Treffsicherheit

Das Bonusmodell ist wie die Einspeisevergütung aus statischer Sicht (und bei vorläufiger Vernachlässigung von Transaktions- und Risikokosten seitens der Investoren) weitgehend effektiv, aber nur begrenzt treffsicher. Da die Politik die Grenzkostenverläufe der Produzenten nicht kennt, muss sie den optimalen Bonussatz abschätzen, um einem vorab definierten Stromziel aus EE möglichst nahe zu kommen.

Dynamische Effektivität und Treffsicherheit bei technischem Fortschritt und Strompreisänderungen

Ebenso wie bei der Einspeisevergütung erhöhen auch beim Bonusmodell sinkende Grenzkosten durch technischen Fortschritt die Effektivität. Bei gleich bleibendem Stromziel kann der Bonus entsprechend dem technischen Fortschritt nach unten angepasst werden (Degression).

Im Gegensatz zur Einspeisevergütung beeinflussen beim Bonusmodell Preisschwankungen die Effektivität und Treffsicherheit des Bonusmodells, sofern der Bonus die Strompreisschwankungen nicht ausgleicht. Steigende Preise führen bei gleich bleibendem Bonus zu höheren Vergütungen der Produzenten und damit zu einer Ausweitung der Stromproduktion aus EE. Demgegenüber führen sinkende Strompreise zu einer Verringerung der Vergütung der Produzenten und damit zu einem Rückgang der Stromproduktion aus EE (vgl. Diekmann 2008). Daraus folgt, dass die Festlegung eines möglichst effektiven und treffsicheren Bonus die zumindest längerfristigen Strompreisänderungen einzuschätzen versuchen und mit einkalkulieren sollte.

Haben die Strompreise eine Höhe erreicht, ab der die politisch gewollte Strommenge aus EE auch ohne Bonus produziert wird, kann das Bonusmodell abgeschafft werden. Während jedoch bei der Einspeisevergütung die Produzenten von Strom aus EE die Vergütung ab einem gewissen Energiepreis von sich aus nicht mehr in Anspruch nehmen, werden sie bei diesem Instrument nach wie vor den Bonus geltend machen. Aus diesem Grund muss die Politik beim Bonusmodell den richtigen Zeitpunkt für einen Ausstieg aus der Förderung selbst erkennen.

Da die Politik nicht nur die Grenzkostenverläufe, sondern auch die Energiepreisentwicklungen nur schwer abschätzen kann, ist das Bonusmodell weniger treffsicher als die Ein-

speisevergütung. Die Effektivität des Bonusmodells kann jedoch, je nach Strompreisänderung, höher oder geringer sein als bei der Einspeisevergütung.

Falls der Bonus, wie in einigen EU-Ländern der Fall²¹, die Strompreisschwankungen ausgleicht, nähert sich die Effektivität und Treffsicherheit des Bonusmodells denen der Einspeisevergütung an. Um die daraus resultierenden Schwankungen der Förderkosten zu reduzieren, kann die Schwankungsbreite des Bonus durch Ober- und Untergrenzen beschränkt werden.²²

Technologie-Spezifika

Die Boni können bei technologiespezifischen Stromzielen aus EE problemlos technologiespezifisch festgelegt werden. Die Festlegung optimaler Boni ist jedoch schwieriger als bei der Einspeisevergütung. Es besteht nicht nur Unsicherheit bzgl. der technologiespezifischen Grenzkostenverläufe, sondern auch bzgl. der Energiepreisentwicklung.

Flexibilität bei Anpassungen der angestrebten Strommengen aus EE

Auch der Bonus kann bei Änderungen angestrebter Strommengen aus EE entsprechend (insgesamt oder technologiespezifisch) flexibel angepasst werden.

Unvollständige Informationen und Investitionsrisiken

Die Produzenten von Strom aus EE handeln aufgrund der grösseren Marktnähe des Instruments unter unsichereren Rahmenbedingungen als bei der Einspeisevergütung. Bei einem Bonus, der die Energiepreisschwankungen nicht ausgleicht, schwankt ihre Vergütung mit dem Energiepreis. Dies erschwert die Kalkulation und die Planbarkeit langfristiger Investitionen in Produktionsanlagen für Strom aus erneuerbaren Energien (vgl. Diekmann 2008). Daher sollte zumindest die Höhe oder ggf. die Degression der Boni von der Politik langfristig festgelegt werden. Dadurch können die Investoren wenigstens diesen Vergütungsanteil in ihrer Planung berücksichtigen. Die Stromproduzenten müssen aufgrund der Strompreisschwankungen entsprechende Risikovorkehrungen treffen. Eine Fremdfinanzierung wird

²¹ Bei den Bonusmodellen mehrerer Länder (z.B. die Niederlande und Dänemark) wird die Prämie in Abhängigkeit vom Elektrizitätsmarktpreis festgesetzt und gleichen dessen Schwankungen teilweise aus (vgl. Kapitel 4.1.).

²² Spanien hat ein so genanntes „Cap and floor“-System eingeführt, das eine obere und untere Begrenzung der Prämie vorsieht (vgl. Kapitel 4.1.).

tendenziell teurer (weil risikobehafteter) sein als bei der Einspeisevergütung.²³ Falls die Boni die Strompreisschwankungen ausgleichen, verringert dies das Absatzpreisrisiko.

Sofern das Bonusmodell keine Abnahmepflicht seitens der Stromversorger vorsieht²⁴, müssen die Produzenten von Strom aus EE ihren Absatz selbst organisieren. Entsprechend tragen sie weitere Risiken und Transaktionskosten.

Die von den Produzenten zu tragenden Risiko- und Transaktionskosten stellen Investitionshemmnisse dar, die die Effektivität des Bonusmodells gegenüber der Einspeisevergütung schmälern.

Kurz- und langfristige Effektivität nach Einführung des Instruments

Die kurzfristige Effektivität des Bonusmodells ist zwar als hoch einzuschätzen. Aufgrund der grösseren Marktnähe und der damit verbundenen höheren Transaktions- und Risikokosten ist sie jedoch weniger hoch als bei der Einspeisevergütung.

Langfristig ist die Effektivität des Bonusmodells jedoch vermutlich ähnlich hoch wie bei der Einspeisevergütung. Produzentenrenten ermöglichen den Produzenten Investitionen in Forschung und Entwicklung, die stärkere Marktnähe erhöht die Anreize für Innovationen, die erwähnten Transaktions- und Risikokosten dürften aufgrund von Lerneffekten über die Zeit zumindest teilweise sinken.

Fazit

Die kurzfristige Effektivität des Bonusmodells ist insgesamt hoch. Im Vergleich zur Einspeisevergütung ist sie jedoch aufgrund der höheren Transaktions- und Risikokosten weniger hoch. Auch die Treffsicherheit ist aufgrund der Preisschwankungen auf den Strommärkten, welche die produzierte Strommenge aus EE beeinflussen, geringer als bei der Einspeisevergütung. Sowohl die Effektivität als auch die Treffsicherheit steigen jedoch, je stärker der Bonus Strommarktschwankungen ausgleicht.

Das Bonusmodell ist – ebenso wie die Einspeisevergütung – in der Lage, Strom aus EE technologiespezifisch zu fördern.

²³ In Huber et al. 2004 werden die verschiedenen Gründe für Risiken bei der Förderung von Strom aus EE, die Massnahmen, welche die Akteure zum Management der Risiken treffen können und deren Auswirkungen auf die Fördereffizienz und Effektivität diskutiert.

²⁴ In der Praxis wird diese Variante (Bonusmodell mit Abnahmepflicht) in Europa nicht umgesetzt (vgl. Kapitel 4.1).

3.3.2. EFFIZIENZ

Kosteneffizienz des Bonusmodells

Statisch

Beim Bonusmodell erhalten alle Produzenten von Strom aus EE pro produzierte MWh eine Vergütung in Höhe des Strompreises zzgl. des Bonussatzes. Wie in Abschnitt 2.3 erläutert, verhalten sich die Stromproduzenten rational, wenn sie soviel Strom aus EE produzieren, bis die Grenzkosten der letzten installierten Anlage dieser Vergütung entsprechen. Da alle Produzenten einen einheitlichen Strompreis zahlen (unter der Voraussetzung eines effizienten und transparenten Strommarktes) und denselben Bonussatz erhalten, wird die Menge Strom aus EE in Höhe von x_{ges} kostenminimal produziert (vgl. Figur 8).

Bei einer technologiespezifischen Förderung werden im Bonusmodell zwar die einzelnen Technologien für sich kosteneffizient gefördert. Aufgrund der unterschiedlichen Grenzkosten der verschiedenen Technologien erfolgt jedoch keine insgesamt kosteneffiziente Förderung des Stroms aus EE.

Dynamisch

Das Bonusmodell ist (unter Vernachlässigung von Informationsunsicherheiten und Transaktionskosten) sowohl bei sich ändernden Grenzkosten (z.B. aufgrund von technischem Fortschritt oder bei anderen sich ändernden exogenen Rahmenbedingungen) als auch bei Änderungen des Energiepreises kosteneffizient. Die Stromproduzenten werden ihre Grenzkosten bei sich ändernden Rahmenbedingungen ihren Einkünften (Summe aus Bonus und Strompreis) anpassen.

Unvollständige Informationen und Transaktionskosten

Wie erläutert, haben die Produzenten von Strom aus EE beim Bonusmodell Unsicherheiten bzgl. ihrer Einkünfte, weil diese mit dem Strompreis schwanken. Zum müssen sie, sofern der Stromabsatz nicht garantiert ist, ihren Absatz selbst organisieren und tragen entsprechende Transaktionskosten. Damit haben sie ein gewisses Einnahmerisiko, das sie entsprechend absichern müssen. Die Fremdfinanzierungskosten sind damit höher als bei der Einspeisevergütung. Die Risikoprämie aufgrund von Strompreisschwankungen sowie die Transaktionskosten für den Stromabsatz vermindern letztlich die Effizienz des Bonusmodells etwas gegenüber der Einspeisevergütung. Dies kann dadurch gemildert werden, dass die Boni Strompreisschwankungen teilweise ausgleichen. Schliesslich haben die Stromproduzenten noch

weitere Transaktionskosten für den Absatz ihres Stroms aus EE, sofern die Stromversorger nicht zu dessen Abnahme verpflichtet sind.²⁵

Wie bei der Einspeisevergütung bestehen zum Zeitpunkt der Investitionen in Anlagen zur Produktion von Strom aus EE für die Stromproduzenten Unsicherheiten bzgl. ihrer zukünftigen Produktionskosten (Grenzkostenverläufe). Insofern könnte es schwierig sein, vor allem bei noch relativ jungen und wenig ausgereiften und erprobten Technologien, die Anlage kostenoptimal zu dimensionieren.

Damit tragen die Produzenten von Strom aus EE beim Bonusmodell im Gegensatz zur Einspeisevergütung höhere Risiken und Transaktionskosten. Sie haben allerdings auch stärkere Marktanreize und damit den Anreiz, diese Transaktionskosten niedrig zu halten.

Die Politik hat einen etwas höheren Planungsaufwand als bei der Einspeisevergütung. Sie muss die folgenden Eckwerte des Instruments festlegen:

- › die optimalen Bonussätze,
- › ggf. deren Ausgleichwirkungen bei Strommarktschwanungen,
- › ggf. die Ober- und Untergrenzen der Boni,
- › ggf. die Degressionswirkungen.

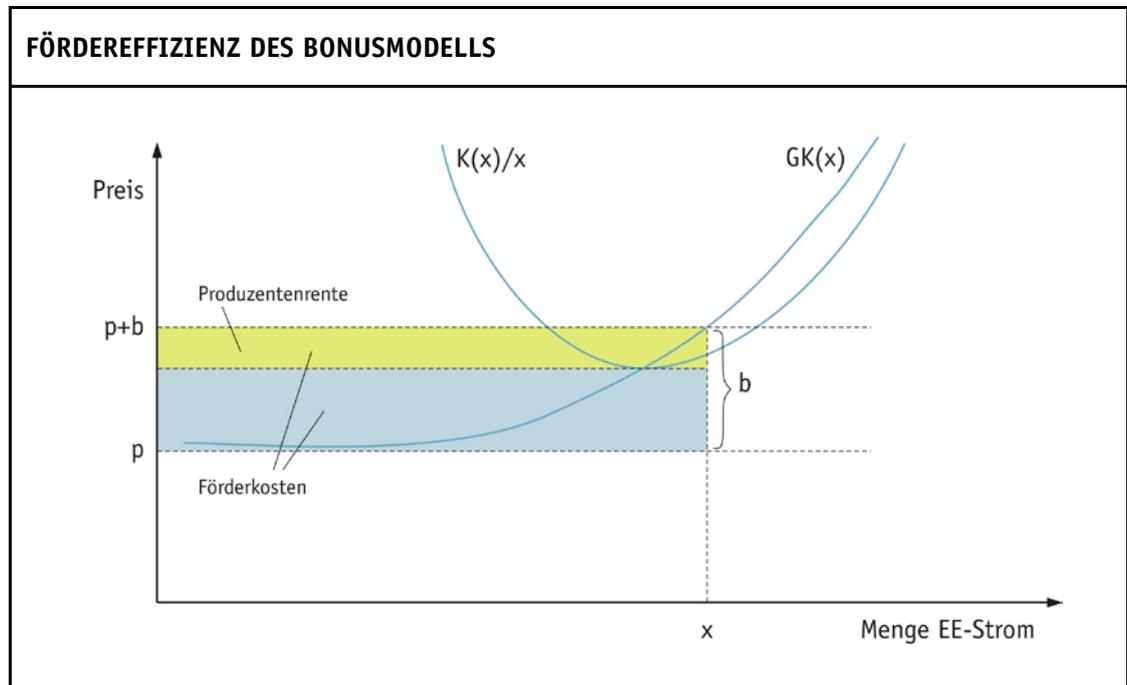
Die Politik muss dazu sowohl die Grenzkostenverläufe der Stromerzeugung aus EE als auch die Entwicklung der Strompreise abschätzen.

Fördereffizienz

Statisch

Das Bonusmodell weist aus statischer Sicht dieselbe – eher mittlere – Fördereffizienz auf wie die Einspeisevergütung. Wie Figur 11 zeigt, fallen für die Förderung der Stromproduktion aus EE Förderkosten in Höhe von $b \cdot x$ (grüne und blaue Fläche) an. Ein relativ grosser Teil der Förderkosten (grüne Fläche) fällt dabei als Produzentenrente für die Stromproduzenten an und illustriert den Mitnahmeeffekt aus Seiten Produzenten von Strom aus EE.

²⁵ Ob mit oder ohne Abnahmepflicht: Entweder tragen die Stromproduzenten oder die Stromversorger das Risiko des Stromabsetzes aus EE. Allerdings kann vermutet werden, dass die Stromversorger besser mit diesen Risiken umzugehen verstehen (aufgrund besserer Planungstools, Managementkapazitäten und längerer Erfahrungen) als u.U. relativ kleine und evtl. innovative Stromproduzenten. Insofern ist eine Abnahmepflicht gesamtwirtschaftlich vermutlich effizienter, verringert jedoch die Marktnähe des Modells.



Figur 11

Mittels spezifischer Boni, die möglichst genau die Durchschnittskosten der Anlagen treffen, können die Produzentenrenten vermindert werden. Die Fördereffizienz steigt entsprechend. Gleichzeitig sinkt jedoch die gesamtwirtschaftliche Kosteneffizienz. Ein weiterer Trade-off besteht zwischen möglichst spezifischen optimalen Boni pro Anlage und den damit verbundenen steigenden Transaktionskosten (s.u.). Zudem muss nach wie vor der Anreiz für die Stromproduzenten vorhanden sein, in die günstigere Anlageform zu investieren. Falls nur neue Anlagen gefördert werden, steigt die Fördereffizienz noch weiter (vgl. Huber et al. 2004), führt jedoch zu einer sinkenden gesamtwirtschaftlichen Kosteneffizienz (vgl. Diekmann 2008).

Dynamisch

Sinken die Grenzkosten der Stromproduktion aus EE bei gegebenem Bonussatz, dann sinken auch die Durchschnittskosten. Dies führt zu höheren Produzentenrenten. Entsprechend sollten die Boni nach unten angepasst werden (evtl. mittels Degression).

Steigen die Energiepreise bei gegebenem Bonussatz, steigen die Produzentenrenten ebenfalls. In diesem Fall sollten die Boni ebenfalls nach unten angepasst werden. Bei sinkenden Energiepreisen sinken zunächst die Produzentenrenten. Bei weiter sinkenden Energiepreisen ist schliesslich die Rentabilität der Anlagen zur Produktion von Strom aus EE

gefährdet. Um die Effektivität des Instruments zu gewährleisten, sollten die Boni in diesem Fall entsprechend erhöht werden. Aus diesem Grund sollten Veränderungen der Marktpreise in die Berechnung der Boni miteinbezogen werden.²⁶

Unvollständige Informationen und Transaktionskosten

Die Fördereffizienz kann dadurch verbessert werden, dass spezifische Boni festgelegt werden, die auch den Stand der Technik (d.h. die sich ändernden Grenzkostenverläufe) und Energiepreisänderungen mit einbeziehen. Die Festlegung optimaler spezifischer Boni und deren laufende Anpassung bei sich ändernden Grenzkosten und Energiepreisen verursacht Transaktionskosten. Der Aufwand zur Ermittlung der optimalen Boni ist aufgrund unvollständiger Informationen relativ hoch. Zudem ist die Umsetzung mit hohen administrativen Kosten seitens der Anlagebetreiber, die die Spezifika belegen müssen, und der Behörden verbunden, die die Spezifika prüfen und daraufhin die optimalen Bonussätze festlegen.

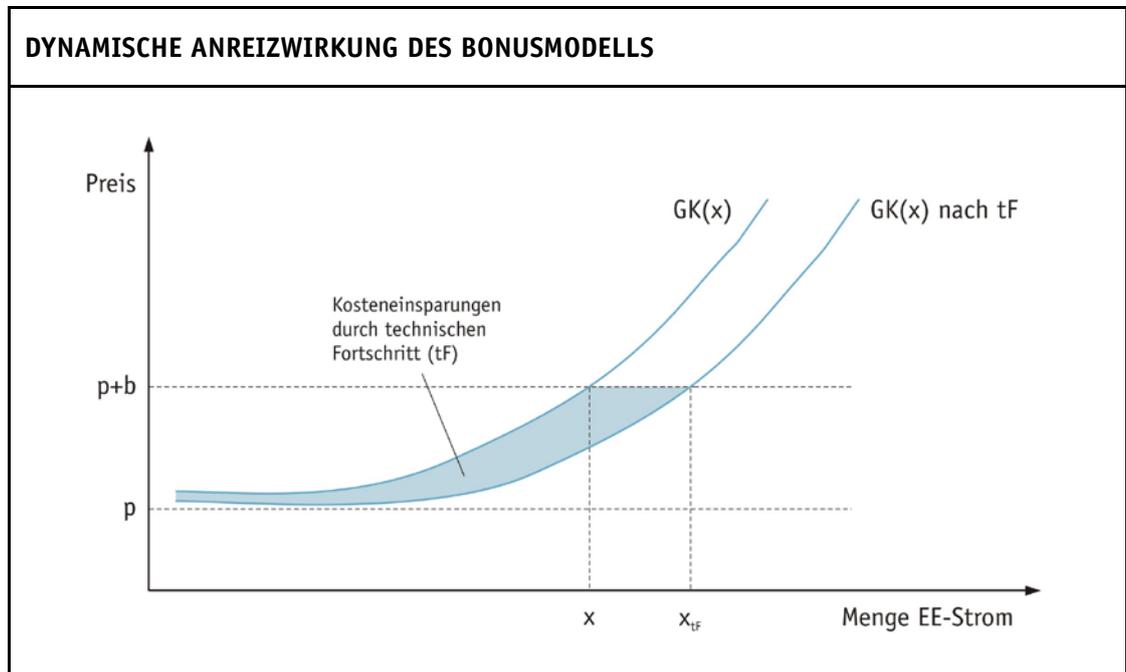
Die unvollständigen Informationen und Transaktionskosten führen dazu, dass der Nutzen einer Eingrenzung von Produzentenrenten durch spezifische Boni gegen die zusätzlichen Transaktionskosten (und gegen die geringere gesamtwirtschaftliche Kosteneffizienz) abgewogen werden muss.

3.3.3. DYNAMISCHE ANREIZWIRKUNG

Anreize zu Innovationen

Technischer Fortschritt und Lerneffekte führen zu geringeren Grenzkosten. Wie Figur 12 zeigt, hat beim Bonusmodell (wie bei der Einspeisevergütung) jede Absenkung der Grenzkosten Kosteneinsparungen und damit bei gegebener Vergütung in Höhe des Strompreises p zzgl. Bonussatz b höhere Gewinne zur Folge. Damit besteht grundsätzlich ein Anreiz zu technischem Fortschritt.

²⁶ Zu den verschiedenen Varianten einer Abschwächung des Preiseffekts siehe Diekmann 2008 (Varianten des Gleitenden Bonus, des marktpreisabhängigen Selbstvermarktungsbonus, des einseitig gleitenden Bonus, der Mindestpreisooption und der zweiseitigen Schwellenwerte).



Figur 12

Anreize zu Kostensenkungen

Je nachdem wie der Bonus ausgestaltet ist (d.h. wie stark er Strompreisschwankungen ausgleicht oder nicht) und ob die Stromabnahme garantiert ist, ist der Wettbewerbs- bzw. Kostendruck für Produzenten, effizienter zu produzieren, höher oder niedriger:

- › Werden Energiepreisschwankungen vollständig ausgeglichen und wird die Stromabnahme garantiert, entspricht das Bonusmodell weitgehend der Einspeisevergütung mit einem geringen Wettbewerbsdruck. Es sei denn, die Boni werden per Degression nach unten angepasst, da dies den Kostendruck wiederum erhöht.
- › Werden die Schwankungen nicht ausgeglichen und besteht keine Abnahmegarantie, sorgt der Wettbewerbsdruck für einen höheren Anreiz, effizienter zu produzieren und die Kosten des Stromabsatzes zu senken (siehe Diekmann 2008). Der (u.U. begrenzte) dynamische Anreiz besteht sowohl vor Errichtung der Anlage als auch während ihres Betriebs (Lerneffekte).

Anreize zu Investitionen in Forschung und Entwicklung

Falls bei entsprechender Ausgestaltung (Abnahmegarantie und Ausgleich von Strompreisschwankungen) das Bonusmodell der Einspeisevergütung ähnlich ist, sind auch die finanziellen Möglichkeiten der Produzenten von Strom aus EE aufgrund relativ hoher Produzenten-

renten sowie die Anreize für Investitionen in Forschung und Entwicklung im Vergleich zum Quotenmodell und den Ausschreibungen gut.

Wird hingegen die Abnahme nicht garantiert, schmälert dies die Produzentenrente und damit auch die finanziellen Möglichkeiten für Investitionen. Werden Strompreisschwankungen im Bonusmodell nicht (oder wenig) ausgeglichen, kommen Investitionen in Forschung und Entwicklung aufgrund des Wettbewerbs zu einem grossen Teil, aber im Gegensatz zur Einspeisevergütung nicht vollständig den Produzenten zugute. Ein Teil der Einsparungen führt zu Preissenkungen und kommt damit den Stromkonsumenten zugute. Gleichzeitig ist jedoch aufgrund der stärkeren Marktnähe der Wettbewerbsdruck und damit wiederum der Anreiz für Investitionen in Forschung und Entwicklung grösser als bei der Einspeisevergütung.

Damit führt das Bonusmodell zu einer ähnlich hohen dynamischen Anreizwirkung für Investitionen in Forschung und Entwicklung wie die Einspeisevergütung.

3.3.4. VORBEREITUNG DER MARKTEINFÜHRUNG

Das Bonusmodell zeichnet sich gegenüber der Einspeisevergütung durch eine höhere Marktnähe aus, bei einer bzgl. Kosteneinsparungen höheren dynamischen Anreizwirkung. Die Marktnähe sinkt jedoch, je stärker der Bonus Strompreisschwankungen ausgleicht (vgl. Diekmann 2008). Damit bereitet das Bonusmodell die Produzenten von Strom aus EE im Vergleich zur Einspeisevergütung besser auf eine Markteinführung und die Wettbewerbsbedingungen des Strommarkts vor.

3.3.5. VOLKSWIRTSCHAFTLICHE AUSWIRKUNGEN

Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen des Bonusmodells für die Schweiz sind mit denen der Einspeisevergütung vergleichbar (vgl. Kapitel 3.2.5) und damit ebenfalls positiv zu beurteilen.

3.3.6. PRAKTIKABILITÄT

Die Boni sind leicht verständlich und können, ähnlich wie die Einspeisevergütung, relativ einfach eingeführt und gegebenenfalls nach einer gewissen Zeit ersetzt werden. Auch das Anpassen der Boni an sich ändernde Rahmenbedingungen ist theoretisch möglich. Die Anpassungen sind jedoch eher aufwändig, vor allem wenn die Boni Strompreisschwankungen ausgleichen sollen.

Die Bestimmung der optimalen Höhe der Boni und ggf. der Degressionen (in Antizipation eines technischen Fortschritts) ist relativ schwierig (und mit entsprechendem Aufwand verbunden). Spezifische Förderungen (nach Technologie, Standort etc.) sind gut möglich. Sie erhöhen allerdings die Komplexität des Instruments und die administrativen Kosten.

Im Gegensatz zur Einspeisevergütung muss die Politik beim Bonusmodell den optimalen Zeitpunkt erkennen, wann das Bonusmodell für die Förderung von Strom aus EE nicht mehr erforderlich ist, weil die Produzenten auch ohne die Boni wettbewerbsfähig wären.

3.3.7. POLITISCHE DURCHSETZBARKEIT

Die öffentliche Akzeptanz des Bonusmodells entspricht derjenigen der Einspeisevergütung (vgl. Kapitel 3.2.7). Sie dürfte insbesondere hoch sein, falls das Verursacherprinzip umgesetzt wird (d.h. die Boni nicht steuerfinanziert sind).

3.4. QUOTENREGELUNG (INKL. ZERTIFIKATHANDEL)

3.4.1. EFFEKTIVITÄT

Statische Effektivität und Treffsicherheit

Die Quotenregelung ist ein mengenbasiertes Instrument und damit (unter vorläufiger Vernachlässigung von Risiko- und Transaktionskosten) weitgehend effektiv und treffsicher. Die Politik gibt den Stromversorgern eine bestimmte Quote an Strom aus EE vor. Sofern es der Politik gelingt, die insgesamt produzierte Strommenge abzuschätzen, kann sie mit der Quote ein Mengenziel an Strom aus EE relativ treffsicher erreichen.

Die Effektivität und die Treffsicherheit sind jedoch nur gewährleistet, wenn die Nichteinhaltung der Quote ausreichend wirksam bestraft wird (vgl. Diekmann 2008 und Huber et al. 2004). Indem die Einnahmen aus den Strafzahlungen an diejenigen Stromproduzenten gezahlt werden, die ihre Quote erfüllen, kann die Effektivität und die Treffsicherheit des Instruments erhöht werden.

Dynamische Effektivität und Treffsicherheit bei technischem Fortschritt und Strompreisänderungen

Wie in Kapitel 3.3.3 beschrieben, führt technischer Fortschritt in der Stromproduktion dazu, dass die Grenzkosten der Produktion sinken. Dies reduziert die Zertifikatnachfrage und damit auch den Zertifikatpreis. Die Strommenge aus EE bleibt hingegen ceteris paribus (c.p.) konstant. Ist die Stromproduktion aus EE so kostengünstig, dass alle Stromversorger

ihre Quote durch eigene Produktion erfüllen, kommt der Zertifikatmarkt zum Erliegen. Dies verringert jedoch weder die Effizienz noch die Effektivität des Instruments.

Sinkende Kosten des Stroms aus EE werden *ceteris paribus* den Energiepreis reduzieren und können damit die insgesamt Stromproduktion erhöhen. Um die Quote nach wie vor zu erfüllen, wird die produzierte Strommenge aus EE etwas erhöht werden müssen (vgl. Huber et al. 2004).

Eine steigende Energienachfrage führt *ceteris paribus* zu steigenden Energiepreisen, zu höherer Stromproduktion und damit, bei gleich bleibender Quote, zu einer höheren Stromproduktion aus EE. Eine sinkende Energienachfrage hat den gegenteiligen Effekt. Steigende Rohstoffpreise für fossile Energieträger werden den Strompreis erhöhen. Dies stärkt die Wettbewerbsfähigkeit des Stroms aus EE stärken und erhöht die Stromproduktion aus EE (in Anlehnung an Diekmann 2008).

Die Quote kann, sofern diese Effekte vorhersehbar sind, flexibel angepasst werden. Damit kann die Treffsicherheit weitgehend gewährleistet werden. Falls diese Effekte erst *ex post* erkannt werden, führen sie in den meisten Fällen zu einer (vorübergehenden) Übererfüllung des Stromziels aus EE. Dies verringert zwar die Treffsicherheit, steigert jedoch die Effektivität und dürfte damit zumindest aus umweltpolitischen Zielen unproblematisch sein. Falls aufgrund einer sinkenden Energienachfrage (z.B. aufgrund von Energieeffizienzmaßnahmen oder einer Rezession) die Stromproduktion aus EE und damit auch die Effektivität sinkt, ist dies ebenfalls sowohl aus umwelt- als auch energiepolitischer Sicht unproblematisch, wenn nicht sogar erwünscht.

Der Zertifikatpreis hat bis zu einer gewissen Höhe keine Auswirkungen auf die Effektivität und Treffsicherheit. Erst wenn der Zertifikatpreis die Höhe der Strafen (Penalties) erreicht hat, werden die Stromproduzenten lieber die Strafe für die Nichterfüllung der Quote zahlen, als die teureren Zertifikate zu erwerben. Die Strafe fungiert dabei als so genannter „Buy-Out-Price“. In diesem Fall wird die vorgegebene Quote an Strom aus EE nicht erfüllt. Daraus folgt, dass die Strafe ausreichend hoch angesetzt und periodisch an Preisschwankungen auf dem Zertifikatmarkt angepasst wird (vgl. Diekmann 2008).

Falls die Politik einen Mindestpreis für Zertifikate vorgibt, um für die Anlagebetreiber das Risiko geringer Zertifikatpreise einzugrenzen, muss der Staat überschüssige Zertifikate aufkaufen. Dies führt zu einer Übererfüllung des Strommengenziels und erhöht die Effektivität (vgl. Diekmann 2008).

Technologie-Spezifika

Theoretisch kann für jede Technologie eine eigene Quote festgelegt werden. Damit können technologiespezifische Ziele weitgehend (sofern die Höhe Stromproduktion insgesamt gut abgeschätzt werden kann) treffsicher und effektiv erfüllt werden. Allerdings wird dadurch aufgrund unterschiedlicher Grenzkosten der Technologien die gesamtwirtschaftliche Kosteneffizienz verringert. Zudem besteht die Gefahr von Investitionen in Technologien, deren Potenziale überschätzt werden.

Sofern die Quotenregelung durch einen Zertifikatmarkt ergänzt wird (was aus Effizienzgründen erforderlich ist, vgl. Kapitel 3.3.2), könnten bei einer technologiespezifischen Ausgestaltung Schwierigkeiten auftreten: Bei einer technologiespezifischen Differenzierung der Zertifikate besteht die Gefahr, dass die einzelnen Zertifikatmärkte zu wenig liquide und damit ineffizient sind (vgl. Diekmann 2008). Können die Stromproduzenten ihre Quote nicht über den Einkauf von Zertifikaten decken, weil das Angebot nicht ausreicht, oder können Produzenten ihre überschüssige Stromproduktion aus EE nicht als Zertifikate verkaufen, weil die Nachfrage fehlt, ist das Instrument ineffizient. Sind Angebot und Nachfrage vorhanden, aber relativ gering, führt dies zu stärkeren Preisschwankungen und damit ebenfalls zu Ineffizienzen. Dies schränkt die Effektivität und die Treffsicherheit des Instruments dann ein, wenn die Nachfrage nach Zertifikaten nicht ausreichend befriedigt werden kann und Stromproduzenten ihre Quoten nicht erfüllen.

