



**Wissenschaftszentrum
Nordrhein-Westfalen**

Institut Arbeit
und Technik



Kulturwissenschaftliches
Institut

**Wuppertal Institut für
Klima, Umwelt, Energie
GmbH**



Fortentwicklung des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) zur Marktdurchdringung Erneuerbarer Energien im deutschen und europäischen Strommarkt

- Endbericht -

Projektteam:

Frank Sensfuß, Mario Ragwitz, Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung

Marlene Kratzat, Ole Langniß, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

Carlo Obersteiner, Energy Economics Group, TU Wien

Thorsten Müller, Forschungsstelle Umweltenergierecht, Universität Würzburg

Frank Merten, Manfred Fishedick, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie

Karlsruhe, September 2007

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1 Überblick	1
2 Diskussion der möglichen Modelle für die Fortentwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes	2
2.1 Einleitung	2
2.2 Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)	3
2.2.1 Beschreibung	3
2.2.2 Bewertung aus Sicht der einzelnen Akteure	5
2.2.3 Gesamtbewertung des Modells	5
2.2.4 Modellvarianten.....	6
2.3 Versorgervertrags-Modell	7
2.3.1 Beschreibung	7
2.3.2 Bewertung aus Sicht der einzelnen Akteure	10
2.3.3 Gesamtbewertung des Modells	10
2.3.4 Modellvarianten.....	11
2.4 Börsen-Modell.....	11
2.4.1 Beschreibung	11
2.4.2 Veränderungen für einzelne Akteure	13
2.4.3 Gesamtbewertung des Modells	14
2.4.4 Modellvarianten.....	15
2.5 Bonus-Modell	18
2.5.1 Beschreibung	18
2.5.2 Veränderungen für einzelne Akteure	19
2.5.3 Gesamtbewertung des Modells	20
2.5.4 Modellvarianten.....	21
2.6 Versorger-Modell	24
2.6.1 Beschreibung	24
2.6.2 Veränderungen für einzelne Akteure	25

2.6.3	Gesamtbewertung des Modells	26
2.6.4	Modellvarianten	27
2.7	Quoten-Modell	29
2.7.1	Beschreibung.....	29
2.7.2	Veränderungen für einzelne Akteure.....	30
2.7.3	Gesamtbewertung des Modells	31
2.8	Kombinationsmöglichkeiten und Entwicklungspfade	33
2.9	Empfehlungen	35
3	Internationale Koordinierung.....	37
3.1	Einleitung.....	37
3.2	Begründung der Harmonisierung und Koordinierung	39
3.3	Ausgestaltung bestehender nationaler Einspeiseregulungen in der EU	41
3.4	Koordinierung nationaler Förderregelungen.....	47
3.5	Ausgestaltung einer harmonisierten Einspeiseregulung in der EU.....	52
3.5.1	Einspeiseregulung mit Gesamtvergütung.....	53
3.5.2	Bonusregelungen	56
3.5.3	Option zwischen fester Einspeisevergütung und zusätzlicher Boni	58
3.6	Möglichkeiten zur Erreichung der europaweiten Ziele.....	59
3.6.1	Ausgangslage.....	59
3.6.2	Umsetzung des EU-Ziels in nationale Ziele.....	60
3.6.3	Flexibilisierung der Zielerreichung.....	61
3.6.4	Flexibilisierung der Kostenverteilung.....	65
3.7	Vereinbarkeit mit europäischem Recht.....	66
3.8	Empfehlungen	67
4	Literaturverzeichnis	69

Abbildungsverzeichnis

	Seite
Abbildung 1: Struktur des EEG	3
Abbildung 2: Gesamtbewertung des Modells und Zielerreichung des Modells.	6
Abbildung 3: Struktur des um die optionale direkte Vermarktung über Versorgerverträge erweiterten EEG-Modells	8
Abbildung 4: Gesamtbewertung des Modells und Zielerreichung des Modells	11
Abbildung 5: Struktur des Börsen-Modells	12
Abbildung 6: Gesamtbewertung des Modells und Zielerreichung des Modells	15
Abbildung 7: Struktur des Bonus-Modells.....	18
Abbildung 8: Gesamtbewertung des Modells und Zielerreichung des Modells	21
Abbildung 9: Struktur des Versorger-Modells	24
Abbildung 10: Gesamtbewertung des Modells und Zielerreichung des Modells	27
Abbildung 11: Struktur des Quoten-Modells	29
Abbildung 12: Gesamtbewertung des Modells und Zielerreichung des Modells	32
Abbildung 13: Modelloptionen in den wichtigsten Kategorien.	33
Abbildung 14: Kombinationsmöglichkeiten einiger Modelle.....	34
Abbildung 15: Übersicht der Staaten der EU-25 mit einer Einspeiseregulung	42
Abbildung 16: Schematische Darstellung der Ausgestaltungsmöglichkeiten von Einpeiseregulungen.....	53
Abbildung 17: EU-weite Vergütung mit nationalem Gestaltungsspielraum.....	56
Abbildung 18: Schematische Darstellung einer Einspeiseregulung mit optionalem Bonus	59

Tabellenverzeichnis

	Seite
Tabelle 1:	Charakteristika des EEG-Modells..... 4
Tabelle 2:	Charakteristika des um die optionale direkte Vermarktung über Versorgerverträge erweiterten EEG-Modells 9
Tabelle 3:	Neuerungen aus Sicht einzelner Akteure 10
Tabelle 4:	Charakteristika des Börsen-Modells..... 13
Tabelle 5:	Neuerungen aus Sicht einzelner Akteure 14
Tabelle 6:	Charakteristika des Börsen-Modells und seine Varianten..... 17
Tabelle 7:	Charakteristika des Bonus-Modells 19
Tabelle 8:	Neuerungen aus Sicht einzelner Akteure 20
Tabelle 9:	Charakteristika des Bonus-Modells und seine Varianten 23
Tabelle 10:	Charakteristika des Versorger-Modells 25
Tabelle 11:	Neuerungen aus Sicht einzelner Akteure 26
Tabelle 12:	Charakteristika des Versorger-Modells und seine Varianten 28
Tabelle 13:	Charakteristika des Quoten-Modells 30
Tabelle 14:	Neuerungen aus Sicht einzelner Akteure 31
Tabelle 15:	Ausgestaltung der Einspeisevergütungssysteme der EU- Mitgliedstaaten. 43

Begriffsdefinitionen:

Ausgleichsenergie	Abweichung der Kundenlast von eingekaufter und/oder produzierter Menge elektrischer Energie eines Bilanzkreisverantwortlichen aufgrund von Prognoseungenauigkeiten, Produktionsausfällen und anderer Unwägbarkeiten.
EEG-Stromerzeuger	Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien, die unter die Definition des EEG fallen.
Phelix Base	Strompreisindex an der EEX: Der Phelix Base ist der stundengewichtete Durchschnittspreis pro Tag.
Regelenergie	ist diejenige Energie, die zum Ausgleich von Leistungungleichgewichten in der jeweiligen Regelzone eingesetzt wird.
Versorger	Unternehmen- oder Unternehmensteile, die Endkunden beliefern.

Abkürzungen:

BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EVU	Energieversorgungsunternehmen
OTC	over the counter (bilateraler Handel)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
NNE	Netznutzungsentgelte

1 Überblick

Im Rahmen des Forschungsprojekts "Fortentwicklung des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) zur Marktdurchdringung Erneuerbarer Energien im deutschen und europäischen Strommarkt " wurden verschiedene Optionen zur Weiterentwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes aus Sicht der nationalen Gesetzgebung sowie aus der Perspektive der Europäischen Richtlinien zum künftigen Förderrahmen für erneuerbare Energien analysiert. Hierbei erfolgte zunächst eine Analyse des derzeitigen Erneuerbare-Energien-Gesetzes sowie des deutschen und europäischen Strommarktes und der bestehenden Handlungsoptionen für eine optimierte Marktintegration erneuerbarer Energien. Im Anschluss wurden technische und ökonomische Handlungsoptionen für eine verbesserte Systemintegration wie Lastmanagement und Stromspeicher untersucht. Basierend auf diesen Arbeiten, welche in zwei separaten Zwischenberichten dargestellt sind, wurden verschiedene Entwicklungspfade des Erneuerbare-Energien-Gesetzes analysiert. Insbesondere wurden die Optionen Versorger-Vertragsmodell, Bonusmodell, Börsenmodell, Versorgermodell und Quotenmodell detailliert betrachtet, wie in Kapitel 2 dieses Berichtes dargestellt. Die Wirkungen dieser Modelle wurden nach verschiedenen Kriterien bewertet und im Sinne möglicher Evolutionspfade auf die langfristigen Entwicklungschancen hin untersucht. Diese Analyse mündet in konkreten Politikempfehlungen für die weitere Entwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, welche ebenfalls in Kapitel 2 dieses Berichtes dargelegt werden.

Im zweiten Teil dieses Berichtes wird die internationale Koordinierung von Fördersystemen für erneuerbare Energien in den Mitgliedsstaaten der EU untersucht. Hierbei wird zunächst die Ausgestaltung bestehender nationaler Einspeiseregulungen in der EU aufbereitet, um anschließend Ansätze für eine Koordinierung nationaler Fördersysteme zu erarbeiten. Die Ausgestaltung einer harmonisierten Einspeiseregulung in der EU wird als zentrales Ergebnis der Arbeiten im dritten Kapitel dargestellt. Weiterhin werden in diesem Zusammenhang verschiedene Optionen zur Erreichung und Festlegung nationaler Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien in der EU diskutiert. Dabei wird insbesondere auf die Varianten "Flexibilisierung der Zielerreichung" und "Flexibilisierung der Kostenverteilung" eingegangen. Schließlich wird die Vereinbarkeit einer europäischen Einspeiseregulung mit europäischem Recht untersucht.

2 Diskussion der möglichen Modelle für die Fortentwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

2.1 Einleitung

Dieser Abschnitt diskutiert und analysiert verschiedene Modelle zur Weiterentwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Auf Basis einer kurzen Modelldescription werden die wichtigsten Veränderungen für einzelne Akteure diskutiert. Hierbei stehen vor allem die Akteure EEG-Stromerzeuger, Netzbetreiber, Versorger und Endkunden im Vordergrund. In einem weiteren Schritt werden Modellansätze anhand ausgewählter Kriterien bewertet und mit dem derzeitigen EEG verglichen. Aus dem Diskussionsprozess innerhalb des Projektes ergeben sich folgende zentrale Kriterien für die Bewertung der Modelle:

1. Die Fähigkeit der Modelle, **Wachstum** bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien anzuregen. Dazu müssen die Modelle im Durchschnitt mindestens kostendeckende Einkünfte aus dem Verkauf des EE-Stroms ermöglichen und dies auch mit einer angemessenen Sicherheit über die Lebensdauer der EE-Anlagen gewährleisten.
2. Von zentraler Bedeutung für den politischen Prozess ist auch die **Frage der politischen Durchsetzbarkeit**.
3. In diesem Zusammenhang ist natürlich auch die **Kosteneffizienz** eines Modells zu berücksichtigen.
4. Für die längerfristige Entwicklungsperspektive ist ebenfalls die **Marktnähe** eines Modellansatzes von Bedeutung. Dabei geht es einerseits um die Marktnähe der Betreiber von EE-Anlagen, andererseits um die Frage, inwieweit der EE-Strom auf wettbewerblich organisierte Märkte gelangt.
5. Ein weiterer Aspekt der vor allem aus Sicht der staatlichen Steuerung und der Planung einzelner Akteure von Bedeutung ist, ist die **Übersichtlichkeit** bzw. Komplexität eines Modellansatzes.
6. In diesem Zusammenhang spielt auch die **Transparenz** des Modells eine Rolle, vor allem in Bezug auf Mengen- und Zahlungsflüsse.

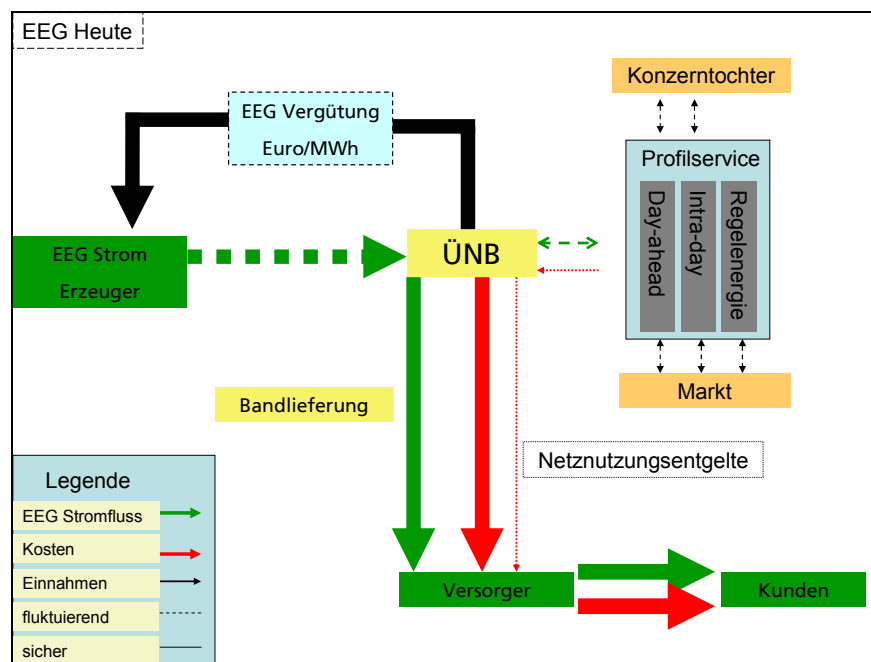
Bei dem Aspekt der **Marktnähe** ist allerdings zu berücksichtigen, dass der deutsche wie auch der europäische Strommarkt von nur wenigen Unternehmen dominiert wird. Unabhängig von der zunehmenden Bedeutung erneuerbarer Energien muss deshalb der Wettbewerb auf dem Strommarkt verstärkt werden.

Anhand der Modellbewertung werden im Folgenden Varianten der beschriebenen Modelle diskutiert, die versuchen, einige Schwächen der Basismodelle zu vermindern. Wichtig ist an diese Stelle zu vermerken, dass dieser Bericht keine vollständige Darstellung aller denkbaren Fördermodelle und ihrer Varianten liefern kann. Vielmehr soll hier die Basis für die weitere Diskussion gelegt werden, indem die wichtigsten Erkenntnisse aus der laufenden Diskussion über die verschiedenen Modellansätze zusammengefasst werden. Auf Basis dieser Darstellung und dem weiteren Diskussionsprozess sollen dann innerhalb des Projektes mögliche Entwicklungspfade aufgezeigt und Handlungsempfehlungen abgegeben werden.

2.2 Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

2.2.1 Beschreibung

Abbildung 1: Struktur des EEG



Quelle: Eigene Darstellung

An dieser Stelle sollen zum Vergleich mit anderen Modellansätzen noch einmal kurz die wichtigsten Charakteristika des EEG dargestellt werden. Die EEG-Stromerzeuger erhalten eine garantierte Einspeisevergütung für Strom, der ins öffentliche Netz eingespeist wird. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, diesen Strom abzunehmen und zu vergüten. Der abgenommene EEG-Strom wird über ein Bandprofil an die Versorger zum Preis der durchschnittlichen EEG-Vergütung weitergeleitet. Aufgrund des fluktuierenden Charakters der Einspeisung aus erneuerbaren Energien sind zur Herstellung des

EEG-Bandes Profilserviceleistungen sowohl im Day-ahead-Markt als auch im Intra-day-Markt notwendig. Die Prognose des EEG-Stromaufkommens liegt in der Verantwortung der Übertragungsnetzbetreiber. Für Prognosefehler, die nicht im Intra-day-Bereich ausgeglichen werden können, muss Ausgleichsenergie bezogen werden. Zum derzeitigen Stand (März 2007) gibt es keine detaillierten Vorschriften, wie die Dienstleistungen durch den Übertragungsnetzbetreiber erbracht werden. Möglich sind sowohl Geschäfte auf dem Markt als auch mit eigenen Konzerntöchtern. Die anfallenden Kosten für diesen Profilservice werden in die Berechnung der Netznutzungsentgelte integriert und damit letztlich von der Bundesnetzagentur kontrolliert. Eine Übersicht über die Struktur des EEG findet sich in Abbildung 1.

In der folgenden Darstellung sollen noch einmal die wichtigsten Charakteristika des EEG-Modells tabellarisch aufgezeigt werden.

Tabelle 1: Charakteristika des EEG-Modells

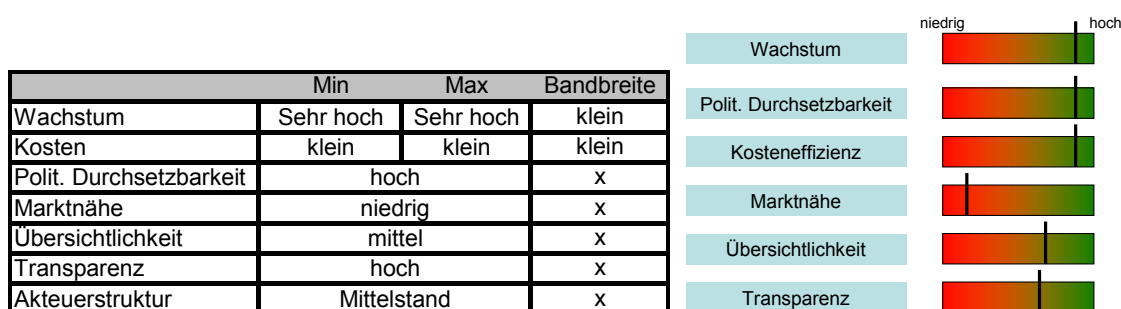
Kategorie	Verantwortung
Abnahme des EEG Stroms	
Direkte Abnahme des EEG Stroms	Netzbetreiber
Sekundärabnehmer des EEG Stroms	Versorger
Form der Sekundärlieferung	Band
Vermarktung des EEG Stroms	entfällt
Profilservice	
day ahead	ÜNB
intra-day	ÜNB
Regelung	ÜNB
Kostenwälzungsmechanismus	NNE
Kontrolle der Kosten	Regulierung
Prognoseverantwortung	
Monat	ÜNB
Day-ahead	ÜNB
Intra day	ÜNB
Kostenwälzungsmechanismus	NNE
Einnahmen für EEG-Stromerzeuger	
EEG Vergütung	ÜNB
Bonus	entfällt
Zertifikate	entfällt
Profilservice	entfällt
1 Kostenwälzung	ÜNB
2 Kostenwälzung	Versorger
Deckung der Kosten	Endkunde
Kostenwälzungsmechanismus	EEG-Umlage
Kontrolle der Kosten	entfällt

2.2.2 Bewertung aus Sicht der einzelnen Akteure

Für EEG-Stromerzeuger schafft das EEG verlässliche und sichere Rahmenbedingungen. Die Vergütungen sind im Allgemeinen ausreichend hoch, um die aus Errichtung und Betrieb der EE-Anlagen entstehenden Kosten abzudecken. Neben projektbedingten Risiken müssen keine weiteren Risiken übernommen werden. Die Einnahmen für getätigte Investitionen sind planbar. Die Übertragungsnetzbetreiber sind beim derzeitigen EEG für Wälzung des EEG-Stroms und den gesamten Profilservice verantwortlich. Die daraus entstehenden Kosten sind Bestandteil der Netznutzungsentgelte. Solange die Regulierung der Netznutzungsentgelte hier zu adäquaten Lösungen kommt, sollten die Übertragungsnetzbetreiber der derzeitigen EEG-Förderung eher neutral gegenüberstehen. Aus den Darstellungen des ersten Zwischenberichts geht hervor, dass für die Versorger die wesentlichen Probleme in den Unsicherheiten bezüglich der monatlich gewälzten EEG-Strommenge bestehen. Ein weiteres Problem auf das hingewiesen wurde, ist die verzögerte Endabrechnung für die EEG-Wälzungen, die ggf. Rückstellungen aus Seite der Versorger notwendig macht.

2.2.3 Gesamtbewertung des Modells

An dieser Stelle soll das derzeitige EEG in Bezug auf wichtige Kriterien bewertet werden. Die Ergebnisse dieser Bewertung dienen als Referenz für die Bewertungen anderer Förderungssysteme. Das EEG hat gezeigt, dass es in der Lage ist, ein sehr hohes Wachstum der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien über einen längeren Zeitraum zu generieren. Auch die politische Durchsetzbarkeit des Systems hat sich über einen längeren Zeitraum als sehr hoch erwiesen. Aktuelle Studien belegen ebenfalls, dass das System eines Einspeisetarifs bei richtiger Festlegung der Tarifhöhe sehr kosteneffizient sein kann (Held et al. 2006). Die größte Schwäche des EEG liegt in seiner geringen Marktnähe. Die EEG-Stromerzeuger sammeln keine Erfahrung auf den Strommarkt und sind deshalb auf den Zeitpunkt nach Ablauf der EEG-Förderung nur wenig vorbereitet. Insgesamt sind die Strukturen des EEG relativ übersichtlich. Ausnahmen bilden die Wälzung des EEG-Bandes und der Profilservice. Insbesondere im Bereich des Profilservices durch die Übertragungsnetzbetreiber sind die Prozesse noch intransparent und nicht marktnah. Eine Übersicht über die Bewertungskriterien findet sich in Abbildung 2.

Abbildung 2: Gesamtbewertung des Modells und Zielerreichung des Modells.¹

2.2.4 Modellvarianten

Die zentralen Schwächen des EEG sind die mangelnde Marktnähe und die Problematik der Wälzung des Bandprofils. Im Folgenden sollen zwei Varianten kurz diskutiert werden, die versuchen, jeweils einen der genannten Punkte zu verbessern.

Variante „Ausstieg zu Zeiten mit hohen Marktpreisen“

Unter den derzeitigen Gegebenheiten ist es EEG-Stromerzeugern möglich, für begrenzte Zeit aus der EEG-Förderung auszusteigen, um z. B. von kurzfristig sehr hohen Marktpreisen zu profitieren. Nach Kenntnisstand der Autoren wird davon bei den EEG-Stromerzeugern nicht nennenswert Gebrauch gemacht. Eine mögliche Variante des EEG zielt darauf, die Markterfahrung von EEG-Stromerzeugern zu fördern, um sie langfristig auf die Zeit nach Ablauf der Förderung vorzubereiten. Durch die Zahlung eines zusätzlichen Bonus für den zeitweisen Ausstieg aus der EEG-Förderung sollen hierzu Anreize geschaffen werden. Eine solche Variante bringt jedoch auch einige Nachteile mit sich. So steigt z. B. der Verwaltungsaufwand bei den Übertragungsnetzbetreibern für die Bilanzierung von EEG-Anlagen und zeitweisen „EEG-Aussteigern“. Insgesamt ist auch die Prognose des Monatsbandes mit größeren Unsicherheiten behaftet und daraus folgend das Volumenrisiko für die Versorger bei der Wälzung des EEG-Bandes höher. Auch die Gesamteffizienz des EEG-Systems leidet deutlich unter einem „Rosinen picken“ durch die EEG-Stromerzeuger, wenn die EEG-Förderung hauptsächlich dann in Anspruch genommen wird, wenn der Wert des EEG-Stroms am geringsten ist. Mit steigenden Preisen am Strommarkt wächst der Anreiz zur selbständigen Vermarktung und muss dann nicht mit zusätzlichen Anreizen verstärkt werden.

¹ An dieser Stelle soll durch die Min- und Maxspalte und die Bandbreite eingeschätzt werden, in welchem Korridor sich die Kriterien im beurteilten System bewegen können.

Zur Begrenzung der Unsicherheiten für die Übertragungsnetzbetreiber scheint es notwendig, den zeitweisen Ausstieg durch die Vorgabe von Anmeldefristen und Mindestzeiträumen zu regulieren.

