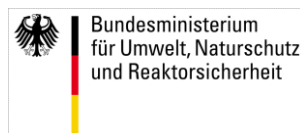


Effiziente Förderung der Offshore-Windenergie-Stromerzeugung

***Rechtsvergleichende Betrachtung der Förderbedingungen in Deutschland und
in einer Auswahl von europäischen Vergleichsstaaten***

Förderkennzeichen 03MAP253

Gefördert durch



erstellt von

Astrid Nordstrand

Fabian Pause, LL.M. Eur.

Christina Engeßer

unter Mitarbeit von

Dr. Hartmut Kahl, LL.M. (Duke)

Thorsten Müller

Stiftung Umweltenergierecht

Ludwigstraße 22

97070 Würzburg

Telefon +49 931 79 40 77-0

Telefax +49 931 79 40 77-29

E-Mail mail@stiftung-umweltenergierecht.de

Internet www.stiftung-umweltenergierecht.de

Würzburg, Juli 2013

Inhaltsverzeichnis

A. Gegenstand der Untersuchung und Gang der Darstellung	1
I. Gegenstand der Untersuchung	1
II. Sinn und Zweck der Rechtsvergleichung.....	2
III. Gang der Darstellung.....	3
B. Ziele des Ausbaus und der Nutzung der Offshore-Windkraft nach den nationalen Aktionsplänen der Vergleichsstaaten	4
C. Rechtsrahmen der Förderbedingungen für die Nutzung der Offshore-Windkraft im Vergleich	7
I. Einführung: Anlass und Grund zur Implementierung von Förderinstrumenten im Bereich Offshore-Windenergie	7
II. Überblick: Kurzdarstellung der Instrumente der Förderung der Offshore-Windkraft ..	8
1. Europarechtlicher Hintergrund der Instrumentendiskussion: Wahlfreiheit der Mitgliedstaaten bei den Förderinstrumenten	8
2. Die fixe Einspeisevergütung in Deutschland, Frankreich und Dänemark	10
3. Die Einspeiseprämie	11
a) Bestehende Prämienmodelle in Dänemark, den Niederlanden und Deutschland..	11
b) Anmerkungen zu Irland	11
4. Das Quotenmodell mit Zertifikatehandel im Vereinigten Königreich sowie in Schweden und Norwegen	13
5. Ausschreibungen	16
a) Frankreich.....	17
b) Dänemark	19
c) Niederlande	20
d) Vereinigtes Königreich	21
III. Rechtliche Ausgestaltung des Förderanspruchs (Anspruchsberechtigung, Anspruchsverpflichteter, Dauer und Höhe)	22
1. Anspruch auf Zahlung einer Vergütung	23

a)	Differenzierung nach Selektivität	23
b)	Räumliche und mengenmäßige Differenzierung	24
c)	Ausgestaltung der rechtlichen Beziehung zwischen Anspruchsberechtigtem und Anspruchsverpflichtetem	26
aa)	Fördermodell mit gesetzlichem Vergütungsanspruch des Anlagenbetreibers..	26
(1)	Deutschland: Gesetzliches Schuldverhältnis	26
(2)	Dänemark: Gesetzlicher Anspruch mit inhaltlicher Ausgestaltung im Ausschreibungsverfahren.....	27
bb)	Fördermodell mit vertraglichem Vergütungsanspruch des Anlagenbetreibers	28
cc)	Fördermodell mit öffentlich-rechtlicher Sonderverbindung.....	29
2.	Anspruch auf Erteilung eines handelbaren Zertifikats.....	30
a)	Die rechtliche Ausgestaltung der Quotenverpflichtung	31
aa)	Das Quotenmodell im Vereinigten Königreich nach den ROO.....	31
bb)	Das Quotenmodell nach schwedischem Recht	32
cc)	Das Quotenmodell nach norwegischem Recht	33
b)	Unterschiede der Quotensysteme	34
aa)	Vorgeschaltetes Ausschreibungsverfahren	34
bb)	Technologiespezifische Zertifikate	35
c)	Zwischenergebnis.....	36
3.	Zahlungsverpflichtete des Fördermechanismus	36
a)	Anspruchsgegner des direkten Zahlungsanspruchs.....	36
b)	Adressaten der Quotenverpflichtung und Anspruchsgegner des Zertifizierungsanspruchs	37
c)	Kostenverteilung	38
d)	Zwischenergebnis.....	39
4.	Förderdauer.....	40
a)	Förderdauer in Staaten mit Einspeisevergütungsmodell.....	40
b)	Förderdauer in Staaten mit Quotenmodell	41
c)	Zwischenergebnis.....	42