Eine Alternative wäre, die Zertifikate je nach Technologie unterschiedlich zu gewichten (so genanntes „Banding“), wie dies z.B. in Grossbritannien und Italien der Fall ist (vgl. Kapitel 4.1). Dadurch besteht nur ein Zertifikatmarkt, der entsprechend effektiver und effizienter als technologiespezifische Märkte funktioniert. Der Nachteil ist, dass auf diese Weise sowohl die technologiespezifische Effektivität unsicher ist und die gesamte als auch die technologiespezifische Treffsicherheit sinkt. Die Politik kann ohne Kenntnis der technologiespezifischen Grenzkostenkurven die Reaktion der Stromproduzenten auf dieses Instrument und damit die resultierenden technologiespezifischen Strommengen aus EE kaum abschätzen. Da zudem die Wertigkeiten der Strommengen aus EE in Zertifikaten ausgedrückt je Technologie unterschiedlich sind, ist auch die resultierende Gesamtstrommenge aus EE unsicher.

Sofern technologiespezifische Zertifikatmärkte ausreichend liquide sind, kann die Quotenregelung theoretisch ohne Einbussen der Treffsicherheit auf technologiespezifische Ziele ausgerichtet werden. Allerdings wurde diese Option bisher in der Praxis noch nicht realisiert, vermutlich aufgrund der unzureichenden Liquidität der Teilmärkte. Bestehende tech-

nologiespezifische Fördersysteme werden bisher in der Praxis über einen gemeinsamen Zertifikatmarkt abgewickelt. Allerdings muss bei der Quotenregelung (wie bei den anderen Förderinstrumenten) ebenfalls zwischen den Vorteilen der schnelleren Förderung relativ junger Technologien gegenüber den damit einhergehenden gesamtwirtschaftlichen Effizienzverlusten abgewogen werden.

Flexibilität bei Anpassungen der angestrebten Strommengen aus EE

Sollen im Laufe der Zeit höhere Ziele erreicht werden, kann die Quote entsprechend (insgesamt oder technologiespezifisch) erhöht werden. Werden die Ziele nach unten angepasst, kann die Quote entsprechend abgesenkt werden. Damit ist die Quotenregelung, wie die bisher diskutierten Instrumente, in Bezug auf Zielanpassungen flexibel.

Unvollständige Informationen und Investitionsrisiken

Die Transaktions- und administrativen Kosten sind bei der Quotenregelung im Vergleich zu den übrigen Instrumenten insgesamt mittel bis hoch (vgl. Huber et al. 2004).

Ex ante unvollständige Informationen seitens der Politik bzgl. der gesamten Strommenge führt dazu, dass ein absolutes Ziel an Strom aus EE nicht vollständig treffsicher erreicht werden kann. Da die Stromproduktion jedoch vergleichsweise gut abgeschätzt werden kann, ist die Quotenregelung dennoch weitgehend treffsicher. Aus den erwähnten Gründen sinkt die Treffsicherheit jedoch im Fall von technologiespezifischen Teilzielen, falls diese über einen Zertifikatmarkt mit unterschiedlich gewichteten Zertifikaten erreicht werden sollen. Die gesamte Effektivität ist dennoch relativ hoch.

Produzenten von Strom aus EE sehen sich unsicheren Strompreisen und unsicheren Zertifikatpreisen gegenüber. Einzig die Quote ist, sofern ihre Höhe oder, im Fall von Degressionen, ihr zukünftiger Verlauf bekannt ist, für die Produzenten im Voraus bekannt. Die Abnahme der Zertifikate und des produzierten Stroms muss das Unternehmen selbst organisieren und ist entsprechend unsicher. Damit ist die Quotenregelung das Instrument mit der grössten Marktnähe und entsprechend den höchsten Risikoprämien und Finanzierungskosten (vgl. Diekmann 2008). Diese werden sich in der Regel in höheren Zertifikatpreisen niederschlagen, jedoch nicht unbedingt in einer geringeren Effektivität. Erst wenn die Sanktionen nicht ausreichend hoch sind oder die Risiken und Transaktionskosten der Stromproduzenten so hoch sein sollten, dass sie selbst relativ hohe Strafen übersteigen, sinkt die Effektivität (vgl. Mitchell et al. 2006). Um diesem Effekt vorzubeugen, sollte die Höhe der Strafe an den Zertifikatpreis gekoppelt werden.

Kurz- und langfristige Effektivität nach Einführung des Instruments

Die Quotenregelung legt den Stromproduzenten aufgrund der weitgehenden Marktnähe die höchsten Risikoprämien und Finanzierungskosten der hier diskutierten Instrumente auf. Bei der Einführung dieses Instruments werden die Verunsicherung bzgl. der Handhabbarkeit des relativ komplexen Instruments sowie die Marktrisiken, die Risikoprämien und damit die Kosten für die Stromproduktion aus EE entsprechend hoch sein.

Des Weiteren müssen zunächst verschiedene Institutionen errichtet werden (insbesondere Zertifikathandelsstellen und Handelsplattformen, vgl. Praktikabilität, Kapitel 3.4.6). Dies benötigt Zeit. Die Institutionen müssen erst mit der Funktionsweise der Quotenregelung vertraut werden und entsprechend dazu lernen. Sollten in einem Land bereits entsprechende Institutionen z.B. für einen Emissionszertifikathandel bestehen, können sie die Koordination der Quotenregelung übernehmen. Dies würde bedeutende Kosten und Zeit sparen. Insgesamt wird die Quotenregelung dennoch kurzfristig vergleichbar ineffektiv sein.

Langfristig dürften hingegen Lerneffekte die Risikoprämien und Transaktionskosten senken. Zusammen mit der hohen dynamischen Anreizwirkung (siehe Abschnitt 3.4.3) wird die Quotenregelung langfristig voraussichtlich sehr effektiv funktionieren (vgl. Menanteau et al. 2003).²⁷

Fazit

Die Quotenregelung ist aufgrund ihrer hohen Risikoprämien und der relativ hohen Komplexität kurzfristig vergleichsweise wenig effektiv. Wichtig ist, dass die eingebundenen Akteure mit den Mechanismen des Instruments vertraut werden und auf diese Weise auf den Zertifikatmärkten ein höherer Wettbewerb entsteht. Langfristig dürfte die Effektivität der Quotenregelung hoch sein, nicht zuletzt auch aufgrund der hohen dynamischen Anreizwirkung, die von dem Instrument ausgeht (vgl. Menanteau et al. 2003).

Die Quotenregelung kann technologiespezifisch ausgestaltet werden. Falls technologiespezifische Zertifikatmärkte nicht liquide genug sind und daher die Zertifikate über einen einzigen Zertifikatmarkt gehandelt werden, büsst das Instrument an Treffsicherheit, nicht jedoch an Effektivität ein.

²⁷ Da die meisten in der Praxis bestehenden Quotenregelung noch relativ neu sind, fehlen jedoch entsprechende Erfahrungen (vgl. Kapitel 4.1 und 4.2).

3.4.2. EFFIZIENZ

Kosteneffizienz

Statisch

Bei einer Quotenregelung inkl. Zertifikathandel²⁸ werden die Produzenten soviel Strom aus EE erzeugen, bis ihre Grenzkosten der Summe aus Strompreis und Zertifikatpreis entsprechen ($GK(x) = c + p$, vgl. Kapitel 2.4). Da alle Produzenten (im Fall effizienter Märkte) denselben Strom- und Zertifikatpreis zahlen, werden die Grenzkosten aller Produzenten von Strom aus EE übereinstimmen. Damit wird die Strommenge aus EE in Höhe von x_{ges} kostenminimal produziert (analog Figur 8).

Bei einer technologiespezifischen Förderung werden bei der Quotenregelung zwar die einzelnen Technologien für sich kosteneffizient gefördert, nicht jedoch die Gesamtmenge an gefördertem Strom aus EE. Die Grenzkosten der Produzenten von Strom aus EE mit unterschiedlichen Technologien werden voneinander abweichen. Zu berücksichtigen ist, dass dies für alle anderen technologiespezifisch ausgestalteten Instrumente ebenfalls gilt. Zudem besteht die Gefahr von Investitionen in junge Technologien, deren zukünftige Potenziale überschätzt werden können.

Dynamisch

Die Quotenregelung inkl. Zertifikathandel ist sowohl bei sich ändernden Grenzkosten (z.B. aufgrund von technischem Fortschritt oder bei anderen sich ändernden exogenen Rahmenbedingungen) und auch bei Änderungen des Energiepreises kosteneffizient. Die Stromproduzenten werden ihre Grenzkosten laufend der für alle Produzenten gleich hohen Summe aus Strompreis und Zertifikatpreis anpassen.

Ggf. muss die Höhe der Strafe mit den sich ändernden Rahmenbedingungen angepasst werden. Mit technischem Fortschritt und mit steigenden Energiepreisen kann sie reduziert werden. Bei sinkenden Energiepreisen ist die Strafe zu erhöhen. Der Abstand zwischen Zertifikatpreis c und Strafe (Buy-Out-Price) muss ausreichend gross ist.

Falls aufgrund technischen Fortschritts oder hoher Energiepreise die Produktion von Strom aus EE ausreichend rentabel und damit wettbewerbsfähig geworden ist, kommt der

²⁸ Im Fall der Quotenregelung ohne Zertifikathandel müssen alle Stromproduzenten die Quote q selbst erfüllen, unabhängig davon, wie hoch ihre jeweiligen Grenzkosten sind. Wenn z.B. die Stromproduzenten A und B aufgrund der vorgegebenen Quote q eine bestimmte Menge x_A und x_B an Strom aus EE trotz unterschiedlicher GK (x_A) und GK (x_B) vollständig selbst produzieren müssen, zeigt Figur 7, dass die gesamte Strommenge aus EE x_{ges} nicht kosteneffizient produziert wird. Aufgrund dieser Ineffizienzen wird das Instrument einer Quotenregelung ohne Zertifikathandel im Folgenden nicht weiter diskutiert.

Zertifikatmarkt zum Erliegen. Die Kosteneffizienz des Systems ist davon jedoch nicht betroffen.

Unzureichende Informationen und Transaktionskosten

Die Kosten für die Abschätzung einer optimalen Quote seitens der Politik sind bei einem einzigen Stromziel aus EE eher gering, bei technologiespezifischen Zielen jedoch etwas höher. Die Behörden überprüfen die Einhaltung der Quoten und sanktionieren ihre Nichteinhaltung. Zudem richten sie, analog zu bestehenden Emissionshandelssystemen, eine behördliche Zertifikathandelsstelle ein, die für die Kontoführung der Zertifikate zuständig ist. Die Stromwirtschaft wird Zertifikathandelsplattformen errichten oder, falls vorhanden, bestehende Plattformen nutzen. Die Transaktions- und administrativen Kosten sind geringer, wenn auf bestehende Handelsstellen und -plattformen zurückgegriffen werden kann. Zudem sinken die relativen Transaktionskosten mit zunehmender Grösse des Zertifikatmarkts.

Wie erwähnt (vgl. Abschnitt 3.4.1) sehen sich Stromproduzenten im Vergleich zum Bonusmodell höheren Risiko- und Transaktionskosten gegenüber (vgl. auch Cleijne/Ruijgrok 2004). Wenn Investitionen in Anlagen zur Produktion von Strom aus EE fremdfinanziert sind, werden die Finanzierungskosten entsprechend höher sein. Diese Kosten reduzieren die Effizienz der Quotenregelung (vgl. Lemming 2003 und Finon 2007). Aufgrund des Wettbewerbs auf Strom- und Zertifikatmärkten besteht dennoch der Anreiz, diese Kosten gering zu halten (vgl. Diekmann 2008).

Das Risiko und die daraus resultierenden Kosten können durch Mindestpreise für Zertifikate und die Verpflichtung des Staats, überschüssige Zertifikate aufzukaufen, begrenzt werden. Die o.g. Strafe bei Nichterfüllung der Quote wirkt als Preisobergrenze der Zertifikate. Dies grenzt das Zertifikatpreisrisiko für Stromproduzenten, aber auch die Gewinnchance seitens der Stromproduzenten ein. Damit besteht bzgl. der Festlegung der Strafe ein Trade-off zwischen Effektivität des Systems und Risikobegrenzung für die Produzenten von Strom aus EE (vgl. Diekmann 2008).

Die Risiken schwankender Zertifikatpreise können durch langfristige Verträge zwischen Anlagenbetreibern und Quotenverpflichteten oder durch vertikale Integration von Produzenten von Strom aus EE vermindert werden. Diese Option kommt u.U. eher für grössere Stromproduzenten in Frage. Dies vermindert zwar nicht die Effektivität, jedoch insgesamt den Wettbewerb auf dem Zertifikat-Spotmarkt und könnte dazu führen, dass dieser an Liquidität verliert. Grosse Marktteilnehmer könnten grössere Marktmacht auf dem Zertifikat-

markt ausüben, so dass die Zertifikatpreise und damit auch die Stromkosten für Konsumenten steigen (vgl. Finon 2007).

Bei relativ jungen und wenig ausgereiften Technologien bestehen darüber hinaus Unsicherheiten hinsichtlich der optimalen (kosteneffizienten) Dimensionierung von Anlagen, weil die Grenzkosten der Stromproduktion aus EE unsicher sind. Dies gilt jedoch auch für alle o.g. Instrumente. Allerdings sorgt der höhere Wettbewerb bei der Quotenregelung dafür, dass diese Technologien, die u.U. längerfristig ein grosses Potenzial besitzen, ohne eine technologiespezifische Förderung oder mittels ergänzender Förderung durch andere Instrumente zunächst weniger Chancen haben, sondern die kosteneffizienteren Produktionsmöglichkeiten zuerst ausgeschöpft werden (vgl. Huber et al. 2004 und Finon 2007).

Bei der Einspeisevergütung als auch der Quotenregelung besteht zunächst der Anreiz, in effiziente und damit in relativ ausgereifte Technologien zu investieren. Während bei der Einspeisevergütung der Vergütungssatz stabil bleibt und damit auch ineffiziente Anlagen rentabel bleiben, verringert sich dieser Anreiz bei der Quotenregelung über den Zertifikatpreis. Dadurch werden ineffiziente Anlagen nicht mehr rentabel. Aus Sicht der gesamtwirtschaftlichen Kosteneffizienz ist dies zunächst positiv zu beurteilen, weil dadurch weniger Fehlinvestitionen in Technologien mit allenfalls überschätztem Potenzial getätigt werden. Um auch weniger marktreife Technologien zu fördern, sollten Technologien, die Marktreife erlangt haben, aus der Förderung ausgeschlossen werden. Auf diese Weise kommen auch jüngere Technologien zum Zug, allerdings im Vergleich zur Einspeisevergütung erst zu einem späteren Zeitpunkt. Dies zeigt den Trade-off zwischen einem möglichst kosteneffizienten System und der möglichst schnellen Marktreife auch jüngerer Technologien.

Stromerzeuger tätigen langfristige Investitionen in ihre Anlagen. Für die Effizienz der Stromerzeugung ist daher eine möglichst langfristige Planbarkeit wichtig. Daher sollten bei der Einführung der Quotenregelung folgende Determinanten möglichst langfristig festgelegt werden (vgl. Finon 2007):

- › Die Quote, die nicht zu weit über dem aktuellen Marktanteil von Strom aus EE liegen und langfristig in kleinen, weit zum Voraus festgelegten Schritten ansteigen sollte, bis das angestrebte Stromziel aus EE erreicht ist. Die Quote muss jedoch bei ihrer Einführung so hoch sein, dass der Zertifikathandel tatsächlich in Gang kommt.
- › Die Technologien zur Produktion von Strom aus EE, die in die Quotenregelung eingebunden sind,
- › Im Fall technologiespezifischer Zertifikatmärkte das „Banding“ bzw. die Gewichte verschiedener Technologien,

› Die Höhe der Strafen und ggf. der Mindestpreise.

Langfristig definierte Eckwerte der Quotenregelung minimieren die Kosten durch Fehlinvestitionen. Unvorhergesehene Änderungen der Eckwerte können zu grossen und abrupten Preisänderungen der Zertifikate führen. Damit können Änderungen in den politischen Rahmenbedingungen bei der Quotenregelung im Vergleich zur Einspeisevergütung u.U. grössere Auswirkungen auf die Effizienz haben.

Fördereffizienz

Statisch

Bei funktionierenden und transparenten Märkten entsteht ein einheitlicher Strom- und Zertifikatpreis. Da sich die Erzeugungskosten der verschiedenen Anlagen unterscheiden, ist die Summe dieser Preise höher als die Durchschnittskosten vieler Produzenten von Strom aus EE. Diese Produzenten erhalten entsprechende Gewinne (Produzentenrenten). Die Gewinne können durch technologiespezifische Märkte (unter gesamtwirtschaftlichen Effizienzeinbussen) verringert werden.

Dynamisch

Nach Einschätzung von Diekmann (2008) verringern sinkende Grenzkostensenkungen durch technischen Fortschritt und sinkende Strompreise den Zertifikatenpreis und damit voraussichtlich die Produzentenrente. Strompreiserhöhungen erhöhen seiner Meinung nach die Produzentenrente. Diese These trifft jedoch nur zu, wenn sich die Verläufe (d.h. die Steigungen) der Grenzkosten mit verändern. Ansonsten bleibt die Produzentenrente konstant. Deshalb wird dieser Effekt als unsicher erachtet.

Dennoch kann gesagt werden, dass die Risiko- und Transaktionskosten bei der Quotenregelung höher sind als bei der Einspeisevergütung und dem Bonusmodell. Deshalb ist die Fördereffizienz verglichen mit der Einspeisevergütung, dem Bonusmodell und den Ausschreibungen zumindest kurzfristig geringer (vgl. Diekmann 2008). Hohe dynamische Anreize (vgl. Kapitel 3.4.3) und Lerneffekte führen jedoch dazu, dass sich die Fördereffizienz mit der Zeit verbessert.²⁹

²⁹ Zu weiteren spezifischen Hemmnissen und Voraussetzungen für eine geringere bzw. höhere Fördereffizienz der Quotenregelung siehe Huber et al. 2004.

3.4.3. DYNAMISCHE ANREIZWIRKUNG

Anreize zu Innovationen

Technischer Fortschritt und Lerneffekte führen dazu, dass sich die Grenzkosten der Produzenten von Strom aus EE reduzieren. Wie Figur 13 zeigt, hat bei der Quotenregelung inkl. Zertifikathandel jede Absenkung der Grenzkosten Kosteneinsparungen und damit bei gegebenem Mengenziel eine Reduktion des Zertifikatspreises zur Folge.

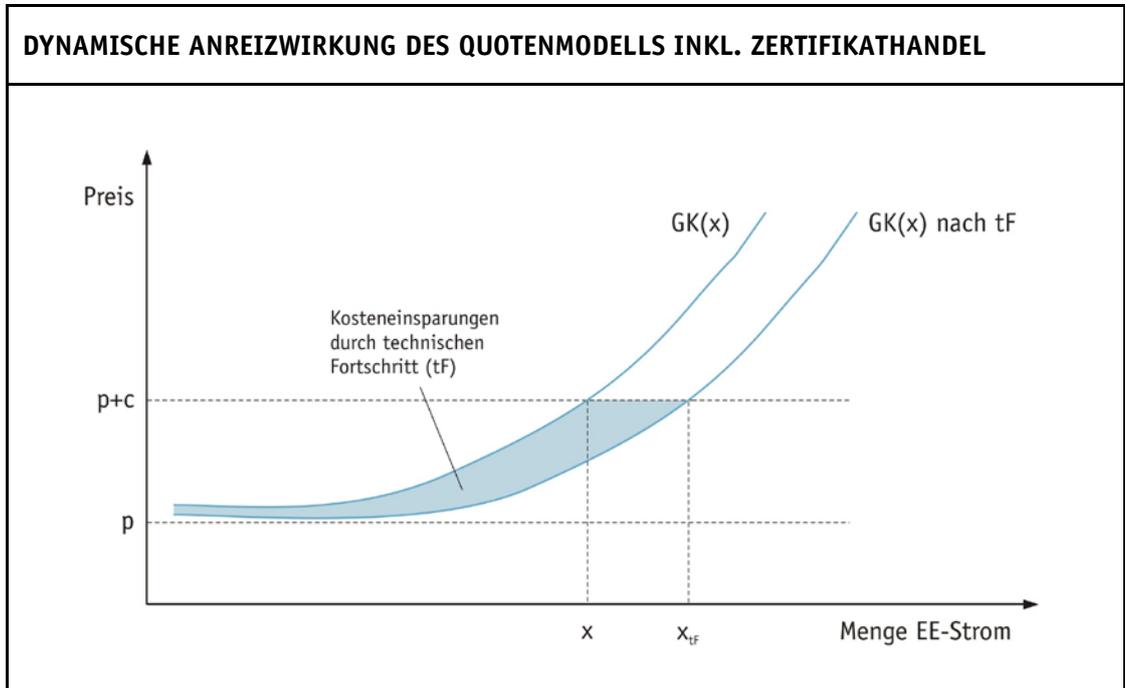
Anreize zu Kosteneinsparungen

Die Quotenregelung führt im Vergleich zu den anderen Förderinstrumenten zu einem grösseren Wettbewerbs- bzw. Kostendruck und damit zu grösseren Anreizen für Produzenten, ihre Anlagen technisch zu verbessern oder effizientere Anlagen einzusetzen (in Anlehnung an Menanteau et al. 2003). Die Produzenten von Strom aus EE sehen sich sowohl auf den Strom- als auch den Zertifikatmärkten einem Wettbewerb gegenüber. Dies erhöht den Anreiz für technische Fortschritte (siehe auch Finon 2007).

Anreize zu Investitionen in Forschung und Entwicklung

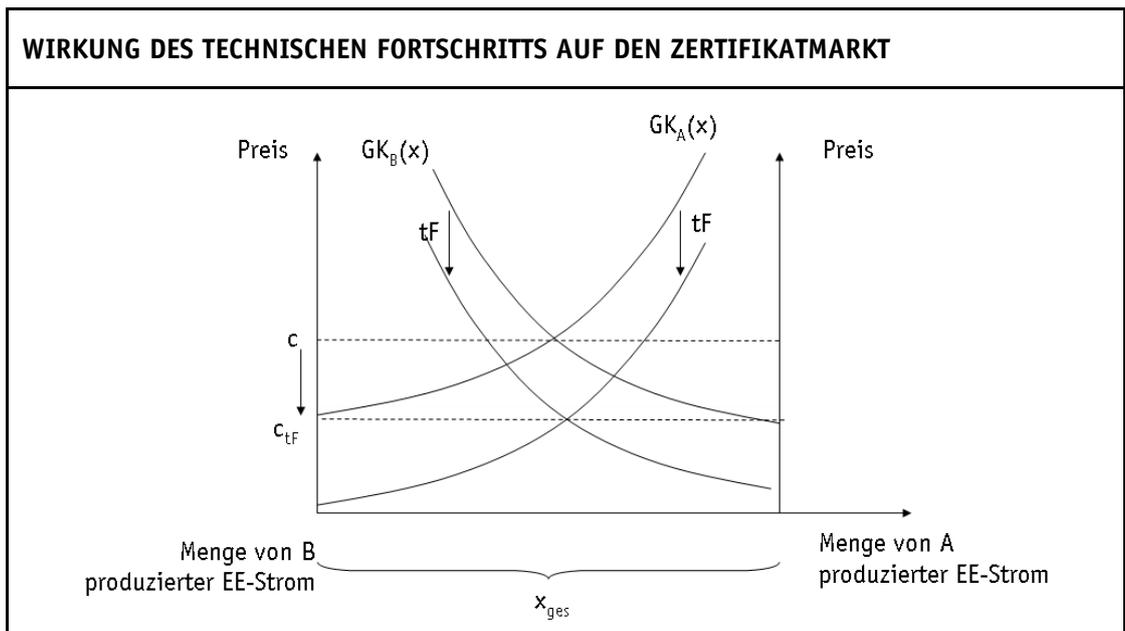
Aufgrund des grösseren Wettbewerbs auf den Strom- und den Zertifikatmärkten haben Produzenten von Strom aus EE beim Quotenmodell im Vergleich zur Einspeisevergütung weniger gute finanzielle Voraussetzungen für Investitionen in Forschung und Entwicklung. Im Vergleich zum Ausschreibungsmodell sind die Voraussetzungen jedoch besser (vgl. Menanteau et al. 2003).

Die Gewinne aus dem technischen Fortschritt kommen den Stromproduzenten zu einem grossen Teil, im Vergleich zur Einspeisevergütung aufgrund des grösseren Wettbewerbs jedoch nicht vollständig zugute (ähnlich dem Bonusmodell). Ein Teil der Einsparungen führt zu Preissenkungen und kommt damit den Stromkonsumenten zugute. Gleichzeitig ist der Wettbewerbsdruck bei diesem Instrument am höchsten, was wiederum einen starken Anreiz für technischen Fortschritt bietet (vgl. Menanteau et al. 2003). Insgesamt wird die dynamische Anreizwirkung damit als sehr hoch beurteilt (vgl. Huber et al. 2004).



Figur 13

Der technische Fortschritt führt im Vergleich zur Einspeisevergütung oder zum Bonusmodell nicht zur Ausweitung des Stroms aus EE (vgl. Figur 14), sondern zur Reduktion des Zertifikatpreises und damit der zusätzlichen Kosten, die die Stromproduzenten tragen müssen.



Figur 14

3.4.4. VORBEREITUNG DER MARKTEINFÜHRUNG

Die dynamische Anreizwirkung der Quotenregelung ist gut. Gleichzeitig ist die Marktnähe der Quotenregelung aus Sicht der Produzenten von Strom aus EE im Vergleich zu den übrigen Instrumenten am Höchsten. Damit bereitet die Quotenregelung Produzenten von Strom aus EE im Vergleich zu den anderen Instrumenten besser auf eine Markteinführung vor.

3.4.5. VOLKSWIRTSCHAFTLICHE AUSWIRKUNGEN

Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen für die Schweiz entsprechen weitestgehend denjenigen der Einspeisevergütung und des Bonusmodells (vgl. Kapitel 3.2.5) und sind daher ebenfalls positiv zu beurteilen. Sie könnten zwar in einer Anfangsphase, in der die Kosten für den Einstieg ins System (aufgrund von Risiko- und Transaktionskosten) relativ hoch sind, noch nicht voll zum Tragen kommen. Längerfristig sind jedoch aufgrund der gegenüber den anderen Instrumenten vermutlich höchsten dynamischen Anreizwirkung ebenfalls positive volkswirtschaftliche Wirkungen zu erwarten.

Die Quotenregelung stärkt auch die Wettbewerbsstellung der Schweiz. Je nach Ausgestaltung könnten sich jedoch Wettbewerbsnachteile für die Schweizer Stromerzeuger ergeben, abhängig davon, welche Akteure – die Stromproduzenten, Stromversorger oder Konsumenten – die Quote erfüllen müssen. Falls den Stromversorgern die Quote auferlegt wird, hat die Schweizer Strombranche keine Wettbewerbsnachteile. Die Stromversorger werden ihre Förderkosten gleichmässig auf den abgesetzten Strom – unabhängig davon, ob im Ausland oder Inland erzeugt – umlegen. Damit wird importierter Strom genauso hoch belastet wie inländischer Strom. Auch wenn die Konsumenten verpflichtet werden, werden inländische gegenüber ausländischen Stromerzeugern nicht stärker belastet. Wettbewerbsnachteile entstehen einzig dann, wenn Schweizer Stromproduzenten die Quote erfüllen müssen. In dem Fall tragen sie gegenüber ausländischen Stromerzeugern eine höhere finanzielle Belastung und erleiden damit Wettbewerbsnachteile.

Im Gegensatz zur Einspeisevergütung und dem Bonusmodell kann die Quotenregelung keine regionalpolitischen Ziele unterstützen, woraus dann allerdings auch keine gesamtwirtschaftlichen Effizienzverluste resultieren (vgl. Huber et al. 2004). Allerdings steigt damit der Druck auf „Hot Spots“ (vgl. Huber et al. 2004).

3.4.6. PRAKTIKABILITÄT

Die Quotenregelung ist relativ komplex. Sie erfordert verschiedene zusätzliche Institutionen (Handelsstellen und -plattformen) und bürdet Investoren relativ hohe Risiken und Transak-

tionskosten auf. Um diese Kosten und Friktionen (und damit Fehlinvestitionen) zu minimieren, sollten zunächst relativ tiefe Quoten festgelegt werden (jedoch hoch genug, damit der Zertifikatmarkt effizient funktionieren kann), die mit der Zeit ansteigen. Die Erhöhung der Quote sollte zur besseren Planbarkeit langfristig festgelegt werden. Das gilt ebenso für die Höhe der Strafen (bzw. Buy-Out-Preise) und ggf. der Mindestpreise. Grundsätzlich ist es eine Herausforderung (und mit gewissem Aufwand verbunden), die optimale Höhe der Quoten, Strafen und ggf. Mindestpreise festzulegen.

Für die Effizienz des Systems von grundlegender Bedeutung ist ein funktionierender Zertifikatmarkt. Dieser muss ausreichend liquide und transparent sein. Zudem braucht es viele Anbieter und Nachfrager, um das Risiko von Marktmacht zu vermindern. Dies kann in einem Land gegeben sein, wenn das gehandelte Volumen gross genug ist. Internationale Systeme sind jedoch grundsätzlich effizienter. Der Zertifikatmarkt kommt zum Erliegen, wenn die Wettbewerbsfähigkeit des Stroms aus EE hoch genug ist, so dass er nicht mehr gefördert werden muss.

3.4.7. POLITISCHE DURCHSETZBARKEIT

Die Quotenregelung ist politisch vermutlich etwas schwerer durchsetzbar als die Einspeisevergütung oder das Bonusmodell, zumindest in Ländern, in denen es noch keine Zertifikat-handelssysteme gibt. Dies liegt an der höheren Komplexität und damit an der für die Öffentlichkeit schwereren Verständlichkeit des Instruments. Zudem sind die anfängliche Effizienz und Effektivität geringer als bei den anderen Instrumenten. Bislang bestehen jedoch keine längerfristigen Erfahrungen mit Quotenregelungen in Europa (vgl. Kapitel 4.1).

Für die Quotenregelung sprechen die grosse Marktnähe und die langfristig hohe Effizienz, Effektivität und Treffsicherheit, die Realisierung des Verursacherprinzips, die Stärkung des Wettbewerbs und die Generierung von Wohlstand. Da das Instrument nicht für andere Ziele wie z.B. regionalspezifische Ziele verwendet werden kann, bleibt dessen Effizienz hoch. Je nachdem, wie drängend diese Ziele sind, kann die Quotenregelung jedoch problemlos auch durch weitere Instrumente, z.B. regionalspezifische Investitionsförderungen, ergänzt werden.

3.5. AUSSCHREIBUNGEN

3.5.1. EFFEKTIVITÄT

Statische Treffsicherheit

Ausschreibungen sind mengenbasierte Instrumente. Die Politik legt entweder die zu installierende Kapazität (investitionsbasierte Ausschreibungen) oder die zu produzierende Menge (produktionsbasierte Ausschreibungen) an Strom aus EE fest. Wie viel Strom pro installierte Kapazität tatsächlich produziert wird, ist jedoch unsicher. Bei investitionsbasierten Ausschreibungen trägt die Politik dieses Risiko, bei produktionsbasierten die Stromproduzenten. Da die Stromversorger in der Regel zur Abnahme des Stroms verpflichtet werden, gibt es seitens der Stromproduzenten keine Abnahmerisiken, die die Effektivität der Ausschreibungen mindern würde.

Ausschreibungen weisen unter den diskutierten Instrumenten (unter vorläufiger Vernachlässigung von Risiken, unvollständigen Informationen und Transaktionskosten) die grösste Treffsicherheit auf. Die Unsicherheit bei investitionsbasierter Ausschreibungen betreffend den mit den installierten Kapazitäten produzierten Strom bleibt zwar. Sie kann jedoch vermutlich relativ gut abgeschätzt werden. Schwankungen dürften sich teilweise zwischen den Anlagen und den Standorten und über die Zeit ausgleichen. Damit ist die Treffsicherheit grundsätzlich als hoch einzuschätzen (vgl. Huber et al. 2004). Bezüglich Effektivität sind Ausschreibungen im Vergleich mit den vorhergehenden Instrumenten jedoch u.U. schwächer, weil hier die Stromproduzenten weniger Gewinne machen und darum der Anreiz geringer ist, entsprechende Investitionen zu tätigen.