Variante „Fixes EEG-Band“

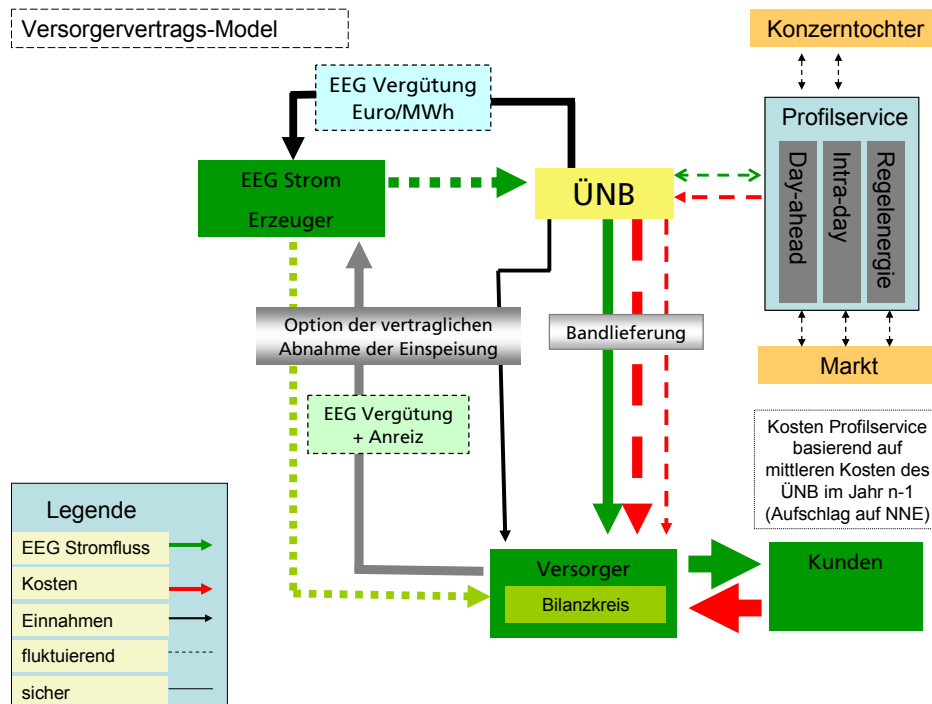
Die Variante „Fixes EEG-Band“ zielt darauf, das Volumenrisiko bei der Wälzung des EEG-Bandprofils zu begrenzen und ggf. schrittweise in ein weiteres Wälzungssystem einzusteigen. In dieser Variante wird festgeschrieben, dass das EEG-Monatsband immer einen bestimmten Prozentsatz des Stromverbrauchs ausmacht. Den Profilservice für dieses Band und die Vermarktung aller über das festgelegte Niveau hinaus anfallenden Strommengen schreiben die Übertragungsnetzbetreiber oder wettbewerblich ermittelte andere Akteure getrennt aus. Mit diesem Modellansatz entfällt auf Seiten der Versorger das Volumenrisiko, und die Abrechnung der Bandwälzung kann beschleunigt erfolgen. Die Kosten für Profilservice und EEG-Vergütung werden mit den Einnahmen aus der Vermarktung des Reststroms verrechnet und auf die Netznutzungsentgelte umgelegt. Diese Variante greift wesentliche Elemente des im Folgenden beschriebenen Börsen-Modells auf, ohne jedoch das gesamte EEG-Volumen den eventuell sehr geringen Mindereinnahmen auszusetzen. Je nach Erfahrungen mit dem System, kann die EEG-Bandquote über die Jahre angehoben oder weiter abgesenkt werden.

2.3 Versorgervertrags-Modell

2.3.1 Beschreibung

Im bestehenden EEG fehlen Anreize für eine optimierte Vermarktung von EEG-Strom, da dieser den Versorgern als Band zugewiesen wird und Kosten des Profilservice in Form von Netznutzungsentgelten auf die Stromverbraucher umgelegt werden. Das im Folgenden dargestellte Modell versucht, diese Schwäche durch die Ergänzung des EEG-Modells um eine optionale direkte Vermarktung von EEG-Strom an die Versorger zu beheben. Diese Option ist insbesondere für Windenergie relevant, da Kosten für den Profilservice primär durch Windenergie verursacht werden und deren Vermarktung durch die volatile Charakteristik eine besondere Herausforderung darstellt. Die Option der direkten Vermarktung über das Versorgervertrags-Modell beschränkt sich im beschriebenen Modell allerdings nicht auf Windenergie, sondern steht grundsätzlich sämtlichen erneuerbaren Technologien offen.

Abbildung 3: Struktur des um die optionale direkte Vermarktung über Versorgerverträge erweiterten EEG-Modells



Alternativ zur Einspeisung in den EEG-Bilanzkreis (Übertragungsnetzbetreiber / ÜNB) erhalten EEG-Anlagenbetreiber die Möglichkeit, die Abnahme der Einspeisung mit einem konventionellen Bilanzkreis, also einem Versorger, vertraglich zu regeln. Der Versorger erhält für die Vermarktung zusätzlich zur EEG-Vergütung eine auf den Kosten für den Profilservice basierende Anreizkomponente² und kann einen Teil dieses Anreizes in Form einer erhöhten EEG-Vergütung an den EEG-Stromerzeuger weitergeben. Die Anreizkomponente muss dabei technologiespezifisch festgelegt werden, da die Kosten für den Profilservice für die einzelnen Technologien sehr unterschiedlich sein können. Zur Bestimmung der Anreizkomponente wird der ÜNB verpflichtet, die Kosten des Profilservices technologiespezifisch zu ermitteln und zu veröffentlichen. Versorger, die auf direktem Weg EEG-Strom beziehen, müssen proportional weniger EEG-Strom vom ÜNB aufnehmen, damit es zu keiner Benachteiligung kommt. Dieser Ausgleich hat technologiespezifisch zu erfolgen, um den einheitlichen (und damit gleich bepreisten) Technologiemarkt im Endkundenabsatz beizubehalten.

² Mittlere Kosten für den Profilservice des ÜNB im Vorjahr dienen als Basis für die Höhe der Anreizkomponente: $K_{\text{Anreiz}}(n) = \alpha \cdot K_{\text{Profilservice}}(n-1)$ mit $\alpha \leq 1$.

Entscheidet sich ein EEG-Anlagenbetreiber für einen solchen Versorgervertrag, so muss dies für einen bestimmten Mindestzeitraum erfolgen, um „Rosinen picken“ zu vermeiden und die Planbarkeit im bestehenden EEG-Wälzungsmechanismus zu erhalten. Es wird ein Mindestzeitraum von einem Jahr vorgeschlagen. Erst nach diesem Jahr dürfte dann der EEG-Anlagenbetreiber, falls gewünscht, wieder in das angestammte System zurückkehren. Nur mit solchen Mindestlaufzeiten werden auch Investitionen in ein optimiertes Zusammenspiel zwischen erneuerbarer und konventioneller Energieerzeugung wie auch der Stromnachfrage ausgelöst.

Tabelle 2 fasst die Charakteristika des dargestellten Modells zusammen. Die hier beschriebene Erweiterung um eine optionale direkte Vermarktung ist in adaptierter Form auch im Börsen-Modell und im Versorger-Modell (s.u.) möglich.

Tabelle 2: Charakteristika des um die optionale direkte Vermarktung über Versorgerverträge erweiterten EEG-Modells

Kategorie	Verantwortung	
	Vermarktung über ÜNB	optionale direkte Vermarktung über Versorgerverträge
Abnahme des EEG Stroms		
Direkte Abnahme des EEG Stroms	Netzbetreiber	Versorger
Sekundärabnehmer des EEG Stroms	Versorger	entfällt
Form der Sekundärlieferung	Band	entfällt
Vermarktung des EEG Stroms	entfällt	Versorger
Profilservice		
day ahead	ÜNB	entfällt
intra-day	ÜNB	Versorger
Regelung	ÜNB	ÜNB/Kosten trägt Versorger
Kostenwälzungsmechanismus	NNE	entfällt
Kontrolle der Kosten	Regulierung	Regulierung/EEG
Prognoseverantwortung		
Monat	entfällt	Versorger
Day-ahead	ÜNB	Versorger
Intra day	ÜNB	Versorger
Kostenwälzungsmechanismus	NNE	entfällt
Einnahmen für EEG-Stromerzeuger		
EEG Vergütung	ÜNB	Versorger
Bonus	entfällt	entfällt
Zertifikate	entfällt	entfällt
Profilservice	entfällt	entfällt
1 Kostenwälzung	ÜNB	entfällt
2 Kostenwälzung	Versorger	Versorger
Deckung der Kosten	Endkunde	Endkunde
Kostenwälzungsmechanismus	EEG-Umlage	EEG-Umlage
Kontrolle der Kosten	entfällt	entfällt

2.3.2 Bewertung aus Sicht der einzelnen Akteure

Die Rahmenbedingungen ändern sich für den EEG-Stromerzeuger grundsätzlich nicht. Durch die direkte Vermarktung an einen Bilanzkreis kann er potentiell höhere Erlöse erzielen und im Gegenzug den Versorger beispielsweise durch die Meldung von Stillstandszeiten und die Übermittlung von Online-Daten bei der Einspeiseproggnose unterstützen.

Die Verantwortlichkeiten des ÜNB ändern sich prinzipiell nicht. Die Kosten für den Profilservice müssen (technologiespezifisch) offen gelegt werden. Falls der Profilservice vom ÜNB nicht effizient bereitgestellt wird, besteht ein Anreiz zur direkten Vermarktung, wodurch der Anteil des vom Übertragungsnetzbetreiber abzunehmenden EEG-Stroms sinkt. Die Abrechnung von EEG-Strommengen mit Versorgern erfolgt technologiespezifisch unter Berücksichtigung der direkt unter Vertrag genommenen Mengen des Versorgers.

Versorger können durch die Vermarktung von EEG-Strom Zusatzerlöse generieren. Die Effizienz des Profilservices des ÜNB stellt dabei den Benchmark für den Vermarktungserfolg dar.

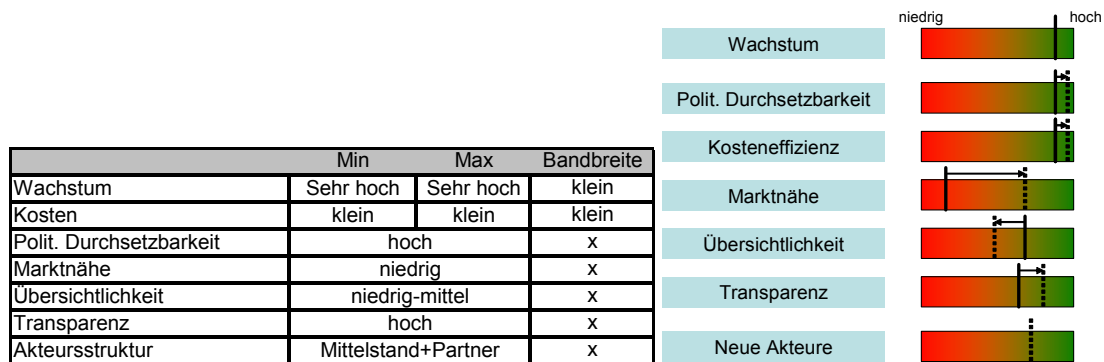
Tabelle 3: Neuerungen aus Sicht einzelner Akteure

Akteure	positiv	negativ
EEG-Stromerzeuger	zusätzliche Erlösmöglichkeit	
Versorger	zusätzliche Erlösmöglichkeit eigene Markterfahrung (mit Wind)	
Netzbetreiber		Veröffentlichung der Profilservicekosten
Endkunden	keine Änderung	keine Änderung

2.3.3 Gesamtbewertung des Modells

Da das EEG-Modell in den Grundzügen erhalten bleibt und die Option der direkten Vermarktung über Versorgerverträge für Versorger und EEG-Stromerzeuger Vorteile bringt, wird die politische Durchsetzbarkeit als hoch eingestuft. Durch die optionale direkte Vermarktung werden Anreize für Versorger geschaffen, EEG-Strom möglichst kosteneffizient durch die Nutzung innovativer Optionen (wie z. B. Speicherbewirtschaftung und Lastmanagement) zu vermarkten. Dadurch erhöht sich die Marktnähe verglichen mit dem bestehenden EEG-Modell. Durch die erhöhte EEG-Vergütung bei Direktvermarktung und die Möglichkeit der Reduktion von Profilservicekosten wird die Kosteneffizienz tendenziell gesteigert. Dieses Modell bietet sowohl auf der Seite der EEG-Strom-Erzeuger als auch bei den Versorgern die Möglichkeit für die Partizipation neuer Akteure. Die Veröffentlichung der Profilservicekosten der ÜNB erhöht die Transparenz. Zu prüfen ist, inwieweit die Profilservicekosten getrennt nach Technologien ausgewiesen werden können. Eine Übersicht der Bewertungskriterien findet sich in Abbildung 4.

Abbildung 4: Gesamtbewertung des Modells und Zielerreichung des Modells



2.3.4 Modellvarianten

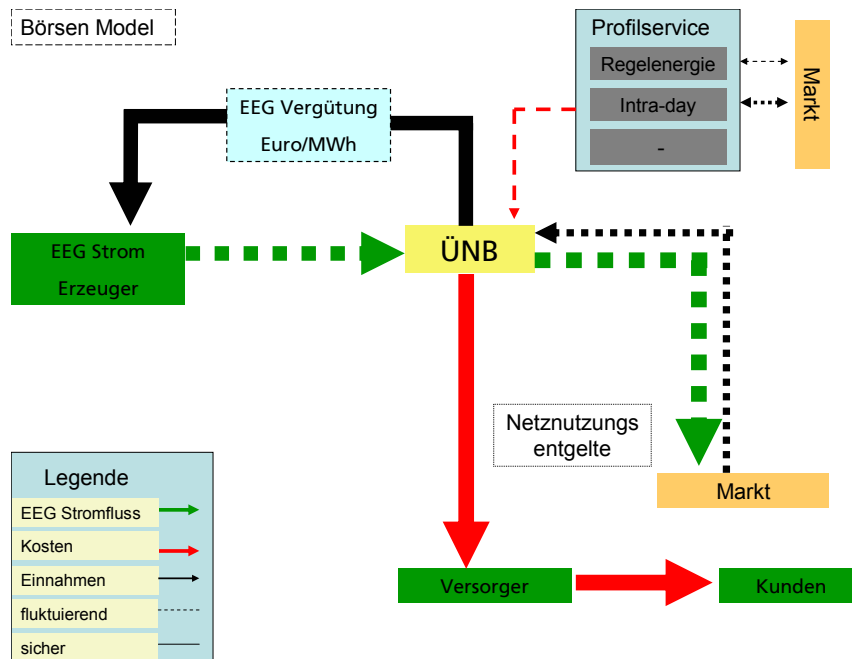
Modellvarianten stellen die Ergänzung des Börsenmodells bzw. des Versorger-Modells um die optionale direkte Vermarktung über Versorgerverträge dar.

2.4 Börsen-Modell

2.4.1 Beschreibung

Eine weitere Entwicklungsmöglichkeit stellt das Börsen-Modell dar. Das zentrale Merkmal des Börsen-Modells ist die Tatsache, dass auf die Wälzung des EEG-Stroms an die Versorger verzichtet wird. In der Basisversion des Börsen-Modells ist vorgesehen, dass die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet sind, den EEG-Strom auf Basis einer Einspeiseprognose day-ahead direkt an der Strombörse zu handeln. Prognoseabweichungen müssen dann vom Übertragungsnetzbetreiber so weit wie möglich durch Intra-day-Geschäfte an der Börse ausgeglichen werden. In der letzten Stufe muss dann Ausgleichsenergie für die verbleibenden Abweichungen bezogen werden. Im Börsen-Modell wird die Situation der EEG-Stromerzeuger nicht grundsätzlich gegenüber der derzeitigen Situation verändert. Der EEG-Strom wird weiterhin an den Netzbetreiber geliefert und von diesem vergütet. Der Netzbetreiber verrechnet die Einnahmen aus dem Verkauf des EEG-Stroms mit den Kosten der Vergütung und den Kosten des Ausgleichs von Prognosefehlern und legt die verbleibenden Kosten auf die Netznutzungsentgelte um. Eine Übersicht über die Struktur des Börsen-Modells findet sich in Abbildung 5.

Abbildung 5: Struktur des Börsen-Modells



Quelle: Eigene Darstellung

In der folgenden Tabelle sollen noch einmal die wichtigsten Charakteristika des Börsen-Modells dargestellt werden.

Tabelle 4: Charakteristika des Börsen-Modells

Kategorie	Verantwortung
Abnahme des EEG Stroms	
Direkte Abnahme des EEG Stroms	Netzbetreiber
Sekundärabnehmer des EEG Stroms	Markt
Form der Sekundärlieferung	direkt
Vermarktung des EEG Stroms	ÜNB
Profilservice	
day ahead	entfällt
intra-day	ÜNB
Regelung	ÜNB
Kostenwälzungsmechanismus	NNE
Kontrolle der Kosten	Regulierung
Prognoseverantwortung	
Monat	entfällt
Day-ahead	ÜNB
Intra day	ÜNB
Kostenwälzungsmechanismus	NNE
Einnahmen für EEG-Stromerzeuger	
EEG Vergütung	ÜNB
Bonus	entfällt
Zertifikate	entfällt
Profilservice	entfällt
1 Kostenwälzung	ÜNB
2 Kostenwälzung	entfällt
Deckung der Kosten	Endkunde
Kostenwälzungsmechanismus	NNE
Kontrolle der Kosten	Regulierung

2.4.2 Veränderungen für einzelne Akteure

An dieser Stelle werden die Neuerungen dieses Modells aus Sicht einzelner Akteure betrachtet. Für die EEG-Stromerzeuger bleibt die Situation unverändert. Die Versorger sind in diesem Modell nicht mehr an der Abwicklung des EEG beteiligt. Für sie fällt die Pflichtabnahme des EEG-Bandes weg. Dies spart administrativen Aufwand und die Risiken, die mit der Fluktuation des EEG-Bandes und der verzögerten Endabrechnung zusammenhängen, fallen weg. Aus Sicht der Endkunden ergibt sich vor allem die Gefahr deutlich erhöhter Kosten, wenn die direkte Vermarktung des EEG-Stroms über die Strombörse zu stark ansteigenden Differenzkosten beim Netzbetreiber führt. Zudem fallen die derzeitigen besonderen Ausgleichsregeln für die Industrie weg bzw. müssten auf anderem Wege neu über die Netznutzungsentgelte definiert werden. Aus Sicht der Netzbetreiber reduziert sich der Aufwand für die EEG-Wälzung durch den Wegfall des Bandes. Auf der anderen Seite entsteht ein erhöhter Aufwand für den EEG-Handel.

Tabelle 5: Neuerungen aus Sicht einzelner Akteure

Akteure	positiv	negativ
EEG-Stromerzeuger	keine Änderung	keine Änderung
Versorger	keine Pflichtabnahme des EEG Bandes keine EEG Wälzung	
Netzbetreiber	kein Aufwand für Banderstellung kein Aufwand für Bandwälzung	Erhöhter Aufwand für EEG-Handel
Endkunden		Gefahr deutlich erhöhter Kosten Kosten ohne EEG Stromlieferung Härtefallregeln fallen weg

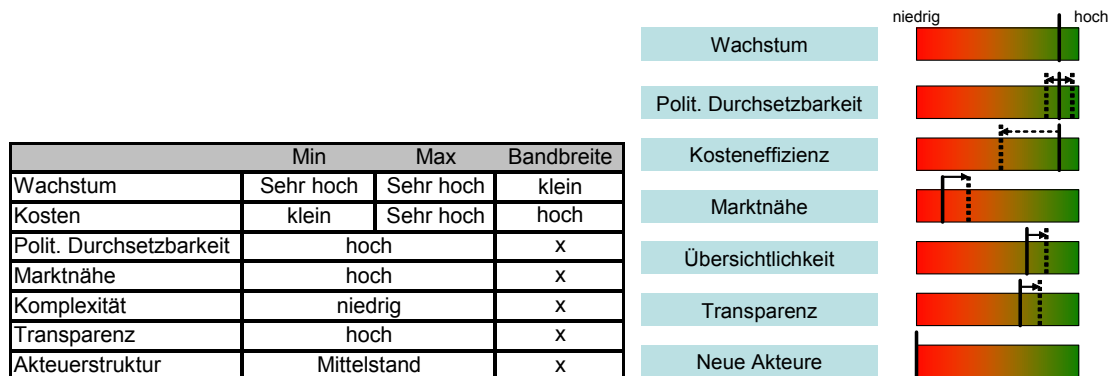
2.4.3 Gesamtbewertung des Modells

Der wesentliche Vorteil des Börsen-Modells ist eine gewisse Stärkung der Marktnähe des EEG. Durch den Wegfall der EEG-Bandwälzung wird der Verwaltungsaufwand und das Mengenrisiko bei den Versorgungsunternehmen reduziert. Die Abschottung eines Teils des Markets durch die EEG-Bandlieferung entfällt ebenfalls. Da die Förderbedingungen für die EEG-Stromerzeuger nicht verändert werden, bleibt das hohe Wachstumspotential des EEG erhalten. Da die EEG-Stromerzeuger jedoch nicht selbst auf dem Markt agieren, bleibt das Modell im Kriterium „Marktnähe“ hinter stark marktorientierten Ansätzen zurück. Die Übersichtlichkeit und Transparenz des EEG wird in der Basisvariante des Börsen-Modells durch den Wegfall der Bandwälzung gestärkt. Die zentrale Schwäche des Ansatzes liegt im Risiko einer starken Verringerung der Kosteneffizienz. Bei ungünstiger Preisentwicklung oder fehlender Liquidität auf der Strombörse können die Einnahmen für den EEG-Strom sehr niedrig sein und damit zu stark erhöhten Differenzkosten führen, die auf die Netznutzungsentgelte umzulegen sind.

Zudem setzt die Basisvariante des Modells für den Netzbetreiber keine Anreize, den Wert des EEG-Stroms zu maximieren und damit die Kosten für die Stromkunden zu minimieren. Es werden den Netzbetreibern keine Spielräume für eine optimierte Vermarktung des EEG-Stroms etwa in Form spezieller Produkte gegeben. Stromhandel und -vermarktung gehört darüber hinaus auch nicht zu den Kernkompetenzen der Netzbetreiber und wäre dementsprechend hier auch nicht geeignet angesiedelt.

Die politische Durchsetzbarkeit des Modellvorschlags hängt stark von der Wahrnehmung des Kostenrisikos für Endkunden und der Einarbeitung neuer besonderen Ausgleichsregeln für die Industrie ab. Dieses Modell bietet keine signifikanten Anreize für die Partizipation neuer Akteure. Insgesamt wird die Durchsetzbarkeit jedoch als relativ hoch eingeschätzt. Eine Übersicht über die Bewertungskriterien findet sich in Abbildung 6.

Abbildung 6: Gesamtbewertung des Modells und Zielerreichung des Modells



2.4.4 Modellvarianten

Die vorangegangene Beschreibung zeigt zwei zentrale Schwächen des Börsen-Modells. Zum einen werden die EEG-Stromerzeuger nicht selbst an den Markt herangeführt. Zum anderen besteht das Risiko einer stark verringerten Kosteneffizienz durch sehr geringe Einnahmen beim Verkauf des EEG-Stroms. Diese Situation kann durch fehlende Anreize für die Netzbetreiber bzw. die eventuell mangelnde Liquidität an der Strombörse verursacht werden. Aus diesem Grund sind auch Varianten des Modells denkbar, die versuchen diese Schwächen abzumildern. Im Folgenden sollen einige wesentliche Modellvarianten dargestellt werden.

Variante „Gewinnbeteiligung“

Die Variante „Gewinnbeteiligung“ setzt darauf, einen Anreiz für die Übertragungsnetzbetreiber zu setzen, die Einnahmen für den EEG-Strom zu maximieren. Zu diesem Zweck kann man eine Beteiligung der ÜNB an den Einnahmen aus dem EEG-Strom vorsehen. So könnte man z. B. zwei Prozent der Einnahmen aus dem Verkauf des EEG-Stroms als Gewinnzuschlag für die Übertragungsnetzbetreiber zulassen. Dies könnte auch Anreize für eine weitere Verbesserung der Prognosemethoden für die EEG-Einspeisung setzen. Zusätzlich könnte neben dem Handel auf der EEX auch der Handel mit Futures erlaubt werden. Je nachdem, wie stark der ÜNB Interessen vertritt, die über seine eigentlichen Aufgaben als Übertragungsnetzbetreiber hinausgehen, ist eine gute Regulierung unter Umständen ein wesentliches Element dieser Modellvariante. Zudem wird die Regulierung immer aufwändiger, je mehr Freiheitsgrade bei Handelsgeschäften mit EEG-Strom zugelassen werden. Die Schwierigkeit dieser Variante liegt in der richtigen Festsetzung des Gewinnanteils für die Netzbetreiber, um einen ausreichenden Anreiz zu setzen, ohne jedoch die verbleibenden Einnahmen des EEG-Stroms zu stark zu vermindern.

Variante „Ausschreibung“

Eine weitere Variante des Börsen-Modells ist die Ausschreibung der Bewirtschaftung des EEG-Bilanzkreises. Der Höchstbietende erhält bei diesem Verfahren das Recht, EEG-Strom im ausgeschriebenen Umfang zu vermarkten. Da er frei in der Form der Vermarktung ist, muss diese auch nicht mehr zwangsläufig über die Börse erfolgen. Der Gebotspreis für den EEG-Strom wird dann mit den Kosten für die Vergütung verrechnet. Bei dieser Lösung muss die Ausschreibung selbst vom Regulierer überwacht werden, die Handelsgeschäfte hingegen liegen in der Verantwortung des Bietenden. Gewinne, die über den Gebotspreis erzielt werden, verbleiben beim Gewinner der Ausschreibung. Der Vorteil dieser Lösung ist ein reduzierter Regulierungsaufwand. Zudem werden auf Seiten der Ausschreibungssieger Anreize für innovative Lösungen für die Marktintegration des EEG-Stroms gesetzt, und zusätzliche Akteure sind in die Integration eingebunden. Ein großes Risiko dieser Variante liegt darin, dass die Gebotspreise aufgrund der geringen Anzahl der möglichen Marktteilnehmer deutlich unter dem eigentlichen Wert des EEG-Stroms liegen.