Dynamische Treffsicherheit bei technischem Fortschritt und Strompreisänderungen

Da bei Ausschreibungen Mengen und keine Preise vorgegeben werden, hat eine Reduktion der Grenzkosten durch technischen Fortschritt keine Auswirkungen auf die Treffsicherheit oder die Effektivität des Systems.

Auch Strompreisänderungen haben keinen Einfluss auf die produzierten Strommengen aus EE, sondern einzig auf die Höhe der Einnahmen der Stromproduzenten bzw. der Förderkosten. Bei sinkenden Energiepreisen gehen bei laufenden Verträgen die Einkünfte der Produzenten zurück. Bei neuen Ausschreibungen werden die Investitionsbeiträge (investitionsbasierten Ausschreibungen) oder Vergütungen (produktionsbasierte Ausschreibungen) ansteigen. Im Fall steigender Energiepreise erhöhen sich bei laufenden Verträgen die Einkünfte der Stromproduzenten. Bei neuen Ausschreibungen werden die Investitionsbeiträge bzw.

Vergütungen geringer sein. Ausschreibungen können abgeschafft werden, wenn die Energiepreise so hoch sind, dass die gewünschte Strommenge aus EE auch ohne Investitionsbeihilfen bzw. Vergütungen genügend hoch ist.

Wenn bei produktionsbasierten Ausschreibungen der Energiepreis höher ist als der in den Ausschreibungen gezahlte Vergütungssatz v , werden sich die Stromproduzenten nicht mehr an den Ausschreibungen beteiligen. Sie werden den Strom aus EE über den Strommarkt absetzen. Damit sorgen produktionsbasierte Ausschreibungen für ein rechtzeitiges Aussteigen aus der Förderung. Bei investitionsbasierten Ausschreibungen muss die Politik jedoch den optimalen Zeitpunkt bestimmen.

Steigende oder sinkende Energiepreise haben keinen Einfluss auf die Treffsicherheit des produktionsbasierten Ausschreibungsmodells.

Technologie-Spezifika

Ausschreibungen können gezielt einzelne Technologien in separaten Bieterverfahren und mittels spezieller Förderkonditionen fördern. Dies hat keine Auswirkungen auf die insgesamt und die technologiespezifische Effektivität des Instruments. Vermutlich erhöhen technologiespezifische Ausschreibungen, im Gegensatz zur Einspeisevergütung oder dem Bonusmodell, die administrativen Kosten nicht im gleichen Masse, weil die Genehmigungsprozesse ohnehin eingeführt sind. Allerdings müssen in den separaten Ausschreibungen Angebots-Monopolsituationen durch zu hohe Spezifikationen vermieden werden (vgl. Huber et al. 2004). Spezifische Verfahren verringern jedoch auch bei Ausschreibungen die Kosteneffizienz des Fördersystems.

Flexibilität bei Anpassungen der angestrebten Strommengen aus EE

Werden im Laufe der Zeit höher gesteckte Ziele angestrebt, kann die durch die Ausschreibungen geförderte Menge erhöht werden. Ggf. müssen in diesem Fall die Investitionsbeihilfen i bzw. die Vergütungssätze v erhöht werden, damit sich ausreichend Produzenten von Strom aus EE um die Ausschreibungen bewerben.

Unvollständige Informationen und Investitionsrisiken

Stromproduzenten tätigen langfristige Investitionen in Produktionsanlagen für Strom aus EE. Sie sind darauf angewiesen, dass die Vergütungssätze langfristig festgelegt werden. Dies minimiert die Investitionsrisiken und ermöglicht ggf. günstige Fremdfinanzierung. Ausschreibungen haben aus Sicht der Stromproduzenten den Vorteil, dass sie die Fördermodali-

täten für die Investition (bei investitionsbasierten Ausschreibungen) bzw. die Abnahmepreise für eine garantierte Dauer (bei produktionsbasierten Ausschreibungen) garantieren. Auch der Stromabsatz ist bei Ausschreibungen grundsätzlich garantiert. Bei investitionsbasierten Ausschreibungen ist jedoch der Absatzpreis unsicher (Investitionsbeitrag pro MWh, da zukünftige Auslastung der Anlagen unsicher ist).

Diesen positiven Aspekten stehen jedoch diverse Risiken und vergleichsweise hohe Transaktionskosten gegenüber (vgl. Huber et al. 2004). Zunächst sind Ausschreibungen relativ kosten- und zeitaufwändig, sowohl für die Bewerber als auch für die Behörden. Das Risiko für Investoren, einen hohen Aufwand zu betreiben und anschliessend den Zuschlag nicht zu erhalten, ist hoch (vgl. Diekmann 2008). Dies kann dazu führen, dass die Effektivität der Ausschreibungen sinkt.

Da die Abläufe der Ausschreibungen relativ langwierig sind, kann es zudem relativ schnell zu zeitlichen Verzögerungen kommen. Behörden werden Ausschreibungen zunächst planen und dann die Ausschreibungen veröffentlichen. Die Antragsteller benötigen eine ausreichend lange Frist, um sich bewerben zu können. Schliesslich werden die Anträge geprüft und die Bewilligungen erteilt. Im Anschluss an die Genehmigung müssen die Investoren ihre Anlagen erst einmal genehmigen lassen.

An dieser Stelle zeigt sich noch ein weiteres Problem bei Ausschreibungen: Projekte, die in den Ausschreibungen den Zuschlag erhalten haben, werden oft aufgrund administrativer Hürden nicht realisiert. Aus diesem Grund werden Kapazitäts- oder Strommengenziele häufig nicht erfüllt. Evt. könnte dieses Problem dadurch gemildert werden, dass höhere Kapazitäten bzw. höhere Strommengen aus EE ausgeschrieben werden, je nachdem wie hoch die Wahrscheinlichkeit eingeschätzt wird, dass Genehmigungen für Anlagen nicht erteilt werden. Dies verringert zwar die Treffsicherheit, erhöht jedoch die Effektivität erheblich.

Wichtig ist zudem, dass die Förderungen stetig gewährleistet werden (vgl. Huber et al. 2004). Während die vorhergehenden Förderinstrumente kontinuierlich wirken, müssen Ausschreibungen mit entsprechendem administrativem Aufwand regelmässig erfolgen. Zeitliche Lücken oder Prüfungsstaus verringern die Effektivität und Effizienz des Instruments. Eine kontinuierliche Förderung ist oft schwierig zu organisieren. Da sich Ausschreibungen vergleichsweise gut eignen, um andere Ziele (z.B. regionalpolitische Ziele etc.) zu erreichen, ist die Wahrscheinlichkeit hoch, dass bei der Festlegung der Ausschreibungsmodalitäten verschiedene politische Interessen geltend gemacht und gegeneinander abgewogen werden. Dies kann kosten- und zeitaufwändig sein. Dies gilt zwar grundsätzlich auch für alle ande-

ren Instrumente, allerdings vermutlich in geringerem Masse. Am wenigsten Einflussmöglichkeiten bestehen bei der Quotenregelung.

Bei Ausschreibungen haben Investoren, gleich wie bei anderen Instrumenten, unvollständige Informationen über die zukünftigen Grenzkostenverläufe und damit insbesondere darüber, wie viel Strom mit einer Anlage produziert werden kann. Dieses Informationsdefizit hat bei produktionsbasierten Ausschreibungen grössere Auswirkungen, weil sich die Produzenten vertraglich auf bestimmte Strommengen festgelegt haben. Falls sie höhere Strommengen produzieren als geplant, werden diese vermutlich nicht mehr gefördert werden. Bei zu geringen Strommengen könnten Strafzahlungen fällig werden. Diesbezüglich können sich Ausschreibungen je nach Ausgestaltung als relativ unflexibel erweisen.

Kurz- und langfristige Effektivität nach Einführung des Instruments

Die hohen administrativen Hürden, Risiken und zeitlichen Verzögerungen können dazu führen, dass Ausschreibungen kurzfristig an Effektivität einbüßen. Bei funktionierenden administrativen Abläufen können Ausschreibungen jedoch auch kurzfristig wirksam sein. Langfristig steht und fällt die Effektivität damit, inwieweit die Förderung verstetigt wird und es gelingt, die administrativen Kosten und Risiken zu begrenzen. Es erscheint aus diesem Grund als zweckmässig, vor allem grössere Projekte zu fördern und evt. bestimmte Investoren zu Eingaben aufzufordern. Wichtig ist jedoch, Transparenz und Offenheit zu gewährleisten.

Da Ausschreibungen darauf abzielen, die Anlagenbetreiber in Höhe ihrer Grenzkosten zu vergüten, sind die Möglichkeiten, in Forschung und Entwicklung zu investieren, im Vergleich zu den anderen Instrumenten kleiner. Dies kann die langfristige Effektivität der Ausschreibungen beeinträchtigen (s. Kapitel 3.4.2 und 3.4.3).

Fazit

Ausschreibungen haben, vor allem bei grossen Projekten, das Potenzial, sowohl kurz- als auch langfristig eine vergleichsweise grosse Treffsicherheit und Effektivität zu gewährleisten. Voraussetzungen dafür sind vor allem schlanke und stetige Ausschreibungsprozesse. Die langfristige Effektivität wird jedoch durch die geringe dynamische Anreizwirkung beeinträchtigt.

3.5.2. EFFIZIENZ

Kosteneffizienz der Ausschreibungen

Statisch

Bei Ausschreibungen erhalten die Anbieter von Strom aus EE mit den geringsten Durchschnittskosten den Zuschlag. Wenn der Wettbewerb zwischen den Bewerbern funktioniert, werden die Anlagebetreiber ihre Anlagen in ihren Eingaben so dimensionieren, dass sie ihre Durchschnittskosten minimieren. Auf diese Weise maximieren sie ihre Wettbewerbsfähigkeit. Die Produzenten, die den Zuschlag erhalten, werden anschliessend in Höhe ihrer Durchschnittskosten gefördert.

Verschiedene Kostenstrukturen aufgrund unterschiedlicher Technologien, Standorte und Dimensionierungen führen zu unterschiedlichen Fördersätzen und abweichenden Grenzkosten pro Anbieter. Dies maximiert zwar die Fördereffizienz (s.u.), führt aber zu gesamtwirtschaftlichen Kostenineffizienzen (analog Figur 7).³⁰ Im Fall verschiedener spezifischer Ausschreibungen reduziert sich die Kosteneffizienz noch weiter.

Bei Ausschreibungen besteht ein grosser Anreiz der Anbieter von Strom aus EE für strategische Absprachen. Dies könnte den Wettbewerb gefährden und die Fördereffizienz stark vermindern. Zudem könnten bei zu starker technologiespezifischer Differenzierung Monopolsituationen auf der Angebotsseite entstehen. Falls dies der Fall ist, muss die Spezifizierung zurückgenommen werden, um Ineffizienzen zu vermeiden.

Dynamisch

Sinken die Grenzkosten der Stromproduktion aus EE, z.B. durch technischen Fortschritt, führt dies bei noch folgenden Ausschreibungen dazu, dass Stromanbieter zu geringeren Durchschnittskosten anbieten können. Bei bereits laufenden Verträgen erhöht sich die Produzentenrente der Stromproduzenten. Beides hat auf die Kosteneffizienz per se keinen eindeutigen Einfluss.

Wie oben (s. Kapitel 3.5.1) diskutiert, haben auch Strompreisänderungen einzig Einfluss auf die Höhe der Einkünfte der Stromproduzenten bzw. der Förderkosten und damit per se keinen eindeutigen Einfluss auf die Kosteneffizienz des Instruments.

³⁰ Diese (vermutlich geringfügigen) Kostenineffizienzen werden in den meisten ökonomischen Analysen der Förderinstrumente für Strom aus EE vernachlässigt (s. z.B. Diekmann 2008).

Unvollständige Informationen und Transaktionskosten

Der Aufwand für Produzenten von Strom aus EE, sich auf Ausschreibungen zu bewerben, dürfte relativ hoch sein. Zudem tragen sie das Risiko, dass sie für die Teilnahme an den Ausschreibungen einen grossen Aufwand in Kauf nehmen, anschliessend jedoch u.U. den Zuschlag nicht erhalten. Dieses Risiko könnte z.B. dadurch eingegrenzt werden, dass die Behörden potenzielle Anlagebetreiber zu einer Bewerbung einladen und die Chancen auf einen Zuschlag im Vergleich zu einem gänzlich offenen Verfahren damit grösser werden (vgl. Bundesrat 2004). Wenn die Zuschläge erteilt sind, verringern sich für die Anlagebetreiber die Transaktionskosten und die Risiken für den Stromabsatz für die Dauer, für die die Stromabnahme garantiert ist. Insofern dürfte eine ggf. erforderliche Fremdfinanzierung relativ kostengünstig sein.

Die in Kapitel 3.5.1 diskutierten Risiken und Transaktionskosten sind auch für die Effizienz von Ausschreibungen entscheidend: Sofern es nicht gelingt, schlanke und stetige Ausschreibungsprozesse und anschliessende Genehmigungsprozesse zu gewährleisten, kann es zu zeitlichen Verzögerungen kommen. Projekte können an administrativen Hürden scheitern. Damit können Lücken in der Förderung erneuerbarer Energien entstehen. Darüber hinaus müssen strategische Absprachen und Angebotsmonopol-Situationen wirksam verhindert werden. Nicht zuletzt tragen Investoren bei produktionsbasierten Ausschreibungen das Risiko einer ungewissen Stromproduktion und ungewisser Grenzkosten. Dies kann u.U. durch flexible Vertragsgestaltungen teilweise aufgefangen werden. Diese dürfen jedoch die Anreize sorgfältiger Investitionsplanungen und ehrlicher Angaben bei den Ausschreibungen nicht vermindern.

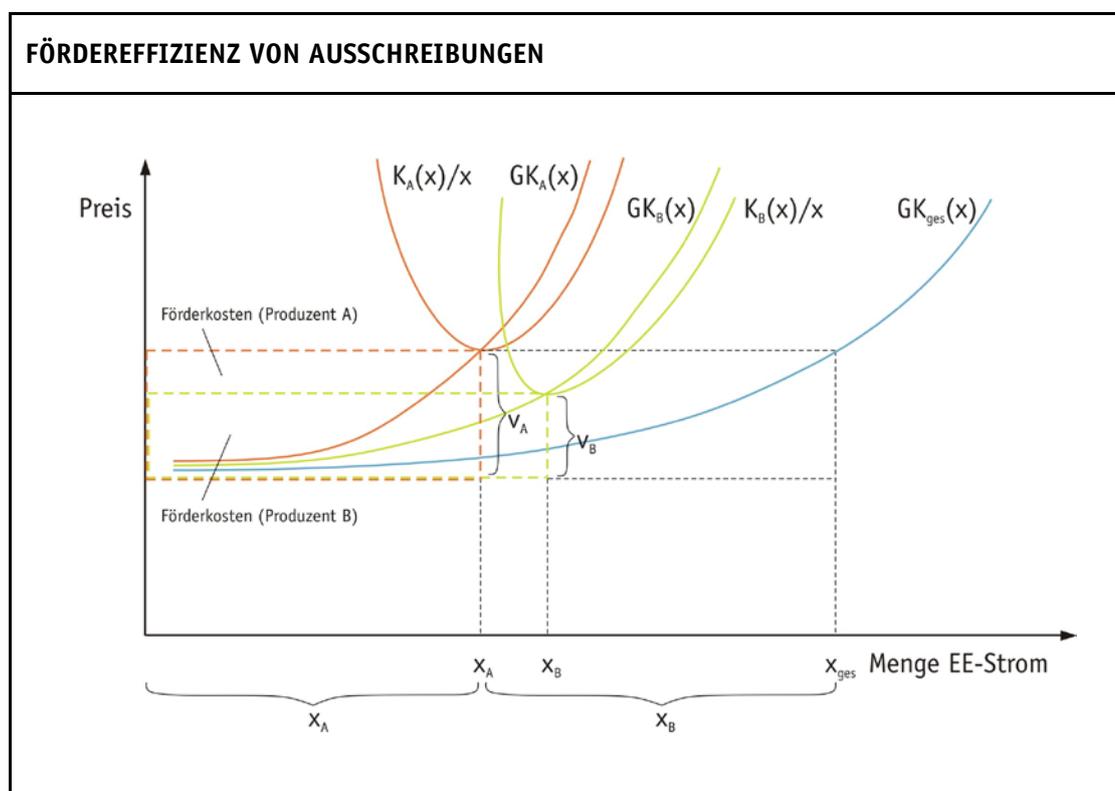
Diese Ausführungen zeigen, dass effiziente Ausschreibungen eine grosse Herausforderung darstellen. Wie verschiedene Praxisbeispiele zeigen, können diese durchaus gemeistert werden. Grundsätzlich dürfte sich der Aufwand für Ausschreibungen jedoch nur für Grossprojekte rechtfertigen, denn damit verringert sich der Aufwand pro geförderte Kapazität bzw. Strommenge (vgl. Kapitel 4.1 und 4.3.2).

Fördereffizienz

Statisch

Sofern der Wettbewerb zwischen den sich bewerbenden Stromproduzenten funktioniert, werden sie gemäss ihren Durchschnittskosten anbieten und später entsprechend gefördert. Dadurch werden den Stromanbietern nur die höheren Kosten für die Stromproduktion aus EE vergütet. Sie erwirtschaften jedoch keine Gewinne bzw. Produzentenrenten (siehe Figur

15).³¹ Zudem werden durch Ausschreibungen grundsätzlich neue Anlagen gefördert. Aus diesem Grund sind Ausschreibungen aus statischer Sicht (sofern strategische Absprachen unter den Anbietern verhindert werden können) das fördereffizienteste Instrument (vgl. Huber et al. 2004). Die Fördereffizienz verringert jedoch die gesamtwirtschaftliche Kosteneffizienz, weil die Produzenten nicht zu einheitlichen Grenzkosten produzieren (siehe analog Figur 7).



Figur 15

Dynamisch

Sinkende Grenzkosten der Produktion von Strom aus EE, z.B. durch technischen Fortschritt, führen bei laufenden Verträgen zu Windfall Profits. Da die Fördersätze vertraglich garantiert sind, können sie nicht nach unten angepasst werden. Diese Windfall Profits sind jedoch bei Anlagen, die bereits fertig gestellt sind, vermutlich relativ gering. Zudem geht von ihnen

31 Das Ausschreibungsmodell wurde als erstes in England eingeführt. Dort wurden alle Anbieter, die in den Ausschreibungen den Zuschlag erhielt, gemäss den Grenzkosten des zuletzt geförderten Produzenten entschädigt. Dadurch entstanden Mitnahmeeffekte analog zur Einspeisevergütung. Dieses System wurde später durch ein System ersetzt, bei dem die Produzenten gemäss ihrer in der Bewerbung angegebenen Preisen entschädigt wurden (vgl. Menanteau et al 2003).

eine dynamische Anreizwirkung aus. Diese Wirkung würde verhindert, wenn die Fördersätze mit dem technischen Fortschritt auch während der Vertragsdauer nach unten angepasst würden. Produzentenrenten ermöglichen Investitionen in Forschung und Entwicklung. Technischer Fortschritt führt zudem dazu, dass bei zukünftigen Ausschreibungen geringe Förderkosten anfallen.

Bei produktionsbasierten Ausschreibungen haben schwankende Energiepreise keine Auswirkung auf die Fördereffizienz. Bei investitionsbasierten Ausschreibungen verursachen sinkende Energiepreise bei laufenden Verträgen Verluste für die Anlagebetreiber und steigende Energiepreise Windfall Profits. Da die Investitionsbeiträge vertraglich fixiert sind, können sie nicht entsprechend angepasst werden. Produzenten von Strom aus EE tragen damit das Risiko schwankender Energiepreise und werden die Windfall Profits u.U. dazu aufwenden müssen, um Verluste bei tiefen Energiepreisen wieder auszugleichen oder sich gegen zukünftige Energiepreissenkungen abzusichern.

Damit reduziert sich die Fördereffizienz aus dynamischer Sicht etwas. Allerdings sind die Produzentenrenten, die die Fördereffizienz schmälern, relativ gering und wirken langfristig eher positiv auf die langfristige Effektivität und Effizienz.

Unvollständige Informationen und Transaktionskosten

Bei neuen Ausschreibungen wird, zumindest theoretisch, eine weitgehend förderineffiziente Situation zustande kommen. Bei laufenden Verträgen können jedoch Windfall Profits nicht verhindert werden. Sie haben aber keine gravierenden Auswirkungen auf die gesamte Fördereffizienz des Instruments.

Die oben erwähnten Risiken und Transaktionskosten verringern die Effektivität und die gesamtwirtschaftliche Effizienz und damit auch die Fördereffizienz von Ausschreibungen. Daher ist es auch im Sinne der Fördereffizienz sehr wichtig, die genannten Massnahmen zur Verringerung von Effizienzverlusten zu ergreifen.

3.5.3. DYNAMISCHE ANREIZWIRKUNG

Anreize zu Innovationen

Technischer Fortschritt und Lerneffekte senken die Grenzkosten der Produktion von Strom aus EE. Dieser Effekt kommt den Stromproduzenten jedoch nur während der Vertragsdauer zugute. Bei neuen Ausschreibungen erhöht dies zwar ihre Wettbewerbsfähigkeit, gibt ihnen jedoch nicht die Möglichkeit, Gewinne zu erwirtschaften. Damit sind Anreize zu Lerneffek-

ten oder technischen Nachbesserungen während der Vertragsdauer zwar vorhanden, aber im Vergleich zum Bonusmodell oder der Quotenregelung geringer (vgl. Menanteau et al. 2003).

Da die Investoren keine oder kaum Gewinne erwirtschaften, stehen ihnen aus den Ausschreibungen kaum Mittel für Investitionen in Forschung und Entwicklung zur Verfügung. Bei neuen Ausschreibungen erhöht sich dadurch jedoch ihre Wettbewerbsfähigkeit, so dass der Anreiz für technischen Fortschritt durchaus gross ist (vgl. Menanteau et al. 2003).

Aus den genannten Gründen sind mit Ausschreibungen zwar dynamische Anreizwirkungen zu Kosteneinsparungen, aber vergleichsweise wenig Anreize und vor allem kaum finanzielle Möglichkeiten für Investitionen in Forschung und Entwicklung verbunden (vgl. Diekmann 2008).

3.5.4. VORBEREITUNG DER MARKTEINFÜHRUNG

Ausschreibungen bereiten die Stromproduzenten von EE, ähnlich wie die Einspeisevergütung, vergleichsweise schlecht auf eine Markteinführung vor. Zwar ist während der Ausschreibung eine Wettbewerbssituation vorhanden (sofern keine strategischen Absprachen getroffen werden). Gleichzeitig ist jedoch der dynamische Anreiz für technischen Fortschritt vergleichsweise gering.

3.5.5. VOLKSWIRTSCHAFTLICHE AUSWIRKUNGEN

Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen von Ausschreibungen sind grundsätzlich ähnlich wie bei der Einspeisevergütung (s. Kapitel 3.2.5) positiv:

- › Sie gewährleisten das Verursacherprinzip, sofern die Förderkosten auf die Strompreise übergewälzt und nicht steuerfinanziert werden.
- › Sie regen einen Strukturwandel an, verbessern die Wettbewerbsstellung der Schweiz und wirken tendenziell beschäftigungsfördernd, aufgrund der verringerten Effizienz und der begrenzten dynamischen Anreizwirkung zumindest längerfristig in geringerer Masse als die oben diskutierten Instrumente.
- › Regionalpolitische Ziele (wie z.B. Strukturentwicklung oder die Wegnahme von Druck auf besonders gute Standorte, sogenannte Hot Spots) können mit Ausschreibungen vermutlich am Effizientesten und Effektivsten verfolgt werden (vgl. Huber et al. 2004). Der daraus resultierende Nutzen muss jedoch gegen den entsprechenden Verlust an gesamtwirtschaftlicher Kosteneffizienz abgewogen werden.

Fazit

Insgesamt sind die volkswirtschaftlichen Auswirkungen von Ausschreibungen für die Schweiz positiv zu beurteilen (sofern sie nicht steuerfinanziert sind). Sie werden jedoch im Vergleich zu den anderen Instrumenten voraussichtlich geringer sein. Dennoch scheinen Ausschreibungen aufgrund ihrer kurzfristigen Effektivität und ihrer maximalen Fördereffizienz gut geeignet, in relativ kurzer Zeit grosse Mengen an Strom aus EE zu fördern und damit kostengünstige Potenziale („Low hanging fruits“) auszuschöpfen.

3.5.6. PRAKTIKABILITÄT

Ausschreibungen sind gut verständlich, können vergleichsweise einfach eingeführt, mit der Zeit an sich ändernde Rahmenbedingungen angepasst und nach einer gewissen Zeit wieder abgeschafft werden. Eine spezifische Förderung (nach Technologie, Standort etc.) ist gut möglich. Sie sind bei gegebenen Ausschreibungsprozessen zwar mit Zusatzaufwand verbunden. Dieser dürfte jedoch im Vergleich zu anderen Instrumenten geringer sein. Falls Angebotsmonopol-Situationen entstehen, müsste jedoch eine weitgehende Spezifizierung zurückgenommen werden.

Bei Ausschreibungen sind die administrativen Kosten und die Gefahr schwerfälliger, zeit- und kostenintensiver Prozesse auf Seiten der Behörden sowie strategischen Absprachen seitens der Investoren vergleichsweise hoch. In der Praxis hat sich gezeigt, dass erfolgreiche Bieter die ihnen vertraglich zugesicherte Kapazität nicht immer erfüllen konnten, weil sie nicht im Stande waren, notwendige Genehmigungen für den Bau einer Anlage zu erlangen (vgl. Bundesrat 2004). Dies zu vermeiden und eine stetige Förderung zu gewährleisten sind Herausforderungen bei Ausschreibungen.

Produktionsbasierte haben gegenüber investitionsbasierten Ausschreibungen den Vorteil, dass die Stromproduktion aus EE quasi „von alleine“ aus dem System herauswächst, wenn aufgrund technischen Fortschritts und/oder steigender Energiepreise eine Förderung nicht mehr notwendig ist.

3.5.7. POLITISCHE DURCHSETZBARKEIT

Die politische Durchsetzbarkeit von Ausschreibungen dürfte relativ gut sein aufgrund

- › der hohen Fördereffizienz und relativ gut abschätzbaren Förderkosten,
- › der leichten Verständlichkeit und Implementierbarkeit,
- › der Möglichkeit, auch andere Ziele (z.B. regionalpolitische Ziele) zu verfolgen (vgl. Menauteau et al. 2003),

- › der Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit und Förderung der Beschäftigung.

Dies setzt jedoch voraus, dass folgende Aspekte beachtet werden:

- › schlanke Ausschreibungs- und Genehmigungsprozesse,
- › Vertrauen der Öffentlichkeit in transparente Behörden- und Stromwirtschaftsstrukturen, frei von Begünstigungswirtschaft,
- › Realisierung des Verursacherprinzips,
- › gezielte Genehmigung von Grossanlagen und kein flächendeckender Einsatz des Instruments,
- › flankierende Massnahmen zur Verringerung gesamtwirtschaftlicher Kosteneffizienzen,
- › keine Steuervergünstigungen energieintensiver Unternehmen.

3.6. FAZIT

Stärken und Schwächen der Instrumente

Die analysierten Förderinstrumente verfügen über spezifische Stärken und Schwächen (vgl. Tabelle 5) und sind deshalb aus theoretischer Sicht zunächst gleichwertig. Letztlich entscheidet vor allem die konkrete, möglichst optimale Ausgestaltung und die Anwendung im konkreten Umfeld darüber, ob die Stärken genutzt und die Schwächen vermieden oder zumindest gemildert werden können. Teilweise können die Schwächen eines Instruments durch eine Ergänzung mit anderen Instrumenten weiter vermindert oder sogar ausgemerzt werden. Allerdings erhöht der parallele Einsatz verschiedener Instrumente die Komplexität und die Transaktionskosten der Förderung.

Die Einspeisevergütung, das Bonusmodell und die Quotenregelung inkl. Zertifikathandel sind aus ökonomischer Sicht als Hauptinstrumente und damit zur breiten Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien geeignet. Der wesentliche Unterschied zwischen diesen Instrumenten sind die Investitionsbedingungen und die Marktnähe:

- › Die Einspeisevergütung bietet aufgrund geringer Risiken und Transaktionskosten vergleichsweise gute Investitionsbedingungen für die Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien. Sie ist sowohl kurzfristig wie auch langfristig sehr effektiv.
- › Das Bonusmodell setzt die Investoren einem eingeschränkten Wettbewerb aus, falls der Bonus Preisschwankungen nicht oder kaum ausgleicht. Damit sind die Investitionsbedingungen aus Sicht der Stromproduzenten etwas schwieriger (höhere Risiken durch Strom-

preisschwankungen und nicht garantierter Stromabnahme). Das Bonusmodell zeichnet sich im Vergleich zur Einspeisevergütung jedoch durch eine grössere Marktnähe aus.

- › Bei der Quotenregelung sind die Investoren und die Anlagebetreiber den höchsten Risiken und der grössten Marktnähe ausgesetzt. Gleichzeitig ist die Treffsicherheit im Vergleich der drei Instrumente am Grössten.

Ausschreibungen weisen theoretisch ein grosses Potenzial für eine hohe Fördereffizienz auf. Allerdings sind die Transaktionskosten seitens Behörden und Antragsteller sowie die Risiken für Bewerber, sich mit hohem Aufwand an Ausschreibungen zu beteiligen und u.U. den Zuschlag nicht zu bekommen, relativ hoch. Deshalb wird das Instrument nur für die Förderung grosser Projekte empfohlen. Als Hauptinstrument für eine breite Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien ist es im Vergleich zu den anderen Instrumenten weniger geeignet. Die weiteren Instrumente wie Steuervergünstigungen, Investitionsbeiträge und Kreditbewilligungen sehen wir allenfalls in einer ergänzenden Rolle (vgl. hierzu u.a. Berry/Jaccard 2001 und Voogt et al. 2000).