Variante Ausschreibung mit direkter Anlagenzuordnung

Eine spezielle Variante des Börsen-Modells mit Ausschreibung ist die Ausschreibung in Tranchen mit spezifizierten EEG-Anlagen. Diese Tranchen können aus EEG-Anlagenkapazitäten bestehen, die alle Technologien umfassen oder nur eine bestimmte Technologie, z.B. Windenergie. Letzteres kann sinnvoll sein, falls man von einer Spezialisierung zusätzliche Kosteneinsparungen erwartet. Auf der anderen Seite kann ein breiteres Technologie-Portfolio technologiespezifische Erzeugungsschwankungen besser auffangen. Es sollten verschiedene Tranchen an verschiedene Bieter vergeben werden, vorzugsweise in mehreren, ggf. zeitlich aufeinander folgenden Ausschreibungen. Die Tranchen beinhalten die Stromerzeugung bestimmter spezifizierter EEG-Anlagen, um eine direkte Kontaktaufnahme mit dem EEG-Anlagenbetreiber und damit einhergehende Optimierungen zu ermöglichen. Der Einstieg in ein solches System könnte schrittweise erfolgen. Die Aufgabe der Vermarktung sollte für einen mehrjährigen Zeitraum fest vergeben werden. Nur dann ist gewährleistet, dass über den reinen Stromhandel hinaus auch längerfristige Investitionen getätigt werden, etwa in Kommunikationstechnologien oder direkte Speicherung und Einwirkungsmöglichkeiten bei EEG-Anlagenbetreibern. Der Anreiz längerfristiger Partnerschaften ist das entscheidende Ziel dieser Variante.

Tabelle 6: Charakteristika des Börsen-Modells und seine Varianten

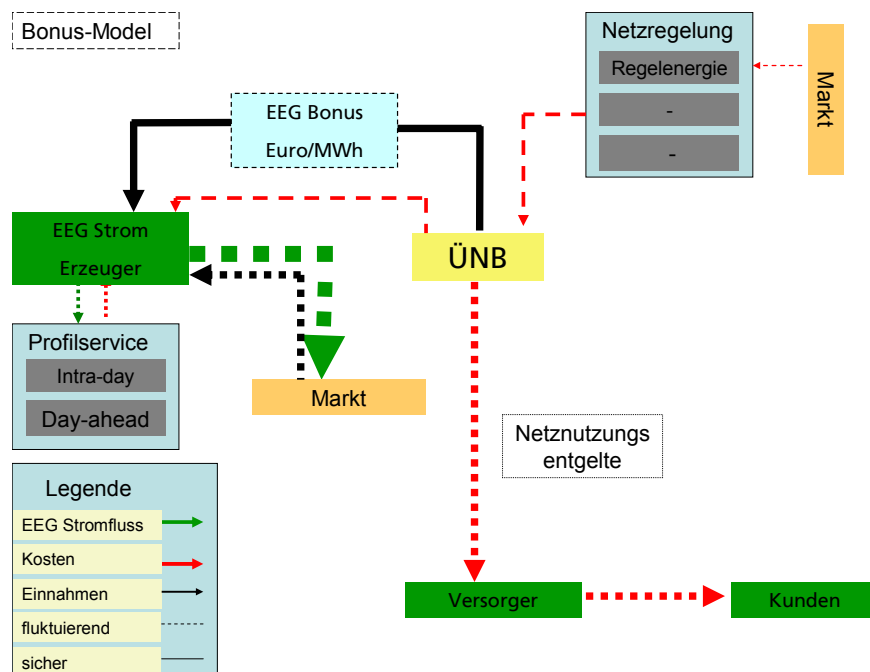
Kategorie	BNE-Basismodel		Variante Gewinnbeteiligung		Variante Ausschreibung	
	Verantwortung					
Abnahme des EEG Stroms	Netzbetreiber		Netzbetreiber		Netzbetreiber	
Direkte Abnahme des EEG Stroms	Markt		Markt/offen		Ausschreibung	
Sekundärabnehmer des EEG Stroms	direkt		direkt		direkt	
Form der Sekundärlieferung	ÜNB		ÜNB+2%Gewinnzuschlag		Sieger der Ausschreibung	
Vermarktung des EEG Stroms						
Profilservice						
day ahead	entfällt		entfällt		entfällt	
intra-day	ÜNB		ÜNB		ÜNB	Sieger der Ausschreibung
Regelung	ÜNB		ÜNB		ÜNB	Sieger der Ausschreibung
Kostenwälzungsmechanismus	NNE		NNE		NNE	NNE
Kontrolle der Kosten	Regulierung		Regulierung		Regulierung	nicht erforderlich
Prognoseverantwortung						
Monat	entfällt		entfällt		entfällt	
Day-ahead	ÜNB		ÜNB		ÜNB	ÜNB/Sieger der Ausschreibung
Intra day	ÜNB		ÜNB		ÜNB	ÜNB/Sieger der Ausschreibung
Kostenwälzungsmechanismus	NNE		NNE		NNE	NNE/nicht erforderlich
Einnahmen für EEG-Stromerzeuger						
EEG Vergütung	ÜNB		ÜNB		ÜNB	
Bonus	entfällt		entfällt		entfällt	
Zertifikate	entfällt		entfällt		entfällt	
Profilservice	entfällt		entfällt		entfällt	
1 Kostenwälzung	ÜNB		ÜNB		ÜNB	
2 Kostenwälzung	entfällt		entfällt		entfällt	
Deckung der Kosten	Endkunde		Endkunde		Endkunde	
Kostenwälzungsmechanismus	NNE		NNE		NNE	
Kontrolle der Kosten	Regulierung		Regulierung		Regulierung	

2.5 Bonus-Modell

2.5.1 Beschreibung

Ein noch stärker marktorientiertes Modell stellt das Bonus-Modell dar. Das Bonus-Modell führt zu deutlichen Änderungen in der Struktur der Förderung. Die Abnahmepflicht des Netzbetreibers für EEG-Strom entfällt. Die EEG-Stromproduzenten müssen ihren Strom bei diesem Ansatz selbst vermarkten. Damit verbunden sind die Erstellung eigener Einspeiseprognosen und die Verantwortung für die Einhaltung der eingegangenen Lieferverpflichtung. Somit fallen die Aufwendungen für den Profilservice bei den EEG-Stromerzeugern an. Für verbleibende Abweichungen müssen die Kosten für Ausgleichsenergie bezahlt werden. Zur Deckung dieser Kosten und zum Ausgleich der Differenz zwischen Erzeugungskosten und Markterlösen wird für den eingespeisten Strom aus erneuerbaren Energien eine Bonusvergütung gezahlt. Durch die Selbstvermarktung des EEG-Stroms entfällt auch die Wälzung des EEG-Profiles. Lediglich die Kosten der vom Netzbetreiber ausgezahlten Bonusvergütung werden über die Netznutzungsentgelte an die Versorger und ihre Kunden gewälzt. Eine Darstellung der Struktur des Modells findet sich in Abbildung 7.

Abbildung 7: Struktur des Bonus-Modells



Quelle: Eigene Darstellung

Im Folgenden werden die wichtigsten Charakteristika des Bonus-Modells tabellarisch wiedergegeben.

Tabelle 7: Charakteristika des Bonus-Modells

Kategorie	Verantwortung
Abnahme des EEG Stroms	
Direkte Abnahme des EEG Stroms	Markt
Sekundärabnehmer des EEG Stroms	Markt
Form der Sekundärlieferung	entfällt
Vermarktung des EEG Stroms	EEG-Stromerzeuger
Profilservice	
day ahead	entfällt
intra-day	EEG-Stromerzeuger
Regelung	ÜNB
Kostenwälzungsmechanismus	NNE
Kontrolle der Kosten	Regulierung
Prognoseverantwortung	
Monat	entfällt
Day-ahead	ÜNB +EEG-Stromerzeuger
Intra day	ÜNB +EEG-Stromerzeuger
Kostenwälzungsmechanismus	NNE
Einnahmen für EEG-Stromerzeuger	
EEG Vergütung	entfällt
Stromverkauf	EEG-Stromerzeuger
Bonus	ÜNB
Zertifikate	entfällt
Profilservice	entfällt
1 Kostenwälzung	ÜNB
2 Kostenwälzung	entfällt
Deckung der Kosten	Endkunde
Kostenwälzungsmechanismus	NNE
Kontrolle der Kosten	Regulierung

2.5.2 Veränderungen für einzelne Akteure

An dieser Stelle sollen die Veränderungen dieses Modells aus Sicht einzelner Akteure betrachtet werden. Die größten Veränderungen entstehen bei diesem Modell für die EEG-Stromerzeuger. Durch die Verpflichtung zur Selbstvermarktung müssen einige neue Fähigkeiten entwickelt werden. Zu diesen gehört die Prognose der eigenen Stromerzeugung und der Umfang bzw. der Ausgleich von Prognosefehlern. Neben dem Marktpreisrisiko für die verkauften Strommengen müssen auch die nicht unerheblichen Risiken durch Prognosefehler und die damit verbundene Notwendigkeit von Intra-day-Ausgleich bzw. dem Bezug von teurer Ausgleichsenergie gemanagt werden. Diese Risiken müssen durch Einnahmen über dem Niveau des EEG ausgeglichen werden. Aus Sicht der Versorger ergibt sich ein ähnliches Bild wie beim Börsen-Modell. Durch

den Wegfall der EEG-Profilwälzung sinkt der Verwaltungsaufwand. Im Gegenzug steigen die Netznutzungsentgelte durch die Wälzung der Bonusvergütung. Die Situation der Endkunden ist ebenfalls vergleichbar mit dem Börsen-Modell. Die besonderen Ausgleichsregeln für die Industrie des EEG entfallen bzw. müssen in die Netznutzungsentgelte integriert werden. Es besteht das Risiko erhöhter Kosten durch die Bonuszahlungen.

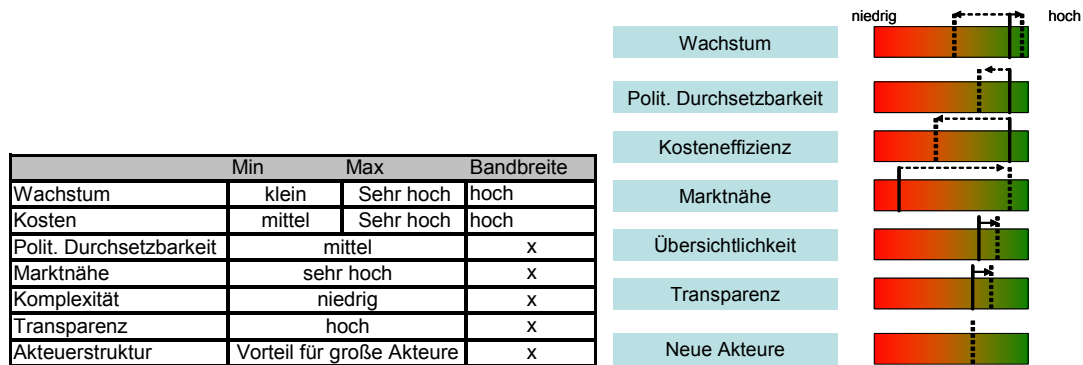
Tabelle 8: Neuerungen aus Sicht einzelner Akteure

Akteure	positiv	negativ
EEG-Stromerzeuger	Eigene Markterfahrung	Marktpreisrisiko der Selbstvermarktung Wegfall der Abnamegarantie Höhere Kosten durch eigene Einspeiseprognosen Höhere Kosten durch Ausgleich der Prognosefehler
Versorger	keine Pflichtabnahme des EEG Bandes keine EEG Wälzung	
Netzbetreiber	kein Aufwand für Banderstellung kein Aufwand für Bandwälzung	
Endkunden		Gefahr stark erhöhter Kosten Härtefallregeln fallen weg bzw. sind neu zu definieren

2.5.3 Gesamtbewertung des Modells

Das Bonus-Modell geht in punkto Marktnähe über das Börsen-Modell hinaus. Der EEG-Strom wird komplett auf den Märkten gehandelt, und die EEG-Stromproduzenten müssen lernen, sich auf diesen Märkten zu bewegen. Aufgrund seiner einfachen Struktur steigen Übersichtlichkeit und Transparenz in diesem Modell leicht an. Ein zentrales Problem ist bei diesem Ansatz jedoch die Festlegung der Bonushöhe. Wird der Marktpreis bei der Festlegung der Bonushöhe durch den Gesetzgeber falsch prognostiziert, kann dies im Falle eines zu niedrigen Bonus zu einem Zusammenbruch des Ausbaus führen. Im Falle eines zu hohen Bonus kommt es zu einer deutlichen Überförderung und damit zu einem starken Abfall der Kosteneffizienz. In einem solchen Fall kann auch das Wachstum beim Ausbau noch weiter ansteigen. Zur Abmilderung des Marktpreisrisikos scheint es zumindest angebracht, obere und untere Grenzwerte für die Gesamtvergütung zu definieren. Insgesamt ist selbst bei perfekter Festlegung des Bonus mit leicht ansteigenden Kosten zu rechnen, da die zusätzlichen Aufwendungen und Risiken für die EEG-Stromproduzenten vergütet werden müssen. Insgesamt sind beim Bonus-Modell große Akteure im Vorteil, da die relativen Kosten für den Marktzugang geringer sind und mehr Ausgleichsmaßnahmen im Falle von Prognosefehlern zur Verfügung stehen. Dieses Modell bietet insbesondere auf der Seite der EEG Strom-Erzeuger die Möglichkeit für die Partizipation neuer Akteure. Eine Übersicht über die Bewertung gibt Abbildung 8.

Abbildung 8: Gesamtbewertung des Modells und Zielerreichung des Modells



2.5.4 Modellvarianten

Die vorangegangene Beschreibung zeigt einige wichtige Schwächen des Bonus-Modells. Ein zentrales Problem liegt in der richtigen Festsetzung der Bonushöhe, um eine Überförderung bzw. eine Unterförderung und damit verbundenes geringeres Wachstum zu vermeiden. Ein weiteres Problem ist die Tatsache, dass viele kleine Akteure wie z. B. PV-Anlagenbesitzer nicht selbst in der Lage sind, ihren Strom zu vermarkten. Im Folgenden werden zwei Modellvarianten vorgestellt, die versuchen, diese Schwächen abzumildern.

Variante „optionales Bonus-Modell“

Eine Variante des Bonus-Modells ist das optionale Bonusmodell. Bei diesem Modell können sich die EEG-Stromerzeuger entscheiden, ob sie das bewährte EEG-Fördersystem nutzen oder in das Bonussystem wechseln. Der Vorteil dieser Lösung ist, dass die Risiken für die EEG-Stromerzeuger vermindert werden - kleine Akteure können im Einspeisesystem bleiben. Auch das Risiko der Gefährdung des Wachstums bei einem zu niedrig angesetzten Bonus wird abgemildert. Im Gegenzug verliert das optionale Modell jedoch auch einige Vorteile des klassischen Bonus-Modells. Die bestehenden Strukturen des EEG bleiben erhalten. Der Vorteil des Wegfalls der Bandwälzung für die Versorger entfällt somit.

Variante „gleitender Bonus“

Die Variante des gleitenden Bonus-Modells versucht, Probleme des Marktpreisrisikos bei der Festlegung der Bonushöhe zu begrenzen. Weiterhin werden auch das Risiko und die Gewinnchancen für die EEG-Stromproduzenten begrenzt. Beim Modell des gleitenden Bonusses wird die Vergütung auf Basis des EEG-Vergütungssatzes und

eines Marktpreisindikators, z. B. EEX Phelix Base, berechnet. Auf diese Weise können auch technologiespezifische Förderung und Kostendegression erhalten bleiben.

$$\text{Bonus} = (\text{EEGVergütung-Phelix Base}) + \text{Selbstvermarktungsbonus}$$

Obwohl dieses System das Problem der Marktpreisprognose für den Gesetzgeber entschärft, bleibt die Schwierigkeit der Festlegung einer angemessenen Vergütung der Kosten der Selbstvermarktung. Da z. B. die Kosten für den Profilservice und den Bezug von Ausgleichsenergie ebenfalls marktpreisabhängig sind, müsste hier ebenfalls eine Marktpreisindikatorkomponente eingeführt werden. Neben einem Fixbetrag von z. B. 5 Euro/MWh wäre dann eine weitere Marktpreiskomponente, z. B. 10 % des Phelix Base –Preises, sinnvoll.

$$\text{Bonus} = (\text{EEGVergütung-Phelix Base}) + \text{Fixer Bonus} + \text{Marktkomponente.}$$

Trotz der Reduzierung der Schwierigkeiten bei der Festlegung der Bonushöhe bleiben einige zentrale Wirkungen des Bonus-Modells erhalten. Dies sind die Erhöhung des notwendigen Gesamtförderniveaus für EEG-Stromerzeuger und die vorteilhaftere Position größerer Akteure, die besser auf den Märkten agieren können. Prinzipiell ist das Modell des gleitenden Bonusses auch mit dem optionalen Bonus-Modell kombinierbar.

Tabelle 9: Charakteristika des Bonus-Modells und seine Varianten

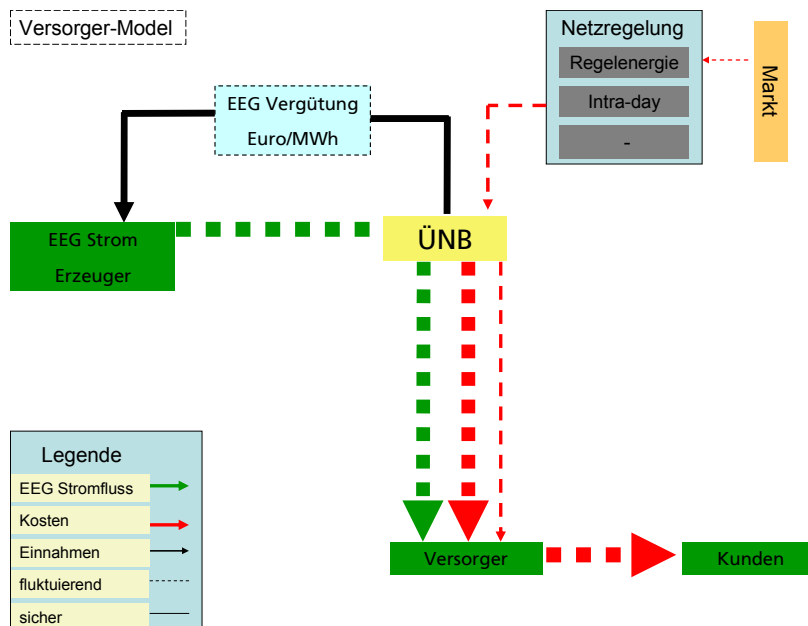
Kategorie	Bonus-Basismodel	Variante optionales Bonusmodell	Variante gleitender Bonus
	Verantwortung		
Abnahme des EEG Stroms	Markt	Markt/ÜNB	Markt
Direkte Abnahme des EEG Stroms	Markt	Markt/Versorger	Markt
Sekundärabnehmer des EEG Stroms	entfällt	Band	entfällt
Form der Sekundärlieferung	EEG-Stromerzeuger	EEG-Stromerzeuger	EEG-Stromerzeuger
Vermarkung des EEG Stroms			
Profilservice			
day ahead	entfällt	(ÜNB)	entfällt
intra-day	EEG-Stromerzeuger	ÜNB/EEG-Stromerzeuger	EEG-Stromerzeuger
Regelung	ÜNB	ÜNB	ÜNB
Kostenwälzungsmechanismus	NNE	NNE	NNE
Kontrolle der Kosten	Regulierung	Regulierung	Regulierung
Prognoseverantwortung			
Monat	entfällt	ÜNB	entfällt
Day-ahead	ÜNB + EEG-Stromerzeuger	ÜNB + EEG-Stromerzeuger	ÜNB + EEG-Stromerzeuger
Intra day	ÜNB + EEG-Stromerzeuger	ÜNB + EEG-Stromerzeuger	ÜNB + EEG-Stromerzeuger
Kostenwälzungsmechanismus	NNE	NNE+EEG Umlage	NNE
Einnahmen für EEG-Stromerzeuger			
EEG Vergütung	entfällt	EEG (optional)	entfällt
Stromverkauf	EEG-Stromerzeuger	EEG-Stromerzeuger	EEG-Stromerzeuger
Bonus	ÜNB	ÜNB	Gleitender Bonus
Zertifikate	entfällt	entfällt	entfällt
Profilservice	entfällt	entfällt	entfällt
1 Kostenwälzung	ÜNB	ÜNB	ÜNB
2 Kostenwälzung	entfällt	Versorger	entfällt
Deckung der Kosten	Endkunde	Endkunde	Endkunde
Kostenwälzungsmechanismus	NNE	NNE	NNE
Kontrolle der Kosten	Regulierung	Regulierung	Regulierung

2.6 Versorger-Modell

2.6.1 Beschreibung

Das Versorger-Modell ist ebenfalls Teil der derzeitigen Diskussion über die Entwicklungsmöglichkeiten des EEG. Ein wesentliches Ziel des Versorger-Modells ist eine stärkere Integration von EEG-Einspeisung und der Stromnachfrage. Aus diesem Grund wird in diesem Modellansatz auf einen Profilservice auf Seiten des Übertragungsnetzbetreibers verzichtet. Der EEG-Strom wird von den Übertragungsnetzbetreibern auf Basis einer day-ahead erstellten Prognose direkt an die Versorger entsprechend ihrem Strommarktanteil weitergeleitet. Day-ahead-Prognosen und aktualisierte Intra-day-Prognosen werden weiterhin vom Übertragungsnetzbetreiber durchgeführt und müssen veröffentlicht werden. Abweichungen von den Prognosen müssen vom Übertragungsnetzbetreiber ausgeglichen werden. Die Kosten für den Intra-day-Ausgleich werden von Übertragungsnetzbetreibern auf die Netznutzungsentgelte umgelegt. Eine Übersicht über die Struktur des Versorger-Modells findet sich in Abbildung 9.

Abbildung 9: Struktur des Versorger-Modells



Quelle: Eigene Darstellung

Nachfolgend werden die wichtigsten Charakteristika des Versorger-Modells tabellarisch zusammengefasst.

Tabelle 10: Charakteristika des Versorger-Modells

Kategorie	Verantwortung
Abnahme des EEG Stroms	
Direkte Abnahme des EEG Stroms	ÜNB (Durchleitung)
Sekundärabnehmer des EEG Stroms	Versorger
Form der Sekundärlieferung	direkt
Vermarktung des EEG Stroms	Versorger
Profilservice	
day ahead	entfällt
intra-day	Versorger
Regelung	Versorger
Kostenwälzungsmechanismus	EEG Umlage
Kontrolle der Kosten	Regulierung
Prognoseverantwortung	
Monat	entfällt
Day-ahead	ÜNB
Intra day	ÜNB
Kostenwälzungsmechanismus	NNE
Einnahmen für EEG-Stromerzeuger	
EEG Vergütung	ÜNB
Bonus	entfällt
Zertifikate	entfällt
Profilservice	entfällt
1 Kostenwälzung	ÜNB
2 Kostenwälzung	Versorger
Deckung der Kosten	Endkunde
Kostenwälzungsmechanismus	EEG Umlage
Kontrolle der Kosten	Regulierung

2.6.2 Veränderungen für einzelne Akteure

An dieser Stelle werden die Neuerungen dieses Modells aus Sicht einzelner Akteure betrachtet. Für die EEG-Stromerzeuger bleibt die Situation unverändert. Für die Übertragungsnetzbetreiber entfällt die Pflicht zur Herstellung des EEG-Bandes. Die in die Netznutzungsentgelte fließenden Kosten für diesen Prozess entfallen. Die deutlichsten Veränderungen ergeben sich in diesem Modell für die Versorger. Die Versorger müssen das fluktuierende Profil der erneuerbaren Energien bei der Strombeschaffung berücksichtigen. Auf der einen Seite können durch innovative Lösungen wie der Koppelung mit eigener Last und Erzeugung Wettbewerbsvorteile erzielt werden. Auf der anderen Seite werden sich kleine Versorger schwer tun, diese Leistung zu erbringen. Sie sind eventuell auf Dienstleistungen anderer Anbieter angewiesen. Aus Endkundensicht bleibt die Frage, ob die Möglichkeit einer effizienteren Integration des EEG-Stroms auf

Seiten der Versorger zu geringen Strompreisen für die Endkunden führt oder ob eher Mehrkosten entstehen, die sich letztlich dann auch in den Strompreisen spiegeln werden.