VERGLEICH DER FÖRDERINSTRUMENTE					
Analyse-kriterien	Sub-Kriterien	Einspeisever-gütung	Bonusmodell	Quotenregelung inkl. Zertifikathandel	Ausschreibungen
Prioritäre Analyse-kriterien					
Effek-tivität	Kurzfristige Effektivität	++	+	+/-	+ (geringe admin. Hemmnisse) - (rel. hohe admin. Hemmnisse)
	Langfristige Effektivität	+	+	++ (ausreichend hohe Strafen) +/- (rel. geringe Strafen)	+ (geringe admin. Hemmnisse, stetige Förderung) -- (rel. hohe admin. Hemmnisse, keine stetige Förderung)
	Statische und dynamische Treffsicherheit	-	--	+ (ausreichend hohe Strafen)	+ (produktionsorientiert, geringe admin. Hemmnisse) - (rel. hohe admin. Hemmnisse)
	Effektive technologie-spezifische Förderung	++	++	- (falls Gesamt-Zert.markt) ++ ³² (falls techn.-spez., liquide Zertifikatmärkte)	++
	Risiken für Investoren	++	+	-	+ (geringe admin. Hemmnisse, grosse Anlagen) -- (rel. hohe admin. Hemmnisse)

32 Diese Variante wurde in der Praxis bisher noch nicht realisiert.

VERGLEICH DER FÖRDERINSTRUMENTE					
Analyse-kriterien	Sub-Kriterien	Einspeisever-gütung	Bonusmodell	Quotenregelung inkl. Zertifikathandel	Ausschreibungen
			+/- (kein Ausgleich von Strompreisschwankungen)		se, kleine Anlagen)
	<i>Gesamtein-schätzung</i> ³³	++/+	+	+	+
Effizienz	Statisch und dynamisch ³⁴	++ (pauschale Förderung aller Anlagen) +/- (techn.spez. Förderung, nur neue Anlagen gefördert)	++ (pauschale Förderung aller Anlagen) +/- (techn.spez. Förderung, nur neue Anlagen gefördert)	++ +/- (techn.spez. Förderung, nur neue Anlagen gefördert)	++ -- (strategische Absprachen, admin. Hemmnisse)
	Risiken und Transaktionskosten	++	+ (Abnahme garantiert) +/- (Abnahme nicht garantiert)	-- (kurzfristig) - (langfristig)	+/- (grosse Projekte, Aufforderung zur Eingabe) -- (kleine Projekte, ohne Aufforderung zur Eingabe)
	Förder-effizienz	+/- (pauschale Vergütung, alle Anlagen gefördert) + (spezifisch gefördert, nur neue Anlagen)	+/- (pauschale Vergütung, alle Anlagen gefördert) + (spezifisch, gefördert, nur neue Anlagen)	- (kurzfristig, pauschale Förderung) + (langfristig, spez. Förderung)	++ (grosse Projekte, effiz. Ausschreibungsprozesse) -- (strat. Absprachen, admin. Hemmnisse)
	<i>Gesamteinschätzung</i>	+ (techn.spez. Förderung)	+ (techn.spez. Förderung)	- (kurzfristig) ++/+ (langfristig)	+ (grosse Projekte, Aufforderung zur Eingabe) -- (kleine Projekte, ohne Aufforderung, strat. Absprachen)
	Dynami-sche Anreiz-wirkun-gen	Kosteinein-sparungen	++ (mit Degression) + (ohne Degression)	++ (ohne Ausgleich Strompreisschwankungen, mit Degression) + (mit Ausgleich, ohne Degression)	++
	Investitionen in F&E	++	++	++	-
	<i>Gesamtein-schätzung</i>	++/+	++/+	++	+
Vorbe-reitung Marktein-führung	Marktnähe	-	+	++	+/-

Weitere Analyse-kriterien

33 Die Effektivität wird im Fall der Förderung erneuerbarer Energien wichtiger erachtet als die Treffsicherheit.

34 Einschätzung unter vorläufiger Vernachlässigung von Risiken und Transaktionskosten.

VERGLEICH DER FÖRDERINSTRUMENTE					
Analyse-kriterien	Sub-Kriterien	Einspeisever-gütung	Bonusmodell	Quotenregelung inkl. Zertifikathandel	Ausschreibungen
Volks-wirt-schaftli-che Aus-wirkun-gen	Verursacher-prinzip	+ (auf Stromkunden übergewälzt) -- (steuerfinanziert)	+ (auf Stromkunden übergewälzt) -- (steuerfinanziert)	++	++ (auf Stromkunden überge-wälzt) -- (steuerfinanziert)
	Wettbewerbs-stellung Schweiz	+ (Verursacherprin-zip) +/- (steuerfinanziert)	+ (Verursacherprinzip) +/- (steuerfinanziert)	++ (langfristig) +/- (kurz- bis mittelfristig, Risi- koprämien und Transaktionskos- ten sehr hoch)	+/- (Verursacherprinzip) - (steuerfinanziert)
	Anregung Strukturwan-del	++ (Verursacherprin-zip) + (steuerfinanziert)	++ (Verursacherprinzip) + (steuerfinanziert)	++	+ (Verursacherprinzip) +/- (steuerfinanziert)
	Beschäfti-gungswirkung	+	+	+	+
	Regional-politische Ziele	++ (spezifische Vergütung) -- (pauschale Vergütung)	++ (spezifische Boni) -- (pauschale Boni)	--	++
	<i>Gesamt-einschätzung</i>	++ (Verursacherprin-zip, spezifische Vergütung) +/- (steuerfinanziert und pauschale Vergütung)	++ (Verursacherprinzip, spezifische Boni) +/- (steuerfinanziert und pauschale Boni)	+ (kurzfristig) ++ (langfristig)	+/- (Verursacherprinzip) - (steuerfinanziert)
Prakti-kabilität	<i>Gesamt-einschätzung</i>	++	+	+/- (während Lernphase) + (später)	+ - (strat. Absprachen, ineff. Ausschreibungsprozesse)
Politi-sche Durch-setzbar-keit	<i>Öffentliche Akzeptanz</i>	+ (Verursacherprin-zip, spezifische Vergütung) - (steuerfinanziert, pauschale Vergütung)	+ (Verursacherprinzip, spezifische Vergütung) - (steuerfinanziert, pauschale Boni)	+/-	+ (grosse Anlagen, eff. Aus-schreibungsprozesse) -

++ = sehr hoch; - = gering

Tabelle 5

Wird mit dem Förderinstrument auch ein Beitrag zur breiten Technologieentwicklung ange-strebt, sind eine technologiespezifische Förderung und die Sicherheit langfristig stabiler Investitionsbedingungen sowie Innovationsstrukturen entscheidend (vgl. Schweighofer et al. 2006). Der technische Fortschritt wird zudem durch den durch die Instrumente ausgelös-ten Wettbewerbsdruck gefördert. Die Instrumente weisen bezüglich dieser Voraussetzungen unterschiedliche Stärken und Schwächen auf:

- › Die Einspeisevergütung, das Bonusmodell und Ausschreibungen ermöglichen eine wirksame technologiespezifische Förderung, gehen jedoch mit unterschiedlich sicheren und stabilen Investitionsbedingungen einher (vgl. Tabelle 5):
 - › Die Einspeisevergütung weist aufgrund der Abnahmegarantie und der langfristig garantieren Vergütung hohe Anreize und gute finanzielle Voraussetzungen für Investitionen in die technologische Entwicklung auf.
 - › Das Bonusmodell (ohne Abnahmepflicht) geht im Vergleich zur Einspeisevergütung mit höheren Investitionsrisiken und geringeren finanziellen Möglichkeiten für Investitionen in die Technologieentwicklung einher. Demgegenüber verstärkt die grössere Marktnähe den Wettbewerbsdruck und damit den Anreiz für Investitionen in Forschung und Entwicklung. Insgesamt dürfte das Bonusmodell im Vergleich zur Einspeisevergütung zu ähnlich hohen Anreizen für Investitionen in die technologische Entwicklung führen.
 - › Bei Ausschreibungen sind die Anreize für Investitionen in die technologische Entwicklung im Vergleich zur Einspeisevergütung und zum Bonusmodell geringer. Erstens ist die Kontinuität der Ausschreibungen nicht langfristig sichergestellt. Zweitens können die Investoren über Ausschreibungen kaum Gewinne erwirtschaften. Damit stehen ihnen vergleichsweise weniger Mittel für Investitionen in Forschung und Entwicklung zur Verfügung. Drittens bestehen während der Vertragsdauer zwar Anreize zu Lerneffekten. Im Vergleich zum Bonusmodell oder zur Quotenregelung sind diese Anreize jedoch geringer.
- › Bei der Quotenregelung ist eine technologiespezifische Förderung schwieriger umzusetzen. Die Definition von separaten Quoten je Technologie ist zwar theoretisch möglich. Es besteht jedoch die Gefahr, dass die einzelnen Zertifikatsmärkte zu wenig liquide und damit ineffizient sind. Die unterschiedliche Gewichtung der Zertifikate nach Technologie („Banding“) führt im Vergleich zu den anderen Instrumenten zu einer geringeren technologiespezifischen Effektivität und Treffsicherheit. Im Vergleich zu den anderen Instrumenten sind die Investitionsbedingungen langfristig zwar weniger stabil, der hohe und kontinuierliche Wettbewerbsdruck führt jedoch zu Anreizen für Investitionen in technischen Fortschritt.

Einfluss von technologischen und ökonomischen Rahmenbedingungen

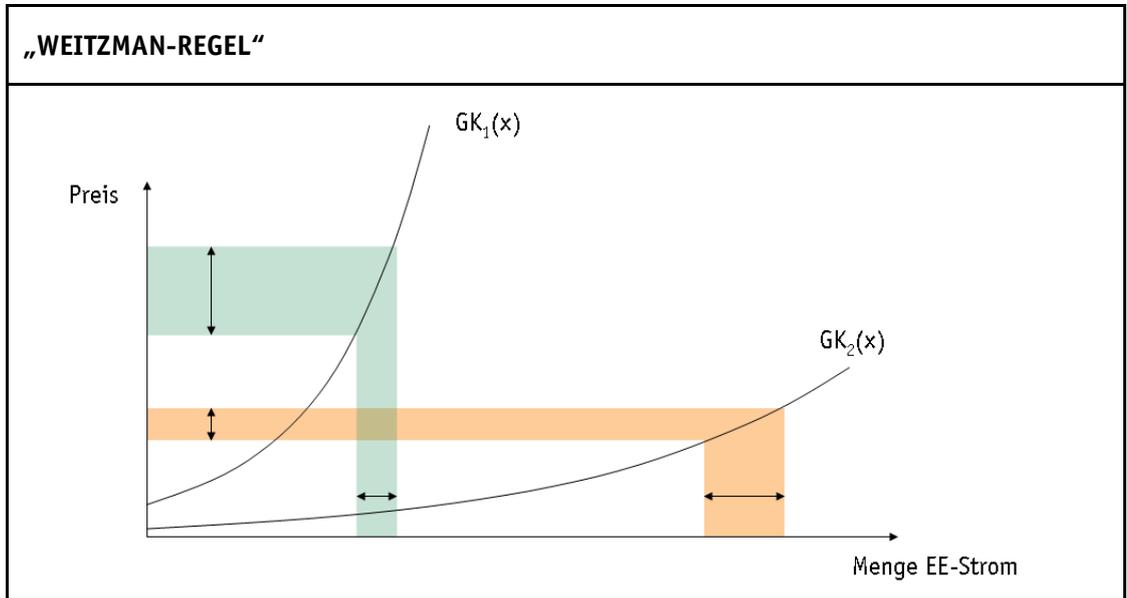
Welches der Hauptinstrumente, gegebenenfalls kombiniert mit weiteren Instrumenten, zweckmässig ist, hängt neben dem politischen und institutionellen Umfeld vor allem von

den ökonomischen und den technologischen Rahmenbedingungen ab. Wichtige Rahmenbedingungen sind u.a. die Kostenverläufe der Technologien zur Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien und die Reifestadien, in denen sich die Technologien befinden.

Grenzkostenverläufe der Technologien

Die Frage der gesamtwirtschaftlichen Grenzkostenverläufe ist insbesondere dann relevant, wenn es um die Frage geht, ob ein preis- oder ein mengenbasiertes Instrument gewählt werden sollte. Bei vollständiger Information wirken mengen- und preisbasierte Instrumente gleich: Es werden die gleichen Mengen zu den gleichen Kosten gefördert. In der Praxis besteht aufgrund von unvollständigen Informationen jedoch ein wesentlicher Unterschied zwischen den preis- und den mengenbasierten Instrumenten (vgl. hierzu Cropper/Oates 1992 und Weitzman 1974): Da die Grenzkostenkurven der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (EE) in der Praxis weitgehend unbekannt sind, beeinflussen preisbasierte Instrumente die Einnahmen für Strom aus EE. Die resultierende Strommenge aus EE ist unsicher. Mengenbasierte Instrumente bestimmen die Strommenge aus EE. Aber es ist unklar, zu welchen Kosten diese produziert wird.

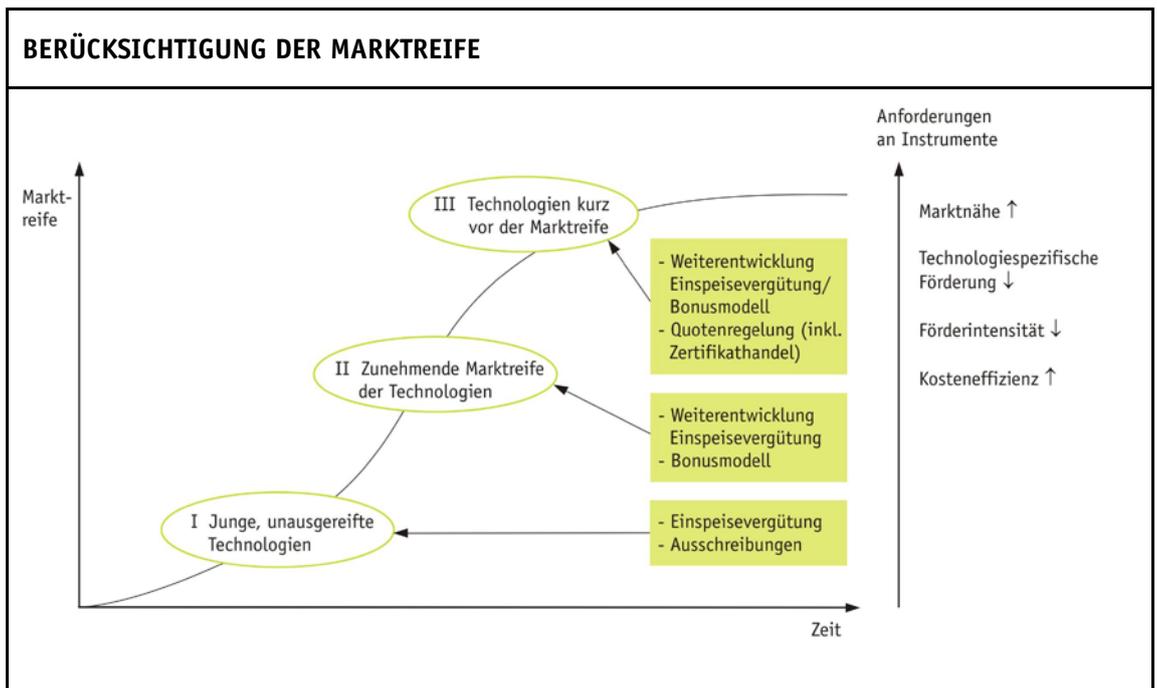
Die so genannte Weitzman-Regel (Weitzman 1974) für die Wahl zwischen preis- und mengenbasierten Instrumenten besagt, dass im Fall flacher Grenzkostenverläufe mengenbasierte Instrumente vorzuziehen sind, weil das Risiko einer geringen Treffsicherheit aufgrund des Kostenverlaufs relativ gering ist. Würde ein preisbasiertes Instrument eingesetzt, würden relativ geringe Änderungen der Förderhöhe zu grösseren Änderungen der produzierten Menge führen. Umgekehrt sollten bei relativ steil verlaufenden Grenzkostenkurven preisbasierte Instrumente bevorzugt eingesetzt werden, weil Änderungen in der Förderhöhe zu relativ geringen Abweichungen bzgl. der Treffsicherheit führen. Bei mengenbasierten Instrumenten würde demgegenüber eine Änderung der vorgegebenen Menge die Produktionskosten relativ stark beeinflussen (vgl. Figur 16). Diese Regel sollte für die Wahl eines optimalen Instrumenten-Mix ergänzend berücksichtigt werden.



Figur 16 Quelle: Weitzman 1974.

Marktreife der Technologien

In einer nach Technologien differenzierten Betrachtung eignen sich je nach Marktreife der Technologien unterschiedliche Förderinstrumente (vgl. Figur 17).



Figur 17

Die Anforderungen an die Förderinstrumente und die entsprechend geeigneten Instrumente, je nach Marktreife der Technologien, lassen sich unter Bezugnahme auf die Literatur (Midtun/Gautesen 2007, Diekmann 2008, Ragwitz et al. 2006, IEA 2008) wie folgt differenzieren (vgl. Tabelle 6):

ANFORDERUNGEN UND INSTRUMENTE NACH MARKTREIFE DER TECHNOLOGIEN		
Marktreife/Stand Produktlebenszyklus	Anforderungen an die Instrumente	Geeignete Instrumente
I. Junge, unausgereifte Technologien (z.B. Photovoltaik)	<ul style="list-style-type: none"> › Hohe Planbarkeit und Investitionssicherheit (-> geringe Marktnähe) › Spezifische Technologieförderung und hohe Förderintensität (-> hohe Effektivität) › An die Treffsicherheit und die Kosteneffizienz können weniger weit gehende Anforderungen gestellt werden 	<ul style="list-style-type: none"> › Einspeisevergütung oder spezifische Ausschreibungen (mit Abnahmepflicht)
II. Zunehmende Marktreife (z.B. Windenergie)	<ul style="list-style-type: none"> › Stärkere Marktnähe erwünscht › Reduktion des Grads der technologischen Differenzierung und der Förderintensität › Hohe Fördereffizienz › Verbesserung der Treffsicherheit und der Kosteneffizienz 	Weiterentwicklung der Einspeisevergütung oder Übergang zu einem Bonusmodell <ul style="list-style-type: none"> › mit einer geringeren technologiespezifischen Förderung › mit reduzierter Förderintensität › ohne Abnahmepflicht (Bonusmodell) › mit geringerem Ausgleich von Strompreisschwankungen (Bonusmodell)
III. Kurz vor Marktreife (z.B. Wasserkraft)	<ul style="list-style-type: none"> › Hohe Marktnähe erforderlich (-> vergleichsweise hohe Investitionsrisiken) › Keine technologiespezifische Förderung und geringe Förderintensität › Hohe Treffsicherheit, Fördereffizienz und Kosteneffizienz 	<ul style="list-style-type: none"> › Weiterentwicklung der Einspeisevergütung oder des Bonusmodells oder › Quotenregelung inkl. Zertifikatshandel; für neue, noch unausgereifte Technologien: Einspeisevergütung, Ausschreibungen, Investitionsbeiträge etc.

Tabelle 6

In einer dynamischen Betrachtung eignen sich drei Strategien zur Förderung von unterschiedlich weit entwickelten bzw. reifen Technologien (vgl. Tabelle 6):

- › „Weiterentwicklung der Einspeisevergütung“: Die Einspeisevergütung ermöglicht eine technologiespezifische Förderung und garantiert stabile Investitionsbedingungen. Die Einspeisevergütung ist insbesondere zur Förderung von jungen, noch unausgereiften Technologien geeignet. Zur Förderung von Technologien mit zunehmender Marktreife bzw. im Hinblick auf die Entwicklung der Technologien kann die Einspeisevergütung marktnaher ausgestaltet werden. Erstens können die Vergütungen der Kostenentwicklung der Technologien angepasst werden. Zweitens kann die Einspeisevergütung zur Förderung des Über-

gangs in den Markt mit dem Bonusmodell kombiniert werden. Neben einer optionalen Kombination dieser Instrumente können die Instrumente auch je nach Entwicklungsstand vorgegeben werden.

- › „Ergänzte Quotenregelung“: Bei einer Quotenregelung (inkl. Zertifikathandel) sind die Möglichkeiten zur technologiespezifischen Differenzierung in der Praxis eingeschränkt. Vergleichsweise teure Technologien können jedoch durch Ausschreibungen oder Einspeisevergütungen (z.B. für Photovoltaikanlagen) gezielt gefördert werden. Bei ausreichender Marktentwicklung lassen sich diese Technologien in die Quotenregelung integrieren.
- › „Einspeisevergütung, anschliessend Quotenregelung“: Denkbar ist auch die Kombination von Einspeisevergütung und Quotenregelung. So könnte die Einspeisevergütung bei einer gewissen Marktreife aller Technologien (bzw. vergleichsweise geringen Kostenunterschieden) durch eine Quotenregelung (inkl. Zertifikathandel) ersetzt werden. Vorteil gegenüber der Strategie „Weiterentwicklung der Einspeisevergütung“ wäre ein rascherer Übergang in Richtung Markt. Nachteil wäre, dass ein neues Instrument eingeführt werden müsste. Zudem würden sich für zu Beginn unausgereifte und teure Technologien die Planbarkeit und die Investitionsunsicherheiten erhöhen.

4. ERFAHRUNGEN EUROPÄISCHER LÄNDER

Kapitel 4 stellt die Erfahrungen der EU-Mitgliedstaaten mit ökonomischen Instrumenten zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien dar. Aus folgenden Gründen fokussieren wir auf die Erfahrungen der EU-Länder:

- › Erstens besteht in einigen EU-Ländern eine langjährige Förderpraxis, die sich kontinuierlich weiterentwickelt hat.
- › Zweitens werden in den EU-Ländern unterschiedliche Instrumente eingesetzt, insbesondere Einspeisevergütungen, Bonusmodelle und Quotenregelungen mit Zertifikathandel.
- › Drittens sind die Wirksamkeit und die Effizienz der europäischen Fördersysteme im Rahmen von EU-Forschungsprojekten (v.a. OPTRES, vgl. Ragwitz et al. 2007) vertieft untersucht worden.
- › Viertens orientiert sich die Schweiz mit der KEV und der Möglichkeit, eine Quotenregelung (inkl. Zertifikathandel) einzuführen, an den in EU-Ländern üblichen Förderinstrumenten.

Folgende Fragen stehen im Vordergrund:

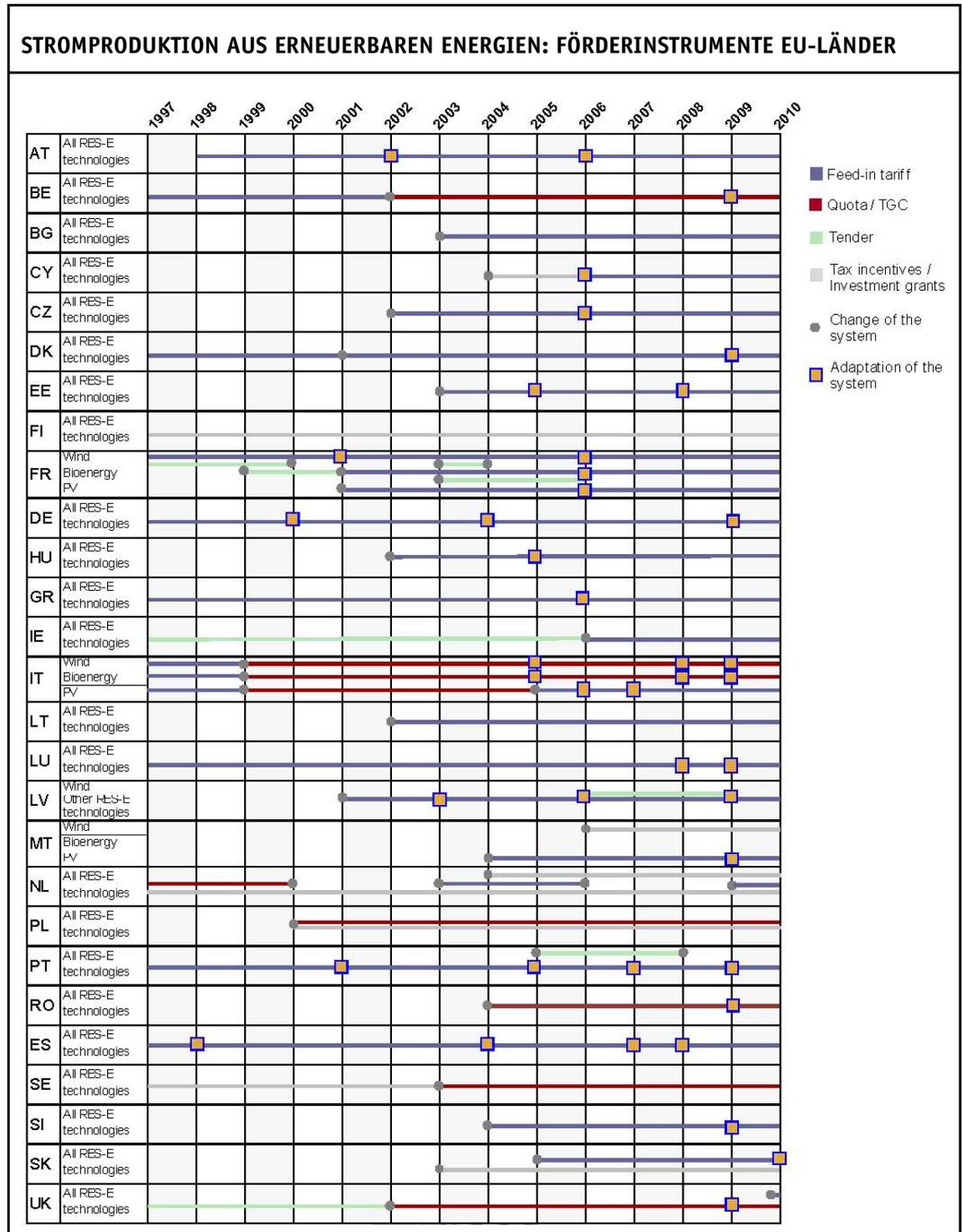
- › Welche Förderinstrumente werden in den EU-Mitgliedstaaten eingesetzt? Wie hat sich die Förderpraxis entwickelt? Welche Trends sind absehbar?
- › Wie sind die Effektivität und die Effizienz der in den EU-Ländern eingesetzten Förderinstrumente zu beurteilen? Welches sind die Stärken und die Schwächen der Hauptinstrumente Einspeisevergütung, Bonusmodell und Quotenregelung mit handelbaren Zertifikaten?
- › Welche Instrumente werden ergänzend eingesetzt (z.B. Ausschreibungen)? Welche Erfahrungen werden mit diesen Instrumenten gemacht?
- › Welches sind die Erfolgsfaktoren der Förderinstrumente? Welche Lehren können aus den europäischen Erfahrungen gezogen werden?

4.1. FÖRDERINSTRUMENTE

Die EU hat sich das Ziel gesetzt, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromproduktion bis 2010 auf 21 Prozent zu erhöhen (vgl. Richtlinie 2001/77/EG). Im Jahr 2009 hat die EU beschlossen, dass bis 2020 20 Prozent des Endenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energien gedeckt werden sollen (vgl. Richtlinie 2009/28/EG). Die Richtlinie sieht differenzierte nationale Ziele vor, lässt den Mitgliedstaaten bei der Wahl der Instrumente jedoch weitgehenden Freiraum.

Übersicht

Figur 18 zeigt die Entwicklung der vielfältigen und dynamischen Förderpraxis in der EU.



Figur 18 Quelle: Rathmann et al. 2010 (EU-Projekt Re-Shaping).

15 EU-Länder weisen eine langjährige Förderpraxis auf. Demgegenüber haben 12 Länder (vor allem osteuropäische Mitgliedstaaten) im Zeitraum von 2003 bis 2006 mit der Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien begonnen. Die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien wird in Europa mit unterschiedlichen Instrumenten gefördert.

Die Förderpraxis der 27 EU-Länder kann wie folgt charakterisiert werden (vgl. Figur 18 und Rathmann et al. 2010):

- › 20 EU-Länder haben als Hauptinstrument preisorientierte Systeme mit Einspeisevergütungen und/oder Bonusmodellen eingeführt. Dabei ist wie folgt zu differenzieren:
 - › Neun Länder (Österreich, Bulgarien, Deutschland, Ungarn, Irland, Lettland, Litauen, Luxemburg, Slowakei) setzen die Einspeisevergütung („Feed-in Tariffs“) als alleiniges Hauptinstrument ein.
 - › In sechs Ländern werden Bonusmodelle angeboten (vgl. auch Tabelle 8). Während die Niederlande ausschliesslich auf eine Vergütung nach dem Bonusmodell setzen, kombiniert Dänemark feste Einspeisetarife und Bonusmodelle für unterschiedliche Technologien. Spanien, Tschechien, Slowenien und Estland bieten das Bonusmodell optional an. Damit können die Anlagenbetreiber in diesen vier Ländern zwischen einer festen Einspeisevergütung und einem Bonusmodell wählen.
 - › In fünf Ländern ist die Einspeisevergütung Teil einer Förderstrategie, die auf mehrere Hauptinstrumente setzt: Italien kombiniert eine Quotenregelung mit einer Einspeisevergütung für kleine Anlagen (< 1MW); Frankreich und Portugal kombinieren die Einspeisevergütung mit Ausschreibungen für bestimmte Technologien³⁵, Zypern und Griechenland kombinieren die Einspeisevergütung mit Investitionsbeiträgen für gewisse Anlagen.
 - › Zudem ist zu erwähnen, dass Malta ergänzend zu Kreditleichterungen und Investitionsbeiträgen eine Einspeisevergütung für kleine Photovoltaikanlagen kennt. Die Britische Regierung plant, in Ergänzung zur bestehenden Quotenregelung für kleine Anlagen (< 5 MW) eine Einspeisevergütung einzuführen.
- › Sechs Länder (Grossbritannien, Schweden, Polen, Italien, Rumänien, Belgien) fördern die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien mit Quotenregelungen (inkl. Zertifikathandel). Italien kombiniert die Quotenregelung mit Einspeisetarife für kleine Anlagen (< 1 MW).

³⁵ Frankreich setzt Ausschreibungen für Biomasseanlagen und teilweise auf regionaler Ebene für Photovoltaik ein. Die Einführung eines Einspeisetarifs für Biomasseanlagen wird diskutiert (Stand Oktober 2009). Portugal führt Ausschreibungen für Windenergie- und Biomasseanlagen durch.

- › Ausschreibungen werden in keinem EU-Land mehr als Hauptinstrument eingesetzt. Grossbritannien führte im Jahr 2002 anstelle von Ausschreibungen eine Quotenregelung mit handelbaren Zertifikaten ein. Irland ersetzte im Jahr 2006 Ausschreibungen durch eine Einspeisevergütung. Frankreich wechselte zwischen 2000 und 2006 mit Ausnahme der Biomasse von Ausschreibungen zu Einspeisevergütungen. Ausschreibungen haben sich als Kern der Förderstrategie in Grossbritannien, Irland und Frankreich als nicht sehr wirksam erwiesen. Die geförderten Kapazitäten erfüllten die Erwartungen grösstenteils nicht (vgl. Ragwitz 2007, Haas et al. 2004). Begründet wird die vergleichsweise geringe Wirksamkeit der Ausschreibungen erstens durch die hohen Transaktionskosten und die geringeren erwartbaren Gewinne für die Investoren (vgl. Menanteau et al. 2003) bzw. die Investitionsrisiken (Zamfir 2009). Zweitens werden die Verzögerungen und vergleichsweise geringen Realisierungsraten durch administrative Hemmnisse und Schwierigkeiten beim Netzzugang begründet (vgl. Ragwitz et al. 2007, Diekmann 2008, Ragwitz et al. 2006). Zudem deuten die Erfahrungen Irlands (Jahre 2003/2004) darauf hin, dass mit Ausschreibungen nur bedingt ein kontinuierliches Wachstum erneuerbarer Energien erzielt werden kann (Ragwitz et al. 2006). Ausschreibungen werden heute vereinzelt ergänzend zur Einspeisevergütung eingesetzt, beispielsweise zur Förderung von Windparks (Portugal, Dänemark) und/oder Biomasse sowie Photovoltaikanlagen (Portugal und Frankreich). Lettland führte von Herbst 2007 bis März 2009 Ausschreibungen für Windenergieanlagen (> 0.25 MW) durch.
- › Instrumente wie Krediterleichterungen, Steuervergünstigungen und Investitionsbeiträge werden in den EU-Ländern häufig flankierend genutzt, mit Ausnahme von Finnland und Malta jedoch nicht als Hauptinstrumente eingesetzt. Voraussetzung zur Nutzung von Steuererleichterungen in relevantem Umfang ist ein ausreichend hohes Steuersubstrat (z.B. Mehrwertsteuer, Einkommenssteuer, Energiesteuer), was nicht in allen Ländern gegeben ist. Finnland fördert die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien vor allem mit Investitionsbeiträgen und Steuererleichterungen (Reduktion der Energiesteuer pro kWh eingespeisten Strom). Diskutiert wird die Einführung einer Einspeisevergütung für Windenergie- und Biogasanlagen. In Malta werden vor allem Krediterleichterungen und Investitionsbeiträge für kleinere Photovoltaik- und Windanlagen eingesetzt.

Die Entwicklung der Förderpraxis in den EU-Ländern ist dynamisch. Beinahe alle Länder haben ihre Förderinstrumente mindestens einmal angepasst. Mehrere Länder haben ihr Fördersystem geändert, indem sie ein bestehendes Hauptinstrument ersetzt oder durch andere

Instrumente ergänzt haben. Beispiele für die Änderung (bzw. die Ergänzung) von Fördersystemen sind

- › der Wechsel von Ausschreibungen zur Quotenregelung mit handelbaren Zertifikaten in Grossbritannien (2002),
- › der Wechsel (mit Unterbruch) von Quotenregelungen (inkl. Zertifikathandel) zur Einspeisevergütung in den Niederlanden (Jahr 2003),
- › die Einführung einer Quotenregelung (inkl. Zertifikathandel) in Schweden (2003),
- › der Wechsel von Ausschreibungen zur Einspeisevergütung in Irland (Jahr 2006),
- › die Ergänzung der Einspeisevergütung durch Ausschreibungen in Portugal (2005 bis 2008).

Einspeisevergütung

In den 19 EU-Ländern mit Einspeisevergütung besteht eine Vielfalt von Modellen, die sich kontinuierlich entwickelt haben. Vier Länder bieten optional Bonusmodelle an. Dabei können die Anlagebetreiber zwischen der Einspeisevergütung und dem Bonusmodell wählen. Dänemark kombiniert die Einspeisevergütung mit dem Bonusmodell technologiespezifisch (vgl. Tabelle 7).

MERKMALE VON EINSPEISEVERGÜTUNGEN IN EU-LÄNDERN						
	Abnahme- pflicht	Bonus- Option	Gestufte Tarife	Tarif- Degression	Prognose- pflicht	Finanzierung: Belastungsaus- gleich
Bulgarien	✓	-	✓	-	-	-
Dänemark	✓ ¹⁾	✓ ¹⁾	✓	-	-	✓ ²⁾
Deutschland	✓	- ³⁾	✓	✓	-	✓ ²⁾
Estland	✓ ⁴⁾	✓	-		✓	✓
Frankreich	✓		✓	✓ ⁵⁾	-	✓
Griechenland	✓		✓		-	✓
Irland	✓		✓		-	✓
Italien	✓		✓	✓ ⁶⁾	-	✓
Litauen	✓		-		-	✓
Lettland	✓		✓		-	-
Luxemburg	✓		✓		-	✓
Österreich	✓		✓		-	✓ ²⁾
Portugal	✓		✓		-	✓
Slowakei	✓ ⁴⁾		✓		-	✓
Slowenien	✓ ⁷⁾	✓	✓		✓	✓
Spanien	✓ ⁷⁾	✓	✓		✓	✓
Tschechien	✓	✓	✓		-	✓
Ungarn	✓		-		-	✓
Zypern	✓		✓		-	✓

¹⁾ Dänemark kombiniert Einspeisevergütungen (v.a. Windenergieanlagen < 25 kW, Biogasanlagen, Photovoltaik mit einem Bonusmodell für neue Windenergieanlagen, Biomasse, Biogas kombiniert mit anderen Brennstoffen (kein optionales Modell). Bei Windenergieanlagen ist zudem ein Systemdienstleistungs-Bonus möglich. Ergänzend werden Ausschreibungen für Windparks (Off-Shore) durchgeführt. Die Abnahmepflicht gilt nur für die mit einer Einspeisevergütung geförderten Technologien.

²⁾ Deutschland, Dänemark und Österreich sehen Erleichterungen für stromintensive Betriebe vor.

³⁾ Das deutsche Fördersystem beinhaltet bei Windenergie Boni für Systemdienstleistungen und für das „Repowering“ (Ersatz alter, kleinerer Anlagen durch modernere, grössere).

⁴⁾ In Estland und der Slowakei ist die Abnahmepflicht in der Höhe der Netzverluste begrenzt.

⁵⁾ Für Windkraft

⁶⁾ Für Photovoltaik

⁷⁾ Für den mit einer festen Einspeisevergütung geförderten Strom

Tabelle 7 Quelle: Klein et al. 2008; ergänzt durch Informationen aus Rathmann et al. 2010.

Die in den 19 EU-Ländern bestehenden Einspeisevergütungen können wie folgt charakterisiert werden (Klein et al. 2008, vgl. auch Tabelle 7):

- › Die Höhe der Einspeisevergütung wird in der Regel auf Basis technologiespezifischer Stromproduktionskosten bestimmt. In Portugal werden weitere Faktoren wie vermiedene CO₂-Emissionskosten, Einspeisezeit (Differenzierung der Tarife nach Tag und Nacht) und

die vermiedenen Netzverluste berücksichtigt. Die Einspeisevergütungen sind je Technologie und auch in den einzelnen Ländern unterschiedlich hoch.³⁶

- › Die finanzielle Unterstützung wird in der Regel für eine Dauer von 10 bis 15 Jahren garantiert. In Deutschland wird die Vergütung für die Dauer von 20 Jahren zugesichert. In Dänemark und Frankreich beträgt die garantierte Dauer der Vergütung nur bei einzelnen Technologien (z.B. Photovoltaik) 20 Jahre. Spanien gewährt für einzelne Technologien Einspeisetarife für die Dauer bis zu 25 Jahren (kleine Wasserkraftwerke und Photovoltaik).
- › Die meisten EU-Länder revidieren die Höhe der Einspeisevergütungen periodisch und berücksichtigen damit die durch technologische Entwicklungen erfolgten Kostenreduktionen. Portugal und Spanien nehmen Tarifierpassungen vor, wenn je nach Technologie landesweit definierte Kapazitäten erreicht sind. Deutschland hat bei der Photovoltaik in Abhängigkeit der jährlich neu installierten Kapazität eine flexible Tarifdegression eingeführt. Falls das Kapazitäts-Ziel übertroffen wird, erhöht sich die Vergütung um 1 Prozent. Falls nicht, wird die sie um 1 Prozent reduziert.
- › Die Einspeisevergütungen sind mit einer Abnahmepflicht für den Strom gekoppelt. In Estland und der Slowakei sind die Netzbetreiber nur verpflichtet, den Strom aus erneuerbaren Energien bis zur Höhe des Stromverlustes bei der Stromübertragung und -verteilung zu übernehmen.
- › Um unterschiedliche Produktionskosten verschiedener Anlagentypen je Technologie zu berücksichtigen, sind die technologiespezifischen Tarife mit wenigen Ausnahmen (Estland, Litauen, Ungarn) nach weiteren technischen Kriterien gestuft. Die Tarife werden in der Regel nach folgenden Kriterien differenziert:
 - › Standort der Anlage (bzw. Volllaststunden oder produzierte Strommenge je MW Kapazität): Z.B. Portugal, Dänemark, Frankreich, Zypern, Deutschland;
 - › Grösse der Anlage: In beinahe allen Ländern üblich;
 - › Brennstoff-Typ bei Biomasse- und Biogasanlagen: Österreich, Deutschland, Spanien und Portugal.
- › Die Einspeisevergütungen sollten möglichst Anreize zur technologischen Entwicklung und zu Kostenreduktionen enthalten. Neben der Berücksichtigung der Kostenreduktion neuer Anlagen durch eine Tarifierpassung können zusätzlich Anreize durch eine im Voraus definierte Degression der Tarife für neue Anlagen gesetzt werden. Dabei wird der Tarif für

³⁶ Die Vergütungen betragen für kleine Wasserkraftwerke 4.4 bis 10.8 € Cents/kWh, für Windkraft (On-Shore) 4.8 bis 14.9 € Cents/kWh, für Biomasseanlagen 5 bis 25 € Cents/kWh, für Biogasanlagen 5 bis 30 € Cents/kWh und für Photovoltaik zwischen 7 und über 50 € Cents/kWh (Stand: Oktober 2008).

neue Anlagen jährlich um einen gewissen Prozentsatz gesenkt. Neben Anreizen für technologische Fortschritte und Kostenreduktionen sind Tarif-Degressionen geeignet, das Risiko von Überkompensationen zu reduzieren. Tarifdeggressionen werden in Deutschland, Frankreich (für Windkraft) und in Italien (für Photovoltaik) eingesetzt.

- › Verschiedene Länder bieten zusätzliche Anreize für erwünschte Technologien und/oder Systemdienstleistungen an. Deutschland fördert beispielsweise die Stromproduktion zum Eigengebrauch, den Ersatz von alten, kleineren durch modernere, grössere Anlagen („Repowering“) und Systemdienstleistungen der Windkraft mit zusätzlichen Boni. Das Repowering wird auch von Dänemark und Spanien speziell über Boni gefördert. Mehrere Länder differenzieren ihre Tarife nachfrageorientiert nach Tageszeit oder Jahreszeit (Sommer/Winter), z.B. Portugal, Slowenien, Spanien und Ungarn.
- › Mehrere Länder (Spanien, Slowenien, Estland) verpflichten die Betreiber von Anlagen ab einer gewissen Kapazität, zur Systemstabilisierung die geplante und ins Netz einzuspeisende Strommenge vorherzusagen.
- › Die Finanzierung der Einspeisevergütung (bzw. der Bonusmodelle) erfolgt in den EU-Ländern über Umlagen auf die Stromkonsumenten in Abhängigkeit des Verbrauchs (pro kWh), wobei in Deutschland, Dänemark und Österreich besondere Regeln für stromintensive Betriebe gelten. Die Niederlande finanzieren die Einspeisevergütung über einen einheitlichen Zuschlag je Stromkonsument.

Bonusmodell

Sechs Länder fördern die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien mit dem Bonusmodell. Dabei bestehen folgende Unterschiede:

- › Spanien, Tschechien, Slowenien und Estland setzen das Bonusmodell optional zur Einspeisevergütung ein. Dabei können die Anlagebetreiber zwischen diesen beiden Instrumenten wählen.
- › Dänemark fördert gewisse Technologien mit Einspeisevergütungen, andere mit dem Bonusmodell (vgl. Tabelle 7).
- › Die Niederlande kennen ausschliesslich das Bonusmodell.

Die Vergütung nach dem Bonusmodell ergibt sich aus dem Marktpreis des Stromes und einem Bonus-Tarif. In Spanien, Dänemark und den Niederlanden wird der Bonus in Abhängigkeit des Marktpreises für Strom definiert. In Ländern, in denen das Bonusmodell optional

angeboten wird, ist die entsprechende Vergütung in etwa mit der Einspeisevergütung vergleichbar.

Bei den in Europa eingesetzten Bonusmodellen besteht keine Abnahmepflicht. Spanien, Tschechien und Slowenien ermöglichen bei der Wahl der Bonusoption den Verkauf des Stroms direkt auf dem Spotmarkt. In Dänemark sind die Betreiber von Windkraftanlagen verpflichtet, den Strom entsprechend dem Bonusmodell ohne Abnahmeverpflichtung zu verkaufen. Eine Alternative mit fester Einspeisevergütung und Abnahmepflicht besteht nicht.

Quotenregelungen mit handelbaren Zertifikaten

In Grossbritannien, Schweden, Polen, Italien, Rumänien und Belgien sind Quotenmodelle mit handelbaren Zertifikaten zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien eingeführt worden. In der Regel wird auf eine Differenzierung nach Anlagekategorien verzichtet. Entscheidende Parameter sind die Festlegung der Quotenhöhe und der Strafen für den Fall der Nichterfüllung der Quoten.

Anstelle einer vergleichenden Beschreibung der Merkmale der Quotenregelungen in den sechs Ländern stellen wir nachfolgend beispielhaft die Quotenregelungen Grossbritanniens und Schwedens dar.

Grossbritannien

Grossbritannien hat im April 2002 eine Quotenregelung („Renewables Obligation“, RO) mit handelbaren Zertifikaten („Renewables Obligation Certificates“, ROCs) eingeführt. Das heute geltende Modell zeichnet sich durch folgende Merkmale aus (vgl. Rathmann et al. 2010, Diekmann 2008):

- › Die Energieversorger werden verpflichtet, einen zunehmenden Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien bereitzustellen. Die Quote steigt von 9.7 Prozent im Jahr 2009/10 auf 15.4 Prozent im Jahr 2015/16. Die Quotenregelung gilt vorerst bis ins Jahr 2027. Es besteht keine Abnahmepflicht für den produzierten Strom.
- › Die Pflicht kann a) durch den Nachweis der entsprechenden Menge an handelbaren Zertifikaten, b) der Entrichtung einer Strafe, mit der sich ein Versorger von der Verpflichtung freikaufen kann („buy-out-price“) oder c) einer Kombination der beiden genannten Möglichkeiten erfüllt werden. Die Höhe der Strafe („buy-out-price“) definiert praktisch eine Obergrenze des Zertifikatspreises. Die Einnahmen aus den Strafen werden den Versorgern entsprechend den vorgewiesenen Zertifikaten zurückerstattet.

- › Die Zertifikate³⁷ werden den Betreibern von Anlagen zur Stromproduktion aus erneuerbaren Anlagen zugeteilt und können frei gehandelt werden. Mit Ausnahme von Biomasseanlagen, die kombiniert mit fossilen Energien betrieben werden, besteht keine Kapazitätsbeschränkung („cap“) bezüglich der mit dem Quotenmodell geförderten Anlagen.
- › Die britische Quotenregelung war ursprünglich technologieneutral konzipiert. Seit April 2009 werden die Gewichte der Zertifikate je MWh technologiespezifisch differenziert („Banding“).³⁸ Dies ermöglicht eine technologiespezifische Förderung und damit eine grössere Flexibilität: Für zukünftige und teurere Technologien wird mehr als ein Zertifikat pro MWh („banded-up“) für etablierte Technologien weniger als ein Zertifikat pro MWh („banded-down“) ausgegeben. Das „Banding“, d.h. die jeweiligen Gewichte der Zertifikate, soll periodisch überprüft und allenfalls angepasst werden.

Schweden

Auch Schweden fördert die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien seit Mai 2003 durch eine Quotenregelung mit handelbaren Zertifikaten. Das Quotemodell gilt für alle erneuerbaren Energien (bzw. Technologien) zur Stromproduktion bis mindestens bis Ende 2030. Die Quotenregelung Schwedens kann wie folgt charakterisiert werden (vgl. Rathmann et al. 2010):

- › Das schwedische Modell verpflichtet Energieversorger, Stromkonsumenten (proportional zum Stromverbrauch, -produktion, -import oder -verkauf im nordischen Strommarkt) und energieintensive Betriebe zur Erfüllung einer bestimmten Quote an Strom aus erneuerbaren Energien.
- › Die Quoten beziehen sich auf alle erneuerbaren Energien zur Stromproduktion (keine technologiespezifische Differenzierung), betreffen ausschliesslich neue Anlagen und sind bis zum Jahr 2030 definiert. Die Anlagen können höchstens 15 Jahre von der Förderung profitieren.
- › In den Jahren 2003/04 war die Strafe bei Nichterfüllung pro Zertifikat (bzw. pro MWh) in absoluter Höhe definiert. Damit sollten die Stromverbraucher vor sehr hohen Zertifikatspreisen geschützt werden. Seit 2005 ist die Strafe vom Zertifikatspreis abhängig (150 Prozent des gewichteten durchschnittlichen Zertifikatspreises einer Jahresperiode) und stellt somit keine absolute Preisobergrenze mehr dar.

³⁷ Ein Zertifikat entspricht 1 MWh Strom aus erneuerbaren Energien.

³⁸ Italien hat in seiner Quotenregelung ebenfalls ein technologiespezifisches „Banding“ eingeführt.

- › Zurzeit bezieht sich der Schwedische Zertifikathandel nur auf den im Inland produzierten Strom. Der Handel erfolgt durch bilaterale Vereinbarungen, vor allem zwischen Stromproduzenten und verpflichteten Akteuren (Energieversorger, Industrie, etc.). Schweden und Norwegen haben sich auf einen gemeinsamen Zertifikatmarkt für Strom aus erneuerbaren Energien geeinigt (ab 2012).

Entwicklungen und Trends

Die Fördersysteme der EU-Länder haben sich in den letzten Jahren dynamisch und kontinuierlich weiter entwickelt. Die Entwicklung ist Teil eines Lernprozesses. Basierend auf den Erfahrungen sollen die Fördersysteme möglichst wirksam und effizient ausgestaltet werden. In der Literatur (v.a. Rathmann et al. 2010) finden sich vielfältige Hinweise, dass der Optimierungsprozess noch nicht abgeschlossen ist. Einige Länder planen oder prüfen konkrete Verbesserungen an ihren Fördersystemen. Auch gemäss der Einschätzung der IEA (2008) zeigen die Erfahrungen, dass in vielen Ländern weiterer Optimierungsbedarf bei den gewählten Förderinstrumenten besteht.

Die Entwicklung der Fördersysteme in Europa weist auf folgende Trends hin:

1. Als Hauptinstrumente zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien haben sich die Einspeisevergütung und die Quotenregelung mit Zertifikathandel etabliert. Die Einspeisevergütung (teilweise ergänzt durch das Bonusmodell) ist in 19, die Quotenregelung in sechs EU-Ländern verbreitet. Ausschreibungen werden teilweise gezielt zur Förderung von Grossprojekten (v.a. Windparks und Biomasseanlagen) eingesetzt (vgl. Portugal). Krediterleichterungen, Steuervergünstigungen und Investitionsbeiträge werden mit einzelnen Ausnahmen (Finnland und Malta) ergänzend genutzt.
2. Mehrere EU-Länder kombinieren in ihren Förderstrategien verschiedene Instrumente. Erstens setzen einzelne Länder verschiedene Förderinstrumente je Technologie ein. Beispielsweise kombiniert Italien das Quotenmodell mit Einspeisetarife für kleinere Anlagen. Portugal, Dänemark und Frankreich fördern einzelne Technologien (v.a. Windkraft und Biomasseanlagen) gezielt mit Ausschreibungen. Zweitens ergänzen mehrere Länder ihr Hauptinstrument mit Investitionsbeiträgen für gewisse Anlagen (u.a. Griechenland und Zypern) oder mit Steuererleichterungen (z.B. Belgien, Spanien, Niederlande). Drittens bieten Spanien, Tschechien, Slowenien und Estland die Wahl zwischen einer Einspeisevergütung und einem Bonusmodell.
3. Die beiden Hauptinstrumente Einspeisevergütung (inkl. Bonusmodell) und Quotenregelung (inkl. handelbare Zertifikate) wurden in Europa kontinuierlich weiter entwickelt:

- › Spanien und Deutschland haben ihre Einspeisevergütungen aufgrund der Erfahrungen laufend angepasst und verfeinert. So hat Spanien das optionale Bonusmodell 2004 marktorientierter ausgestaltet und 2007 durch Ober- und Untergrenzen der technologiespezifischen Boni verfeinert. Deutschland hat 2009 u.a. die Degressionssätze angepasst und spezielle Boni (z.B. für Systemdienstleistungen und Repowering) sowie die Option des vergüteten Eigenverbrauchs von selbst erzeugtem Solarstrom eingeführt. Im Hinblick auf eine Weiterentwicklung des deutschen Fördersystems wird die Ergänzung der Einspeisevergütung durch ein optionales Bonusmodell diskutiert (vgl. Diekmann 2008, Sensfuss et al. 2007).
 - › Die Quotenregelungen sind ebenfalls weiterentwickelt worden. Grossbritannien und Italien haben ihre Modelle durch das „Banding“ technologiespezifisch ausgestaltet. Schweden hat die Höhe der Strafe und damit den oberen Preis der Zertifikate flexibler ausgestaltet.
4. In Europa bestehen verschiedene Initiativen zur Verstärkung der Kooperation zwischen den EU-Ländern. Zu nennen sind erstens die „International Feed-in Cooperation“ zwischen Spanien, Deutschland und Slowenien, die auf eine Optimierung der Einspeisevergütung durch Informations- und Erfahrungsaustausch abzielt³⁹, zweitens die Absicht von Schweden und Norwegen, einen bilateralen Zertifikatsmarkt für Strom aus erneuerbaren Energien zu etablieren (vgl. EC 2008).
5. Die Weiterentwicklung der beiden Hauptinstrumente Einspeisevergütung und Quotenregelung weisen auf eine gewisse Konvergenz der beiden Instrumente hin (vgl. auch IEA 2008, EC 2008):
- › Einerseits wurden die Fördersysteme weiterentwickelt und ergänzt, um eine technologiespezifische Förderung zu ermöglichen. Zu erwähnen sind die Ergänzung der Hauptinstrumente mit technologiespezifischen Instrumenten (Ausschreibungen und Einspeisevergütungen für kleinere Anlagen) sowie die Einführung technologiespezifischer Regelungen bei den Quotenmodellen („Banding“).
 - › Andererseits führt die Verbreitung der (optionalen) Bonusmodelle zu einer stärkeren marktorientierten Ausgestaltung der Einspeisevergütung und zu entsprechenden Anreizen für die Anlagenbetreiber, ihre Produktionskosten zu minimieren.

³⁹ Vgl. www.feed-in-cooperation.org.

4.2. EFFEKTIVITÄT UND EFFIZIENZ DER INSTRUMENTE

Nachfolgende Beurteilung der Instrumente zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in Europa bezieht sich in erster Linie auf die Analysen der Europäischen Kommission (vgl. v.a. EC 2008). Neben dem Zielerreichungsgrad werden die Angemessenheit der finanziellen Förderung sowie die Effektivität und die Effizienz der Instrumente entsprechend den von der Kommission verwendeten Indikatoren analysiert.

4.2.1. ZIELERREICHUNGSGRAD

Die Europäische Kommission beurteilt periodisch, inwieweit die EU-Mitgliedstaaten die im Jahr 2001 definierten nationalen Ziele für 2010 zur Stromproduktion aus erneuerbaren Energien erfüllen. Während einzelne Länder ihre Zielvorgaben im Jahr 2006 bereits erfüllten (Deutschland und Ungarn) oder zu einem grossen Teil erfüllten (Dänemark und Niederlande) standen viele Länder gemäss dem Fortschrittsbericht 2009 der Kommission (EC 2009) noch ganz am Anfang der Zielerreichung. Für die EU insgesamt weist die Kommission für 2006 einen Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromproduktion von 15.7 Prozent aus. Die Kommission geht davon aus, dass das Ziel eines Anteils von 21 Prozent bis 2010 ohne erhebliche zusätzliche Anstrengungen nicht erreicht werden kann.

In der Periode von 1998 bis 2006 verzeichnete die Stromproduktion aus Windenergie und aus fester Biomasse das grösste Wachstum (EC 2009). Ebenfalls von Bedeutung ist die Stromproduktion aus Kleinwasserkraft, die jedoch auf mehr oder weniger konstantem Niveau verharrt. Der Anteil dieser drei Technologien betrug im Jahr 2005 gemäss EC 2007 etwas über 80 Prozent der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne grosse Wasserkraftwerke). Das Wachstum der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien wurde bis 2006 von wenigen Mitgliedstaaten angetrieben (v.a. Deutschland, Spanien und Italien).

VERGLEICH VON FORTSCHRITTEN UND INSTRUMENTE IN EU-LÄNDERN			
Fortschritt im Hinblick auf die Ziele 2010	Einspeisevergütung (inkl. Bonusmodell*)	Quoten (mit Zertifikathandel)	Übrige Instrumente
☺	Dänemark*, Deutschland, Niederlande*		
☺	Irland, Luxemburg,	Belgien, Italien, Schweden	
☹	Österreich, Bulgarien, Zypern, Tschechien*, Estland*, Frankreich, Griechenland, Ungarn, Lettland, Litauen, Portugal, Slowakei, Slowenien*, Spanien*	Grossbritannien, Polen, Rumänien	Finnland, Malta

Fortschritt bei der Realisierung des Ziels: ☹ 0-33%, ☺ 34-66%, ☺ 67-100%

Tabelle 8 Quelle der Fortschrittsbewertung: EC 2009 (basierend auf Daten zum Jahr 2006).

Tabelle 8 stellt den Fortschritt der EU-Länder im Hinblick auf die Erreichung der Ziele 2010 in Bezug zu den eingesetzten Hauptförderinstrumenten. Vorsichtig interpretiert zeigt dieser Vergleich, dass

- › die Einspeisevergütung und die Quotenregelung wirksam waren;
- › die Einspeisevergütung in Ländern mit langjähriger Förderpraxis besonders wirksam waren;
- › kein klarer Zusammenhang zwischen der Wirksamkeit der Einspeisevergütung und dem Einsatz eines (optionalen) Bonusmodells zu erkennen ist;
- › sich die Einführung eines Quotenmodells bisher in Europa im Vergleich zur Einspeisevergütung als weniger erfolgreich erwiesen hat;
- › der Erfolg der Länder mit anderen Hauptinstrumenten (v.a. Steuererleichterungen und Investitionsbeiträge) bisher bescheiden ist.

4.2.2. EFFEKTIVITÄT UND EFFIZIENZ DER FÖRDERINSTRUMENTE

Bei der Beurteilung der Effektivität und der Effizienz der Instrumente zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien beziehen wir uns in erster Linie auf die Beurteilung der Europäischen Kommission. Ergänzend wird die Analyse der IEA (2008) beigezogen, die die Effektivität und die Kostenwirksamkeit der Fördersysteme verschiedener Länder vergleicht.

Die Kommission beurteilt die Förderinstrumente anhand folgender Kriterien und Indikatoren (EC 2008):

KRITERIEN UND INDIKTOREN ZU BEURTEILUNG DER FÖRDERINSTRUMENTE		
Kriterien	Indikatoren	Bemerkungen
Angemessenheit des finanziellen Anreizes	Vergleich der normierten Vergütungshöhe mit den langfristigen Grenzkosten der Produktion (in €/MWh) ¹⁾	Je besser die Vergütungshöhe die Produktionskosten decken, desto grösser ist die Anreizwirkung des Fördersystems. Liegt die Vergütungshöhe über den Kosten, weist dies auf Effizienzverluste bzw. höhere Risikoprämien hin.
Effektivität	Quotient der zusätzlichen Stromproduktion in einem Jahr und dem realisierbaren Potenzial bis 2020	
Effizienz	Erwartete Gewinne aus Sicht der Investoren	Die Kombination dieses Indikators mit der Effektivität eines Fördermodells weist darauf hin, ob die Wirkung v.a. auf finanzielle Anreize für die Investoren oder andere Faktoren zurückzuführen ist.

¹⁾ Die Europäische Kommission bezeichnet diesen Indikator als „Effizienzindikator“. Der Indikator erlaubt vor allem eine Beurteilung der Angemessenheit der Vergütungshöhe im Vergleich zu den Produktionskosten der Technologien.

Tabelle 9 Quelle: in Anlehnung an EC 2008.

Nachfolgende Beurteilung bezieht sich vor allem auf die Stromproduktion aus Windenergie (On-Shore) und fester Biomasse. Diese beiden Energieträger wiesen in den letzten 15 Jahren das stärkste Wachstum auf und sind neben der Kleinwasserkraft in Europa für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien am bedeutsamsten.

Die Beurteilung der Europäischen Kommission (EC 2008) basiert im Wesentlichen auf dem EU-Forschungsprojekt OPTRES (Ragwitz et al. 2007) und bezieht sich auf die Periode 1998 bis 2005 (bzw. teilweise 2006). Zu berücksichtigen ist, dass einige Länder ihre Förder-systeme in den Jahren 2005 bis 2010 angepasst haben, beispielsweise durch eine Erhöhung der Einspeisevergütung.

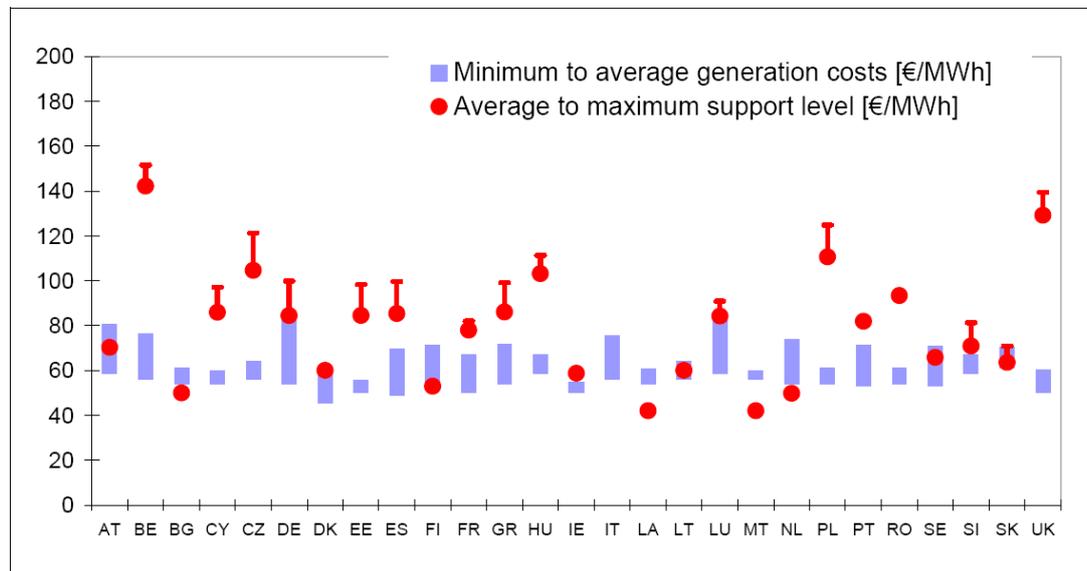
Windkraft (On-Shore)

Die Europäische Kommission (EC 2008) beurteilt die Angemessenheit, die Effektivität und die Effizienz der Förderung der Windkraft wie folgt:

Angemessenheit

Bei rund zwei Drittel der EU-Länder genügte die Förderung, um die Produktionskosten der Windkraftanlagen zu decken. In fünf Ländern war die Förderung jedoch (knapp) ungenügend (vgl. Figur 19).

WINDKRAFT (ON-SHORE): FÖRDERNIVEAUS UND PRODUKTIONS-KOSTEN



Förderniveau: Durchschnittliche auf 15 Jahre normierte Vergütungshöhe.

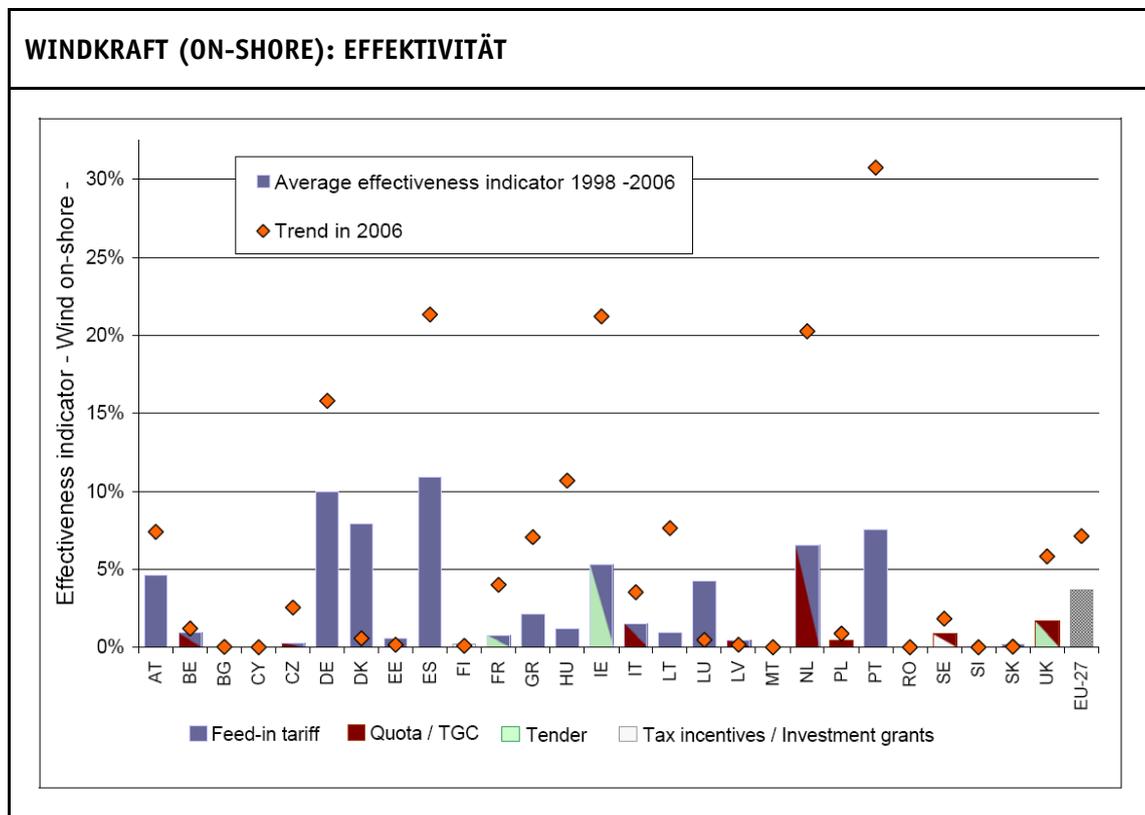
Produktionskosten: langfristige Grenzkosten der Produktion (minimale bis durchschnittliche Produktionskosten).