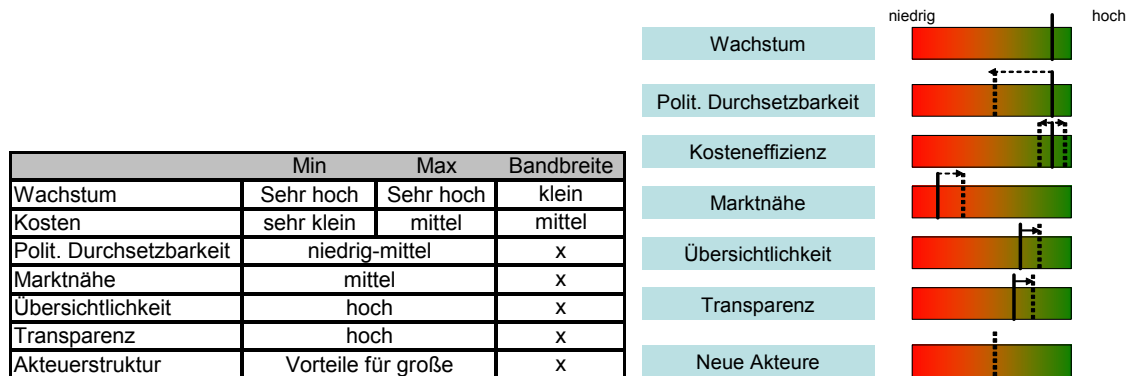
Tabelle 11: Neuerungen aus Sicht einzelner Akteure

Akteure	positiv	negativ
EEG-Stromerzeuger Versorger	keine Änderung Durch effiziente Integration können Marktvorteile geschaffen werden	keine Änderung Kleine Akteure brauchen externen Anbieter
Netzbetreiber	kein Aufwand für Banderstellung kein Aufwand für Bandwältzung	
Endkunden		Höhere Strompreise durch Versorger ?

2.6.3 Gesamtbewertung des Modells

Die wesentliche Zielsetzung des Versorger-Modells ist eine effizientere Integration der fluktuierenden EEG-Stromerzeugung in das bestehende System. Durch den Wegfall der Bandwältzung wird der Profilservice auf das EEG-Band, der häufig als „Doppelveredelung“ kritisiert wird, vermieden. Wenn es den Versorgern gelingt, den EEG-Strom effizienter zu integrieren, kann dies zu einer verbesserten Kosteneffizienz führen. Gelingt dies nicht, weil ggf. nur große Anbieter in der Lage sind, mit der fluktuierenden Einspeisung umzugehen, könnten die Kosten im Vergleich zum derzeitigen EEG-System ansteigen. Dies gilt insbesondere, wenn diese Anbieter ihre marktbeherrschende Stellung ausnutzen. Für die EEG-Stromerzeuger entstehen in diesem System keine Veränderungen. Durch den Wegfall der EEG-Bandwältzung wird die Transparenz und Übersichtlichkeit leicht erhöht. Durch die direkte Kopplung von EEG-Einspeisung und Versorgern gewinnt das System nur geringfügig an Marktnähe. Da vor allem kleine Stromversorger wenige Möglichkeiten haben, die Integration des EEG-Stroms selbst zu managen, wird für diese Lösung politischer Widerstand erwartet. Je nach Stärke dieses Widerstandes sinkt die politische Durchsetzbarkeit dieses Modells ab. Dieses Modell bietet insbesondere auf der Seite der Versorger die Möglichkeit für die Partizipation neuer Akteure. Eine Übersicht über die Bewertungskriterien findet sich in Abbildung 10.

Abbildung 10: Gesamtbewertung des Modells und Zielerreichung des Modells



2.6.4 Modellvarianten

Die zentralen Schwächen des Versorger-Modells sind die mangelnde Weiterentwicklung der Markterfahrung auf Seiten der EEG-Stromerzeuger und die Problematik, dass kleine Stromversorgungsunternehmen evtl. nicht in der Lage sind, mit dem fluktuierenden EEG-Profil umzugehen.

Variante „Versorgeroption“

Die Variante der Versorgeroption zielt darauf, das Risiko für die Versorger zu vermindern. Die EEG-Profilwältzung als Band bleibt erhalten. Der Übertragungsnetzbetreiber schreibt den Profilservice als Dienstleistung in prozentualen Scheiben aus. Die Kosten für den Profilservice werden als Zusatzbestandteil in die Umlage integriert. Die Versorger können in diesem Modell nun wählen, ob sie den EEG-Strom als Bandprofil mit der erhöhten EEG-Umlage abnehmen wollen, oder ob sie den Strom direkt mit der normalen EEG-Vergütung abnehmen. Der Ausgleich von Prognoseabweichungen bleibt weiterhin in der Hand der ÜNB. Denkbar ist auch, beim Intra-day-Profilservice den Versorgern die Möglichkeit zu geben die Prognoseabweichungen für den an sie gelieferten EEG-Strom zu übernehmen.

Tabelle 12: Charakteristika des Versorger-Modells und seine Varianten

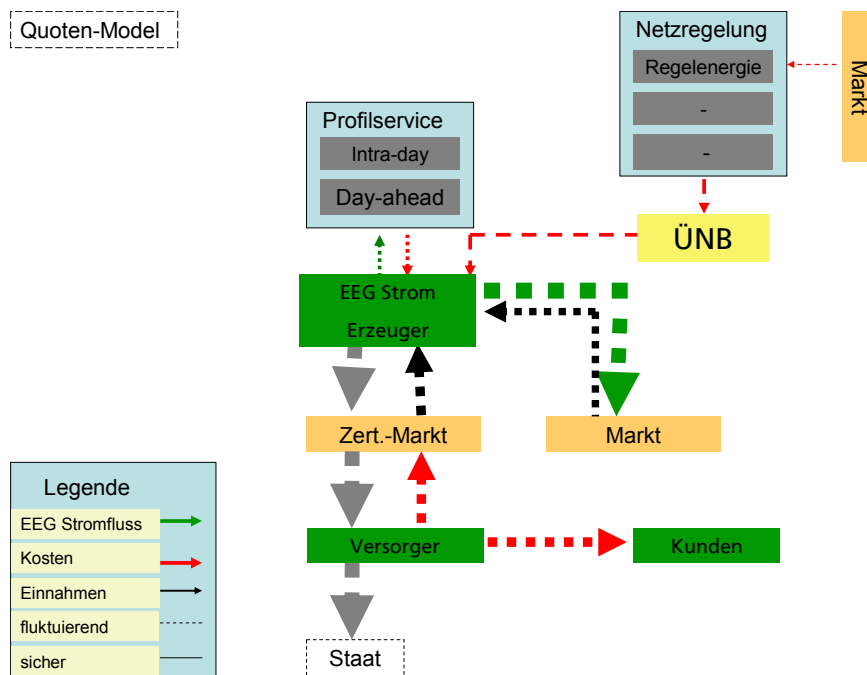
	<i>Versorger-Basismodel</i>	<i>Variante-Versorgeroption</i>
Kategorie	Verantwortung	Verantwortung
Abnahme des EEG Stroms		
Direkte Abnahme des EEG Stroms	ÜNB (Durchleitung)	ÜNB (Durchleitung)
Sekundärabnehmer des EEG Stroms	Versorger	Versorger
Form der Sekundärlieferung	direkt	Band/option direkt
Vermarktung des EEG Stroms	Versorger	Versorger
Profilservice		
day ahead	entfällt	ÜNB-Ausschreibung
intra-day	Versorger	ÜNB-Ausschreibung/(Versorger)
Regelung	Versorger	ÜNB-Ausschreibung/(Versorger)
Kostenwälzungsmechanismus	EEG Umlage	EEG Umlage
Kontrolle der Kosten	Regulierung	Regulierung
Prognoseverantwortung		
Monat	entfällt	ÜNB
Day-ahead	ÜNB	ÜNB
Intra day	ÜNB	ÜNB
Kostenwälzungsmechanismus	NNE	NNE
Einnahmen für EEG-Stromerzeuger		
EEG Vergütung	ÜNB	ÜNB
Bonus	entfällt	entfällt
Zertifikate	entfällt	entfällt
Profilservice	entfällt	entfällt
1 Kostenwälzung	ÜNB	ÜNB
2 Kostenwälzung	Versorger	Versorger
Deckung der Kosten	Endkunde	Endkunde
Kostenwälzungsmechanismus	EEG Umlage	EEG Umlage
Kontrolle der Kosten	Regulierung	Regulierung

2.7 Quoten-Modell

2.7.1 Beschreibung

Das Quoten-Modell geht in seiner Marktorientierung noch über das Bonus-Modell hinaus. EEG-Stromerzeuger müssen ihren Strom in diesem System wie im Bonus-Modell komplett selbst vermarkten. Somit fallen auch die damit verbundenen Aufwendungen für eine eigene Einspeiseprognose und die Kosten für Intra-day-Ausgleich und Ausgleichsenergie an. Die Wälzung eines EEG-Profiles über die Übertragungsnetzbetreiber entfällt. Statt der Zahlung eines Bonus für den erneuerbaren Strom erhalten die EEG-Stromerzeuger Zertifikate für erzeugten Strom. Diese Zertifikate können an einem Zertifikatemarkt gehandelt werden. Die Nachfrage auf den Zertifikatemarkten entsteht durch eine staatlich festgelegte Quote an Grünstromzertifikaten, die jeder Versorger nachweisen muss. Bei Nichterfüllung der Quote fällt eine bestimmte Strafzahlung an. Eine Übersicht über die Struktur des Quoten-Modells findet sich in Abbildung 11.

Abbildung 11: Struktur des Quoten-Modells



Quelle: Eigene Darstellung

In der folgenden Darstellung sollen noch einmal die wichtigsten Charakteristika des Quoten-Modells tabellarisch dargestellt werden.

Tabelle 13: Charakteristika des Quoten-Modells

Kategorie	Verantwortung
Abnahme des EEG Stroms	
Direkte Abnahme des EEG Stroms	Markt
Sekundärabnehmer des EEG Stroms	Markt
Form der Sekundärlieferung	entfällt
Vermarktung des EEG Stroms	EEG-Stromerzeuger
Profilservice	
day ahead	entfällt
intra-day	EEG-Stromerzeuger
Regelung	ÜNB
Kostenwälzungsmechanismus	entfällt
Kontrolle der Kosten	entfällt
Prognoseverantwortung	
Monat	entfällt
Day-ahead	ÜNB (BRD)+EEG-Stromerzeuger
Intra day	ÜNB (BRD)+EEG-Stromerzeuger
Kostenwälzungsmechanismus	NNE
Einnahmen für EEG-Stromerzeuger	
EEG Vergütung	entfällt
Stromverkauf	EEG-Stromerzeuger
Bonus	entfällt
Zertifikate	EEG-Stromerzeuger
Profilservice	entfällt
1 Kostenwälzung	entfällt
2 Kostenwälzung	Versorger kauft Zertifikate
Deckung der Kosten	Endkunde
Kostenwälzungsmechanismus	entfällt
Kontrolle der Kosten	entfällt

2.7.2 Veränderungen für einzelne Akteure

Die deutlichsten Veränderungen ergeben sich im Quoten-Modell für die EEG-Stromerzeuger. Neben dem Vorteil der eigenen Markterfahrung sind eine Menge Risiken zu beherrschen. Das Einkommen für erneuerbaren Strom ist nun verschiedenen Risiken ausgesetzt. Zum einen ist der Verkaufserlös für den EEG-Strom den Schwankungen der Marktpreise unterworfen. Hinzu kommen noch die marktsituationsabhängigen Kosten für den Ausgleich von Prognosefehlern. Zum anderen sind die Verkaufserlöse für Zertifikate schwer prognostizierbar. Der Marktpreis für die Zertifikate hängt von vielen Faktoren ab, die vom einzelnen EEG-Stromerzeuger kaum zu beeinflussen sind. Zentrale Faktoren für die Preisbildung dürften neben den Strategien einzelner Akteure auch die Zielerreichung des Gesamtsystems sein. Neben nichtlinearen Zubauentwicklungen bei erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien können auch meteorologische Ent-

wicklungen eine deutliche Rolle spielen. Sollen weiterhin Anreize für einen zügigen Ausbau der erneuerbaren Energien gesetzt werden, müssen auf dem Zertifikatemarkt Einkommen erzielbar sein, die die oben genannten Risiken vergüten. Zur Erreichung ausreichend hoher Zertifikatepreise sind ambitionierte Quotenziele und hohe Strafzahlungen notwendig. Bei einer undifferenzierten Quote werden nur für die günstigen erneuerbaren Energieträger ausreichende Einkommen generiert. Aus Sicht der Netzbetreiber wird der Aufwand für das EEG deutlich reduziert, da der komplette Wälzungsmechanismus entfällt. Auf der Seite der Versorger entfällt ebenfalls der Aufwand für die Wälzung des EEG-Stromes. Auf der anderen Seite entstehen den Versorgern neue Risiken durch die Pflicht zur Beschaffung der Zertifikate. Aufgrund der unsicheren Preisentwicklung entstehen auch hier neue Risiken, die z. B. beim Abschluss von Versorgungsverträgen berücksichtigt werden müssen. Auf diese Weise könnten für die Endkunden deutlich erhöhte Kosten für die Förderung erneuerbarer Energien entstehen, da sie letztlich die Kosten für die überwältigten Risiken zahlen müssen. Weiterhin entfallen die derzeitigen besonderen Ausgleichsregeln für die Industrie und sind ggf. recht schwierig neu zu integrieren, da keine Kostenwälzung mehr stattfindet.

Tabelle 14: Neuerungen aus Sicht einzelner Akteure

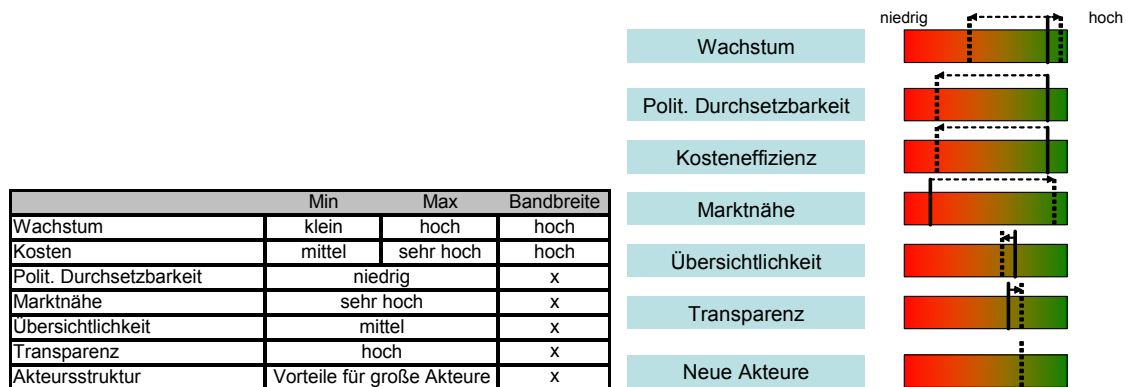
Akteure	positiv	negativ
EEG-Stromerzeuger	Eigene Markterfahrung	Marktpreisisiko der Selbstvermarktung Wegfall der Abnamegarantie Höhere Kosten durch eigene Einspeiseprognosen Marktpreisisiko der Einnahmen aus Zertifikaten Höhere Kosten durch Ausgleich der Prognosefehler
Versorger	keine Pflichtabnahme des EEG Bandes keine EEG Wälzung	Marktpreisisiko für Zertifikatepreise
Netzbetreiber	kein Aufwand für Banderstellung kein Aufwand für Bandwälzung	
Endkunden		Stark erhöhte Kosten Härtefallregeln fallen weg bzw. sind neu zu definieren

2.7.3 Gesamtbewertung des Modells

Das Quoten-Modell zielt auf eine größtmögliche Marktorientierung bei der Förderung erneuerbarer Energien. Aufgrund der zu finanzierenden Risiken für die EEG-Stromerzeuger und Versorger kann dieses System jedoch zu einer starken Reduktion der Kosteneffizienz führen. Je nach Festlegung der Quote und Entwicklung der Zertifikatspreise kann das Wachstum im Bereich der Erneuerbaren höher oder deutlich niedriger als im derzeitigen EEG ausfallen. Aufgrund der Vielzahl der Risiken bevorzugt ein solches System große Akteure. Somit wird für dieses System politische Unterstützung aus der konventionellen Kraftwerkswirtschaft erwartet. Auf der anderen Seite könnten jedoch die klein- und mittelständisch geprägten Akteure, die derzeit einen Großteil des EEG-Ausbaus tragen, starke Einwände gegen ein solches System haben. Die politische Durchsetzbarkeit eines solchen Modells wird also eher niedrig eingestuft. Auf-

grund der Vielzahl der Märkte und Risikostrukturen nehmen die Übersichtlichkeit und die Beherrschbarkeit eines solchen Systems eher leicht ab. Die Transparenz des Systems wird durch die Abwicklung vieler Prozesse über Märkte vor dem Hintergrund dieser Überlegungen nur bedingt gesteigert. Dieses Modell bietet auf der Seite der EEG Strom-Erzeuger die Möglichkeit für die Partizipation neuer Akteure. Eine Übersicht über die Bewertungskriterien findet sich in Abbildung 12.

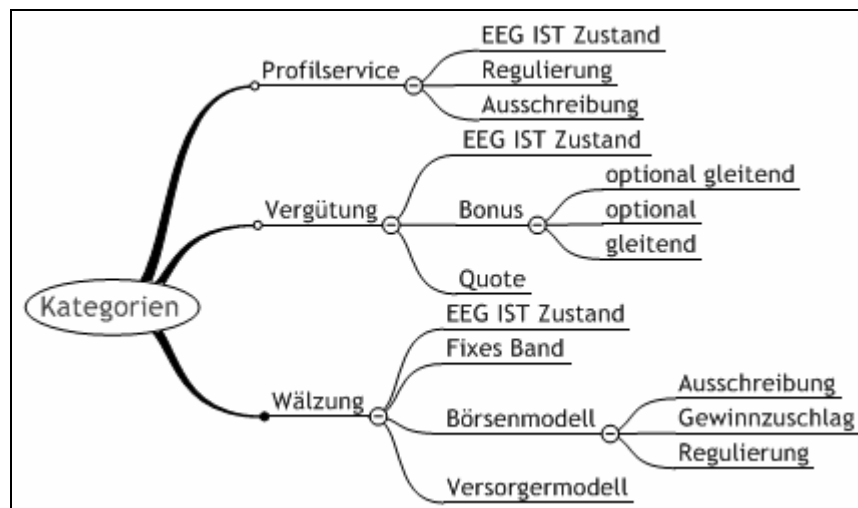
Abbildung 12: Gesamtbewertung des Modells und Zielerreichung des Modells



2.8 Kombinationsmöglichkeiten und Entwicklungspfade

Ein weiterer zentraler Aspekt für die Diskussion der Weiterentwicklung des EEG sind Kombinationsmöglichkeiten der Modelle und Pfadabhängigkeiten. Die zentralen Kategorien für Veränderungen des EEG sind der Profilservice, die Vergütung und die Wälzung. Eine Übersicht über die wichtigsten im Bericht diskutierten Optionen findet sich in Abbildung 13. Im Bereich des Profilservices gibt es neben der Beibehaltung des Ist-Zustandes im Wesentlichen die Option einer verschärften Regulierung bzw. der Ausschreibung dieser Dienstleistung. Im Bereich der Vergütung sind die wichtigen Alternativen die Einführung einer Quote oder ein Bonusmodell in seinen unterschiedlichen Ausprägungen. Für die Wälzung sind die wichtigsten Optionen die Einführung eines fixen Bandes, das Börsenmodell in allen seinen Varianten und das Versorgermodell.

Abbildung 13: Modelloptionen in den wichtigsten Kategorien.



Da die verschiedenen Modelle auf Verbesserungen in unterschiedlichen Bereichen des EEG abzielen, sind viele Kombinationen der hier diskutierten Modellansätze denkbar. In Abbildung 14 sind einige wichtige Kombinationsmöglichkeiten dargestellt.

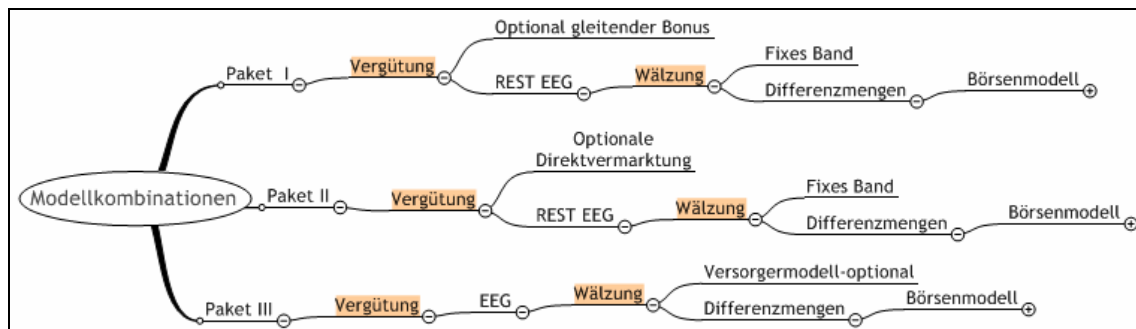
Paket I sieht die Einführung eines optional gleitenden Bonusmodells vor. Für den Bereich des Bonusmodells entfällt die Aufgabe einer weiteren bilanziellen Wälzung von Strommengen. Für die Strommengen, die in der EEG-Vergütung verbleiben, kann z.B. die Lieferung eines deutlich im Voraus festgelegten fixen Bandes erfolgen. Die verbleibenden Geschäfte mit Überschussmengen bzw. der Mengen zur Herstellung dieses Bandes könnte über ein Börsenmodell erfolgen.

Ein ähnliches Bild ergibt sich für Paket II. Statt dem optional gleitenden Bonusmodell wird hier die optionale Direktvermarktung (Versorgervertragsmodell) als Alternative zur

Wälzung des EEG gewählt. Für die Wälzung des EEG-Stromes sind hier ebenfalls eine Kombination aus fixem Band und Börsenmodell denkbar.

Im Paket III wird das optionale Versorgermodell gewählt, die EEG-Vergütung bleibt in ihrer derzeitigen Struktur erhalten. Für die verbleibenden Mengen, die nicht direkt von einem Versorger abgenommen werden, ist in diesem Fall ebenfalls ein Börsenmodell denkbar.

Abbildung 14: Kombinationsmöglichkeiten einiger Modelle



Für die längerfristige Weiterentwicklung ist es wichtig, dass keine Bruchstellen in der Entwicklung des Fördersystems entstehen. So ist z.B. zu beachten, an welcher Stelle in Zukunft die Verantwortung für den Handel mit EEG-Strom angesiedelt sein soll. Wenn längerfristig angestrebt wird, die Verantwortung durch ein Bonusmodell oder ein Quotenmodell an die EEG-Stromproduzenten zu übertragen, wäre es z.B. wenig zielführend in ein Versorgermodell einzusteigen, da hier kurzfristig Kompetenzen auf Seite der Versorger aufgebaut werden, die dann evtl. innerhalb weniger Jahre nicht mehr benötigt werden.

2.9 Empfehlungen

Auf Basis der wissenschaftlichen Untersuchungen im Rahmen dieses Projektes und der Ergebnisse der veranstalteten Workshops mit Experten und Verbänden können die folgenden Empfehlungen zur Fortentwicklung des EEG gegeben werden.

Die zentralen Optimierungspotenziale basieren auf folgenden derzeitigen Schwachstellen des EEG:

- Basierend auf schwankenden und kurzfristig angepassten EEG Monatsbändern entstehen wesentliche **Beschaffungsrisiken** auf Seiten der Versorger.
- Es gibt derzeit kaum Anreize für die EEG-Stromerzeuger, **Erfahrungen auf dem Strommarkt** zu sammeln. Langfristig müssen EEG-Stromerzeuger (z.B. nach Ablauf der Förderung) auf den Strommärkten agieren können.
- Der **Profilservice ist derzeit nicht transparent**, ein einheitliches transparentes Verfahren für den Profilservice scheint notwendig.

Eine Fortentwicklung des EEG sollte obige Schwächen mindern, ohne die derzeit hohe **Effektivität und ökonomische Effizienz** des Systems zu gefährden. Zum Abbau der identifizierten Schwächen des EEG werden folgende Entwicklungselemente empfohlen:

Aus Sicht der EEG-Erzeuger wird neben der existierenden festen Einspeisevergütung ein **optionales Bonusmodell** etabliert, welches die Option gewährt, für einen definierten Zeitraum (z.B. ein Jahr) und bei hinreichender Vorankündigung (z.B. ein halbes Jahr) in ein Bonusmodell zu wechseln. Die Erlöse der Erzeuger, welche in dieses Modell wechseln, setzen sich aus dem konventionellen Strompreis, einem Bonus für die Teilnahme am Strommarkt und einer Prämie für die Übernahme des Profilservice zusammen. Dabei wird der **Bonus gleitend an den langfristigen Strompreis angepasst**, um die Gefahr überhöhter oder unzureichender Förderniveaus bei schwankenden Strompreisen auszuschließen. Basierend auf dem optional gleitenden Bonusmodell können alle wesentlichen Vorteile des EEG - z.B. Investitionssicherheit, Effektivität, Akteursstruktur - beibehalten werden, da die Möglichkeit der festen Einspeisevergütung weiterhin besteht und auch der gleitende Bonus die zusätzlichen Risiken und Chancen für EEG Erzeuger begrenzt. Gleichzeitig wird die Möglichkeit für EEG-Erzeuger geschaffen, Erfahrungen auf den Strommärkten zu sammeln und die Wertigkeit des produzierten Stromes durch die mögliche Reaktion auf Großhandelspreise und somit auf das Verhältnis von Angebot und Nachfrage zur ermöglichen.