Figur 19 Quelle: EC 2008 (bzw. OPTRES, 2007).

Auffallend ist, dass die Vergütungshöhe (bzw. der Zertifikatspreis) in den meisten Ländern mit Quotenregelung (Grossbritannien, Belgien, Italien, Polen, Rumänien) im Vergleich zu den Produktionskosten deutlich höher waren. Begründet wird dies mit dem Entwicklungsstadium des Zertifikatsmarktes, der nicht technologiespezifischen Förderung der damaligen Quotenmodelle und den höheren Risikoprämien der Investoren (Held et al. 2006).

Effektivität

Zur Förderung der Windkraft erwiesen sich in der Periode 1998 bis 2006 die Einspeisevergütungen am wirksamsten (vgl. Figur 20)



Figur 20 Quelle: EC 2008 (bzw. OPTRES, 2007).

Die Europäische Kommission (EC 2008) beurteilt die Effektivität der verschiedenen Instrumente wie folgt (vgl. Figur 20):

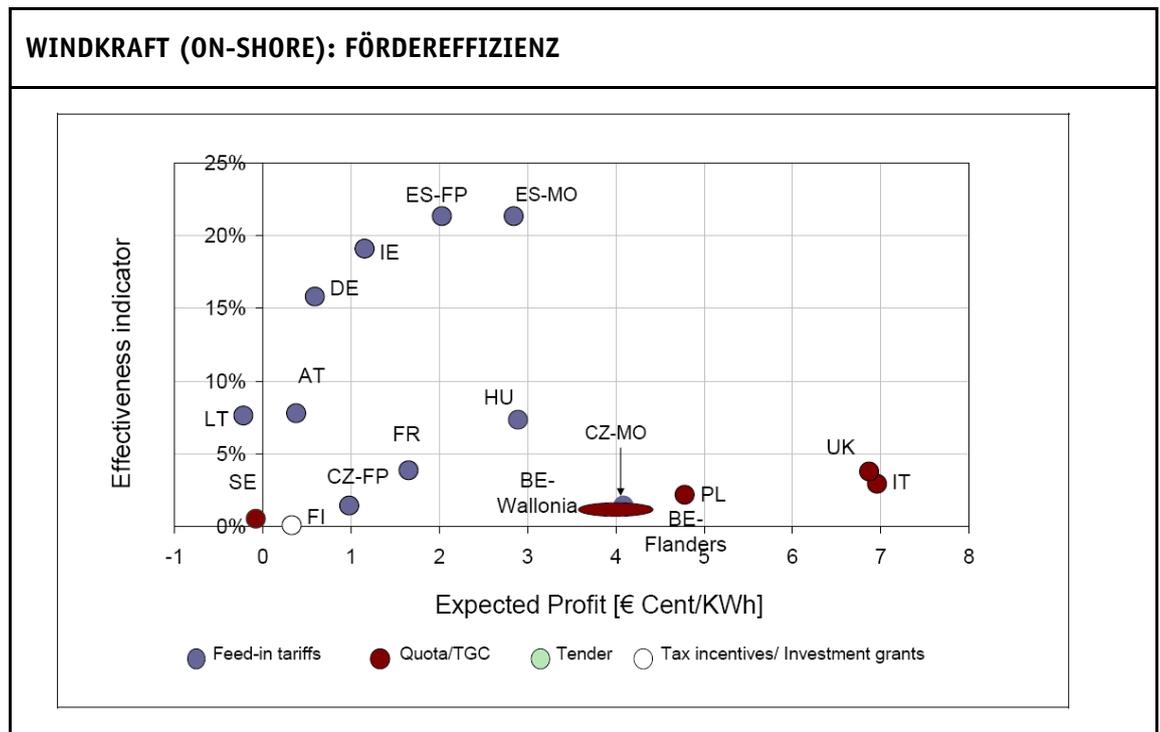
- › Die Einspeisevergütungen von Dänemark, Deutschland und Spanien erwiesen sich in der Periode 1998 bis 2006 am wirksamsten. Die vergleichsweise hohe Wirksamkeit⁴⁰ wird mit der hohen Investitionssicherheit der Einspeisevergütungen und den tiefen administrativen und regulatorischen Hemmnissen begründet.
- › Im Vergleich zu 2005 konnten im Jahr 2006 auch in Irland und Portugal bedeutende Fortschritte erzielt werden. Beide Länder setzen ebenfalls auf Einspeisevergütungen. In Irland führte der Wechsel von Ausschreibungen zur Einspeisevergütung im Jahr 2006 zu einer deutlichen Verbesserung der Wirksamkeit.
- › Die Beispiele Frankreichs und Griechenlands zeigen, dass die Wirksamkeit trotz ausreichender und stabiler Förderung mit Einspeisevergütungen aufgrund administrativer Hemmnisse tief bleiben kann.

⁴⁰ Effektivitätsindikator für die Periode 1998 bis 2006: durchschnittlich zwischen 7 Prozent und 11 Prozent.

› Die Länder mit Quotenregelungen (Grossbritannien, Belgien, Italien, Schweden, Rumänien) wiesen vergleichsweise tiefe Effektivitätsindikatoren auf. Die Kommission begründet dies am Beispiel von Schweden damit, dass die nicht technologiespezifisch ausgestalteten Quotenmodelle vor allem vergleichsweise günstige Technologien (z.B. Biomasse) begünstigen.⁴¹

Effizienz

Festzustellen ist, dass die durchschnittliche Förderhöhe (Förderkosten pro produzierte kWh Strom) der Länder mit wirksamen Einspeisevergütungen (Deutschland, Spanien und Dänemark) im Vergleich zu den weniger wirksamen Quotenmodellen von Grossbritannien, Belgien, Italien und Polen tiefer war (vgl. Figur 19 und IEA 2008). Dies deutet darauf hin, dass die Einspeisevergütungen dieser Länder im Vergleich zu den Quotenmodellen deutlich fördereffizienter waren.



Figur 21 Quelle: EC 2008 (bzw. OPTRES, 2007).

41 Die IEA (2008) führt als weitere Gründe hohe nicht-ökonomische Hemmnisse und Schwierigkeiten in der Konzeption („Design“) der Zertifikatssysteme an.

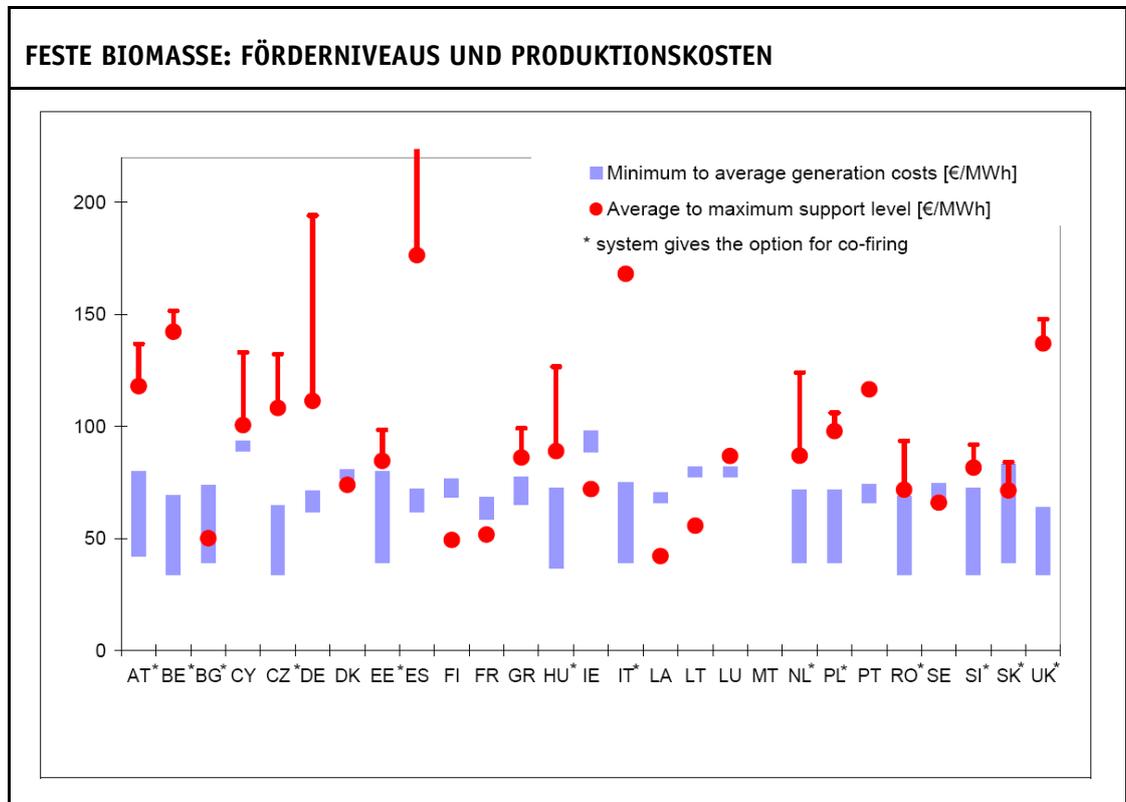
Die Analyse der Attraktivität der Förderung für den Investor bestätigt dieses Ergebnis. Figur 21 zeigt, dass gut konzipierte Einspeisevergütungen im Jahr 2006 wirksam und mit vergleichsweise tiefen Gewinnen für die Investoren verbunden waren. Eine Ausnahme stellt Frankreich dar. Gemäss der Kommission (EC 2008) wurde die Verbreitung von Windkraftanlagen in Frankreich von bedeutenden administrativen Hemmnissen behindert. Die vergleichsweise hohen Investorengewinne des spanischen Fördermodells erklärt die Kommission durch die vergleichsweise tiefen Produktionskosten.

Die damaligen Quotenregelungen erwiesen sich mit vergleichsweise hohen Gewinnen für die Investoren als wenig wirksam. Im Urteil der Kommission (EC 2008) resultierten die hohen Gewinne insbesondere von den volatilen Zertifikatspreisen, die zu einem höheren Investitionsrisiko führten. Gemäss der Kommission ist zu berücksichtigen, dass die Quotenregelungen neue Instrumente darstellten und nicht klar war, wie sich die Zertifikatspreise entwickeln würde.

Feste Biomasse

Angemessenheit

Die Vergütungen (bzw. die Zertifikatspreise) waren in mehr als zwei Drittel der EU-Länder ausreichend, um die Produktionskosten der Biomasseanlagen zu decken (vgl. Figur 22).

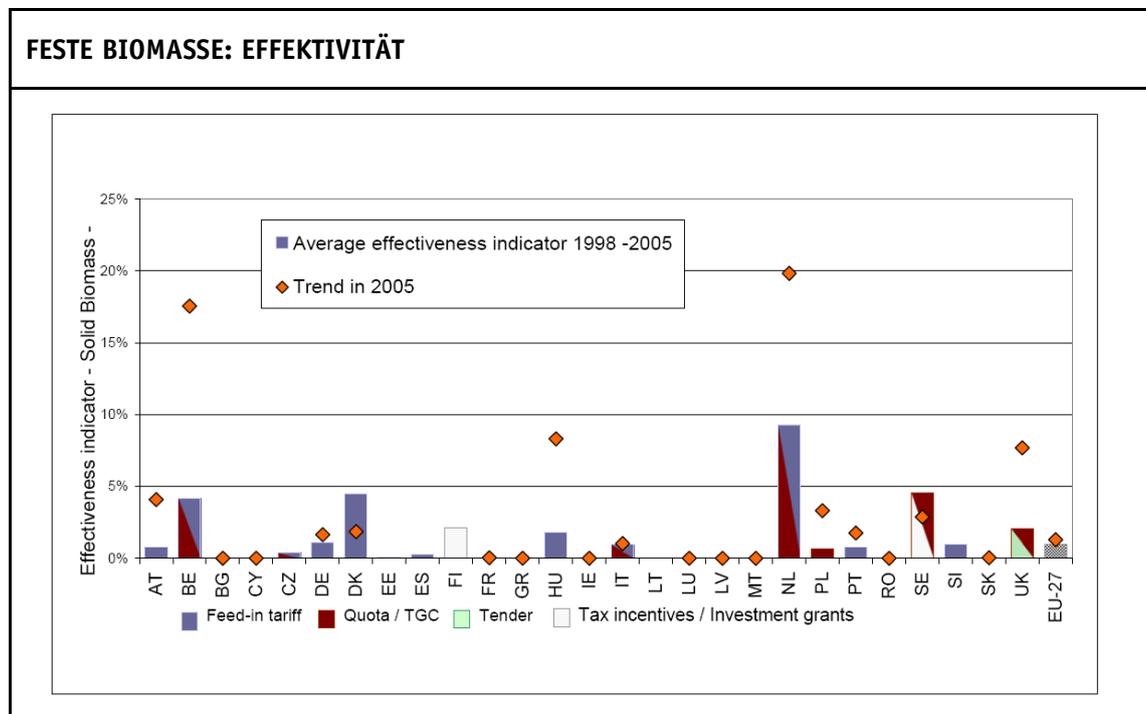


Figur 22 Quelle: EC 2008 (bzw. OPTRES, 2007).

Wiederum zeigt sich, dass die Zertifikatspreise in mehreren Ländern mit Quotenregelung (Grossbritannien, Italien, Belgien und Polen) deutlich höher waren als die durchschnittlichen Produktionskosten.

Effektivität

In der Förderung der Stromproduktion aus Biomasse erwiesen sich in der Periode 2000 bis 2005 verschiedene Instrumente als wirksam (vgl. Figur 23):



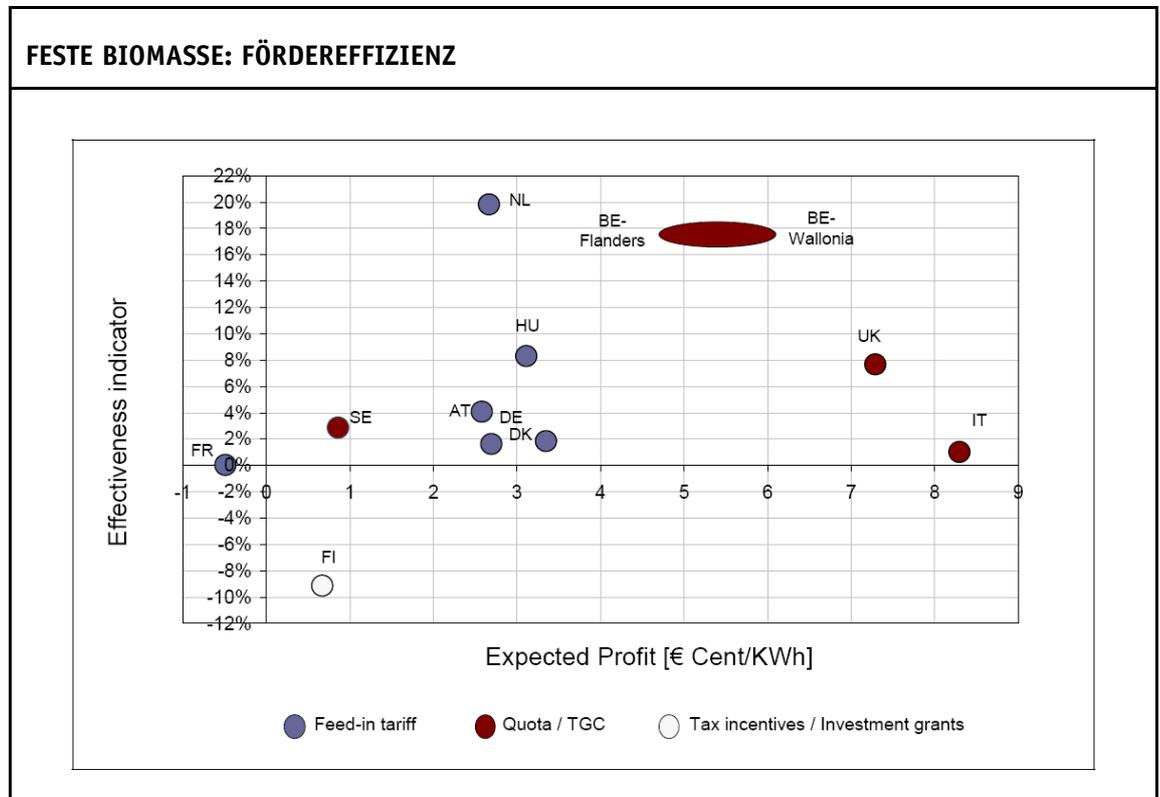
Figur 23 Quelle: EC 2008 (bzw. OPTRES, 2007).

Die höchsten Effektivitätsindikatoren⁴² erzielten die Niederlande (Einspeisevergütung), Schweden und Belgien (Quotenregelung) sowie Dänemark (Einspeisevergütung). Da die Biomasse in einigen Ländern die günstigste erneuerbare Energie zur Stromproduktion ist, ziehen insbesondere nicht technologiespezifische Fördersysteme wie Steuererleichterungen und Quotenregelungen Investitionen in diesem Bereich an.

Effizienz

Der Vergleich der Förderhöhe der Länder mit den wirksamsten Förderinstrumenten zeigt, dass Einspeisevergütungen (Niederlande und Dänemark) und Quotenregelungen (Schweden) fördereffizient waren (vgl. Figur 22 und IEA 2008). Die Quotenregelungen Grossbritanniens und Belgiens erwiesen sich jedoch aufgrund der vergleichsweise hohen Zertifikatspreise als weniger effizient.

42 In der Periode 1998 bis 2005 durchschnittlich zwischen 4 Prozent und 9 Prozent.



Figur 24 Quelle: EC 2008 (bzw. OPTRES, 2007).

Die Europäische Kommission (EC 2008) interpretiert den Vergleich der Wirksamkeit der Förderinstrumente mit den erwarteten Gewinnen der Investoren (vgl. Figur 24) wie folgt:

- › Die meisten Länder mit Einspeisevergütungen wiesen im Jahr 2005 mit Ausnahme von den Niederlanden und Ungarn ein geringes Wachstum der Stromproduktion aus fester Biomasse auf. Die erwarteten Gewinne der Investoren waren jedoch vergleichsweise tief. Das niederländische Modell wies im Jahr 2005 die beste Kostenwirksamkeit auf.
- › Unter Berücksichtigung, dass das Wachstum der Stromproduktion aus fester Biomasse in Belgien im Jahr ausnahmsweise sehr hoch war, war unter den Ländern mit Quotenregelungen einzig das schwedische Modell mit tiefen Investorengewinnen verbunden. Die Quotenmodelle Grossbritanniens und Italiens führten zu deutlich höheren Gewinnen für die Investoren. Wiederum ist gemäss der Kommission zu berücksichtigen, dass die Quotenregelungen vergleichsweise neue Instrumente darstellten, die sich in Entwicklung befanden.

Biogas

Die Stromerzeugung aus Biogas entwickelte sich in der Periode 1998 bis 2006 nur moderat. Gemäss der Europäischen Kommission (EC 2008) war die Vergütungshöhe in mehr als zwei

Drittel der EU-Länder nicht ausreichend zur Deckung der Produktionskosten oder lag an deren unteren Ende. Neben Deutschland und Österreich mit vergleichsweise hohen Tarifen zur Förderung kleiner Anlagen wiesen die Quotenmodelle Grossbritanniens, Italiens und Belgiens hohe Kosten (bzw. Zertifikatspreise) auf.

Die Wirksamkeit der Förderung von Biogasanlagen war in der Periode 1998 bis 2006 vergleichsweise tief. Am wirksamsten erwiesen sich die Einspeisevergütungen von Österreich, Dänemark, Deutschland, Griechenland und Luxemburg sowie die Fördersysteme in Grossbritannien (bis 2003 Ausschreibungen, anschliessend Quotenregelung). Der Vergleich der durchschnittlichen Förderhöhen in diesen Ländern deutet darauf hin, dass die Einspeisevergütungen (mit Ausnahme von Deutschland und Österreich) im Vergleich zur Quotenregelung fördereffizienter waren.

Kleinwasserkraftwerke

Die Produktionskosten und die Förderung von kleinen Wasserkraftwerken unterscheiden sich in den EU-Ländern. Gemäss der Europäischen Kommission (EC 2008) genügte die Förderung der Länder mehrheitlich, um die Kosten der Kleinwasserkraftwerke zu decken.

Die Fördersysteme Deutschlands und Griechenlands (Einspeisevergütungen) sowie Polens (Quotenmodell) erwiesen sich in der Periode 1998 bis 2005 am wirksamsten. Der Vergleich der Förderniveaus mit der Wirksamkeit verschiedener Länder deutet darauf hin, dass die Einspeisevergütungen im Vergleich zum Quotenmodell (Polen) fördereffizienter waren.

Photovoltaik

Die Förderung der Photovoltaik war gemäss Kommission (EC 2008) in den meisten Mitgliedstaaten im Vergleich zu den Produktionskosten zu tief. Obwohl Deutschland, Italien, Portugal und Spanien nach Ansicht der Kommission gute und stabile Fördermodelle aufwiesen, konnte nur in Deutschland ein bedeutendes Wachstum der Photovoltaik erzielt werden. Die Kommission führt dies u.a. darauf zurück, dass die Fördermodelle in den anderen Ländern vergleichsweise neu waren.

Im Urteil der IEA (2008) erwies sich die deutsche Einspeisevergütung als sehr wirksam, führte jedoch zu hohen Kosten (USD 0.65/kWh im Jahr 2005).

Windkraft (Off-Shore)

Zur Förderung von Windparks hat sich gemäss der Kommission (EC 2008) insbesondere das neue dänische Ausschreibungsmodell als wirksam erwiesen.

4.2.3. FAZIT

Aufgrund der Erfahrungen der EU-Länder in den Jahren 1998 bis 2005 (bzw. 2006) können die Instrumente zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien zusammenfassend wie folgt beurteilt werden:

1. Die Erfahrungen zeigen, dass die Einspeisevergütung und die Quotenregelung wirksam sein können. Die weiteren Förderinstrumente wie Steuererleichterungen und Investitionsbeiträge zeigten als Hauptinstrumente eingesetzt, vor allem bei der vergleichsweise günstigen Stromproduktion aus fester Biomasse Wirkungen.
2. Tendenziell ist die Einspeisevergütung in den Jahren 1998 bis 2005 im Vergleich zur Quotenregelung als wirksamer zu beurteilen. Während sich die Einspeisevergütung bei allen Technologien als wirksam erwies, waren lediglich die Quotenmodelle Schwedens und Belgiens (feste Biomasse), Grossbritanniens (Biogas) und Polens (Kleinwasserkraftwerke) wirksam.
3. Bei den EU-Ländern mit wirksamen Förderinstrumenten erwies sich die Einspeisevergütung mit Ausnahme des Quotenmodells Schwedens zur Förderung der festen Biomasse als fördereffizienter.
4. Die vergleichsweise hohe Wirksamkeit von gut konzipierten Einspeisevergütungen wird insbesondere mit der hohen Investitionssicherheit und tiefen administrativen sowie regulatorischen Hemmnissen begründet (vgl. Einspeisevergütungen Dänemarks, Deutschlands und Spaniens zur Förderung der Windkraft).
5. Die geringere Wirksamkeit und die schlechtere Effizienz der Quotenregelung können vor allem auf die nicht technologiespezifische Ausgestaltung der damaligen Fördermodelle und die geringen Erfahrungen mit diesem Instrument zurückgeführt werden:
 - › Die nicht technologiespezifische Ausgestaltung der Modelle führte zu einer Benachteiligung teurer Technologien (z.B. Windkraft).
 - › Die Quotenregelungen waren vergleichsweise neue Instrumente, was zu entsprechenden Marktunsicherheiten, Investitionsrisiken, höheren Risikoprämien und Zertifikatspreisen führte.
6. Die unterschiedliche Wirksamkeit der einzelnen Förderinstrumente kann auch auf bedeutende administrative sowie weitere Hemmnisse hinweisen. Beispielsweise wird die geringe Wirksamkeit der an sich angemessenen Einspeisevergütung Frankreichs explizit auf hohe administrative Hemmnisse zurückgeführt.

4.3. LEHREN UND EMPFEHLUNGEN

Nachfolgend stellen wir die Lehren („Lessons learned“) und Empfehlungen dar, die aufgrund der europäischen Erfahrungen mit der Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien gezogen bzw. formuliert wurden. Wir beziehen uns insbesondere auf die Berichte der Europäischen Kommission (EC 2008, EC 2005), die Analyse der IEA (2008), die Ergebnisse der europäischen Forschungsprojekts, insbesondere OPTRES (Ragwitz et al. 2007) und die Arbeiten im Rahmen der internationalen Kooperation zur Verbesserung der Einspeisevergütungen (Klein et al. 2008).

4.3.1. GENERELLES

Instrumentendiskussion (Einspeisevergütung vs. Quotenregelung)

Im Urteil der Europäischen Kommission und der IEA hängt der Erfolg der Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien nicht primär vom gewählten Förderansatz ab. Aufgrund der europäischen Erfahrungen hat sich weder die Einspeisevergütung noch die Quotenregelung als „Gewinner“ erwiesen:

- › Obwohl sich in Europa gut konzipierte Einspeisevergütungen tendenziell als wirksamstes und effizientestes Instrument erwiesen haben, können im Urteil der Kommission (EC 2008) beide Hauptinstrumente durch eine gute Konzeption wirksam und effizient ausgestaltet werden. Die Kommission weist darauf hin, dass vor allem die Quotenregelung mit handelbaren Zertifikaten erst seit kurzer Zeit angewendet werden und in vielen Ländern bei beiden Instrumenten ein Optimierungsbedarf besteht.
- › Nach Ansicht der IEA (2008) ist die Diskussion zwischen der Einspeisevergütung und der Quotenregelung überholt und teilweise irreführend. Beide Instrumente weisen gemäss IEA je nach länder- und technologiespezifischen Faktoren Stärken und Schwächen auf. Entsprechend besteht im Urteil der IEA eine breite Bandbreite von Fördersystemen, die an die jeweiligen länder- und technologiespezifischen Faktoren angepasst werden und damit wirksam und effizient sein können.

Erfolgsfaktoren und Hemmnisse

Die Erfahrungen zeigen gemäss der Europäischen Kommission (EC 2008) und der IEA (2008), dass die Stabilität des Fördersystems, eine gute Konzeption der Förderinstrumente und die Beseitigung nicht-ökonomischer Hemmnisse zentrale Schlüsselfaktoren für den Erfolg aller Fördersysteme sind:

- › Die Stabilität ist im Urteil der Kommission ein entscheidendes Merkmal eines wirksamen Fördersystems. Langfristige Ziele und entsprechend konzipierte Fördersysteme reduzieren Unsicherheiten und erhöhen die Investitionsbereitschaft der Investoren. Die Fördersysteme sollten so konzipiert sein, dass sie unnötige Marktrisiken so gering wie möglich halten. „Stop-and-go“-Regelungen ohne längerfristig gesicherte Mittelausstattung, eine ungenügende Intensität und Kontinuität der Förderpolitik sowie eine ungenügende Liquidität auf Zertifikatsmärkten erweisen sich in der Einschätzung der Kommission als nachteilig für die Entwicklung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien. Die IEA weist ebenfalls auf die Bedeutung langfristiger Ziele zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien hin.
- › Eine gute Konzeption der Förderinstrumente mit präzisen Kriterien und die kontinuierliche Optimierung der Instrumente ist nach Ansicht der IEA ebenfalls ein zentraler Erfolgsfaktor. Sowohl die Einspeisevergütung als auch die Quotenregelung (mit handelbaren Zertifikaten) können so konzipiert werden, dass sie wirksam und effizient sind. In diesem Zusammenhang weist die IEA auf Tendenzen zur Konvergenz der beiden Instrumente hin (vgl. auch Kapitel 4.1). Die Europäische Kommission betont, dass in vielen Mitgliedsstaaten ein Optimierungsbedarf bei den Fördersystemen besteht. Verbesserungspotenziale werden bei den einzelnen Instrumenten („adopting best practices“) und in der länderspezifischen Kombination verschiedener Instrumente gesehen.
- › Gemäss der Europäischen Kommission und der IEA bestehen nach wie vor gewichtige nicht-ökonomische Hemmnisse, die die Verbreitung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien massgeblich behindern. Genannt werden vor allem administrative, netzspezifische und regulatorische Hemmnisse sowie Informations- und Ausbildungsdefizite und soziale Hemmnisse. Im Urteil der IEA haben diese Hemmnisse in vielen Ländern die Wirksamkeit der Fördersysteme reduziert und die Förderkosten in die Höhe getrieben. Die Kommission betont bei den administrativen Hemmnissen komplexe Verwaltungsstrukturen, lange Verfahren und die ungenügende Berücksichtigung erneuerbarer Energien in der Raumplanung. Bei den Fragen des Netzzugangs wird die Sicherstellung des Netzzugangs zu vernünftigen und transparenten Preisen gefordert. Erforderlich sind nach Ansicht der Kommission insbesondere transparente Regelungen für die Kostenübernahme und -teilung der erforderlichen Netzinvestitionen.

Empfehlungen zu den Fördersystemen

Basierend auf den Erfolgsfaktoren und den Hemmnissen hat die IEA fünf fundamentale Grundsätze für die Konzeption der Politik zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien formuliert (IEA 2008):

1. Beseitigung der nicht-ökonomischen Hemmnisse (administrative Hürden, Hemmnisse im Netzzugang, schlechte Regulation des Elektrizitätsmarkts, Informations- und Ausbildungsdefizite, ungenügende soziale Akzeptanz) zur Verbesserung der Marktmechanismen und der Wirksamkeit der Fördersysteme.
2. Notwendigkeit eines vorhersehbaren und transparenten Fördersystems, um Investitionen anzuziehen.
3. Einführung ökonomischer Anreize, die im Laufe der Zeit abnehmen. Damit sollen technologische Innovationen gefördert und die Entwicklung der Marktfähigkeit der Technologien unterstützt werden.
4. Entwicklung und Einführung angemessener und technologiespezifischer Förderanreize, die insbesondere den Entwicklungsgrad der Technologien berücksichtigen. Dies soll die Ausschöpfung des grossen Potenzials verschiedener erneuerbarer Energien im Zeitablauf ermöglichen.
5. Berücksichtigung des Einflusses einer bedeutenden Verbreitung der erneuerbaren Energien zur Stromproduktion auf das gesamte Energiesystem (insbesondere in liberalisierten Märkten) im Hinblick auf die insgesamt Kosteneffizienz und die Systemstabilität.

Basierend auf den Erfahrungen in europäischen Ländern sind im Rahmen von OPTRES folgende generelle Empfehlungen zur Konzeption von Fördersystemen erarbeitet worden (vgl. Ragwitz et al. 2007):

- › Eine kontinuierliche und langfristige Förderpolitik ist für einen stabilen Planungshorizont der Investoren, die Reduktion der Investitionsrisiken und der entsprechenden Risikoprämien von grosser Bedeutung.
- › Das Fördersystem sollte auf die Ausschöpfung des Potenzials aller kurz- und längerfristig relevanten erneuerbaren Energien ausgerichtet sein.
- › Zur Förderung eines breiten Portfolios erneuerbarer Energien und zur Minimierung der Gewinne der Investoren sollten die Förderinstrumente technologiespezifisch konzipiert werden.

- › Die Förderinstrumente sollten sorgfältig konzipiert werden. Die finanzielle Förderung einer Anlage sollte garantiert werden, sich jedoch auf einen definierten Zeitraum beschränken. Im Sinne einer „Daumenregel“ wird eine Dauer von 15 Jahren empfohlen.
- › Bei der Instrumentenwahl und deren Ausgestaltung sollten auch dynamische Aspekte berücksichtigt werden. Wichtige Aspekte sind insbesondere
 - › die technologische Diffusion aufgrund von Änderungen bei bestehenden nicht-ökonomischen Hemmnissen im Zeitverlauf,
 - › abnehmende Produktionskosten, die geringere finanzielle Anreize erforderlich machen,
 - › nicht-lineare dynamische Bestimmung von Zielen und Quoten,
 - › Änderungen des Marktstrompreises.
- › Bestehende nicht-ökonomische Hemmnisse, die der Verbreitung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien entgegen stehen, sollten konsequent beseitigt werden.

4.3.2. EINZELNE INSTRUMENTE

Einspeisevergütung

Im Rahmen von OPTRES (Ragwitz et. al 2007) sind folgende Empfehlungen zur möglichst wirksamen und effizienten Ausgestaltung der Einspeisevergütung erarbeitet worden:

- › Zur Sicherstellung der Kontinuität und einer langfristigen Förderpolitik sollten die Einspeisevergütung mit langfristigen Zielen gekoppelt und über einen ausreichend langen Zeitraum garantiert werden. Die Vergütungen für neue Anlagen sollten unter Berücksichtigung der politischen Ziele und der Kostenentwicklung periodisch überprüft und revidiert werden.
- › Die Vergütungen sollten nach Technologien differenziert werden und die technologiespezifischen Produktionskosten decken. Die Vergütungen sollten sicher stellen, dass die politischen Ziele erreicht werden. Neben der Ausschöpfung kostengünstiger Technologien sollten auch Technologien gefördert werden, die noch nicht marktreif sind, aber über hohe Potenziale verfügen. Die entsprechenden Erfahrungen führen zukünftig zu Kostenreduktionen.
- › Die Einspeisevergütung sollte mit einer Abnahmepflicht zur Sicherstellung des Absatzes des produzierten Stroms gekoppelt werden. Eine Prognosepflicht kann die Integration des Stroms ins Netz verbessern.

- › Das Bonusmodell kann dadurch, dass die Stromanbieter den produzierten Strom direkt am Markt verkaufen müssen, im Vergleich zu einer festen Einspeisevergütung zu einer stärkeren Marktorientierung führen. Zudem ermöglicht das Bonusmodell, den produzierten Strom nachfrageabhängig einzuspeisen. Abhängig von der konkreten Ausgestaltung können die Bonusmodelle im Vergleich zu den festen Vergütungen zu höheren Risikokosten führen. Durch eine Ausgestaltung des Bonus in Abhängigkeit des Strompreises (Indexierung des Bonus entsprechend dem Spot-Preis, um Strompreisschwankungen abzufedern) kann dieser Nachteil jedoch vermieden werden
- › Eine Degression der Vergütungen (jährliche Reduktion der Vergütungshöhe für neue Anlagen um einen gewissen Prozentsatz) setzt Anreize für Kostenreduktionen und technologische Fortschritte.
- › Zur Förderung verschiedener Anlagen nach Grösse und Standorten können die Vergütungen gestuft werden.
- › Zur Erreichung weiterer politischer Ziele (z.B. Repowering bei Windenergieanlagen, nachfrageorientierte Einspeisung des Stroms) können ergänzende Boni eingesetzt werden. Ergänzende Boni sollten jedoch nur eingesetzt werden, wenn die Transparenz des Fördersystems nicht verringert und der Nutzen höher gewichtet wird als die zusätzlichen administrativen Kosten.

Quotenregelung (mit handelbaren Zertifikaten)

Aufgrund der Analyse von „Best-Practice“-Beispielen formuliert OPTRES (Ragwitz et al. 2007) folgende Empfehlungen zur Konzeption von Quotenregelungen:

- › Langfristige Quoten-Ziele ermöglichen langfristige Planungshorizonte und eine entsprechende Investitionssicherheit für Investoren. Damit können zu hohe Risikoprämien und entsprechend hohe Zertifikatspreise vermieden werden.
- › Da die Höhe der Quoten einen wichtigen Einfluss auf die Zertifikatspreise und den Mix an geförderten Technologien haben, sollte die Zielerreichung laufend überprüft und bei Bedarf angepasst werden.
- › Um die Marktfunktion zu sicherzustellen, sollten eine hinreichende Marktliquidität und Wettbewerb auf dem Zertifikatsmarkt gewährleistet werden. Da grössere im Vergleich zu kleineren Märkten liquider sind, sollten die Quotenregelungen mittelfristig auf einen internationalen Markt ausgerichtet sein. In kleinen Märkten besteht zudem die Gefahr der Konzentration von Marktmacht (Beispiel Belgien), was zu Einschränkungen der Marktfunktion führen kann.

- › Die Höhe der Strafzahlung bei Nichterfüllung sollte angemessen sein, d.h. über den Grenzkosten der Produktion liegen. Da die Zertifikatspreise volatil sind, sollte die Strafzahlung an den Zertifikatspreis gebunden werden (Faktor x mal Zertifikatspreis). Damit kann verhindert werden, dass die Strafzahlung zu nahe am Zertifikatspreis oder sogar darunter liegt.
- › Bei Technologien, die noch nicht marktreif sind, sollte eine Minimalvergütung garantiert werden. Damit können Unsicherheiten, Marktrisiken und entsprechende Risikoprämien reduziert werden.
- › Um verschiedene Technologien zu fördern, sollte das Quotenmodell technologiespezifisch ausgestaltet werden. Möglich sind eine zusätzliche finanzielle Unterstützung für weniger reife Technologien, eine unterschiedliche Gültigkeitsdauer je Technologien, technologiespezifische Multiplikatoren für die Zertifikate („Banding“) oder Subquoten.

Ausschreibungen

Die europäischen Erfahrungen zeigen, dass sich Ausschreibungen als Kern einer Förderstrategie nicht bewährt haben und durch andere Hauptinstrumente ersetzt wurden. Neben vergleichsweise hohen Transaktionskosten und Marktunsicherheiten wird die vergleichsweise geringe Effektivität von Ausschreibungen jedoch auch mit nicht-ökonomischen Hemmnissen (administrative Hürden und Schwierigkeiten beim Netzzugang) begründet.

Ausschreibungen werden heute ergänzend zur Förderung bestimmter Technologien eingesetzt (vgl. Kapitel 4.1.). Ergänzende Ausschreibungen eignen sich vor allem, um knappe Nutzungsmöglichkeiten (z.B. Off-Shore-Standorte) auf potenzielle Investoren aufzuteilen (Diekmann 2008). Die Ausschreibungen können insbesondere auch mit umwelt- und raumplanerischen Anforderungen verknüpft werden.

In Portugal werden mit den ergänzend zur Einspeisevergütung durchgeführten Ausschreibungen Grossprojekte (Windparks und Biomasse) gefördert. Damit sollen für die Investoren bestehende Hemmnisse (Netzintegration und langwierige Genehmigungsverfahren) vermindert und die Planungssicherheit erhöht werden. Gleichzeitig verfolgt Portugal mit den Ausschreibungen auch industriepolitische Ziele (Diekmann 2008).

Zu Ausschreibungen lassen sich folgende allgemeine Empfehlungen formulieren (vgl. Ragwitz et al. 2006):

- › Ausschreibungen sollten auf vorhersehbare Weise erfolgen. Die Kontinuität von Ausschreibungen sollte gewährleistet sein.

- › Ausschreibungen sollten technologiespezifisch durchgeführt werden und eine hinreichende Kapazität umfassen. Sind die ausgeschriebenen Kapazitäten zu gering, nehmen die Transaktionskosten zu. Bei zu grossen ausgeschriebenen Kapazitäten steigen die Möglichkeiten von strategischem Verhalten.
- › Die Ausschreibungen sollten auf andere Politikfelder (z.B. Raumplanungspolitik) abgestimmt sein.
- › Über eine Strafzahlung bei Nichtrealisierung von Projekten sollte sicher gestellt werden, dass keine unverhältnismässig niedrigen Angebote eingereicht werden.

5. FÖRDERUNG IN DER SCHWEIZ

Kapitel 5 stellt das in der Schweiz eingesetzte Förderinstrument dar und diskutiert ausgewählte Rahmenbedingungen im Hinblick auf einen wirksamen und effizienten Instrumenteneinsatz zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien:

- › Welche Hemmnisse und Herausforderungen bestehen im Hinblick auf den Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in der Schweiz? Welche politischen Rahmenbedingungen sind für einen effektiven und effizienten Einsatz der Förderinstrumente erforderlich?
- › Welche Bedeutung hat der freiwillige Markt für Strom aus erneuerbaren Energien in der Schweiz? Wie wirken sich die Förderinstrumente auf den freiwilligen Markt aus? Inwiefern eignen sich die Instrumente für eine Kombination mit dem freiwilligen Markt?
- › Inwiefern können mit den Förderinstrumenten Anreize betreffend Ausgleich von Produktions- oder Konsumschwankungen (bzw. Beiträge zur Netzstabilität) geleistet werden?

5.1. KOSTENDECKENDE EINSPEISEVERGÜTUNG (KEV)

Im März 2007 hat sich das Parlament mit der Revision des Energiegesetzes (EnG) das Ziel gesetzt, die jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gegenüber dem Stand des Jahres 2000 um mindestens 5'400 GWh zu erhöhen. Als Hauptinstrument zur Erreichung dieses Ziels hat das Parlament per 1. Januar 2009 die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) eingeführt.

Merkmale der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV)

Die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) zeichnet sich durch folgende Kernelemente aus:

- › Technologiespezifische Vergütung: Die KEV ist für die Stromproduktion aus Wasserkraft (bis 10 MW), Photovoltaik, Windenergie, Geothermie und Biomasse sowie Abfälle aus Biomasse vorgesehen. Für jede Technologie wurden aufgrund von den im Erstellungsjahr geltenden Gestehungskosten von Referenzanlagen, die der jeweils effizientesten Technologie entsprechen, Vergütungstarife definiert. Die Tarife werden pro Technologien, Anlagekategorien und Leistungsklassen differenziert berechnet und festgelegt. Die Vergütungsdauer beträgt je nach Technologie 20 bis 25 Jahre.
- › Abnahmepflicht, Erschliessungskosten und Spitzenlast: Die Netzbetreiber sind verpflichtet, alle Produzenten ans Netz anzuschliessen, die gesamte Elektrizität abzunehmen und

zu vergüten. Die Kosten für notwendige Erschliessungsleitungen, von der Anlage bis zum Einspeisepunkt und Transformationskosten, haben die Produzenten zu übernehmen. Notwendige Netzverstärkungen durch Einspeisung der Produzenten sind Teil der Systemdienstleistungen der nationalen Netzgesellschaft (swissgrid). Die Kosten für notwendige Netzverstärkungen sind von den Netzbetreibern zu übernehmen. Die Netzbetreiber können diese Kosten gestützt auf eine Bewilligung der Elektrizitätskommission (ElCom) swissgrid in Rechnung stellen. Die Vergütung bleibt unabhängig von Spitzenlasten stets konstant. Spezielle Vereinbarungen zwischen Produzent und Netzbetreiber zur Abgeltung von Produktionen zu Spitzenlastzeiten sind jedoch möglich.

- › Gesamt- und Teilkostendeckel: Die Fördermittel der KEV sind durch einen „Gesamtkostendeckel“ begrenzt. Dieser Kostendeckel ergibt sich durch den im Gesetz festgelegten maximalen Zuschlag von bisher 0.6 Rp./kWh (ca. CHF 265 Mio.). Der Zuschlag wird auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze erhoben und kann von den Netzbetreibern auf die Endverbraucher abgewälzt werden. Die Höhe des für die Mehrkosten und die Umsetzung insgesamt erforderlichen Zuschlags legt das Bundesamt für Energie (BFE) jährlich fest. Zudem gibt das Gesetz maximale Teildeckel je Technologien vor, damit die am schnellsten realisierbaren Technologien nicht übermässig viele Mittel abschöpfen. Von den insgesamt zur Verfügung stehenden Mitteln beansprucht die Wasserkraft max. 50 Prozent, die Windenergie, die Biomasse und die Geothermie max. je 30 Prozent (sofern die ungedeckten Kosten weniger als 30 Rp./kWh betragen). Die Photovoltaik darf je nach Kostenentwicklung max. 5 bis 30 Prozent beanspruchen (z.B. 5 Prozent, solange die ungedeckten Kosten 50 Rp./kWh übersteigen). Zur Einhaltung des Kostendeckels bei der Photovoltaik legt das Bundesamt für Energie (BFE) zudem jährliche Zubaumengen (Kontingente) fest.
- › Anpassung der Vergütung: Aufgrund der zu erwartenden technologischen Fortschritte und der zunehmenden Marktreife der Technologien werden erstens die Vergütungstarife der meisten Technologien (Photovoltaik, Windenergie, Geothermie) entsprechend einem festgelegten Prozentsatz kontinuierlich gesenkt (Tarif-Degression). Die Absenkung betrifft jeweils nur die neu angemeldeten Anlagen. Diese erhalten den bestimmten Tarif über die gesamte Vergütungsdauer. Zweitens hat der Bund (UVEK) die Berechnung der Gestehungskosten und der Vergütung (Höhe und jährliche Absenkung der Vergütung) periodisch zu überprüfen und bei Bedarf anzupassen. Dabei sind insbesondere die langfristige Wirtschaftlichkeit und die Entwicklung der Technologien zu berücksichtigen.
- › Keine Vermarktung des ökologischen Mehrwerts: Produzenten, die von der kostendeckenden Einspeisevergütung profitieren, können den ökologischen Mehrwert des Stroms aus

erneuerbaren Energien nicht zusätzlich vermarkten. Der ökologische Mehrwert des Stroms ist bereits mit der Vergütung abgegolten und damit Eigentum der „Allgemeinheit“.

- › Wechsel KEV/„Freier Markt“: Wer die KEV bezieht, hat jeweils auf Jahresende die Möglichkeit in den „freien Markt“ (Ökostrommarkt) zu wechseln. Umgekehrt ist dies auch möglich – vorausgesetzt, die Teil- und der Gesamtdeckel sind noch nicht erreicht und die Anmeldung ist erfolgt. Wurde für die Anlage die KEV bereits einmal beansprucht, erhält der Produzent bei Wiedereintritt in die KEV die gleich hohe Vergütung wie ihm bei der Erstanmeldung zugesprochen worden war.

Inanspruchnahme und Entwicklung der KEV

Die Inanspruchnahme der KEV und die KEV haben sich wie folgt entwickelt:

- › Das Interesse der Produzenten an der KEV war und ist sehr gross. Seit Mai 2008 gingen so viele Anmeldungen für die KEV ein, dass der Gesamtkostendeckel bereits am 1. Februar 2009 erreicht war. Seither mussten sämtliche Neuanmeldungen auf eine Warteliste gesetzt werden (BFE 2010). Das Jahres-Zubaukontingent für neue Photovoltaik-Anlagen war bereits im August 2008 ausgeschöpft. Das Bundesamt für Energie (BFE) musste einen Bescheidstopp verfügen. Die vielen Neuanmeldungen führten in der Folge zu einer langen Warteliste mit Tausenden von Photovoltaik-Anlagen (BFE 2008a).
- › Gemäss Angaben des BFE (2008b) können mit den bisher möglichen Fördermitteln der KEV von max. 0.6 Rp./kWh (rund CHF 265 Mio.) jährlich zusätzlich rund 3.2 TWh Strom aus erneuerbaren Energien produziert werden.
- › Das Parlament hat im Juni 2010 anlässlich der Revision des Energiegesetzes entschieden, den maximalen Zuschlag auf 0.9 Rp./kWh ab 2013 zu erhöhen (BFE 2010a). Damit stehen ab 2013 rund CHF 500 Mio. zur Förderung des Stroms aus erneuerbaren Energien zur Verfügung. Durch die Anhebung des maximalen Zuschlags erhöht sich der Gesamtkostendeckel. Das BFE geht davon aus, dass ab Mitte 2011 bereits wieder positive Bescheide ausgestellt und damit die Warteliste abgebaut werden kann.
- › Bei der Photovoltaik hat sich die KEV aufgrund der in den letzten Jahren deutlich gesunkenen Kosten dynamisch entwickelt. Bereits per 1. Januar 2010 hatte das UVEK die Vergütungssätze für Solarstrom um 18 Prozent gesenkt. Aufgrund der im Jahr 2010 weiter erfolgten Reduktion der Marktpreise für Photovoltaikmodule hat der Bundesrat die Vergütung für Solarstrom per 1. Januar 2011 um weitere 18 Prozent reduziert (BFE 2010b). Damit soll vermieden werden, dass die Anlagenbetreiber angesichts der stärker gesunkenen Kosten zu hohe Renditen erzielen würden. Durch die beschlossene Reduktion der Vergü-

tung sinken die ungedeckten Kosten für Solarstrom (Mehrkosten, die über dem generellen Strom-Marktpreis liegen) unter 50 Rp./kWh. Damit steigt der maximale Teildeckel der Photovoltaik von bisher 5 Prozent auf 10 Prozent. Damit können anstelle der bisherigen Zubauleistung von ca. 30 MW ab 2011 jährlich Solarstromanlagen mit einer Leistung von insgesamt 50 bis 70 MW freigegeben werden (BFE 2010b).

Vergleich der KEV mit den Einspeisevergütungen der EU-Länder

Der Vergleich der KEV mit den Einspeisevergütungen der EU-Länder (vgl. Kapitel 4.1) zeigt folgende Gemeinsamkeiten und Unterschiede:

- › Die KEV weist viele Gemeinsamkeiten mit den in den EU-Ländern eingesetzten Einspeisevergütungen auf, beispielsweise die
 - › technologiespezifische Vergütung auf Basis der Stromproduktionskosten sowie die Differenzierung der Tarife nach weiteren technischen Kriterien („Gestufte Tarife“),
 - › Verpflichtung der Netzbetreiber zur Abnahme des produzierten Stroms,
 - › Gewährleistung der Vergütung für eine Dauer von 15 bis 20 Jahren,
 - › im Voraus festgelegte Tarif-Degression für neue Anlagen,
 - › periodische Überprüfung und Anpassung der Vergütungen unter Berücksichtigung der Kostenentwicklung.
- › Ein zentraler Unterschied der KEV im Vergleich zu den europäischen Einspeisevergütungen ist die Begrenzung der Fördermittel („Deckelung“). Während in einzelnen EU-Ländern bei Tarifrevisionen u.a. Kapazitätsziele berücksichtigt werden (z.B. Spanien, Portugal, Deutschland bei der Photovoltaik), ist die Förderung in diesen Ländern nicht „gedeckt“. Die ersten Erfahrungen der Schweiz mit der KEV zeigen, dass die Deckelung bei noch nicht erfolgter Zielerreichung das Fördersystem an Grenzen bringen kann. Entsprechend hat der Gesetzgeber in der Schweiz reagiert und den Gesamtdeckel angehoben.
- › Die KEV ermöglicht einen jährlichen Wechsel in den Ökostrommarkt und fördert damit grundsätzlich den Übergang zum „freien Markt“. Die Produzenten können jedoch nicht wie in einigen EU-Ländern zwischen der KEV und dem Bonusmodell (ohne Abnahmegarantie) wählen.
- › Die KEV enthält Anreize für gewisse Leistungen (z.B. Bonus für landwirtschaftliche Biomasse), verschiedene EU-Länder bieten jedoch weitergehende Anreize für erwünschte Technologien und/oder Systemdienstleistungen an (z.B. nachfrageorientierte Differenzierung der Tarife nach Tages- oder Jahreszeit; Boni für Systemdienstleistungen der Windenergie).

5.2. DISKUSSION AUSGEWÄHLTER RAHMENBEDINGUNGEN

Nachfolgend werden ausgewählte Rahmenbedingungen diskutiert, die für den Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien von Bedeutung sind. Einerseits werden wichtige Hemmnisse und Herausforderungen dargestellt, die unabhängig des gewählten Förderinstruments von Bedeutung sind. Andererseits diskutieren wir instrumentenspezifische Fragen betreffend Kombination der Instrumente mit dem freiwilligen Markt und den möglichen Beitrag der Instrumente zur Sicherstellung der Netzstabilität.

5.2.1. HEMMNISSE- UND HERAUSFORDERUNGEN

Die Erfahrungen der EU-Länder zeigen, dass die Verbreitung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien durch gewichtige Hemmnisse behindert wird. Genannt werden vor allem administrative, netzspezifische bzw. regulatorische Hemmnisse, Informations- und Ausbildungsdefizite sowie soziale Hemmnisse (vgl. Kapitel 4.3.1). Diese Hemmnisse bzw. Herausforderungen sind unabhängig vom gewählten Instrument anzugehen.

Die Erfahrungen der Schweiz mit der KEV zeigen, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien bis anhin vor allem durch komplexe und langwierige Bewilligungsverfahren behindert wird. Bei einem verstärkten Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien dürften sich zukünftig zudem Herausforderungen im Bereich der Netze (Netzausbau und -verstärkung; Sicherstellung der Netzstabilität), der Finanzierung und des Fachwissens von Fachleuten stellen.

Bewilligungsverfahren

Anlagen zur Stromproduktion aus erneuerbaren Energien unterliegen einer Vielzahl von gesetzlichen Vorschriften auf Bundes- und Kantonsebene sowie den Bauvorschriften der Standortgemeinden. Je nach Technologie müssen die Projekte langwierige und komplexe Bewilligungsverfahren auf kommunaler, kantonaler und eidgenössischer Stufe durchlaufen. Dabei sind auf der jeweiligen Stufe verschiedenste Ämter und Stellen involviert. Zudem bestehen auf allen staatlichen Ebenen Beschwerdemöglichkeiten. Entsprechend sind die Bewilligungsverfahren für einige Technologien zeit- und kostenintensiv.

Für die Durchführung der Planungs- und Bewilligungsverfahren sind in erster Linie die Kantone zuständig. Die Kompetenzen des Bundes in den Verfahren (v.a. Windenergie und Photovoltaik) und seine Möglichkeiten zur Koordination sowie zur zeitlichen Beschleunigung der Verfahren sind begrenzt (Bundesrat 2010). Das Beispiel der Windenergie zeigt, dass die Instrumente der Raumplanung beim Interessensausgleich zwischen erneuerbaren

Energien und dem Landschafts- bzw. Umweltschutz eine zentrale Rolle spielen (BFE/BAFU/ARE 2010).

Die Erfahrungen mit der KEV zeigen, dass die Bewilligungsverfahren ein bedeutendes Hemmnis für die Realisierung der Anlagen zur Stromproduktion aus erneuerbaren Energien darstellen. Viele Projekte stecken in Bewilligungsverfahren, was zu Unsicherheiten und Verzögerungen in der Umsetzung führt. Gründe für die Verzögerungen sind langwierige und komplexe Verfahrens- und Bewilligungsabläufe (z.B. bei Windenergieprojekte) und vielfältige Einsprachen. Widerstand besteht vor allem bei Wind- und Kleinwasserkraftwerken (Scruzzi 2010b). Dabei kann zwischen individueller Opposition (v.a. Geltendmachung von nachbarschaftlichen Interessen und optischer Beeinträchtigung) und kollektiver Opposition von Verbänden und weiteren Organisationen (Geltendmachung von Interessen der Fischerei, des Landschaftsschutzes oder des Tourismus) unterschieden werden (Pfisterer 2009). Gemäss BFE sind die Stromkonzerne jedoch auch für die Verzögerungen verantwortlich (vgl. Weiss 2011). Gefordert wird, dass die Stromkonzerne ihre Planung verbessern. Insbesondere sollten sie mehr auf die Anliegen der Raumplanung, der Schutzgebiete, der Anwohnerinnen und Anwohner sowie die Gemeinden Rücksicht nehmen und die Umweltschutzorganisationen besser miteinbeziehen. Zudem fordert das BFE, dass die Kantone ihre Rahmenbedingungen (insbesondere Raumplanungsinstrumente) überarbeiten.

Die Verzögerungen und Hemmnisse bei den Bewilligungsverfahren haben einerseits zur Forderung nach Koordination und Straffung der Verfahren, andererseits teilweise zu verstärktem Dialog mit Interessensvertretern vor Ort geführt:

- › Seitens direkt betroffener Investoren (vgl. Pfisterer 2009) und des Parlaments (vgl. Bundesrat 2010) wird gefordert, die Bewilligungsverfahren zu vereinfachen und zu beschleunigen. Vorgeschlagen wird die Einführung eines konzentrierten und koordinierten bundesrechtlichen Verfahrens durch eine einzige Behörde mit klar definierten Zeitlimiten. Zudem wird gefordert, dass die raumplanerischen Verfahren gestrafft, konzentriert und vereinfacht werden.
- › Beispiele von Kleinwasserkraftprojekten zeigen, dass Investoren vermehrt den „Dialog vor Ort“ im Hinblick auf den Interessensausgleich suchen (Scruzzi 2010b). Ziel ist die Vermeidung von Konflikten und die Erarbeitung von Kompromissen mit den direkt betroffenen Personen oder Interessensorganisationen.

Der Bundesrat ist der Auffassung, dass die Verfahren für Anlagen im Bereich der erneuerbaren Energien durch ein Koordinationsgesetz des Bundes unter Wahrung rechtsstaatlicher

Grundsätze nicht massgeblich beschleunigt werden könnten (Bundesrat 2010). Er hat sich jedoch bereit erklärt, einen Bericht über die wegen Einsprachen blockierten Infrastrukturprojekte zu erstellen und in Zusammenarbeit mit den Kantonen Massnahmen zur Beschleunigung der Bewilligungsverfahren für Infrastrukturprojekte vorzuschlagen, für die ein überwiegendes öffentliches Interesse besteht (Bundesrat 2009). Zudem prüft das Bundesamt für Energie (BFE) im Rahmen der Revision des Energiegesetzes, ob zur Beurteilung von Kraftwerkprojekten ökologische Kriterien vorgeschlagen werden sollten (Scruzzi 2010). Diese Kriterien hätten Einfluss auf die Aufnahme von Projekten bei der KEV und sollten den Kantonen als Leitlinien bei ihren Bewilligungsverfahren dienen.

Zu erwähnen ist auch, dass der Bund Empfehlungen zur Planung von Windenergieanlagen erarbeitet hat, die sich an Kantone und Gemeinden richtet (BFE/BAFU/ARE 2010). Die Empfehlungen sollen eine national einheitliche Anwendung der Planungsinstrumente und Standortkriterien ermöglichen, zu einer überkantonalen Planung geeigneter Standorte beitragen und als Entscheidungshilfe bei Zielkonflikten zwischen Schutz- und Nutzinteressen dienen. Der Bund plant, auch für Kleinwasserkraftwerke Empfehlungen zuhanden der Kantone zu erarbeiten. Als wichtig werden breit abgestützte kantonale Konzepte auf Richtplanstufe erachtet, die Zonen für Kraftwerksprojekte definieren und Schongebiete bezeichnen. Der Bund beabsichtigt, einheitliche Kriterien zur Schutz- und Nutzungswürdigkeit vorzuschlagen (Scruzzi 2010b).

Mit dem Bundesrat (2010) ist festzuhalten, dass die Bewilligungsverfahren nicht Selbstzweck sind. Sie dienen dazu, dass neben den energiepolitischen Anliegen auch jene der Erhaltung der natürlichen Lebensgrundlagen und der geordneten Siedlung des Landes berücksichtigt werden. Die Planungs- und Bewilligungsverfahren sollen einen Ausgleich zwischen Schutz- und Nutzungsinteressen ermöglichen und zur Lösung entsprechender Zielkonflikte beitragen. Insofern sind der Vereinfachung und der Beschleunigung der Verfahren unter Wahrung rechtsstaatlicher Grundsätze Grenzen gesetzt. Unter Berücksichtigung der bestehenden Kompetenzordnung zwischen Bund und Kantonen ist jedoch anzustreben, die Bewilligungsverfahren zu vereinfachen und zu beschleunigen. Neben den vom Bund verfolgten Stossrichtungen dürfte insbesondere der direkte Dialog der Investoren mit den Betroffenen vor Ort Erfolg versprechend sein.

Neben der Optimierung von Planungs- und Bewilligungsverfahren für grössere Anlagen sollten die Gemeinden die Voraussetzungen zur Installation von Photovoltaikanlagen verbessern. In vielen Gemeinden hemmen lokale Bau-, Denkmalschutz und Ortsbildvorschriften sowie entsprechende Bewilligungsverfahren die Verbreitung der Photovoltaik, vor allem in

den Kernzonen. Verschiedene Beispiele von Städten und Gemeinden zeigen, dass die Vorschriften im Rahmen eines politischen Prozesses mit entsprechendem Interessenausgleich vereinfacht werden können.

Künftige Herausforderungen

Im Hinblick auf einen verstärkten Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien stellen sich zukünftig u.a. folgende Herausforderungen:

- › Mittel- und längerfristig dürften auf lokaler Ebene ein Ausbau der Netze und eine Netzverstärkung erforderlich sein. Gemäss den heutigen Rechtsgrundlagen (StromVG) sind die Netzbetreiber verpflichtet, die aufgrund der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien notwendige Netzverstärkung vorzunehmen. Die entsprechenden Kosten werden den Netzbetreibern jedoch von swissgrid vergütet und damit auf die Stromkonsumenten abgewälzt. Die heutige Regelung betreffend Netzverstärkung ist klar und transparent und dürfte die erforderlichen Netzinvestitionen seitens der Netzbetreiber auslösen. Neben der KEV stellt die Regelung betreffend Netzverstärkung eine zusätzliche Massnahme zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien dar. Aus ökonomischer Sicht führt die heutige Regelung aus Sicht des gesamten Strommarktes jedoch zu Externalitäten. Bei fortschreitender Entwicklung des Marktes für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ist deshalb zu prüfen, ob die Kosten der Netzverstärkung durch entsprechende Netzpreisregulierungen den entsprechenden Produzenten verursachergerecht angelastet werden sollten. Dies könnte durch die Einführung einer standortspezifischen „G-Komponente“ zur Finanzierung des Netznutzungspreises erfolgen (Meister 2010). Dieser „G-Tarif“ beeinflusst in erster Linie die Standortwahl und belohnt oder bestraft jene Anlagen, die tiefe oder hohe Netzkosten verursachen.
- › Eine verstärkte dezentrale Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien führt aufgrund des fluktuierenden Angebots und der Nachfrageschwankungen mittel- und längerfristig zu Ausgleichs- und Regelenergiekosten. Diese Kosten sind gemäss heutigen Rechtsgrundlagen (StromVG) Teil der Systemdienstleistungen von swissgrid und können damit über die Netznutzungspreise auf die Stromkonsumenten abgewälzt werden. Die Ausgleichs- und Regelkosten können jedoch durch intelligente Netze („smart grids“) und finanzielle Anreize an die Produzenten betreffend optimalem Netzbetrieb reduziert werden. Aus Sicht des gesamten Strommarktes stellen die zusätzlich erforderlichen Ausgleichs- und Regelenergiekosten, die von allen Stromkonsumenten zu tragen sind, Externalitäten dar. Das Engpassmanagement im Netz kann durch veränderliche Netztarife sichergestellt

werden (sog. „Nodal Pricing“). Die veränderlichen Netztarife liefern „Echtzeitsignale“ für einen optimalen Betrieb der Kraftwerke (Meister 2010). Zudem können die Förderinstrumente finanzielle Anreize für Systemdienstleistungen beinhalten (vgl. Kapitel 5.2.3).

- › Im Hinblick auf einen markanten Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien könnte mittel- und längerfristig zudem fehlendes Fachwissen der Fachleute (insbesondere von Installateuren, Planern und Architekten) ein Hemmnis darstellen. Bund und Kantone haben den entsprechenden Bedarf erkannt. Entsprechende Massnahmen sind u.a. im Aus- und Weiterbildungsprogramm von EnergieSchweiz 2009 bis 2012 enthalten (vgl. EnergieSchweiz 2009). Neben der Intensivierung der Aus- und Weiterbildung von Fachleuten sollte zukünftig auch die Sensibilisierung, Information und Beratung im Hinblick durch die öffentliche Hand, Agenturen und Verbände sowie Unternehmen verstärkt werden.

5.2.2. KOMPATIBILITÄT MIT DEM FREIWILLIGEN MARKT

Bedeutung des „freiwilligen Marktes“

Die Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien können sich anstelle des KEV-Fördersystems auch für den „freien Ökostrommarkt“ entscheiden. Sie erhalten dann keine Vergütung der KEV, können jedoch den ökologischen Mehrwert des Stroms vermarkten.