Aus Sicht der Endabnehmer des EEG-Stromes werden die Mengenrisiken durch die Einführung eines „**fixen Bandes**“ abgestellt, indem festgeschrieben wird, dass das EEG-Monatsband immer einen bestimmten Prozentsatz des Stromverbrauchs ausmacht. Die **Vermarktung** aller über das festgelegte Niveau hinaus anfallenden Strommengen erfolgt **über die Strommärkte**. Dabei ist vorgesehen, dass die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet sind, den EEG-Reststrom auf Basis einer Einspeiseprognose day-ahead direkt an der Strombörse zu handeln. Alternativ kann die Vermarktung der Reststrommenge wettbewerblich ausgeschrieben werden oder mit Gewinnzuschlag auf verschiedenen Märkten (z.B. Futures, OTC) durch den ÜNB erfolgen. Prognoseabweichungen müssen vom Übertragungsnetzbetreiber so weit wie möglich durch Intra-day-Geschäfte an der Börse ausgeglichen werden. In der letzten Stufe muss dann Ausgleichsenergie für die verbleibenden Abweichungen bezogen werden. Mit diesem Modellansatz entfällt auf Seiten der Versorger das Volumenrisiko, und die Abrechnung der Bandwälzung kann beschleunigt erfolgen. Die Kosten für Profilservice und EEG-Vergütung werden mit den Einnahmen aus der Vermarktung des Reststroms verrechnet und auf die Netznutzungsentgelte umgelegt.

Langfristig bietet die gleichzeitige Einführung eines **optionalen Bonusmodells** und eines **fixen Bandes in Kombination mit einem Börsenmodell** die Möglichkeit die Vorteilhaftigkeit dieser zwei „Vermarktungsstrategien“ für erneuerbaren Strom anhand realer Markterfahrungen zu analysieren. Dabei werden in jeder einzelnen Komponente dieses Modells die Risiken abrupter Systemveränderungen vermieden. So bleibt durch den optionalen Charakter des Bonusmodells das hohe Marktwachstum für EEG-Strom ungefährdet. Außerdem sind die von dem fixen Band abweichenden Strommengen deutlich geringer als die gesamte EEG-Strommenge, wodurch das Liquiditätsrisiko für die Strombörsen begrenzt wird. Die Komplexität des EEG steigt durch diese zusätzlichen Modellelemente geringfügig an, bleibt jedoch insgesamt moderat.

3 Internationale Koordinierung

3.1 Einleitung

Die Europäische Union hat sich zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2010 einen Anteil von 21 % des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien zu decken (Europäische Union 2001). Gleichzeitig sind nationale Ziele mit den einzelnen Mitgliedstaaten vereinbart worden, die allerdings keinen bindenden Charakter haben. Bislang wurde den Mitgliedsstaaten freigestellt, welche Förderinstrumente sie ergreifen und wie sie diese ausgestalten. Darüber hinaus wird den Mitgliedsstaaten eine Übergangszeit von sieben Jahren eingeräumt, sollte eine europaweit einheitliche Förderregelung zu Stande kommen. Um die Zielerreichung zu fördern, wurden in der Richtlinie 2001/77/EG zusätzlich drei Anforderungen beschrieben, die entscheidende Auswirkungen auf den Ausbau haben. Erstens werden die Mitgliedstaaten verpflichtet, den Betreibern von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien einen besseren Zugang zu den Stromnetzen zu gewähren, zweitens sollen Genehmigungsverfahren vereinfacht werden und drittens muss ein System zur Ausstellung von Herkunftsnachweisen eingerichtet werden. Wie diese Vorgaben umgesetzt werden, wurde den Mitgliedsstaaten dabei selbst überlassen. Zwischenzeitlich hat sich der Europäische Rat darauf geeinigt, bis 2020 20 % des Primärenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energien zu decken (Rat der europäischen Union 2007). Diese Vorgabe wird im Laufe des Jahres 2007 in verbindliche nationale Ziele auf die Mitgliedstaaten verteilt werden.

Im Rahmen der Richtlinie 2001/77/EG hat die Europäische Kommission Ende 2005 einen Bericht vorgelegt, der die Umsetzung der Richtlinie bewertet und Empfehlungen ausspricht (Europäische Kommission 2005). Die Kommission kommt dabei zu dem Schluss, dass eine einheitliche europäische Regelung zur Förderung erneuerbarer Energien zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht förderlich ist. Das bislang von der Europäischen Kommission favorisierte Quotenmodell kann demnach die Erwartungen weder bezüglich Effektivität noch bezüglich Kosteneffizienz erfüllen, während Länder mit Einspeiseregulungen wie Deutschland oder Spanien sehr wahrscheinlich ihre Ziele erreichen werden, und das mit hoher Kosteneffizienz. Die Kommission empfiehlt daher, statt der Harmonisierung einen koordinierten Ansatz zu verfolgen, mit dem die nationalen Förderregelungen optimiert werden. Gleichzeitig werden Anforderungen an ein mögliches harmonisiertes System beschrieben.

Demnach hat der Druck zur Schaffung einer einheitlichen europäischen Förderregelung gegenwärtig nachgelassen. Auf der anderen Seite wird mit dem europäischen Binnenmarkt ein einheitlicher Wirtschaftsraum geschaffen, im dem überall gleiche Marktbedingungen herrschen sollen. Nationale Förderregelungen für erneuerbare Ener-

gien, die Sonderbereiche außerhalb des wettbewerblich organisierten Marktes schaffen, werden in dem europäischen Binnenmarkt aber umso unakzeptabler, umso höher die Anteile der über diese nationalen Regelungen geförderten Strommengen am gesamten Strommarkt werden. Damit ergibt sich schon aus den Beschlüssen des Ministerrates vom März 2007 die Notwendigkeit, Förderregelungen stärker zu koordinieren und zu harmonisieren.

In der Theorie stellt sich eine gesetzliche Quote zusammen mit handelbaren Zertifikaten als die ideale Lösung zur Harmonisierung der Förderung im liberalisierten Markt dar. Auf nationaler Ebene konnte in den wenigen Ländern, wo Quotensysteme bisher eingeführt wurden, dieses Instrument die Erwartungen hingegen bisher nicht erfüllen. Dies gilt umso mehr, als die Liberalisierung des Strommarktes bisher nur unzureichend zu einem leistungsfähigen Wettbewerb geführt hat. Es scheint daher angebracht, gewissenhaft auch die Möglichkeit einer harmonisierten europaweiten Einspeiseregulierung auf der Basis fester Einspeisetarife zu untersuchen und darzustellen.

Dabei kann die Harmonisierung der Förderregelungen unterschiedlichen Umfang annehmen: Werden nur einzelne Elemente von nationalen Förderregelungen wie etwa der Zeitraum der Gewährung der Vergütung vereinheitlicht, so sprechen wir im Folgenden von einer Koordinierung nationaler Förderregelungen. Wird dagegen eine europaweit einheitliche Förderregelung geschaffen, die auch alle bestehenden nationalen Förderregelungen ersetzen würde, so wird dies im Folgenden als Harmonisierung von Förderregelungen im engeren Sinne verstanden. Im Gegensatz zur Koordinierung, die eher einer losen Absprache zwischen Ländern gleichkommt, verpflichtet die Harmonisierung im engeren Sinne die Mitgliedsstaaten zu bestimmten Regelungen und Ausgestaltungen.

Tabelle 15: Charakterisierung der Begriffe „Koordinierung“ und „Harmonisierung“

	Bindung	Umfang
Koordinierung	lose Absprache	einzelne Elemente
Harmonisierung im engeren Sinne	rechtlich verpflichtend	Gesamtsystem

In Kapitel 3.2 werden die Vor- und Nachteile der Koordinierung und Harmonisierung von Förderregelungen diskutiert gefolgt von einem kurzen Überblick über die bestehenden Einspeiseregulungen in der Europäischen Union in Kapitel 3.3. In Abschnitt 3.4 wird auf die Koordinierungsmöglichkeiten nationaler Förderrichtlinien gemäß den Vorgaben der EU-Kommission eingegangen, und Kapitel 3.5 beschreibt die Möglichkeiten einer europaweiten Einspeiseregulierung. Des Weiteren werden in Abschnitt 3.6 die Wege zur Erreichung der europaweiten Ziele eines 20 %-igen Anteils erneuerbarer Ener-

gien am Primärenergieverbrauch bis 2020 beschrieben, die nach dem heutigen Stand vorerst ohne eine Harmonisierung beschriftet werden. Zu guter Letzt wird in Abschnitt 3.7 die Zusammenfassung einer Prüfung der Vereinbarkeit einer europaweiten Einspeiseregulierung mit europäischem Recht dargestellt.

3.2 Begründung der Harmonisierung und Koordinierung

Welche Vorteile erwachsen aus einer stärker harmonisierten Förderung in Europa? Durch eine Harmonisierung der Förderregelung gleichen sich die Bedingungen für den Einsatz von erneuerbaren Energien in Europa an. Damit wird es für Hersteller, Projektierer und Investoren einfacher, auch außerhalb ihres angestammten Landes aktiv zu werden. Dadurch verringern sich die Kosten der Umsetzung erneuerbarer Energien. Führt die Harmonisierung dazu, dass die Förderung in zusätzlichen Mitgliedsstaaten besser gestaltet wird, ohne dass die bestehenden Förderbedingungen in anderen Mitgliedsstaaten sich wesentlich verschlechtern, so führt die Harmonisierung auch zu einer Ausweitung des Marktes und der Nachfrage nach Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien. Aus den sich ergebenden Größenvorteilen lassen sich weitere Kostensenkungen erwarten. Gleichzeitig werden die Kosten der Markteinführung neuer Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien auf mehr Schultern verteilt. Damit entfallen für gewerbliche Stromkunden auch die Nachteile im europäischen Wettbewerb, die sich ggf. bei einer ausschließlich nationalen Förderung erneuerbarer Energien aus deren Zusatzkosten ergeben. Schließlich kann eine Harmonisierung auch zu einer effizienteren Nutzung erneuerbarer Energien führen, indem bevorzugt Standorte genutzt werden, an denen die natürlichen Bedingungen zur Nutzung erneuerbarer Energien vorteilhaft sind (z.B. hohe Solarstrahlung, gute Windverhältnisse).

Die Minderung von Treibhausgasen ist eine wesentliche Begründung für die Nutzung erneuerbarer Energien. Dieser Vorteil ist nicht standortgebunden, d.h. von der Minderung der Treibhausgasemissionen profitieren alle. Um Trittbrettfahrer zu vermeiden, ist es daher sinnvoll, die Förderung erneuerbarer Energien europaweit oder gänzlich international zu betreiben, um auch die Lasten aus der Förderung auf alle Nutznießer gerecht zu verteilen. Neben diesem globalen Vorteil gibt es allerdings auch eine Reihe von Aspekten, die nur regional oder national begrenzt ihre Wirkung entfalten. Erneuerbare Energien stoßen mit Ausnahme von Biomasse keine Luftschadstoffe wie Staub, Stickoxide etc. aus, somit kann der Ausstoß dieser Schadstoffe durch den Einsatz erneuerbarer Energien regional und lokal gemindert werden, was sich vorteilhaft für die Einsatzländer auswirkt. Auf der anderen Seite kann die energetische Nutzung der Biomasse Staub und andere Emissionen erhöhen. Windkraftanlagen sind deutlich sichtbar und treffen manchmal auf mangelnde lokale Akzeptanz, ein Nachteil der regional be-

grenzt ist. Durch die dezentrale Nutzung ist auch der Bau zusätzlicher Stromleitungen notwendig, was auch zu Akzeptanzproblemen führen kann. Ein steigender Anteil erneuerbarer Energien an der Energieversorgung erhöht die Versorgungssicherheit, zum anderen reduziert er, soweit es sich nicht um importierte erneuerbarer Energien handelt, die Importabhängigkeit. Trotz internationaler vernetzter Märkte ist dies ein nach wie vor primär nationaler Aspekt. Der Ausbau erneuerbarer Energien kann auch industriepolitisch vorteilhaft sein, da ein starker heimischer Markt Industrie anlockt und Innovationen ermöglicht, die zu Wettbewerbsvorteilen auf internationalen Märkten führen können. Der Ausbau erneuerbarer Energien steigert die lokale, regionale und nationale Bruttobeschäftigung. Die Installation der Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, deren Betrieb sowie im Fall der Biomasse die Bereitstellung der benötigten Brennstoffe führt zu (regionaler) Beschäftigung. Zusätzlich dazu kann es durch die Nachfrage nach Anlagen zur Ansiedlung von Industrieunternehmen in der Region kommen, was wiederum einen Beschäftigungszuwachs in der Herstellung der Anlagen sowie ihrer Komponenten hervorruft. Die zusätzliche wirtschaftliche Aktivität führt zu einem höheren Steueraufkommen.

Die Förderung erneuerbarer Energien führt tendenziell zu zusätzlichen Kosten. Soweit diese zusätzlichen Kosten auf die Stromkunden umgelegt werden, stehen diesen weniger Mittel zum Konsum in anderen Bereichen zu Verfügung. Es kommt zu Umsatzrückgängen und damit einer Schwächung anderer Industriezweige. Dies kann sich regional unterschiedlich auswirken. Gleichzeitig verringert sich die Wettbewerbsfähigkeit insbesondere der stromintensiven Industrie gegenüber anderen Ländern, die keine Förderung erneuerbarer Energien haben, was zu einer Verlagerung der Produktionsstätten führen kann.

Die Vielzahl lokal, regional und national begrenzt auftretender Vorteile erneuerbarer Energien lässt deren Nutzung in jedem einzelnen Mitgliedsstaat angezeigt erscheinen. Selbst wenn also die natürlichen Bedingungen in einigen Mitgliedsstaaten besonders günstig sind und daher dort die Nutzung erneuerbarer Energien bevorzugt vorangetrieben werden sollte, sollten die Anstrengungen zu einer europaweiten Umsetzung in allen Mitgliedsstaaten nicht nachlassen. Dies ergibt sich letztlich allein schon aus den angestrebten hohen Beiträgen erneuerbarer Energien zur Energieversorgung, die mit der ausschließlichen Umsetzung erneuerbarer Energien in einigen wenigen Mitgliedsstaaten mit besonders günstigen natürlichen Bedingungen nicht zu erreichen sind. Eine ausschließlich auf kurzfristig möglichst kostengünstige Umsetzung zielende Förderung greift demnach auch zu kurz. Zur Minderung der Zusatzkosten der Förderung erneuerbarer Energien scheint es dennoch angezeigt, einen gewissen Transfer finanzieller Mittel aus Mitgliedsstaaten mit hohem Energiebedarf, aber ungünstigen natürlichen Rahmenbedingungen für die Nutzung erneuerbarer Energien in Mitgliedsstaaten mit

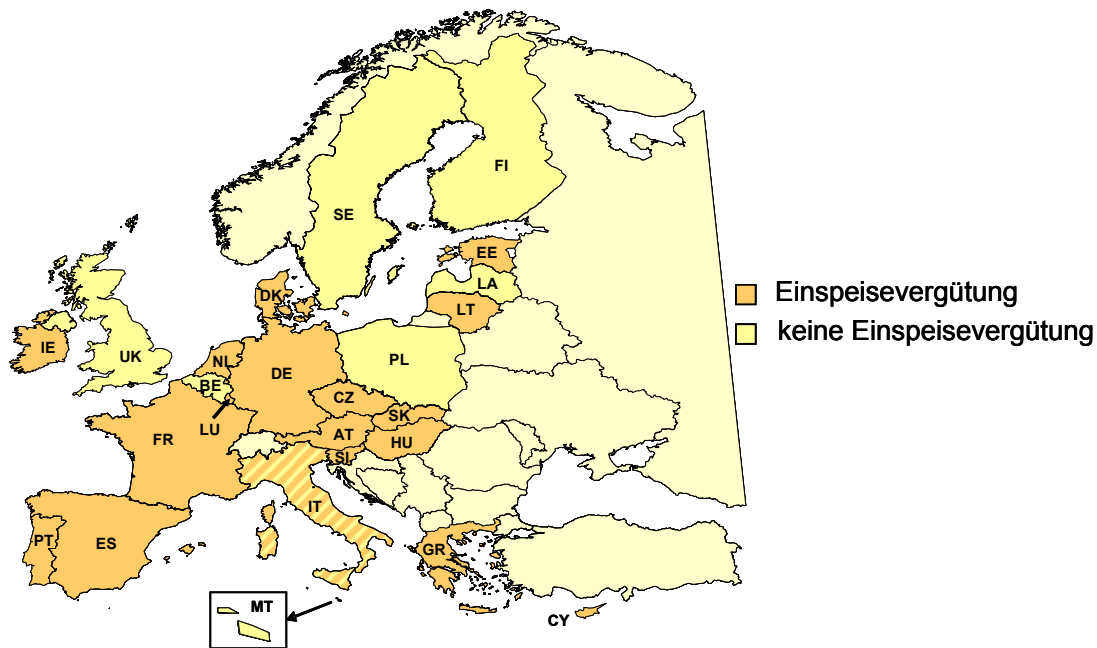
geringerem Energiebedarf, aber günstigen Rahmenbedingungen über eine harmonisierte europäische Förderung zu organisieren.

3.3 Ausgestaltung bestehender nationaler Einspeiseregulungen in der EU

Von 25 Mitgliedsstaaten der EU hatten Ende 2006 18 Länder eine Einspeiseregulierung mit Mindestvergütungen, die entweder eine dem deutschen Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) vergleichbare Einspeisevergütung aufweist oder einen gesetzlich garantierten Bonus als Aufschlag auf den an dem Strommarkt erzielten Verkaufspreis gewährt (vgl. Abbildung 15).

Der Status der nationalen Regelungen sieht sich dabei kontinuierlich unterschiedlichsten Änderungen unterzogen. In den Niederlanden wird damit gerechnet, dass durch die bisherige Einspeiseregulierung bereits die von der Regierung gesetzten Ziele eines Anteils der erneuerbaren Energien von 9 % am Primärenergieverbrauch für das Jahr 2010 erreicht werden, weshalb die Förderung im August 2006 vollständig eingestellt wurde. Das heißt, dass ausschließlich die vor diesem Datum beantragten Kraftwerke noch von der alten Regelung profitieren können. Bislang gibt es keine Weiterführung der staatlichen Unterstützung. In Dänemark wurde bereits im Jahr 2003 angekündigt, nach Erreichung der gesetzten Ziele die Einspeisevergütung durch ein Quotensystem zu ersetzen. Dieses Systems wurde bisher jedoch noch nicht umgesetzt. Ende 2006 wurde eine Bonusregelung an Stelle der Einspeisevergütung eingeführt. In Italien erfolgt die Förderung überwiegend durch ein Quotensystem. Ergänzend dazu wurde eine Einspeisevergütung zur Förderung der Photovoltaik eingeführt.

Abbildung 15: Übersicht der Staaten der EU-25 mit einer Einspeiseregulierung



Die Einspeiseregulierungen sind in Europa sehr unterschiedlich ausgestaltet. Im Rahmen dieses Endberichts wird lediglich ein kurzer Überblick über die wesentlichen Ausprägungen gegeben. Für eine genauere Darstellung sei auf den 4. Zwischenbericht verwiesen. Tabelle 16 zeigt einen Vergleich der Ausgestaltung einiger wesentlicher Elemente von Einspeisevergütungen in den EU-Mitgliedstaaten Ende 2006.

Unter einer Einspeisevergütung wird ein System verstanden, in welchem eine bestimmte festgelegte Vergütung für jede eingespeiste Kilowattstunde Strom aus erneuerbaren Energien gezahlt wird. Dabei wird zwischen fixen Einspeisetarifen und Bonuszahlungen unterschieden.

Fixe Einspeisetarife werden auf jede eingespeiste Kilowattstunde bezahlt, ohne dass die Anlagenbetreiber weitere Zahlungen für den erzeugten Strom erhalten. Damit müssen die fixen Einspeisetarife so gestaltet sein, dass sie die Erzeugungskosten der Anlage über den betrachteten Zeitraum vollständig decken. Fixe Einspeisetarife bestehen in beinahe allen Ländern mit Einspeiseregulierungen. In Estland, Slowenien, Spanien, Tschechien und Zypern ist sie eine von zwei Möglichkeiten zur Förderung erneuerbarer Energien, die im Folgenden noch dargestellt werden. Lediglich die Niederlande sehen eine fixe Vergütung gar nicht vor. In Dänemark ist die Windenergie von dieser Regelung ausgenommen.

Tabelle 16: Ausgestaltung der Einspeiseregulungen der EU-Mitgliedstaaten

Land	Bonus-option	Abnahme- pflicht	Definition der Abnahme- menge	Differenzierung der Tarife	Tarif- degression	Gleiche Kosten- vertei- lung?Umlage über Strom- verbrauch
Dänemark	Nur Wind onshore	x (außer Wind onshore)	-	x	-	x ¹⁾
Deutschland	-	x	-	x	x	x ¹⁾
Estland	x (Gesetzentwurf)	bis zur Höhe der Netz- verluste	x (Gesetzentwurf)	-	-	x
Frankreich	-	x	-	x	Wind	x
Griechenland	-	x	-	x	-	x
Irland	-	x	-	x	-	x
Italien	-	x	-	x	PV	x
Litauen	-	x	-	-	-	x
Luxemburg	-	x	-	x	-	x
Niederlande ³⁾	x	-	-	x	-	- ²⁾
Österreich	-	x	-	x	-	x ¹⁾
Portugal	-	x	-	x	-	x
Slowakien	-	bis zur Höhe der Netz- verluste	-	x	-	x
Slowenien	x	x (soweit fixe Vergütung)	X	x	-	x
Spanien	x	x (soweit fixe Vergütung)	X	x	-	x
Tschechien	x	x (soweit fixe Vergütung)	-	x	-	x
Ungarn	-	x	-	-	-	x
Zypern	-	x	-	x	-	x

¹⁾ Österreich, Dänemark und Deutschland haben Ausnahmen für die Stromintensive Industrie

²⁾ In den Niederlanden trägt jeder Verbraucher unabhängig vom individuellen Stromverbrauch in gleichem Maße die Kosten,

³⁾ In den Niederlanden ist die Förderung für Anlagen, die nach dem 18. August 2006 beantragt wurden, eingestellt.

Quelle: Klein et al. 2007

Die In einer **Bonusregelung** verkaufen die Anlagenbetreiber den erzeugten Strom auf dem Markt und erhalten zusätzlich zu diesen Erlösen einen Bonus. Die Kostenunterschiede der Erzeugung des erneuerbaren Stroms gegenüber konventionellem Strom

sollen durch diesen Bonus ausgeglichen werden. Der Vorteil dieses Verfahrens liegt darin, dass eine engere Verflechtung des Fördersystems mit dem existierenden Strommarkt besteht. Durch den direkten Vertrieb des Stroms auf dem Markt können Anlagenbetreiber eigene Vertriebsstrukturen aufbauen und Vertriebsstrategien entwickeln. Dabei kann es sich um direkten Vertrieb handeln oder um den Vertrieb durch einen Handelspartner. In jedem Fall entstehen den Anlagenbetreibern dadurch zusätzliche Kosten. Allerdings wird der Übergang der Anlagen von der Förderung hin zum freien Wettbewerb erleichtert. Dieses System wird bisher lediglich in den Niederlanden ausschließlich angewandt. In Dänemark wird die Windenergie onshore durch ein solches System gefördert. Tschechien, Spanien, Slowenien und Estland haben diese Variante als Option eingeführt, wonach die Anlagenbetreiber sich zwischen einer fixen Einspeisevergütung und einem zusätzlichen Bonus auf den Marktpreis entscheiden können. In Spanien und Tschechien ist den Erzeugern freigestellt, zwischen den Optionen zu wechseln, wobei sie sich bei jedem Wechsel verpflichten, mindestens ein Jahr in dem jeweils gewählten System zu verbleiben. Um das Bonusmodell für Erzeuger attraktiv zu machen und den zusätzlichen Aufwand für den Vertrieb zu reflektieren, wird in Spanien, Tschechien und Estland der Bonus so angesetzt, dass das Einkommen aus Bonus und Marktpreis voraussichtlich höher ausfällt als die feste Einspeisevergütung.

Alle Staaten der EU mit fixen Vergütungen haben eine **Stromabnahmeverpflichtung** etabliert. Der Systemverantwortliche ist zur Abnahme des Stroms aus erneuerbaren Energien verpflichtet. Systemverantwortlicher sind dabei meist die Netzbetreiber. Eine Verpflichtung zur **Definition der Abnahmemenge** durch den Betreiber der EE-Anlagen besteht bisher lediglich in Slowenien und Spanien. In Estland sieht ein neuer Gesetzesentwurf dies ebenfalls vor. Diese Verpflichtung ist allerdings insofern begrenzt, als dass sie lediglich für Anlagen besteht, die eine gewisse Größe haben. In Estland und Slowenien gilt dies für alle Anlagen, die größer als 1 MW sind, in Spanien für Anlagen größer als 10 MW.

Die Einspeisetarife werden häufig nach unterschiedlichen Technologien differenziert. Lediglich Estland und Ungarn verzichten auf eine derartige **Differenzierung**. Auch in Italien gibt es keine Differenzierung zwischen Technologien, was aber darauf zurückzuführen ist, dass lediglich die Photovoltaik durch eine Einspeiseregulierung gefördert wird (siehe oben). Wenn keine technologiespezifische Vergütungsklassierung vorgenommen wird, werden lediglich die Technologien gefördert, die auf Grundlage der Vergütung wirtschaftlich betrieben werden können. Dies hat zur Folge, dass Technologien wie die Photovoltaik zwar nicht explizit von der Förderung ausgeschlossen werden, auf Grund der hohen Kosten aber kein Ausbau erfolgt. Andererseits kann ein einheitlicher Vergütungssatz dazu führen, dass einzelne Technologien „überfördert“ werden, weil der Vergütungssatz technologiespezifisch zu hoch angesetzt ist. Die Folge ist, dass

Betreiber solcher Anlagen unverhältnismäßig hohe Gewinne erwirtschaften, so genannte Windfallprofite. In den restlichen 15 Ländern wird daher eine Differenzierung der Einspeisetarife nach Technologien vorgenommen.

Die installierte Leistung ist das Kriterium, nach dem am häufigsten innerhalb einer Technologie differenziert wird. Hierdurch werden Kostenunterschiede zwischen Anlagen unterschiedlicher Größe in der Vergütung berücksichtigt. In Dänemark, Estland, Litauen, Slowakien und Tschechien wird eine solche Differenzierung überhaupt nicht vorgenommen.

Die Differenzierung nach Brennstoffen für Anlagen zur Nutzung von Biomasse ist ebenfalls weit verbreitet in den Einspeiseregelungen der EU. Zehn Staaten wählen diesen Ansatz. In den meisten Fällen handelt es sich dabei allerdings lediglich um eine Differenzierung der Vergütungen nach fester, flüssiger und gasförmiger Biomassenutzung.

Die Differenzierung der Vergütung nach Standorten kann in gewisser Weise mit der Differenzierung nach Brennstoffen verglichen werden. Sie wird bislang in den Bereichen Windenergie, Photovoltaik und Wasserkraft eingesetzt, da die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen stark von der Standortwahl abhängt. Ziel ist es dabei, die Nutzung schlechterer Standorte zu ermöglichen und gleichzeitig Windfallprofite an den hervorragenden Standorten zu vermeiden. Die Differenzierung nach Standorten wird in sieben der 18 Länder angewandt.

In Portugal, Slowenien und Ungarn wird eine Vergütung abhängig vom Zeitpunkt der Einspeisung gewährt. In Portugal findet eine Differenzierung nach Tages- und Nachtzeiten statt. In Ungarn wird abhängig von der Nachfrage nach peak, off-peak und low off-peak Zeiten unterschieden. Diese gelten für alle Technologien mit Ausnahme von Wind, Photovoltaik und Wasserkraft bis zu 5 MW, die eine einheitliche Vergütung erhalten. In Slowenien haben die Anlagenbetreiber die Wahl zwischen einer einheitlichen und einer differenzierten Vergütung. Letztere unterscheidet dabei nicht nur zwischen Tages- und Nachtzeiten, sondern bezieht auch die saisonalen Unterschiede der Nachfrage mit ein.

Lediglich in Frankreich und Griechenland werden Vergütungen nach Regionen differenziert. In beiden Ländern werden auf den zu den Staaten gehörigen Inseln, die nicht an das Netz des Festlandes angeschlossen sind, eine höhere Vergütung gewährt. Dadurch werden die höheren Kosten der konventionellen Stromerzeugung berücksichtigt. Außerdem erwartet man vom Einsatz dezentraler erneuerbarer Energien eine Stabilisierung der Stromerzeugung.

Es existieren einige weitere Differenzierungsformen wie beispielsweise eine Technologieprämie für besonders innovative Verfahren sowie eine Prämie für die Anwendung von Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland oder die Prämie für hohe Effizienz der Anlagen in Frankreich. Diese Differenzierungen werden lediglich in einzelnen Ländern angewandt und spielen für die weitere Betrachtung nur eine untergeordnete Rolle. Deshalb werden sie an dieser Stelle nicht genauer dargestellt.

In einigen Ländern wie beispielsweise Deutschland, Frankreich, Tschechien und Italien ist eine jährliche **Degression** der Vergütungen für neu installierte Anlagen vorgesehen. Diese Degressionen liegen meist in einem Bereich bis zu 5 % pro Jahr. Allerdings spielt auch hier die Berücksichtigung der Inflation eine Rolle. Sowohl das deutsche als auch das italienische System sehen eine Degression von 5 % pro Jahr für die Photovoltaik vor. In Deutschland ist allerdings kein Inflationsausgleich vorgesehen, weshalb die Degression faktisch um die Inflation erhöht wird. In Italien wurde bisher noch ein Inflationsausgleich vorgenommen. Gleichzeitig kann man sagen, dass in Ländern, die keine Degression vorgesehen haben und ebenso keinen Inflationsausgleich, faktisch eine Degression in Höhe der Inflation gegeben ist.

Einspeiseregulungen sind als Förderinstrumente besonders attraktiv, da sie nicht vom Haushaltsbudget eines Landes abhängen. Damit bieten sie die Möglichkeit einer kontinuierlichen Förderung mit entsprechend hoher Investitionssicherheit. Die Kosten, die durch diese Systeme entstehen, werden auf die Stromkunden umgelegt.

Die meistgenutzte **Umlagemöglichkeit** besteht darin, dass die Kosten auf der Grundlage des Stromverbrauchs auf alle Kunden verteilt werden. Diese Herangehensweise wurde bis Ende 2006 beinahe ausschließlich in den Ländern der EU-25 angewandt.

Als einziges Land legen die Niederlande die Kosten der Einspeiseregulung nicht auf den Stromverbrauch um. Unabhängig von seinem individuellen Verbrauch hat dort jeder Stromkunde dieselben absoluten Kosten zu tragen. Private und gewerbliche Kunden werden gleich behandelt. Dies führt dazu, dass private Haushalte im Verhältnis zum Stromverbrauch überproportional belastet werden. Auf der anderen Seite wird die Industrie von den Kosten entlastet, sodass insbesondere bei der stromintensiven Unternehmen Wettbewerbsnachteile gegenüber ausländische Konkurrenten vermieden werden. Diese Herangehensweise soll zukünftig auch in Österreich und Slowenien angewendet werden. Um Wettbewerbsnachteile für energieintensive Unternehmen zu vermeiden, können alternativ auch energieintensive Betriebe ganz oder teilweise von der Kostenumlage befreit werden. Diesen Weg beschreiten Dänemark, Deutschland und Österreich.

Die Ausgestaltung der Förderregelungen ist von besonderer Bedeutung für die Zielerreichung. Eine große Rolle spielt darüber hinaus auch eine Reihe von Rahmenbedingungen, die nicht nur für erneuerbare Energien von Bedeutung sind. Entsprechend fordert die europäische Richtlinie 2001/77/EG, den Erzeugern erneuerbarer Energien einen besseren Zugang zu den Stromnetzen zu gewähren sowie die Genehmigungsverfahren zu erleichtern. Im Zusammenhang mit der Gewährung des eigentlichen **physikalischen Zugangs zum Netz** ist der Aufforderung der europäischen Richtlinie 2001/77/EG im weitesten Sinne nachgekommen worden (Europäische Kommission 2005). Dabei handelt es sich in den meisten Mitgliedsstaaten jedoch nicht um eine Anschlussverpflichtung wie in Deutschland, sondern eher um einen diskriminierungsfreien Zugang zum Netz. Eine europaweite Entbürokratisierung der **Genehmigungsverfahren**, wie sie die europäische Richtlinie 2001/77/EG fordert, konnte im Rahmen der Untersuchung nicht festgestellt werden.

3.4 Koordinierung nationaler Förderregelungen

Die Mitteilung der Kommission zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien vom Dezember 2005 kommt zu der Schlussfolgerung, dass eine Harmonisierung der Förderregelungen derzeit verfrüht wäre und daher zunächst eine Koordinierung angestrebt werden sollte. Die Koordinierung umfasst dabei zwei Aspekte, nämlich einerseits die Kooperation zwischen Ländern und andererseits die Optimierung der nationalen Regelungen (Europäische Kommission 2005). Geht man von nur genau einem möglichen Optimum aus, so führt die Optimierung dabei zwangsläufig auch zu einer Konvergenz. Folgende Aspekte bedürfen dabei aus Sicht der Kommission besonderer Berücksichtigung:

- Mehr rechtliche Stabilität und ein geringeres Investitionsrisiko.
- Abbau administrativer Hemmnisse.
- Regelung netzspezifischer Fragen.
- Förderung der technologischen Vielfalt.
- Ausnutzung der Möglichkeiten zur Steuerbefreiung und -ermäßigungen.
- Vereinbarkeit mit dem Elektrizitätsbinnenmarkt.
- Schaffung von Arbeitsplätzen und lokale sowie regionale Nutzeffekte.
- Kombination mit Maßnahmen für Energieeffizienz und Steuerung der Energienachfrage.

Koordinierung von Regelungen ist insbesondere zwischen Ländern sinnvoll, die wesensgleiche Förderregelungen verwenden. So können beispielsweise Länder kooperieren, die eine Einspeiseregulierung etabliert haben, oder solche, die eine Quotenregelung

bevorzugen. Ebenso ist eine Koordinierung zwischen Ländern mit Bonusregelungen oder Bonusoption möglich. Hier wäre die Anzahl der möglichen Teilnehmer mit sechs Mitgliedstaaten allerdings wesentlich geringer. Dieser Bericht betrachtet nur die Koordinierung von Einspeiseregulungen.

Wie in Kapitel 3.3 dargestellt, verfolgen die Regelungen in einigen wesentlichen Bereichen bereits den gleichen Ansatz. Alle Länder der EU sind durch die Richtlinie 2001/77/EG verpflichtet, Genehmigungsverfahren zu verbessern und Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien einen diskriminierungsfreien Netzzugang zu gewähren. Damit hat die Richtlinie bereits nationale Regelungen koordiniert.

16 der 18 Länder, die eine Einspeiseregelung verwenden, gewähren eine feste Vergütung (orientiert an den Erzeugungskosten) in Kombination mit einer Stromabnahmeverpflichtung. In diesen Ländern werden die Kosten auf die Konsumenten proportional zum Stromverbrauch umgelegt. Dies bietet eine gute Basis für eine Koordinierung zwischen diesen Ländern, analog zu der bereits existierenden Form der Feed-in Kooperation zwischen Spanien, Deutschland und Slowenien. In der Feed-In Kooperation tauschen sich die Länder über die Erfahrungen mit ihren nationalen Regelungen aus. Dadurch werden die Regelungen lose miteinander abgestimmt, ohne dass sich die teilnehmenden Länder zu einem bestimmten Vorgehen verpflichten würden. Ein solches Verfahren kann eine Konvergenz zwischen nationalen Regelungen unterstützen.

Es bietet sich an, dass die teilnehmenden Länder in Arbeitsgruppen zu bestimmten Aspekten von Förderregelungen zusammenarbeiten. Ein intensiver Erfahrungsaustausch sollte in der Optimierung der Teilaspekte münden. Dabei sollten auch interessierten Staaten, die den jeweils diskutierten Teilaspekt in ihre Förderregelung aufzunehmen erwägen, die Teilnahme möglich sein. Der Vorteil einer solchen thematischen Clusterbildung besteht darin, dass Teilaspekte der Fördersysteme konkret ausgestaltet und optimiert werden können, ohne dass verbleibende Unterschiede in den bestehenden Systemen berücksichtigt werden müssen.

Die Koordinierung einzelner Elemente von Förderregelungen oder beeinflussender Rahmenbedingungen ist darüber hinaus insbesondere dann möglich, wenn diese Elemente keinen direkten Einfluss auf die Wahl der Art der Förderregelung, d.h. Einspeise-, Quoten- oder Bonusregelung, haben. Dies trifft insbesondere für die Rahmenbedingungen zu, bei denen es sich im Wesentlichen um den Netzzugang sowie die Genehmigungsverfahren für Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien handelt.

Mit dem **Netzzugang** sind hauptsächlich folgende Aspekte verknüpft:

1. Die Gewährung des eigentlichen physikalischen Zugangs zum Netz.

2. Die technischen Bedingungen des Netzzugangs.
3. Die zeitlichen Bedingungen des Netzzugangs.
4. Definition und Aufteilung der Kosten des Anschlusses an das Netz.
5. Definition und Aufteilung der Kosten des ggf. notwendigen Netzausbaus.

Während der physikalische Netzzugang diskriminierungsfrei in allen Mitgliedstaaten verpflichtend eingeführt wurde, sind bezüglich der Netzananschlusskosten sowie der Netzerweiterungskosten einige Defizite zu erkennen.

Netzananschlusskosten bezeichnen sämtliche Kosten, die mit dem Anschluss einer EE-Anlage an das existierende Stromnetz verbunden sind. Dabei wird der Netzananschlusspunkt gewählt, der die geringsten gesamtwirtschaftlichen Kosten aufweist. Ein Kostenvergleich verschiedener Technologien zeigt, dass die Netzananschlusskosten für Wind Onshore im Bereich von 3,6 bis 13,6 % der Gesamtinvestitionskosten liegen während für Wind Offshore die Werte mit 9 bis 26,4 % deutlich höher sind. Für Biomasseanlagen und auch Photovoltaik spielen Netzananschlusskosten eine eher untergeordnete Rolle (GreenNet-EU27 2006a). Netzananschlusskosten werden üblicherweise als Teil der Gesamtinvestitionen aufgefasst und müssen in diesem Sinne vom Anlagenbetreiber getragen werden. Ausnahmen von der Übernahme der Netzananschlusskosten durch die Anlagenbetreiber bildet die Netzananschlusspraxis für Wind-Offshoreanlagen in Dänemark und Deutschland, da eine kostenoptimale Erschließung von Offshore Potentialen eine zentrale Koordinierung und Planung des Netzanchlusses voraussetzt. Aus diesem Grund erscheint es sinnvoll, die Anlagenbetreiber im Fall des Ausbaus von Wind-Offshoreanlagen in ganz Europa von der Kostenübernahme zu befreien.

Während Netzananschlusskosten meist eindeutig einer Erzeugungsanlage zugeordnet werden können, können erforderliche **Netzerweiterungskosten** verschiedene Ursachen haben wie z.B. wachsenden Strombedarf, zunehmende Durchleitung von Stromimporten und die Veränderung der geografischen Verteilung von Erzeugung und Verbrauch. Weiterhin profitieren verschiedenste Marktakteure vom Ausbau des Übertragungsnetzes (Stromhändler, Konsumenten, Energieversorgungsunternehmen, EE-Anlagenbetreiber, etc.). Bezüglich der Kostenübernahme unterscheidet man prinzipiell zwischen zwei Ansätzen:

- *Shallow grid connection charging*

Dem Anlagenbetreiber werden Kosten für die physikalische Anbindung zum nächstgelegenen geeigneten Netzananschlusspunkt in Rechnung gestellt. Alle mit dem Netzananschluss verbundenen Kosten im vorgelagerten Netz werden vom Netzbetreiber getragen.

- *Deep grid connection charging*

Dem Anlagenbetreiber werden zusätzlich zu den eigentlichen Anschlusskosten sämtliche mit der Netzintegration verbundenen Kosten in Rechnung gestellt.

In der Praxis sind verschiedene Mischformen dieser beiden Ansätze implementiert. Diese sind dadurch gekennzeichnet, dass dem Anlagenbetreiber (abhängig von verschiedenen Parametern) zumindest ein Teil der Kosten des vorgelagerten Netzes zugeordnet werden. Die Praxis der Kostenallokation in den EU-Mitgliedsstaaten wird derzeit vom *Deep connection charging* dominiert. Lediglich in Deutschland, Belgien, Dänemark und den Niederlanden werden nur die Netzanschluss-, nicht aber die Netzerweiterungskosten vom Anlagenbetreiber getragen (siehe Knight et al. 2005).

Es erscheint sinnvoll, *Shallow grid connection charging* einheitlich in der EU einzuführen. Die Übernahme der Netzerweiterungskosten durch die Netzbetreiber ermöglicht ihnen eine frühzeitige Planung der Netze für die Regionen, die für den Ausbau erneuerbarer Energien sinnvoll erscheinen. Im Falle der Windenergie würde es sich beispielsweise anbieten, Vorrangflächen für die Nutzung europaweit auszuweisen. Dabei können sowohl gute Windstandorte berücksichtigt werden als auch der Zustand der Netze, die sich daraus ergebende erforderliche Netzerweiterung und die resultierenden Kosten. Diese Vorgehensweise würde eine Begrenzung bzw. Verringerung des Anstiegs der gesamtwirtschaftlichen Kosten ermöglichen. Gleichzeitig sollte eine transparente Darstellung des Netzzustands sowie der Ausbaupläne im zeitlichen Verlauf gefordert werden, so dass Investoren den Aspekt der Gegebenheiten der Netzinfrastruktur bei der Standortwahl berücksichtigen können. Da der Zustand der Netze sowie deren verfügbare Kapazitäten einen großen Einfluss auf den möglichen Ausbau der erneuerbaren Energien haben, müssen dabei die allgemeinen Netznutzungsentgelte eine ausreichende Finanzierung des durch den Ausbau erneuerbare Energien notwendige Umbau der Netze gewährleisten.

Eine Vereinfachung der **Genehmigungsverfahren**, wie von der Europäischen Kommission gefordert, ist bislang nicht europaweit umgesetzt worden. Daher bietet es sich an, klare, europaweit gleiche Vorgaben über die maximal zu erbringenden Nachweise und über die maximale Bearbeitungszeit zwischen Beantragung und Genehmigung zu erlassen.

Die Einführung einer Verpflichtung zur **Vermarktung der erzeugten Strommengen** erneuerbarer Energien ist sinnvoll, nicht zuletzt, da die EU-Kommission eine stärkere Marktnähe der Förderregelungen fordert. In Quoten- und Bonusregelungen sind die Stromerzeuger zur Vermarktung ihres erzeugten Stroms gezwungen. Dabei können sie sich Stromhändlern bedienen. In Einspeiseregulungen sind dagegen Netzbetreiber zur

Abnahme des Stroms von den Erzeugern verpflichtet. Eine weitere Vermarktung dieses Stroms ist gemeinhin nicht vorgesehen, Netznutzer sind zur anteiligen Abnahme verpflichtet. Alternativ könnten die Netzbetreiber zur Vermarktung des aufgenommenen Stroms verpflichtet werden. Da dies ihnen wesensfremd ist, könnten sie sich dazu Dritter bedienen. Damit könnten auch neue Akteure in den Markt eintreten (vergl. Abschnitt 2.4)

Ein weiterer Vorteil einer Vermarktungspflicht ist die Möglichkeit, die **Kostenumlage** auch bei einer festen Einspeisevergütung auf die Mehrkosten zu beschränken. Die Mehrkosten ergeben sich dann aus der Differenz der gesamten gezahlten Vergütung und den gesamten Erlösen aus dem Verkauf des Stroms. Ein einfacher Ansatz für die europaweite Kostenumlage wäre es, eine europaweit gleiche Abgabe auf Stromverbrauch zu erheben. Diese Abgabe würde sich berechnen aus den gesamten Mehrkosten der Einspeiseregulungen geteilt durch den gesamten europäischen Stromverbrauch. Da es im europäischen Binnenmarkt bisher noch keinen einheitlichen Strompreis gibt, ergeben sich unterschiedliche Bewertungen des eingespeisten Stroms. Bei einer gleichmäßigen europaweiten Umlage der Mehrkosten würde sich bei sonst gleichen Erzeugungskosten und gleichem Erzeugungsniveau ein Zahlungstransfer von Ländern mit hohem Strompreisniveau zu Ländern mit niedrigem Strompreisniveau ergeben. Will man die Transferzahlungen, die sich ausschließlich aus dem unterschiedlichen allgemeinen Strompreisniveau in den einzelnen Ländern ergeben, vermeiden, so könnte die europaweite Umlage auf die Differenz von Vergütung und dem durchschnittlichen Erlös in dem Land mit dem höchsten Strompreisniveau beschränkt werden. Bei sonst gleichen Erzeugungskosten und gleichem Erzeugungsniveau würden Länder mit niedrigem Strompreisniveau dann nur noch einen Teil ihrer Mehrkosten europaweit umlegen können, die Differenz zwischen dem höchsten in einem Land erzielten durchschnittlichen Erlös und ihren eigenen durchschnittlichen Erlösen würde ausschließlich von den einheimischen Verbrauchern zu tragen sein. In Ländern mit niedrigem Strompreisniveau würde damit die spezifische Belastung pro verbrauchter Kilowattstunde höher sein als in Ländern mit hohem Strompreisniveau. Somit würden sich die gesamten Strompreise einschließlich der Abgabe durch EE-Förderung aufeinander zu bewegen.

Erfolgt eine Umlage der Kosten anhand der Anzahl der Stromkunden, wird ein Haushalt in gleichem Maße belastet wie ein Unternehmen. Bezogen auf den Stromverbrauch tragen dann private Haushalte einen überproportionalen Teil der Differenzkosten. Damit wird ihre Kaufkraft eingeschränkt, was zu einem verringerten Konsum in anderen Bereichen der Wirtschaft führt. Erfolgt die Umlage der Kosten hingegen auf Basis des Verbrauchs, wird die energieintensive Industrie deutlich belastet, was wiederum zu einem Standortnachteil für das jeweilige Land führen kann. Wird diese Umlage jedoch im gesamten europäischen Raum verpflichtend eingeführt, wird die Industrie in allen Ländern spezifisch gleich belastet und es ergeben sich im europäischen Wett-

bewerb keine Nachteile. Es wird daher empfohlen, die Umlage der Kosten proportional zum Stromverbrauch auf alle Verbraucher zu verteilen. Diese Herangehensweise erscheint auch deshalb sinnvoll, weil eine Verteuerung des Stroms einen Anreiz zur Effizienzverbesserung bei allen Stromverbrauchern schafft. Dieses Verfahren kann sowohl auf Quotenregelungen wie auch auf Einspeiseregulungen angewandt werden.

Eine Verpflichtung zur **Differenzierung** der Förderung erscheint ebenfalls erstrebenswert, da die von der EU gesetzten Ziele bezüglich des Ausbaus erneuerbarer Energien nur unter Berücksichtigung aller verfügbaren Technologien erreicht werden können. Viele der in der EU bestehenden Einspeiseregulungen weisen eine solche Differenzierung nach Technologien auf (vgl. Kapitel 3.3). In Quotenregelungen ist dies meist nicht der Fall, sodass lediglich die günstigsten Technologien gefördert werden. Auch in Quotenregelungen kann differenziert werden. Die Konkurrenz zwischen einzelnen EE-Technologien wird dann jedoch eingeschränkt. Je nach Art der Differenzierung wird darüber hinaus dann entweder die Treffsicherheit eingeschränkt, oder die Schaffung mehrerer getrennter Märkte für unterschiedliche Zertifikate führt zu einem erheblichen Mehraufwand für die Verpflichteten. Letztlich ist eine Differenzierung in nur wenige Klassen möglich. Entsprechend muss sich eine europaweite Forderung nach Differenzierung bei Berücksichtigung von Quotenregelungen daher auch auf nur sehr wenige Technologieklassen beschränken.

Weitere Elemente wie die Ermittlung der Vergütung auf Basis der Erzeugungskosten, eine einheitlich festgelegte Laufzeit der Vergütung, eine Festlegung der zu berücksichtigenden Verzinsung von Eigenkapital oder die Verpflichtung zur Berücksichtigung der Inflationsrate sind durchweg Elemente, die lediglich bei einer Einspeiseregulung festgelegt werden können. Für eine Koordinierung innerhalb der gesamten EU sind sie daher nicht anwendbar.

3.5 Ausgestaltung einer harmonisierten Einspeiseregulung in der EU

Die Europäische Kommission hat in ihrem Bericht fünf Kriterien identifiziert, die ein gemeinschaftlicher Rahmen zur Förderung des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen erfüllen sollte (Europäische Kommission 2005).

- Er sollte zur Erreichung der nationalen Ziele beitragen.
- Er sollte mit den Prinzipien des Elektrizitätsbinnenmarktes vereinbar sein.
- Er sollte die Besonderheiten der erneuerbaren Energiequellen, regionalen Unterschiede und Technologien berücksichtigen.
- Er sollte eine einfache und (kosten-)effiziente Förderung ermöglichen.