Der Ökostrommarkt hat sich in der Schweiz in den letzten Jahren stark entwickelt. Wesentlich zu dieser Entwicklung beigetragen hat die Lancierung eines Qualitätslabels („*naturemade*“) für Strom aus erneuerbaren Energien durch den Verein für umweltgerechte Elektrizität (VUE) im Jahr 2000 (Wüstenhagen et al. 2003). Der VUE ist breit abgestützt und wird von bedeutenden Energieversorgungsunternehmen (EVU), Interessensverbänden neuer erneuerbarer Energien sowie Umwelt- und Konsumentenorganisationen und Grossverbraucher getragen. Das Qualitätszeichen *naturemade* besteht in zwei Qualitätsstufen:⁴³ *naturemade basic* steht für Strom aus 100 Prozent erneuerbaren Energiequellen. *naturemade star* steht für Strom aus 100 Prozent erneuerbaren Energien und bürgt für die Einhaltung strenger ökologischer Kriterien. Zertifiziert werden können Wasserkraftwerke, die Photovoltaik, die Windkraft und Energie aus Biomasse. Das *naturemade*-Fördermodell fördert den Zubau von neuen erneuerbaren Energien (Solarstrom, Biomasse ohne Klärgas und Windenergie), die Ökologisierung der Wasserkraft und energieeffizientere Abwasserreinigungsanlagen. Das Fördermodell bestimmt, dass vom gesamten verkauften *naturemade basic*- und *naturemade*

⁴³ Vgl. www.naturemade.ch

star-Strom jedes Lieferanten mindestens 5 Prozent *naturemade star*-Strom sein muss und mindestens die Hälfte (2.5 Prozent) aus neueren Solar-, Wind- oder Biomasseanlagen (ohne Klärgas) stammen muss. Höchstens die Hälfte des 5-Prozent-Fördermodell-Stroms darf aus ausländischen Anlagen stammen. Gemäss Angaben des VUE (2010) betrug der Verkauf von *naturemade*-zertifiziertem Strom im Jahr 2008 2.2 TWh (davon 1.68 TWh *naturemade basic*-Strom und 0.52 TWh *naturemade star*-Strom), was knapp 4 Prozent des Stromverbrauchs in der Schweiz entspricht. Das Fördermodell führte bis Ende 2009 zu einem Zubau von neuen Anlagen mit einer Produktion von knapp 0.1 TWh/a. Damit konnte durch das *naturemade*-Fördermodell ein Beitrag zur Erreichung des im Energiegesetz definierten Zubauziels von 5.4 TWh/Jahr geleistet werden.

Die „Ökostromumfrage“ (AEE 2009) zeigt, dass der Verkauf klar definierter Stromprodukte aus erneuerbaren Energien (z.B. Stromangebote, die nach *naturemade* oder TÜV zertifiziert sind) kontinuierlich zugenommen hat. Im Jahr 2008 boten rund 450 EVU gezielt Stromprodukte aus erneuerbaren Energien an. Rund 16 Prozent aller Strombezüger haben diese Angebote genutzt. Im Jahr 2008 wurden 5.4 TWh Stromprodukte aus erneuerbaren Energien verkauft (entspricht 9 Prozent des schweizerischen Stromverbrauchs). Der Anteil der definierten Stromprodukte aus erneuerbaren Energien lag im Jahr 2008 bei 30 Prozent des im Inland abgesetzten Stroms aus erneuerbaren Energien. Massgeblich zum Wachstum des Absatzes von definierten Stromprodukten aus erneuerbaren Energie beigetragen haben EVU, die ihren Kundinnen und Kunden diese Produkte standardmässig anbieten. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass der überwiegende Anteil (97.6%) des in erneuerbaren Produkten enthaltenen Stroms von der Wasserkraft stammt (AEE 2009). Die Anteile des Stroms aus Biomasse (1.1%), Windenergie (1.0%) und Solarenergie (0.3%) sind sehr klein.

Aufgrund von Befragungen zur Zahlungsbereitschaft von Stromkunden für Strom aus erneuerbaren Energien dürfte der „Ökostrommarkt“ durchaus noch Wachstumspotenzial beinhalten. So zeigt eine Befragung von Haushalten in der Stadt Zürich, dass etwas über 80 Prozent der Befragten bereit wären, einen Aufschlag von 20 Prozent für Ökostromprodukte zu bezahlen. Knapp 20 Prozent der Befragten äusserten eine Zahlungsbereitschaft für den Aufschlag für Ökostromprodukte von 100 Prozent (Wüstenhagen et al. 2003). Obwohl diese Ergebnisse mit Vorsicht zur Kenntnis zu nehmen sind, weisen sie doch auf ein bedeutendes Potenzial des „freiwilligen Marktes“ für Ökostromprodukte hin. Aufgrund eines internationalen Vergleichs folgern Bird et al. 2002, dass bei guten Marktbedingungen (u.a. Qualitätslabels, Marketinganstrengungen) ein Marktanteil des Ökostroms von 15 Prozent erreicht werden kann.

Zu berücksichtigen ist, dass der Grossteil des Ökostrommarktes in der Schweiz durch bestehende Wasserkraft abgedeckt wird. Die bisherigen Erfahrungen weisen darauf hin, dass das Potenzial des „freiwilligen Marktes“ zur Förderung von neuen Anlagen zur Stromproduktion aus erneuerbaren Energien bei den heutigen Mehrkosten dieser Technologien (v.a. Photovoltaik) beschränkt sein dürfte.

Abstimmung mit den Förderinstrumenten

Aus ökonomischer Sicht ist die Entwicklung des Marktes für Strom aus erneuerbaren Energien über den freiwilligen Markt aus effizienz- und verteilungspolitischen Überlegungen einer Förderung durch die öffentliche Hand vorzuziehen. Erstens sorgt der freiwillige Markt für Wettbewerb und kontinuierliche dynamische Anreize bei den Produzenten. Zweitens wird die Zahlungsbereitschaft der Stromkonsumenten entsprechend ihren Präferenzen abgeschöpft. Das Potenzial des freiwilligen Marktes dürfte jedoch, zumindest bei den heutigen Kostenstrukturen, zu gering sein, um einen massgeblichen Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien bewirken zu können.

Die ökonomischen Förderinstrumente und der freiwillige Markt sind aus folgenden Gründen möglichst gut aufeinander abzustimmen:

- › Erstens gilt es, neben der Förderung durch die öffentliche Hand das Potenzial bzw. die Zahlungsbereitschaft des freiwilligen Marktes möglichst auszuschöpfen. Damit kann im Vergleich zu einer Vernachlässigung des freiwilligen Marktes eine insgesamt wirksamere und effizientere Förderung erreicht werden. Das Beispiel der Schweiz zeigt, dass über das *naturmade*-Fördermodell im Vergleich zur KEV ein zusätzliches Marktpotenzial für neue Anlagen zur Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ausgeschöpft werden kann. Generell dürfte jedoch das Potenzial bzw. die Zahlungsbereitschaft des freiwilligen Marktes geringer sein, je mehr Mittel für die KEV eingesetzt werden.
- › Zweitens kann ein gut entwickelter Ökostrommarkt den Übergang von der Förderung in den freien Markt wesentlich beschleunigen. Der Ökostrommarkt wird umso bedeutender, je konkurrenzfähiger die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ist. Die Differenzierung nach Stromqualitäten kann damit im Vergleich zu einer Vernachlässigung des Ökostrommarktes einen wesentlichen Beitrag zu einer früheren Ablösung des Fördersystems leisten.

Die analysierten Förderinstrumente weisen einen unterschiedlichen Bezug zum freiwilligen Markt auf. Für das Zusammenspiel zwischen dem Förderinstrument und dem freiwilligen

Markt ist vor allem entscheidend, ob der ökologische Mehrwert des geförderten Stroms aus erneuerbaren Energien von den Produzenten vermarktet werden kann oder nicht:

- › Bei der KEV ist der ökologische Mehrwert des geförderten Stroms mit der Vergütung abgegolten. Die Produzenten, welche die KEV in Anspruch nehmen, können den ökologischen Mehrwert des geförderten Stroms nicht in Form von definierten Ökostromprodukten vermarkten. Damit ist die Abgrenzung zwischen dem KEV-System und dem freiwilligen Markt klar geregelt. Die beiden Systeme ergänzen sich insofern, als der Ökostrommarkt einen Beitrag zur Abschöpfung der Zahlungsbereitschaft der Stromkonsumenten leistet, die über die KEV hinausgeht und die Präferenzen bezüglich Stromqualitäten abzudecken vermag. Damit ist die KEV mit dem freiwilligen Markt grundsätzlich kompatibel. Die in der KEV vorgesehene jährliche Wechselmöglichkeit fördert zudem den Wechsel in den freien Markt, sobald dieser aus Sicht der Produzenten im Vergleich zur KEV attraktiver erscheint.
- › Beim Bonusmodell und bei Ausschreibungen werden die Fördergelder wie bei der Einspeisevergütung durch die Stromkonsumenten (bzw. die Steuerzahler) finanziert. Entsprechend ist davon auszugehen, dass der ökologische Mehrwert des geförderten Stroms ebenfalls mit der Förderung abgegolten wird. Das Zusammenspiel zwischen diesen Förderinstrumenten und dem freiwilligen Markt dürfte damit gleich sein wie bei der Einspeisevergütung. Im Unterschied zur Einspeisevergütung ist das Bonusmodell marktnäher, indem die Produzenten den geförderten Strom selbst vermarkten müssen. Eine Vermarktung des ökologischen Mehrwerts bzw. die Vermarktung des Stroms in Form von nach Stromqualitäten differenzierten Produkten ist jedoch nicht möglich.
- › Bei der Quotenregelung (mit Zertifikathandel) werden die Energieversorgungsunternehmen (EVU) zur Lieferung einer bestimmten Menge von Strom aus erneuerbaren Energien verpflichtet, können jedoch den ökologischen Mehrwert dieses Stroms vermarkten. Im Unterschied zu den anderen Instrumenten besteht damit nur noch ein Markt. Um ihre Quoten zu erfüllen, haben die Produzenten ein grosses Interesse, die Zahlungsbereitschaft ihrer Stromkunden durch eine differenzierte Produktpolitik möglichst auszuschöpfen. Dies dürfte im Vergleich zu den anderen Instrumenten zu einer aus gesamtwirtschaftlicher Sicht effizienteren Lösung führen. Zudem erleichtert die Quotenregelung den Übergang in den freien Markt, indem nur ein Markt und nicht zwei verschiedene Systeme bestehen.

5.2.3. ANREIZE BEZÜGLICH NETZSTABILITÄT

Ein deutlicher Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien führt aufgrund des fluktuierenden Angebots von Windenergie und Photovoltaik zu zusätzlichen Ausgleichs-

und Regelenergiekosten (vgl. Kapitel 5.2.1). Die KEV beinhaltet keine besonderen finanziellen Anreize zur Erhöhung der Netzstabilität. Die Produzenten können jedoch mit den Netzbetreibern Abgeltungen für Systemdienstleistungen vereinbaren.

Die analysierten Förderinstrumente sind unterschiedlich geeignet, um Anreize zur Erbringung von Systemdienstleistungen zu setzen:

- › Bei der Einspeisevergütung bestehen zwei Möglichkeiten, entsprechende Anreize für die Produzenten zu etablieren. Einerseits können die Tarife nachfrageorientiert nach Tageszeit oder Jahreszeit differenziert werden. Andererseits sind spezifische Boni für Systemdienstleistungen möglich. Die beiden Anreizformen finden sich in Einspeisevergütungsmodellen einzelner EU-Länder (vgl. Kapitel 4.1).
- › Beim Bonusmodell sind die Differenzierung der Boni und zusätzliche Boni für Systemdienstleistungen ebenfalls denkbar.
- › Bei Ausschreibungen können je Technologie spezifische Vorgaben und differenzierte Anreize betreffend Systemdienstleistungen gesetzt werden.
- › Bei der Quotenregelung (inkl. Zertifikatshandel) können seitens der öffentlichen Hand keine Vorgaben oder Anreize zur Erhöhung der Netzstabilität gemacht werden. Die Vereinbarung der Abgeltung von Systemdienstleistungen ist zwischen den Produzenten und den Netzbetreibern zu regeln.

6. FOLGERUNGEN

Falls eine im Jahr 2050 mehrheitlich auf einheimischen erneuerbaren Energiequellen basierende Stromversorgung in der Schweiz angestrebt wird, ergeben sich aus der Analyse der Förderinstrumente, der Erfahrungen der EU-Länder und der Situation in der Schweiz nachstehende Folgerungen:

1. Das Ziel einer im Jahr 2050 mehrheitlich auf erneuerbaren Energien beruhenden Stromversorgung sollte politisch verbindlich definiert werden. Ausgehend von diesem langfristigen Ziel sind entsprechende Etappenziele zu bestimmen (z.B. für die Jahre 2020, 2030 und 2040). Die Definition eines politisch verbindlichen Ziels ist ein wichtiges Signal an die Marktakteure. Es reduziert Unsicherheiten und erhöhe die Investitionsbereitschaft der Investoren.
2. Das Fördersystem ist in Abstimmung auf die Ziele ebenfalls langfristig zu konzipieren. Unnötige Marktrisiken sollten möglichst vermieden werden, beispielsweise durch eine längerfristig gesicherte Mittelausstattung, eine ausreichende Intensität und Kontinuität der Förderung oder eine entsprechende Liquidität auf Zertifikatsmärkten.
3. Hinsichtlich der Förderinstrumente bestehen unseres Erachtens zwei Strategien zur Erreichung des langfristigen Ziels. Die beiden Strategien weisen unterschiedliche Stärken und Schwächen auf:
 - › Die erste Strategie setzt auf die Weiterentwicklung der KEV. Mögliche Massnahmen sind das Aufheben der Deckelung, die laufende Anpassung der Vergütungen und der Degressionen sowie die Ergänzung der KEV durch ein optionales Bonusmodell. Zudem könnten Boni für Systemdienstleistungen für gewisse Technologien eingeführt werden. Im Hinblick auf die Effizienz des Fördersystems sind die kontinuierliche Anpassung der Tarife und der Degressionen sowie eine gute Gestaltung des Übergangs zum freien Markt (z.B. durch ein optionales Bonusmodell und die Weiterentwicklung des „freiwilligen Marktes“) sehr wichtig. Die Strategie „Weiterentwicklung der KEV“ weist verschiedene Vorteile auf. Erstens knüpft die Strategie an der bestehenden Förderpraxis an und entwickelt sie weiter. Zweitens hat sich die Einspeisevergütung in der Praxis als wirksam und weitgehend effizient erwiesen. Drittens ermöglicht sie eine differenzierte technologiespezifische Förderung. Viertens können mit dieser Strategie bei Bedarf wirtschafts- und regionalpolitische Ziele verfolgt werden.
 - › Die zweite Strategie setzt mittelfristig auf die Ablösung der KEV durch eine Quotenregelung mit Zertifikathandel. Wichtige Voraussetzungen sind eine gewisse Marktreife

(bzw. vergleichsweise geringe Kostenunterschiede) der zu fördernden Technologien sowie eine ausreichende Liquidität des Zertifikatmarktes. Vorteile gegenüber der Strategie „Weiterentwicklung der KEV“ wären eine längerfristig höhere gesamtwirtschaftliche Kosteneffizienz sowie ein rascherer Übergang in Richtung Markt. Die Ablösung der KEV durch eine Quotenregelung wäre jedoch mit verschiedenen Nachteilen verbunden. Erstens müsste ein neues Förderinstrument eingeführt werden, was zu Beginn mit Unsicherheiten und höheren Investitionsrisiken verbunden wäre. Zweitens wären, sofern erwünscht, eine technologiespezifische Förderung, Boni für spezielle Leistungen (z.B. Systemdienstleistungen oder ökologische Leistungen) sowie das Verfolgen von wirtschafts- und regionalpolitischen Zielen schwieriger.

4. Ergänzend zur gewählten Förderstrategie sind die instrumentenunabhängigen Hemmnisse und Herausforderungen anzugehen. Erstens sollten die Bestrebungen zur Vereinfachung und zur Beschleunigung der Bewilligungsverfahren verstärkt werden. Zweitens sind der erforderliche Ausbau der Netze bzw. die Netzverstärkung sowie die Systemstabilität (Reduktion und Deckung der verbleibenden Ausgleichs- und Regelenergiekosten) sicherzustellen. Drittens sind bei Bedarf Massnahmen zur des erforderlichen Fachwissens der Fachleute zu ergreifen.

LITERATUR

- Agentur für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz (AEE) 2009:** Ökostrom in der Schweiz – der Marktanteil erneuerbarer Stromprodukte im Jahr 2008. Ergebnisse einer Umfrage bei Schweizer Energieversorgungsunternehmen.
- Auer H., Resch G., Haas R., Held A., Ragwitz M. 2009:** Regulatory instruments to deliver the full potential of renewable energy sources of efficiently, in: European review of energy markets 3 (2009), Nr. 2, S. 91–124.
- Bachhiesl U./Stigler, H. 2009:** Zweckmässigkeit unterschiedlicher Förderinstrumentarien für erneuerbare Energien, 6. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien.
- Baumol, W.J./W.E. Oates 1971:** The Use of Standards and Prices for Protection of the Environment, in: Swedish Journal of Economics 73, S. 42–54.
- Berry, T./Jaccard, M. 2001:** The renewable portfolio standard: design considerations and an implementation survey, in: Energy Policy 29 (4), S. 263–277.
- Bird L., Wüstenhagen R., Aabakken J. 2002:** A review of international green power markets: recent experiments, trends and market drivers, in Renewable and Sustainable Energy Reviews 6 (2002) 513–536.
- Busch, A.A. et al. (Hrsg.) 2001:** Die Ökologisierung der Ökonomie, Gedenkschrift mit jüngeren Beiträgen von Prof. Dr. Hermann Bartmann zur Ökologischen Ökonomie, Aachen (Schriftenreihe der Chemnitzer Wirtschaftswissenschaftlichen Gesellschaft 4) 2001.
- Bundesamt für Energie (BFE) 2008a:** Das neue Fördersystem für grünen Strom stösst an seine Grenzen, Medienmitteilung vom 28. November 2008, Bern.
- Bundesamt für Energie (BFE) 2008b:** Das neue Fördersystem für grünen Strom stösst an seine Grenzen, Handout der Folien von Michael Kaufmann anlässlich der Pressekonferenz vom 28. November 2008, Bern.
- Bundesamt für Energie (BFE) 2010a:** Mehr Geld für grünen Strom, Medienmitteilung vom 18. Juni 2010, Bern.
- Bundesamt für Energie (BFE) 2010b:** Kostendeckende Einspeisevergütung: Vergütung für Solarstrom sinkt – „Deckel“ steigt, Medienmitteilung vom 10. Dezember 2010, Bern.
- Bundesamt für Energie (BFE) 2010c:** Schweizweit einheitliche Standortkriterien für Windenergieanlagen, Medienmitteilung vom 25. März 2010.

- Bundesamt für Energie (BFE), Bundesamt für Umwelt (BAFU) und Bundesamt für Raumentwicklung (ARE) 2010:** Empfehlung zur Planung von Windenergieanlagen. Die Anwendung von Raumplanungsinstrumenten und Kriterien zu Standortwahl, Bern.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) 2009:** Strom aus erneuerbaren Energien. Zukunftsinvestition mit Perspektiven, Berlin.
- Bundesrat 2004:** Botschaft zur Änderung des Elektrizitätsgesetzes und zum Stromversorgungsgesetz vom 3. Dezember 2004, Bern.
- Bundesrat 2009:** Antwort des Bundesrates vom 19.8.2009 auf die Motion „Erneuerbare Energien. Beschleunigung der Bewilligungsverfahren“ (Motion 09.3726).
- Bundesrat 2010:** Antwort des Bundesrates vom 4.6.2010 auf die Motion „Beschleunigung des Bewilligungsverfahren bei Anlagen für erneuerbare Energien durch eine Koordinationsgesetzgebung“ (Motion 10.3344).
- Bürger, V./Klinski, S./Lehr, U./Leprich, U./Nast, M./Ragwitz, M. 2008:** Policies to support renewable energies in the heat market, in: Energy Policy (36) 2008, S. 3150–3159
- Cansier, D. 1996:** Umweltökonomie, 2. Auflage, Stuttgart.
- Cleijne H./Ruijgrok, W. 2004:** Modelling risks of renewable energy investments, Green-X Work package 2 report.
- Coenraads R., Reece G., Voogt M., Ragwitz M., Held A., Resch G., Faber T., Haas R. Konstantinavičiute I., Krivosik J., Chadim T. 2008:** PROGRESS – Promotion and growth of renewable energy sources and systems, im Auftrag der Europäischen Kommission.
- Cropper, M.L./Oates, W.E. 1992:** Environmental economics: a survey. Journal of Economic Literature XXX, 675–740.
- Diekmann J. 2008:** Analyse und Bewertung des EEG im Vergleich zu anderen Instrumenten zur Förderung Erneuerbarer Energien im Strommarkt, Kapitel 5 des Forschungsvorhabens des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit Analyse und Bewertung der Wirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) aus gesamtwirtschaftlicher Sicht, Berlin/Stuttgart/Saarbrücken.
- Dinica, V. 2006:** Support systems for the diffusion of renewable energy technologies: An investor perspective, in: Energy Policy, 34 (4), S. 461–480 2006.
- Endres, A. 2000:** Umweltökonomie, dritte Auflage, Stuttgart.
- EnergieSchweiz 2009:** energiewissen.ch. Aus- und Weiterbildungsprogramm von Energie-Schweiz 2009 – 2012, Bern.
- Europäische Kommission (EC) 2005:** The support of electricity from renewable energy sources. Communication from the Commission, Brüssel.

- Europäische Kommission (EC) 2008:** The support of electricity from renewable energy sources. Accompanying document to the Proposal for a directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources. Commission staff working document, Brüssel.
- Europäische Kommission (EC) 2009:** Fortschrittsbericht „Erneuerbare Energien“: Bericht der Kommission gemäss Artikel 3 der Richtlinie 2001/77/EG und Artikel 4 Absatz 2 der Richtlinie 2003/30/EG sowie über die Umsetzung des EU-Aktionsplans für Biomasse (KOM(2005)628). Mitteilung der Kommission an den Rat und das europäische Parlament, Brüssel.
- Feess, E. 1998:** Umweltökonomie und Umweltpolitik, München.
- Filippini, M. 2009:** Produktionsbedingungen, Ressourcenrente und Einspeisevergütung, Vortrag an der SAFE Jahrestagung an der ETH Zürich am 11.11.2009.
- Finon, D. 2007:** Pros and cons of alternative policies aimed at promoting renewables, in: EIB Paper 2 (12), S. 110–133.
- Frey, R.L. 1991a:** Energie, in: Frey, R.L./Stahelin-Witt, El./Blöchliger, H. (Hrsg.): Mit Ökonomie zur Ökologie, Basel/Frankfurt am Main, S. 185–200.
- Frey, R.L. 1991b:** Strategien und Instrumente, in: Frey, R.L./Stahelin-Witt, El./Blöchliger, H. (Hrsg.): Mit Ökonomie zur Ökologie, Basel/Frankfurt am Main, S. 73–116 1991.
- Fritsch, M./Wein, T./Ewers, H.-J.:** Marktversagen und Wirtschaftspolitik: Mikroökonomische Grundlagen staatlichen Handelns, München.
- Haas R., Meyer N.I., Held A., Finon D., Lorenzoni A., Wisser R., Nishio K.-I. 2008:** Promoting electricity from renewable energy sources – lessons learned from the EU, United States and Japan, in: Sioshansi F.P. 2008: Competitive electricity markets: Design, implementation, performance, Amsterdam.
- Haas R., Eichhammer W., Huber C., Langniss O., Lorenzoni A., Madlener R., Menanteau P., Morthorst P.-E., Martins A., Onizk A., Schleich J., Smith A., Vass Z., Verbruggen A. 2004:** How to promote renewable energy systems successfully and effectively, in: Energy Policy 32 (2004) 833–839.
- Haas R., Resch G., Faber T., Huber C., Held A., Ragwitz M. 2007:** Lessons learned from recent promotion strategies for electricity from renewables, in: Proceedings of ISES World Congress 2007 (V.ol. I – Vol. V).
- Held A., Haas R., Ragwitz M. 2006:** On the success of policy strategies for the promotion of electricity from renewable energy system successfully and effectively, in: Energy Policy, 32 (6), 833–839.

- Huber C., Faber T., Haas R., Resch G., Green J., Ölz S., White S., Cleijne H., Ruijgrok W., Morthorst P.E., Skytte K., Gual M., del Rio P., Hernandez F., Tacsir A., Ragwitz M., Schleich J., Orasch W., Bokemann M., Lins C. 2004:** Green-X – Deriving optimal promotion strategies for increasing the share of RES-E in a dynamic European electricity market, Final Report, im Auftrag der Europäischen Kommission.
- IEA 2008:** Deploying Renewables: Principles for Effective Policies, Paris.
- IEA 2010:** Deploying Renewables in Southeast Asia. Trends and potentials, Paris.
- Klein A., Pfluger B., Held A., Ragwitz M., Resch G., Faber T. 2008:** Evaluation of different feed-in tariff design options – Best practice paper for the International Feed-In Cooperation, 2nd edition, update bei October 2008, Fraunhofer ISI und Energy Economics Group (EEG) im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU).
- Langniß, O./Diekmann, J./Lehr, U. 2007a:** Fortentwicklung des Instrumentariums zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Berichte zur Umweltforschung, BWPLUS-Forschungsberichte.
- Langniß, O., Diekmann, J., Lehr, U. 2007b:** Fortentwicklung des Instrumentariums zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Berichtsentwurf, Stuttgart/Berlin.
- Lemming, J. 2003:** Financial risks for green electricity investors and producers in a tradable green certificate market, in: Energy Policy, 31, S. 21–32 2003.
- Lienert, M., Wissen, R. 2006:** Bewertung von Fördersystemen für erneuerbare Energien: Eine kritische Analyse der aktuell geführten Diskussion, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE) 30 (2006) 2. S. 133–140.
- Meister U. 2010:** Energiesicherheit ohne Autarkie. Die Schweiz im globalen Kontext, Zürich.
- Menanteau, P./Finon, D./Lamy, M.-L. 2003:** Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy, in: Energy Policy 31, pp. 799–812.
- Midttun, A., Gautesen, K. (2007):** Feed in or certificates, competition or complementarity? Combining a static efficiency and a dynamic innovation perspective on the greening of the energy industry, in: Energy Policy 35, S. 1419–1422.
- Mitchell, C./Bauknecht, D./Connor, P.M. 2006:** Effectiveness through risk reduction: A comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany, in: Energy Policy, 34 (3), S. 297–305 2006.
- OECD (Hrsg.) 1991:** Environmental Policy: How to Apply Economic Instruments, Paris.

- Oettli B., Hammer S., Moret F., Iten R., Nordmann T. 2010:** Stromeffizienz und erneuerbare Energien – Wirtschaftliche Alternative zu Grosskraftwerken, INFRAS und TNC im Auftrag des WWF, Greenpeace, SES, Pro Natura, Kantone Basel-Stadt und Genf, Zürich und Erlenbach.
- Pearce, D.W./Markandya, A. 1989:** Environmental Policy, Paris.
- Pearce, D.W./Markandya, A./Barbier E.B. 1989:** Blueprint for a Green Economy, London.
- Pearce, D.W./Turner, R.K. 1990:** Economics of natural resources and the environment, New York.
- Pfisterer M. 2009:** Beim Ökostrom fehlt es nicht am Geld, in: NZZ vom 28. August 2009.
- Pigou, A.C. 1920:** Economics of Welfare, London.
- Pommerehne, W.W. 1987:** Präferenzen für öffentliche Güter: Ansätze zu ihrer Erfassung, Tübingen.
- Ragwitz M., Held A., Resch G., Faber T., Haas R., Huber C., Morthorst P.E., Jensen S.G., Coenraads R., Voogt M., Reece G., Konstantinavičiute I., Heyder B. 2007:** OPTRES Assessment and optimisation of renewable energy support schemes in – the European electricity market (OPTRES). Final report, im Auftrag der Europäischen Kommission.
- Ragwitz M., Held A., Resch G., Faber T., Huber C., Haas R. 2006:** Monitoring and evaluation of policy instruments to support renewable electricity in EU Member States, Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung and Energy Economic Group (EEG) im Auftrag des Umweltbundesamts (UBA) und des Ministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU).
- Rathmann M., Winkel T., Stricker E., Ragwitz M., Held A., Pfluger B., Resch G., Panzer C., Busch S., Konstantinavičiute I. 2009:** Renewable Energy Policy Country Profiles, im Rahmen des Intelligent Energy Europe-Projekts Re-Shaping.
- Resch G., Faber T., Haas R., Huber C., Ragwitz M., Held A., Morthorst P.E., Jensen S.G., Coenraads R., Voogt M., Reece G., Konstantinavičiute I., Heyder B. 2007:** OPTRES – Assessment and optimisation of renewable energy support schemes in the European electricity market. Recommendations for implementing effective & efficient renewable electricity policies, im Auftrag der Europäischen Kommission.
- Resch G., Panzer C., Haas R., Ragwitz M., Rahtmann M., Reece G., Huber C., Faber T., Morthorst P.E., Jensen S.G., Jaworski L., Konstantinavičiute I., Pasinetti R., Vertin K. 2009:** futures-e. Action plan – Deriving a future European Policy for Renewable Electricity, im Auftrag der Europäischen Kommission.

- Scharz H.-G., Dess P., Lang C., Meier S. 2008:** Quotenmodelle zur Förderung von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien: Theorie und Implikationen, IWE Working Paper Nr. 01-2008, Erlangen.
- Schelbert, H. et al. 1988:** Wertvolle Umwelt: ein wirtschaftswissenschaftlicher Beitrag zur Umwelteinschätzung in Stadt und Agglomeration Zürich, Zürich.
- Schulz W. 1985:** Der monetäre Wert der Luft: eine empirische Analyse individueller Zahlungsbereitschaften und ihrer Determinanten auf der Basis von repräsentativer Befragungen, Bern.
- Schweighofer M., Tretter H., Veigl A. 2006:** Förderung von erneuerbaren Energien mit Schwerpunkt auf kostenbasierter Einspeisevergütung, Österreichische Energieagentur im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE), Wien.
- Schweizerische Akademie der Technischen Wissenschaften (SATW 2006) (Hrsg.):** Road Map Erneuerbare Energien Schweiz. Eine Analyse zur Erschliessung der Potenziale bis 2050.
- Scruzzi D. 2010a:** Den grünen Strom nicht den Roten und Grünen überlassen, in: NZZ vom 5. März 2010.
- Scruzzi D. 2010b:** Bund will neue Öko-Kriterien für Wasserkraft, in: NZZ vom 18. November 2010 Nr. 269.
- Sensfuss F., Ragwitz M., Kratzat M., Langniss O., Obersteiner C., Müller T., Merten F., Fishedick M. 2007:** Fortentwicklung des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) zur Marktdurchdringung Erneuerbare Energien im deutschen und europäischen Strommarkt.
- Sensfuss F. und Ragwitz M. 2009:** Entwicklung eines Fördersystems für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung, Paper anlässlich der 6. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien IEWT 2009.
- Siebert, H. 1976:** Analyse der Instrumente der Umweltpolitik, Göttingen (Schriften der Kommission für Wirtschaftlichen und Sozialen Wandel; 80).
- Verein für umweltgerechte Energie (VUE) 2010:** naturemade! Jahresbericht 2009. Verein für umweltgerechte Energie, Zürich.
- Voogt, M./Boots, M.G./Schaeffer, G.J./Martens, J.W., 2000:** Renewable electricity in a liberalised market: the concept of green certificates, in: Energy and Environment 11 (1).
- Weitzman, M.L. 1974:** Prices vs. quantities, in: The Review of Economic Studies 41 (4), S. 477-491.

- Weiss G. 2011:** Wieso es mit der grünen Energie harzt, in: NZZ am Sonntag vom 30. Januar 2011.
- Wüstenhagen R., Markard J., Truffer B. 2003:** Diffusion of green power products in Switzerland, in: Energy Policy 31 (2003) 621–632.
- Zamfir A. 2009:** The promotion of renewable energy sources: European experiences and steps forward, in: Economia seria Management, Vol. 12, Nr. 1/2009.