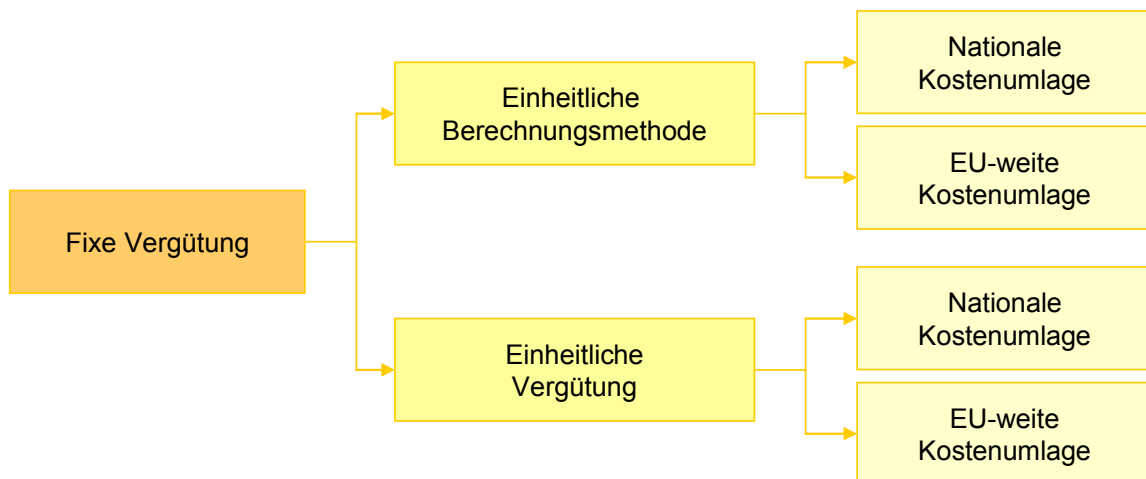
- Es sollte das Vertrauen der Investoren wahren und Übergangszeiträume von mindestens sieben Jahren vorsehen.

Diese Anforderungen können durch eine harmonisierte, europaweite Einspeiseregulierung erfüllt werden. Prinzipiell könnte eine solche Regulierung entweder als Einspeiseregulierung mit fester Vergütung (Abschnitt 3.5.1) oder als Bonusregelung (Abschnitt 3.5.2) ausgestaltet werden. Eine Kombination der Systeme, bei der die Anlagenbetreiber die Wahl zwischen dem einen und dem anderen System haben, ist auch denkbar (Abschnitt 3.5.3).

3.5.1 Einspeiseregulierung mit Gesamtvergütung

In einem System fixer Einspeiseregulierungen, wie sie Ende 2006 in 17 Ländern der EU implementiert sind, sind Harmonisierungen in unterschiedlichem Grad denkbar. Zum einen kann eine einheitliche Berechnungsmethode der Vergütungen vorgegeben werden, zum anderen kann die (Mindest-)Vergütungshöhe in ganz Europa vereinheitlicht werden. Unabhängig davon gibt es zwei unterschiedliche Verfahren, die Kosten einer Einspeiseregulierung auf die Verbraucher umzulegen. Einerseits ist eine nationale Kostenumlage möglich, andererseits eine EU-weite. Die verschiedenen Ausgestaltungspfade sind in Abbildung 16 schematisch dargestellt.

Abbildung 16: Schematische Darstellung der Ausgestaltungsmöglichkeiten von Einspeiseregulierungen.



Einheitliche Vergütung vs. einheitliche Berechnungsmethode

Zur Harmonisierung von Vergütungssätzen kann den Mitgliedsstaaten eine **einheitliche Berechnungsmethode** vorgegeben werden. Als eigentliche Methode sollten die

durchschnittlichen Stromerzeugungskosten auf der Basis der dynamischen Investitionsrechnung (Barwertmethode) eingesetzt werden. Darüber hinaus sind auch die zu berücksichtigenden Kostenelemente und ggf. auch Erlöselemente bei der Berechnung der Fördersätze festzulegen. Dazu gehören die eigentlichen Anlagenkosten, Installationskosten, Netzanschlusskosten, Nebenkosten für Gutachten, Planung, Kapitalbeschaffung und die laufende Betriebskosten. Bei Letzteren sollten auch Lohnkostenunterschiede in der Berechnung berücksichtigt werden. Weiterhin sind ggf. Erlöse aus dem Verkauf von Wärme mit einzubeziehen. Bestimmte Faktoren der Berechnung sind einheitlich festzulegen. Dazu gehört die Förderdauer, der anzusetzende Kapitalzinsfuß, die Inflationsrate wie auch die technologiespezifischen jährlichen Degressionsraten. Letzteres soll eine einheitliche europäische Marktentwicklung sicherstellen und Windfallprofits vermeiden. Weiterhin wird vorgegeben, wie bestimmte spezifische Standortbedingungen wie z.B. Windgeschwindigkeiten oder Sonneneinstrahlungen zu berücksichtigen sind. Bei Wind bietet es sich an, dem erfolgreichen deutschen Modell mit Referenzerträgen zu folgen, um auch windschwächere Standorte entwickeln zu können. Bei Solarstrahlung sollte für jedes Land jeweils ein einheitlicher Wert vorgegeben werden, der sich an den mittleren Einstrahlungsbedingungen im jeweiligen Land orientiert. Es können auch bestimmte Mindestanforderungen an die natürlichen Ressourcen wie durchschnittliche Windgeschwindigkeit oder Einstrahlungshöhe gestellt werden, um die Nutzung weniger kosteneffiziente Standorte, wie von der Kommission gefordert, einzuschränken. Es ergeben sich für jedes Land dann unterschiedliche Vergütungssätze je nach den im Lande vorherrschenden Kostenstrukturen und den natürlichen Bedingungen.

Je nachdem, wie viele konkrete Vorgaben gemacht werden, werden den Mitgliedstaaten mehr oder weniger große Spielräume bei der Höhe der Vergütungszahlungen sowie der Setzung von technologischen Schwerpunkten gelassen. Dadurch können sie weiterhin spezifische nationale Ziele etwa umwelt- und industriepolitischer Art verfolgen.

Bei der Festlegung **einheitlicher Vergütungen** werden für jede Technologie Vergütungssätze europaweit einheitlich festgelegt. Analog zur Vergütung der Windenergie im deutschen EEG können die Vergütungssätze dabei die spezifische Ressourcenverfügbarkeit am Standort berücksichtigen. Mindestanforderungen an die Ressourcenverfügbarkeit können gestellt werden, eine Vergütung an Standorten mit schlechteren Bedingungen auch in diesem Verfahren wieder ganz ausgeschlossen werden. Für Investoren und Anlagenbetreiber werden damit die zu erwartenden Erlöse übersichtlicher. Als Nachteil ergibt sich, dass spezifisch nationale Ziele, seien sie umwelt- oder industriepolitischer Natur, in einer solchen Regelung nicht berücksichtigt werden, was zu Problemen bei der politischen Durchsetzbarkeit führen kann. Je nach Höhe der jeweils fest-

gelegten Vergütungen kann es zur Konzentration von Anlagen in wenigen Ländern mit sehr guten Standortbedingungen kommen, während andere Länder mit schlechteren Bedingungen keinen Ausbau sehen werden. Insofern werden die nationalen Handlungsspielräume möglicherweise so stark eingeschränkt, dass einzelne Länder nicht mehr die von der EU vorgegebenen Ziele erreichen können.

Um die Vorteile einer einheitlichen Berechnungsmethode sowie einer einheitlich fixen Vergütung zu vereinen und die Nachteile damit so gering wie möglich zu halten, erscheint eine **Kombination der beiden Herangehensweisen** zielführend. Dazu wird eine einheitliche Mindestvergütung für die gesamte EU anhand der kostengünstigsten Standorte technologiespezifisch festgelegt. Den einzelnen Staaten wird zusätzlich die Möglichkeit eingeräumt, diese „Grundvergütung“ durch Prämien zu ergänzen, die ihre nationalen Ziele widerspiegeln.

Kostenumlage

Die hier vorgestellte Einspeiseregulierung zielt generell auf eine Unabhängigkeit der Förderung von staatlichen Mitteln. Es bestehen zwei Möglichkeiten, die Kosten auf die Verbraucher umzulegen. Zum einen kann eine Kostenumlage ausschließlich auf nationaler Ebene erfolgen, zum anderen auf EU-Ebene.

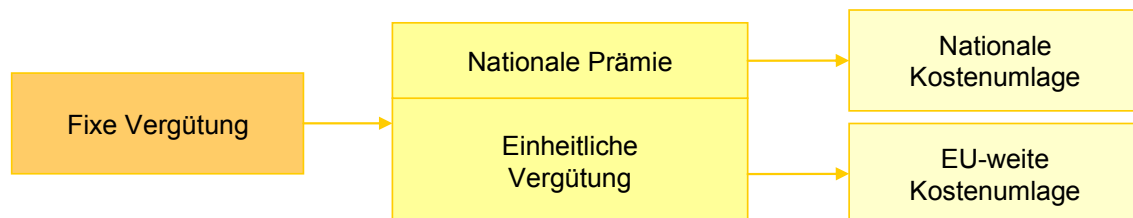
Bei einer Umlage der Kosten ausschließlich auf **nationaler Ebene** tragen ausschließlich die Verbraucher des jeweiligen Landes die Kosten des Ausbaus in diesem Land. Ein solches Vorgehen lässt sich mit den regionalspezifischen Vorteilen des Einsatzes erneuerbarer Energien wie Senkung regionaler Schadstoffemissionen, Erhöhung der nationalen Versorgungssicherheit und Schaffung regionaler Arbeitsplätze begründen. Auf der anderen Seite gilt der Ausbau erneuerbarer Energien als Gemeinschaftsaufgabe, nicht zuletzt auch weil einige Vorteile des Einsatzes erneuerbarer Energien wie Treibhausgasemissionsminderungen und Minderung der Importabhängigkeit allen Mitgliedsstaaten gleichermaßen zu Gute kommen. Eine nationale Kostenumlage kann sich allerdings in Kombination mit einer einheitlichen Vergütung als politisch schwer durchsetzbar erweisen, da sich in einer solchen Regelung der Ausbau bestimmter Technologien auf einige wenige Länder und Regionen mit den kostengünstigsten Bedingungen beschränken kann. Weiterhin können für die Verbraucher einzelner Staaten unzumutbare Belastungen entstehen, etwa bei dem bevorzugten Einsatz sehr kostenintensiver Technologien wie der Photovoltaik, oder weil die Wirtschaftskraft eines Staates deutlich unter dem europäischen Durchschnitt liegt.

Eine Kostenumlage auf **EU-Ebene** würde diese starke Kostenbelastung der Verbraucher in Mitgliedsstaaten mit guten Ausbaupotenzialen im Falle einer einheitlichen Mindestvergütung kompensieren. Länder mit schlechten Standortbedingungen müssten

den Ausbau in Ländern mit guten Standortbedingungen mitfinanzieren. Dies ist allerdings dann kritisch zu bewerten, wenn den einzelnen Mitgliedsstaaten große Freiheitsgrade bei der Festlegung der Vergütung gewährt werden, da ein Missbrauch der EU-weiten Umlage durch überhöhte Vergütungen zur Maximierung der nationalen Vorteile nicht ausgeschlossen werden kann. Als Vorteil einer EU-weiten Umlage ergibt sich, dass Wettbewerbsverzerrungen durch unterschiedliche Belastungen der Industrie in verschiedenen Mitgliedsstaaten vermieden werden. Die Industrie in allen Ländern der EU wird in einem solchen Fall gleichermaßen belastet. Auf Seiten der privaten Haushalte stellt sich die Situation gegenteilig dar. Hier muss bedacht werden, dass nicht nur die Lohnkosten zwischen den einzelnen Ländern variieren, sondern auch die Kaufkraft. Unter sozialen Gesichtspunkten kann eine einheitliche Umlage dann als ungerecht empfunden werden. Um dem entgegen zuwirken, könnte die Umlage um die spezifische Kaufkraft in den jeweiligen Ländern korrigiert werden. Weiterhin ist zu beachten, dass sich Transferzahlungen alleine aus einem unterschiedlichen Strompreisniveau ergeben können (siehe dazu Abschnitt 3.4)

Auch bei der Kostenumlage ist eine **Kombination der beiden Herangehensweisen** möglich. Dies bietet sich insbesondere im Zusammenhang mit der Festlegung einer technologiespezifischen „Grundvergütung“ für die kostengünstigsten Standort auf europäischer Ebene kombiniert mit der Möglichkeit der Länder zusätzliche Prämien zur Verwirklichung ihrer nationalen Ziele einzuführen (Abbildung 17). Die Kostenumlage der einheitlichen Grundvergütung erfolgt demnach EU-weit, die Umlage der nationalen Prämien hingegen auf nationaler Ebene. Damit kann die Nutzung der kostengünstigsten Standorte innerhalb der EU gefördert werden. Gleichzeitig ermöglicht die Festlegung von nationalen Prämien die Verfolgung individueller Ziele, wobei die einzelnen Staaten von der EU-weiten Umlage der Grundvergütung profitieren können, ohne dass ein Missbrauch durch überhöhte Vergütungen wahrscheinlich ist.

Abbildung 17: EU-weite Vergütung mit nationalem Gestaltungsspielraum



3.5.2 Bonusregelungen

Alternativ zu festen Einspeisevergütungen können auch Boni zur Förderung erneuerbarer Energien zusätzlich zu den Erlösen aus dem Stromverkauf gewährt werden. Die

Stromabnahme in einer Bonusregelung ist im Vergleich zur Einspeiseregulung nicht verpflichtend geregelt. Die Anlagenbetreiber müssen den Strom selbst vermarkten. Dies können sie entweder direkt tun oder sich Dritter bedienen. Bei der Ermittlung der Bonushöhe bietet es sich an, die Eigenvermarktung des Stroms zusätzlich zu berücksichtigen, da gewisse Risiken und Kosten damit verbunden sind. Durch die direkte Interaktion der Erzeuger mit dem Markt bietet das Bonusmodell des Weiteren die Möglichkeit, die Anpassung der Einspeisung des Stroms an ein vom Markt vorgegebenes Profil zu unterstützen. Dies ist durch eine zusätzliche Berücksichtigung der Netzserviceleistungen in den Bonuszahlungen denkbar. Die Ausgestaltung einer Bonusregelung auf europäischer Ebene ist analog zu den beschriebenen Möglichkeiten einer Einspeiseregulung möglich (siehe Kapitel 3.5.1). Muñoz et al (2007) beschreiben eine harmonisierte Bonusregelung basierend auf einer einheitlichen Berechnungsmethode.

Die Diskussion der Vor- und Nachteile einer einheitlichen Berechnungsmethode im Vergleich zu einer einheitlich festgelegten Bonushöhe ähnelt den bereits erfolgten Ausführungen im Zusammenhang mit Einspeiseregulungen. Als wesentlicher Unterschied ergibt sich, dass die Mehrkosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gegenüber den allgemeinen Strommarktpreisen prognostiziert werden müssen, um daraus die erforderliche Bonushöhe abzuleiten. Eine Prognose der allgemeinen Strompreise ist aber schwierig, da die Marktpreise starken Schwankungen ausgesetzt sein können. Zum einen besteht dadurch ein erhöhtes Risiko für Anlagenbetreiber, falls sich die Strompreise schlechter als erwartet entwickeln, zum anderen können unerwartet hohe Strompreise zu übermäßigen Profiten und damit zu einer Überförderung führen. Unsicherheiten dieser Art können vor allem von Erzeugern getragen werden, die eine gute Kenntnis vom Strommarkt haben und das finanzielle Risiko tragen können. Daher wird sich in einer solchen Regelung kaum eine breit gefächerte Betreiberstruktur entwickeln und neue Akteure etablieren. Das Preisrisiko wird in jedem Fall nur übernommen, wenn die Möglichkeit besteht, entsprechende Gewinne zu verzeichnen.

Um eine Überförderung oder das Risiko von Verlusten im Zusammenhang mit einer Bonusregelung zu beschränken, schlagen Muñoz et al (2006) Ober- und Untergrenzen für die sich aus Bonus und Stromvermarktung ergebenden Erlösen vor. Demnach wird der Bonus gesenkt, falls die allgemeinen Strompreise eine vorher bestimmte Grenze überschreiten, und abgesenkt, wenn sie eine Mindestgrenze unterschreiten. Es ergibt sich eine Bandbreite, innerhalb derer die Erzeuger ihre Erlöse maximieren können (siehe dazu auch Kapitel 2.5).

3.5.3 Option zwischen fester Einspeisevergütung und zusätzlicher Boni

In Kapitel 3.5.1 und 3.5.2 sind zwei optionale Systeme einer Einspeisevergütung mit ihren Ausgestaltungsmöglichkeiten mit ihren Vor- und Nachteilen vorgestellt worden. Einspeiseregulungen haben sich bereits in vielen Ländern der EU sowohl als effektiv als auch als kosteneffizient bewährt. Gleichzeitig weisen sie Defizite bei der Marktnähe auf. Da die EU-Kommission ein System fordert, das mit den Prinzipien des Elektrizitätsbinnenmarktes konform ist, bietet das System einer Bonusregelung eine verbesserte Marktnähe in dem Sinne, dass die Anlagenbetreiber verstärkt in die Pflicht genommen und so besser auf den Wettbewerb im Markt vorbereitet werden können. Der Nachteil liegt allerdings darin, dass die Ermittlung der Bonuszahlungen schwieriger ist als die Berechnung von fixen Vergütungen. Durch die Unsicherheit über die Entwicklung der Marktpreise kann selbst eine Begrenzung der Chancen und Risiken eines solchen Systems insbesondere auf risikoaverse Investoren abschreckend wirken. Dabei ist zu beachten, dass das Risiko besonders für neue Akteure schwierig abzuschätzen ist, was die Chancengleichheit einschränkt. Eine Kombination beider Modelle im Sinne eines optionalen Bonusmodells kann die Vorteile beider Modelle miteinander verbinden und deren Nachteile mindern (Abbildung 18). Dabei können sich die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien für einen bestimmten Zeitraum entscheiden, entweder eine feste Einspeisevergütung zu erhalten, oder aber den Strom selbstständig zu vermarkten und zusätzlich einen Bonus zu erhalten (vergleiche dazu auch Abschnitt 2.5.4).

Abbildung 18: Schematische Darstellung einer Einspeiseregulierung mit optionalem Bonus

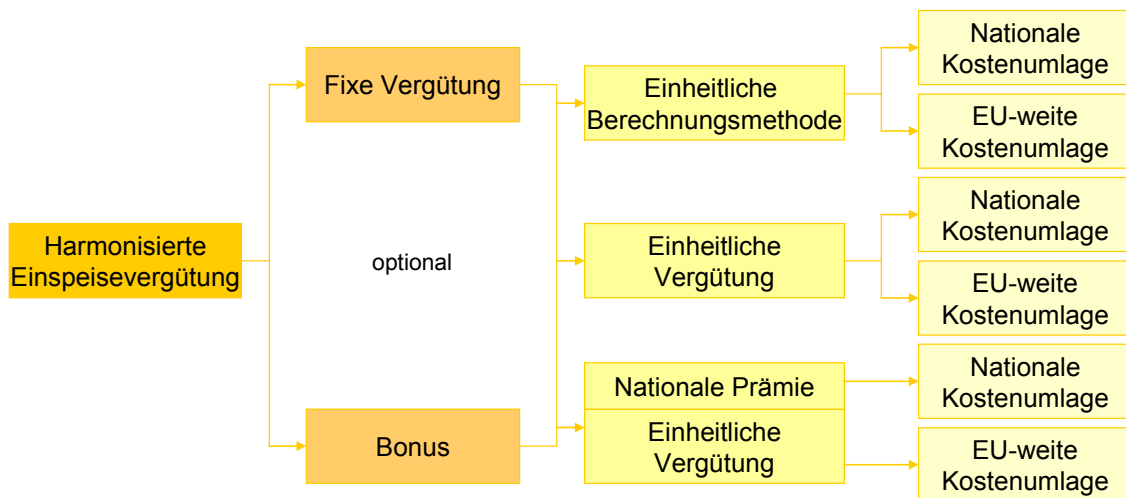


Abbildung 18 zeigt die Ausgestaltungsmöglichkeiten einer optionalen Einspeiseregulierung. Die genaue Beschreibung der verschiedenen Pfade erfolgte bereits in den Abschnitten 3.5.1 und 3.5.2.

3.6 Möglichkeiten zur Erreichung der europaweiten Ziele

3.6.1 Ausgangslage

Der Europäische Rat hat am 9. März 2007 in seinem Klimapaket verbindliche Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien festgelegt (Rat der Europäischen Union 2007). Bis zum Jahr 2020 soll der Beitrag erneuerbarer Energien zur Deckung des Primärenergieverbrauchs auf 20 % verdreifacht werden. Weiterhin soll der Anteil erneuerbarer Energien an der Kraftstoffbereitstellung auf 10 % bis 2020 gesteigert werden. In Zusammenarbeit mit den Mitgliedsstaaten wird die Europäische Kommission einen Vorschlag erarbeiten, wie diese Ziele in nationale Einzelziele, ggf. noch aufgeteilt nach Verbrauchssektoren und Technologien, umzulegen sind. Die verhandelten nationalen Ziele werden dabei im Gegensatz zu den bisherigen Vereinbarungen verbindlich sein, gleichzeitig sind Sanktionen bei Nichteinhaltung zu etablieren. Um die aktuelle Diskussion in die bisherigen Überlegungen einzubinden, wird hier auf die Möglichkeiten einer Umsetzung der EU-Ziele in nationale Ziele (siehe Abschnitt 3.6.2), einer Flexibilisierung der Zielerreichung (siehe Abschnitt 3.6.3) sowie eine Flexibilisierung in der Kostenverteilung diskutiert (siehe Abschnitt 3.6.3).

3.6.2 Umsetzung des EU-Ziels in nationale Ziele

Mit der Umlegung der Gesamtziele in nationale Ziele werden gleichzeitig auch die Kosten der Erfüllung auf die einzelnen Mitgliedsstaaten umgewälzt. Entsprechend stark wird das Bestreben einzelner Mitgliedsstaaten sein, zu möglichst geringen nationalen Ausbauzielen verpflichtet zu werden. Den Kosten stehen allerdings die überwiegend an die Standorte der Nutzung erneuerbarer Energien gebundenen Vorteile wie lokale und regionale Emissionsminderungen, Arbeitsplatzeffekte, Unabhängigkeit von Preisschwankungen fossiler Energieträger und der Stärkung der nationalen Versorgungssicherheit gegenüber.

Eine einfache Variante der Verteilung des Gesamtzieles auf die einzelnen Mitgliedsstaaten wäre, die notwendige Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien von 13,5 Prozentpunkten, ausgehend vom Stand 2005, gleichmäßig auf alle Mitgliedsstaaten zu verteilen. Das heißt, dass ein Mitgliedsstaat mit einem gegenwärtigen Anteil von beispielsweise 4 % erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch diesen auf 17,5 % zu steigern hätte, ein Mitgliedstaat B mit beispielsweise gegenwärtig schon 40 % Anteil diesen auf 53,5 % zu steigern hätte. Dabei muss beachtet werden, dass auslaufende Anlagen zusätzlich ersetzt werden müssen.

Vorteilhaft ist die Transparenz eines solchen Verfahrens, dagegen bleiben aber die unterschiedlichen Ausgangsbedingungen zur Nutzung erneuerbarer Energien in den Mitgliedsstaaten unberücksichtigt.

In einem komplexeren Verfahren könnten im Zuge von Verhandlungen deshalb beispielsweise folgende Faktoren und deren nationale Ausprägung bei der Festlegung nationaler Verpflichtungen berücksichtigt werden:

1. **Gegenwärtige Nutzung erneuerbarer Energien.** Inwieweit erfüllt ein einzelner Mitgliedsstaat bereits das europäische Gesamtziel?
2. **Zusätzliches Nutzungspotenzial erneuerbarer Energien.** Inwieweit und zu welchen Kosten können zusätzliche Potenziale bis 2020 erschlossen werden?
3. **In der Vergangenheit erzielt es Wachstum erneuerbarer Energien.** Mitgliedsstaaten mit hohen Wachstumsraten in der Vergangenheit haben bereits mehr zum Ausbau beigetragen als andere und sollten dafür belohnt werden. Andererseits bieten hohe Wachstumsraten gute Ausgangsbedingungen für ein weiteres Wachstum.
4. **Wirtschaftskraft.** Mitgliedsstaaten mit hoher Wirtschaftskraft sollten ggf. überproportional zur Erreichung der Ziele beitragen.
5. **Wachstum des Energieverbrauchs.** Mitgliedsstaaten mit starkem Wachstum des Energieverbrauchs bieten gute Möglichkeiten, von vorneherein die Versorgungsinf-

rastruktur auf erneuerbare Energien umzustellen, ohne dass damit bestehende Investitionen beispielsweise in Kraftwerke entwertet werden.

Diese (sicherlich nicht vollständige) Aufzählung möglicher Faktoren und Argumentationslinien macht deutlich, dass die Verteilung des europaweiten Ziels auf die Mitgliedsstaaten keine einfache, ausschließlich mit rationalen Argumenten zu lösende Aufgabe ist. Zusätzlich ist die Datenlage nicht immer zuverlässig und die zukünftige Entwicklung dieser Faktoren unsicher.

Die hier geschilderten Probleme der Verteilung des Gesamtziels auf die Mitgliedstaaten könnten dazu verführen, dieses Verfahren gänzlich zugunsten einer europaweiten einheitlichen Quotenregelung mit handelbaren Zertifikaten aufzugeben. In einem solchen System wäre jeder einzelne Energieversorger - und nicht mehr die Mitgliedstaaten - zur Erfüllung der Quote verpflichtet. Leider sind die bisher im Stromsektor gemachten Erfahrungen mit solchen Quotenregelungen enttäuschend. Sie scheinen nicht geeignet, die erforderliche Wachstumsdynamik auszulösen (Europäische Kommission 2005, 2006).³ Darüber hinaus sind Bestrebungen zu einer europaweit einheitlichen Förderregelung auch in der Vergangenheit schon mehrfach gescheitert, nicht zuletzt auch deshalb, weil jene Mitgliedsstaaten, die erfolgreiche nationale Förderregelungen geschaffen haben, kaum bereit sind, diese zugunsten einer unsichereren europaweiten Regelung aufzugeben. Schließlich sei noch darauf hingewiesen, dass auch bei einer europaweiten Quotenregelung die Verpflichtungen auf die Akteure und Sektoren über einen zu bestimmenden Schlüssel aufzuteilen wären. Das Problem der Verteilung kann demnach nie vollständig umgangen werden.

Es bleibt daher sinnvoll und notwendig, die europaweit gesetzten Ziele in verbindliche nationale Ziele zu überführen.

3.6.3 Flexibilisierung der Zielerreichung

Angesichts der geschilderten Probleme der Verteilung scheint es allerdings angemessen, flexibilisierende Elemente bei der Pflichterfüllung einzuführen, ohne aber den Ansatz eines nationalen Ziels aufzugeben. Als Vorbild können hierbei die beiden Kioto-

³ Auch nationale Quotensysteme scheinen in diesem Zusammenhang problematisch. Zwar könnten Mitgliedstaaten mit einer nationalen Quotenregelung die Verpflichtung direkt auf private Akteure überwälzen und könnten sich bei Nichterreichung der Ziele an diesen schadlos halten, d.h. die an die Europäische Gemeinschaft zu zahlenden Strafe auf diese private Akteure überwälzen. Damit wären nicht die Steuerzahler, sondern die Energieverbraucher betroffen. Da aber letztlich diese beiden Gruppen weitgehend identisch sind, hätte am Ende der Bürger die Kosten zu tragen, ohne von Vorteilen eines höheren Anteils erneuerbarer Energien an der Energieversorgung zu profitieren.

Mechanismen "Joint Implementation" und "Clean Development Mechanism" dienen. Entscheidend ist hierbei, dass der Transfer von Erfüllungen oder Verpflichtungen zwischen Staaten und nicht zwischen privaten Akteuren erfolgt, es also nicht um die Schaffung eines anonymen Zertifikatsmarkts mit Handel zwischen privaten Akteuren geht. Damit wird auch nicht die Möglichkeit nationaler Förderinstrumente eingeschränkt. Insbesondere können auch (nationale) Einspeiseregelung weiter bestehen bleiben und neue etabliert werden.

Prinzipiell ergeben sich zwei Möglichkeiten einer solchen Flexibilisierung, die schon einzeln wirken, aber in Kombination eine noch größere Wirkung versprechen:

1. **Zwischenstaatliche Übertragung von Verpflichtungen.** Übertrifft ein Mitgliedsstaat seine Erfüllung, so kann er den überschüssigen Anteil an andere Staaten übertragen. Im Gegenzug erfolgen bilaterale Transferzahlungen, die bei der Europäischen Kommission anzumelden und zu genehmigen wären. Die Transferzahlungen zwischen den Mitgliedstaaten sollten auch bilateral verhandelt werden. Die Höhe der Transferzahlung sollte dabei von den einzelnen Staaten festgelegt werden. Eine plausible Annahme ist die, dass sich die Staaten bei der Festlegung an den Grenzkosten des Ausbaus im eigenen Land orientieren. In Deutschland wäre denkbar, für den Strom die durchschnittlichen Differenzkosten des EEG anzusetzen. Danach sind die Preise Verhandlungssache und bilden sich anhand von Angebot und Nachfrage. Sobald die Höhe der Transferzahlungen zu hoch ist, werden keine Abnehmer gefunden werden, was im Umkehrschluss zu niedrigeren Preisen führen sollte. Die Transferzahlungen sollten idealerweise dazu genutzt werden, den Ausbau erneuerbarer Energien weiter zu fördern oder aber die Belastungen aus der Förderung in dem übererfüllenden Mitgliedsstaat zu mindern. So könnte z.B. Deutschland bei Übererfüllung die Belastungen aus dem EEG absenken werden, indem die Netznutzungsentgelte um den Betrag der Transferzahlungen gesenkt werden.

Auch bleibt abzuwarten, welche Konsequenzen die Nichterfüllung der verbindlichen nationalen Ziele haben werden. Falls diese monetärer Natur sein sollten, werden sie wohl die Höhe der Transferzahlungen in Form eines Deckels mitbestimmen. Im Falle von monetären Strafzahlungen an die EU bei Nichterfüllung der Ziele sollten die Strafzahlungen zur Finanzierung von Programmen genutzt werden, die allen Staaten gleichermaßen von Nutzen sein können. Denkbar wäre hier eine Förderung auf EU-Ebene ähnlich dem MAP in Deutschland. Es wäre auch denkbar, diese Gelder für Kosten zu verwenden, die durch den Klimawandel entstehen. Diesem zweiten Beispiel sollte allerdings nicht der Vorzug gegeben werden, da es reaktiven Charakter hat.

Um einen Austausch nicht erst am Ende der Erfüllungsperiode, also im Jahr 2020 lohnend erscheinen zu lassen, wäre die Formulierung verbindlicher Zwischenziele für z.B. alle zwei Jahre notwendig. Damit die Ziele erfüllt werden, ist die Formulierung solcher in jeden Fall angezeigt. Dabei ist die Festlegung von Zwischenzielen eine nichttriviale Angelegenheit. Je nach dem in einzelnen Ländern verfügbaren Technologieportfolio kann der Ausbau mit sehr verschiedener zeitlicher Dynamik erfolgen, während Biomasse-Zuflutung eher einem linearen Pfad folgen kann, würde man bei der solarthermischen Stromerzeugung eher ein exponentielles Wachstum erwarten. Daher könnten insbesondere zeitlich dicht gestaffelte Zwischenziele gewisse Länder zu Unrecht in "Kaufzwang" bringen. Denkbar wäre aber, die Setzung von Zwischenzielen anhand von Szenarien vorzunehmen, die durch die einzelnen Mitgliedstaaten erstellt werden. So könnten die einzelnen Staaten ihre spezifischen Gegebenheiten in die Zielfestlegung mit einbringen. Zusätzlich dazu wäre es angebracht, einen gewissen Spielraum in Form von einer prozentualen Abweichung bei der Erfüllung der Zwischenziele zuzulassen. Ebenso ist es denkbar den Ländern eine Möglichkeit zur Nachkorrektur ihrer Szenarien zu geben. Dies kann insbesondere dann der Fall sein, wenn sich gewisse technologische Entwicklungen, wie die Windenergie offshore, zeitlich verzögern.

2. **Ausweitung nationaler Förderregelungen.** Mitgliedsstaaten können in ihren nationalen Förderregelungen auch die Förderung von Erzeugern von Strom aus erneuerbaren Energien aus anderen Mitgliedsstaaten zulassen, ohne dass ein physikalischer Transfer dieses Stroms aus erneuerbaren Energien in den fördernden Mitgliedsstaat zwingend notwendig wäre. Deutschland könnte beispielsweise auch Strom aus spanischen PV-Anlagen nach dem EEG vergüten, wobei die Vergütungshöhe entsprechend an die nationalen (Einstrahlungs-)Bedingungen anzupassen wäre. Der über das EEG vergütete spanische Strom wäre dann Deutschland auf die Erfüllung seiner Verpflichtung anzurechnen, während er Spanien abzuziehen wäre. Zu beachten ist hier, dass aus Gründen ökonomischer Rationalität hauptsächlich finnische Biomasse oder irische Windenergie von anderen Ländern gefördert werden würden, was zu einem Ausverkauf günstiger Potenziale führen kann. Dies müsste wiederum durch zwischenstaatliche Abkommen geregelt werden.

Um Doppelzählungen zu vermeiden und einen eindeutigen Nachweis der Erfüllung erbringen zu können, ist in beiden Systemen ein Herkunftsnachweis zwingend notwendig. Die Voraussetzungen für eine Übertragung von Herkunftsnachweisen zwischen den Staaten sind für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien bereits heute gegeben. Die EU-Kommission hat bereits 2001 die Staaten dazu verpflichtet ein

System von Herkunftsnachweisen des Stroms aus erneuerbaren Energien einzuführen (Richtlinie 2001/77/EC). Auf Basis dieser Nachweise ist es möglich, Handel zwischen den Staaten zu treiben. Damit spielt es auch keine Rolle, dass die Förderung der erneuerbaren Energien in jedem Mitgliedsstaat der EU unterschiedlich geregelt ist. Vergleichbare Systeme wären für die Kraftstoff- und Wärmebereitstellung aus EE zu schaffen.

Die Übertragung von Herkunftsnachweisen erinnert stark an ein konstituierendes Element einer jeden Quotenregelung mit handelbaren Zertifikaten. Der wesentliche Unterschied zwischen diesen beiden Systemen liegt darin, welcher Akteur in die Pflicht genommen wird und wer dementsprechend für Kosten aufkommen muss bzw. Begünstigter des Systems ist. Bei einer Quotenregelung werden Energieversorger dazu verpflichtet, eine bestimmte Quote an erneuerbaren Energien zu erfüllen. Das hier vorgestellte System bezieht sich auf die Übertragung von Herkunftsnachweisen zwischen Mitgliedsstaaten. Damit sind die jeweiligen Staaten mit ihren Haushaltsbudgets für die Kosten verantwortlich. Insgesamt handelt es sich damit bei dem Handel mit Erzeugungszertifikaten nicht direkt um ein Instrument zur Förderung der erneuerbaren Energien. Die genauen Details eines solchen Handels sind noch mit vielen technischen Einzelheiten verbunden, z.B. stellt sich die Frage, ob es eine internationale Aufsichtsbehörde für die Überwachung dieses Handels geben muss und wie die genutzte Herkunftsnachweise entwertet werden. Gleichzeitig bleibt zu bedenken, dass diese Transaktionen einen sehr viel geringeren mengenmäßigen Umfang haben als beispielsweise der Zertifikatehandel.

Mit einem solchen System der Flexibilisierung wird die Aufteilung des EU-weiten Ziels von 20 % des Primärenergieverbrauchs bis 2020 auf nationalstaatlichem Level allerdings nicht obsolet. Staaten, die bereits einen sehr hohen Anteil ihres Primärenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energien decken, müssten nur sehr geringe oder keine Anstrengungen unternehmen, den Ausbau der erneuerbaren Energien voranzutreiben. Länder mit einem sehr geringen Anteil erneuerbarer Energien, die auch kaum das gesetzte Ziel von 20 % erreichen können, wären darauf angewiesen, Herkunftsnachweise zuzukaufen. Dies ist unter Umständen für wohlhabende Länder der EU möglich. Andere Staaten hingegen haben nicht ein solches finanzielles Rückrat, um eine derartige Belastung abfangen zu können.

Eine partielle Flexibilisierung der Erfüllung nationaler Ziele hätte eine Reihe von Vorteilen:

- a. Mitgliedstaaten könnten nationale Förderregelungen erhalten oder neu etablieren, die auf die landesspezifische Eigenheiten angemessen eingehen.

- b. Mitgliedsstaaten bleiben weiterhin in der Pflicht, nationale Ziele bindend zu erfüllen.
- c. Die Übertragbarkeit bietet den Mitgliedstaaten Anreize, die Verpflichtung über zu erfüllen.
- d. Keine punktgenaue physikalische Erfüllung im eigenen Land notwendig.
- e. Tendenziell nähern sich die Grenzkosten der Erfüllung der Verpflichtung in allen Mitgliedsstaaten einander an. Damit kann das gemeinsame Ziel effizienter erreicht werden.
- f. Fehler bei der Zuordnung von Verpflichtungen auf Mitgliedsstaaten werden im Nachhinein gedämpft. Damit lässt tendenziell auch der Druck in den Verhandlungen über die Verteilung der Verpflichtungen auf die einzelnen Mitgliedsstaaten nach.

Als nachteilig ergibt sich, dass diese Flexibilisierung die Diskussion über eine einheitliche Förderung auf Basis einer Quotenregelung zusätzlich neu entfachen könnte.

3.6.4 Flexibilisierung der Kostenverteilung

Wird der Austausch von Herkunftsnachweisen auf zwischenstaatlicher Ebene nicht als realistisch eingeschätzt, kann die Aufteilung der europäischen Ziele auf nationaler Ebene die verfügbaren Potentiale des Ausbaus erneuerbarer Energien nicht übertreffen. Daher bietet es sich an, die Zielaufteilung mit einem Schwerpunkt auf die Potentiale vorzunehmen. Da einige Länder mit besonders hohen Ausbaupotentialen jedoch nicht über die notwendige Wirtschaftskraft verfügen, um die damit verbundenen Mehrkosten tragen zu können, müssen auch hierzu Lösungsvorschläge gefunden werden. Eine Herangehensweise ist dabei bereits im Rahmen einer harmonisierten Einspeiseregulation in Abschnitt 3.5 vorgestellt worden. Die EU-weite Kostenumlage einer technologiespezifischen Grundvergütung kann theoretisch auch außerhalb eines harmonisierten Gesamtsystems erfolgen. Wie die genaue Umsetzung einer solchen EU-weiten Kostenumlage in den nationalen Förderregelungen erfolgt, kann dabei den jeweiligen Mitgliedsstaaten freigestellt sein. Damit bleibt es den Staaten freigestellt, auch weiterhin ihre etablierten Förderinstrumente zu nutzen. Durch die Möglichkeit aller Mitgliedstaaten, die Grundvergütung EU-weit umzulegen, wird des Weiteren ein zusätzlicher Anreiz zur Unterstützung der erneuerbaren Energien im eigenen Land geschaffen. Zusätzlich kann anhand einer solchen Umlage ein wesentliches Element einer harmonisierten Einspeiseregulation in Europa etabliert werden, was einen späteren Übergang hin zu einer vollständigen Harmonisierung deutlich erleichtert.

3.7 Vereinbarkeit mit europäischem Recht

Grundsätzlich kommen für eine Richtlinie, die eine europäische Einspeiseregulierung einführt, sowohl Art. 95 EGV als auch Art. 175 EGV in Betracht. Bei Überschneidungen der Rechtsgrundlagen ist Art. 95 EGV vorrangig. Art. 175 Abs. 2 EGV, der bei Maßnahmen, die die Wahl der Mitgliedstaaten zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur der Energieversorgung erheblich berühren, Einstimmigkeit im Rat verlangt, entfaltet keine Sperrwirkung gegenüber Art. 95 EGV.

Einspeiseregulierungen fallen in den Anwendungsbereich des Art. 95 EGV, wenn sie die Voraussetzungen für die Errichtung und das Funktionieren des Binnenmarktes verbessern. Ausreichend ist eine Verbesserung mit Blick auf den Elektrizitätsbinnenmarkt. Eine solche Verbesserung lässt sich begründen, wenn die Regelung Obergrenzen für die Vergütung und/oder einen Einspeisevorrang erneuerbarer Energien enthält. Werden im Rahmen eines auf Art. 95 EGV gestützten Rechtsakts Obergrenzen für die Vergütung festgelegt, kann dieser auch Mindestsätze hierfür vorsehen. Die Festlegung von Vergütungsbändern ist insofern auch im Rahmen von Art. 95 EGV möglich.

Hingegen müssen europäische Mindestvergütungssätze für sich genommen auf Art. 175 EGV gestützt werden. Durch sie wird weder ein Binnenmarkt für Strom aus erneuerbare Energien geschaffen oder erleichtert, noch das Funktionieren des Elektrizitätsbinnenmarkts verbessert.

Eine Abstützung auf beide Rechtsgrundlagen ist nur ausnahmsweise notwendig, wenn Art. 95 EGV nicht ausreicht, den ganzen Rechtsakt zu stützen. Eine solche Notwendigkeit ist für eine reine Einspeiseregulierung ohne Festlegung eines Mindestanteils für Strom aus erneuerbaren Energien nicht ersichtlich.

Soweit die Richtlinie auf Art. 175 EGV gestützt werden muss, kann dies zur Anwendbarkeit des Art. 175 II EGV (Folge: Einstimmigkeitserfordernis) führen. Bei reinen Einspeiseregulierungen ohne verpflichtende Mindestziele oder kooperativ von den Mitgliedstaaten selbst gesetzten Zielen sprechen überzeugende Gründe dafür, dass Art. 175 II EGV nicht einschlägig ist. Mit hoher Wahrscheinlichkeit ist Art. 175 II EGV hingegen bei einer Kombination von Einspeiseregulierungen mit verpflichtenden Mindestzielen für den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung anwendbar, wenn diese Mindestziele anspruchsvoll ausgestaltet werden.

Das Subsidiaritätsprinzip steht einer europäischen Einspeiseregulierung nicht entgegen. Bei einer auf Art. 95 EGV gestützten Richtlinie gibt es insoweit eine Regelvermutung. Bei einer auf Art. 175 EGV gestützten Richtlinie folgt dies aus der Tatsache, dass Kli-

ma- und Ressourcenschutzziele verfolgt werden, die auf europäischer Ebene besser erreicht werden können als durch fragmentierte mitgliedstaatliche Maßnahmen.

Unabhängig von der Rechtsgrundlage lassen sich zunächst überzeugende Argumente dafür anführen, dass eine europäische Einspeiseregulung mit dem Verhältnismäßigkeitsprinzip vereinbar ist. Bei einer auf Art. 175 EGV gestützte Regelung ist hierfür insbesondere die Möglichkeit einer differenzierten Förderung verschiedener Erzeugungsarten relevant. Dies hebt eine Einspeiseregulung von einer reinen Zielvorgabe ab und kann insoweit im Rahmen einer Verhältnismäßigkeitsprüfung Berücksichtigung finden. Bei einer auf Art. 95 EGV gestützten Regelung sprechen zudem die positiven Auswirkungen auf den Binnenmarkt für eine europäische Einspeiseregulung.

Die Warenverkehrsfreiheit (Art. 28 EGV), an die auch die europäischen Rechtsetzungsorgane nach ständiger Rechtsprechung des EuGH gebunden sind, spricht im Ergebnis nicht gegen eine europäische Einspeiseregulung. Einspeiseregulungen, die richtigerweise auf Art. 95 EGV gestützt werden, verbessern das Funktionieren des Binnenmarktes und stellen daher schon keine Behinderung dar. Sie sind ein Beitrag zum schrittweisen Abbau staatlicher Behinderungen, bei dem die Rechtsetzungsorgane einen Ermessensspielraum besitzen. Auf Art. 175 gestützte Einspeiseregulungen unterfallen zwar grundsätzlich dem Anwendungsbereich des Art. 28 EGV, können aber so ausgestaltet werden, dass sie aus Gründen des Umweltschutzes gerechtfertigt sind.

Ein In-Kraft-Treten des Verfassungsvertrags hätte insbesondere in zweierlei Hinsicht Auswirkungen für die rechtlichen Rahmenbedingungen einer europäischen Förderung erneuerbarer Energien. Zum einen könnten Regelungen, die das Recht der Mitgliedstaaten berühren, die Bedingungen für die Nutzung seiner Energieressourcen, seine Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung zu bestimmen, weder unter der neuen Energiekompetenz noch unter der Binnenmarktkompetenz im Wege der Mehrheitsentscheidung erlassen werden. Zum anderen kann nicht ausgeschlossen werden, dass die vorgesehene prozedurale Stärkung des Subsidiaritätsprinzips die politische Durchsetzbarkeit eines Einspeisemodells erschwert. Das gleiche gilt, wenn seine insoweit relevanten Inhalte auf anderem Wege Eingang in das europäische Primärrecht finden würden.

3.8 Empfehlungen

Die Diskussion unterschiedlicher Möglichkeiten der Koordinierung und Harmonisierung der Förderung erneuerbarer Energien in Strommarkt zeigt, dass eine europaweit einheitliche Einspeiseregulung möglich ist. Analog zu den Empfehlungen bezüglich der Weiterentwicklung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes wird hier ein EU-weites opti-

onal gleitendes Bonusmodells befürwortet. In der Ausgestaltung wird dabei eine EU-weite technologiespezifische Grundvergütung auf Basis der europaweit niedrigsten Erzeugungskosten empfohlen, deren national festgelegten Mehrkosten EU-weit umgelegt werden. Es bleibt den einzelnen Mitgliedstaaten überlassen, zusätzliche Prämien einzuführen, die den Ausbau der erneuerbaren Energien gemäß ihrer Zielsetzungen unterstützen. Die dadurch entstehenden Kosten dürfen dabei ausschließlich national umgelegt werden. Um die unterschiedlichen Strompreisniveaus in Europa zu berücksichtigen, bietet es sich an, europaweit nur die Differenz der Vergütungen zu dem durchschnittlichen Erlösen in dem Land mit den höchsten durchschnittlichen Erlösen umzulegen. Des Weiteren wird empfohlen, die Kostenumlage an den Stromverbrauch zu koppeln, um damit zusätzlich einen effizienzsteigernden Effekt zu erzeugen.

Solange eine harmonisierte Förderregelung in der EU lediglich in der Diskussion ist, können verstärkte Bemühungen hin zu einer Koordinierung deutliche Verbesserungen der nationalen Förderregelungen bewirken. Dies zeigt nicht zuletzt die in Kapitel 2 geführte Diskussion der Fortentwicklung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes, die sicherlich auch durch den internationalen Erfahrungsaustausch innerhalb der Feed-In-Cooperation konstruktiv beeinflusst wurde.

Im Rahmen der Aufteilung des europäischen Zieles, 20 % erneuerbarer Energien am Primärenergiebedarf in 2020 zu erreichen, wird empfohlen, eine Herangehensweise zu verwenden, die sich auf unterschiedliche Kriterien stützt. In diesem Bericht wurde dazu ein Vorgehen vorgeschlagen, das sich zu X% auf die Ausbaupotentiale der jeweiligen Länder stützt und zu X% aus den bis 2020 zusätzlich zu erreichenden 13,5 % innerhalb der EU zusammensetzt. In Kombination mit einer Kostenumlage, wie sie für eine harmonisierte Einspeiseregulung in Europa empfohlen wurde, bietet diese Herangehensweise eine gute Möglichkeit, die gesetzten Ziele zu erreichen, ohne Länder mit großen Ausbaupotentialen und/oder geringer Wirtschaftskraft übermäßig zu belasten. Dabei muss darauf geachtet werden, dass die zu erreichenden nationalen Ziele die Ausbaupotentiale nicht übersteigen.

4 Literaturverzeichnis

Europäische Kommission (2005): Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen. KOM(2005) 627 endgültig. Brüssel 7.12.2005.

Europäische Union: Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt. Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften L 283/33 vom 27.10.2001

Held, A.; Haas, R.; Ragwitz, M. (2006): On the success of policy strategies for the promotion of electricity from renewable energy sources in the EU. In: Energy & Environment, 17 (6), pp. 849-868.

Klein, A.; Held, A.; Ragwitz, M.; Resch, G.; Faber, T. (2007): Evaluation of different feed-in tariff design options – Best practice paper for the International Feed-in Cooperation, Berlin.

Knight R. C.; Montez, J. P.; Knecht, F.; Bouquet, T. (2005): "Distribution connection charges within the European Union - Review of current practises, future options and European policy recommendations", Project Report, EIE-Project ELEP (Deliverable 2.1), www.elep.org.

Langniß, O.; Diekmann, J.; Lehr, U. (2007): Fortentwicklung des Instrumentariums zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland. Analyse und Weiterentwicklung der Vorrangpolitik. http://www.um.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/35071/Langniss_Diekmann_Lehr_Bericht_Weiterentwicklung.pdf?command=downloadContent&filename=Langniss_Diekmann_Lehr_Bericht_Weiterentwicklung.pdf

Muñoz, M.; Oschmann, V.; Tàbara, J.D. (2007): Harmonization of renewable electricity feed-in laws in the European Union. Energy Policy,(35,5), S. 3104-3114.

Pflüger, A. et al (2005): Market Stimulation of Renewable Electricity in the EU. CEPS Task Force Report No. 56. Brüssel.

Rat der Europäischen Union: Schlussfolgerungen des Vorsitzes. Europäischer Rat. 7224/07. Brüssel 8./9.März 2007.