5.	Förderhöhe.....	42
a)	Förderhöhe in Staaten mit Einspeisevergütungsmodell.....	42
b)	Förderhöhe in Staaten mit Quotenmodell.....	45
c)	Anpassung der Vergütungshöhe	47
aa)	Degression bei Einspeisevergütungsmodellen.....	47
bb)	Preisindexierung	47
cc)	Jährliche Anpassung der Förderbeträge für Neuanlagen.....	48
D. Netzanschlussbedingungen und Netzzugangsbedingungen für die Nutzung der Offshore-Windkraft im Vergleich		49
I.	Einführung.....	49
II.	Europarechtliche Vorgaben.....	49
1.	Netzzugang und Netzanschluss.....	50
a)	Netzzugang.....	51
aa)	Vorrangiger oder garantierter Netzzugang.....	51
bb)	Verhältnis zu den anderen Vorgaben des Abs. 2	53
b)	Netzanschluss.....	55
aa)	Ausgangspunkt der Auslegung	55
aa)	Wortlaut der Norm.....	56
bb)	Auslegungsgrundsatz „effet utile“	56
cc)	Heranziehung der Erwägungsgründe	56
dd)	Schlussfolgerungen bezüglich des Netzanschlusses	58
c)	Weitere Vorgaben	59
d)	Zwischenergebnis.....	60
III.	Regelung der Netzanbindung in den untersuchten Vergleichsstaaten	61
1.	Deutschland.....	61
a)	Netzanschluss und Netzzugang.....	61
aa)	Frühere Rechtslage	62

bb)	Aktuelle Rechtslage	63
b)	Kostentragung	66
c)	Haftung	67
aa)	Entschädigung bei Störungen der Anbindung von Offshore-Anlagen, § 17e Abs. 1 EnWG	68
bb)	Entschädigung bei Verzögerung der Anbindung von Offshore-Anlagen, § 17e Abs. 2 EnWG	68
cc)	Haftung für Sachschäden an Offshore-Anlagen, § 17g EnWG	69
dd)	Belastungsausgleich, § 17f EnWG	69
d)	Zwischenergebnis	70
2.	Dänemark	70
a)	Netzanschluss und Netzzugang	70
b)	Kostentragung	72
c)	Haftung	73
d)	Zwischenergebnis	73
3.	Niederlande	74
a)	Netzanschluss und Netzzugang	74
b)	Kostentragung	77
c)	Haftung	77
d)	Zwischenergebnis	78
4.	Frankreich	78
a)	Netzzugang und Netzanschluss	78
aa)	Allgemeines	78
bb)	Praktischer Ablauf bei Offshore-Anlagen	79
b)	Kostentragung	80
c)	Haftung	81
d)	Zwischenergebnis	81
5.	Vereinigtes Königreich	82

a)	Netzzugang und Netzanschluss	82
b)	Kostentragung	83
c)	Haftung	84
d)	Zwischenergebnis	84
6.	Schweden	85
a)	Netzanschluss und Netzzugang	85
b)	Kostentragung	86
c)	Haftung	86
d)	Zwischenergebnis	86
7.	Norwegen	87
a)	Netzanschluss und Netzzugang	87
b)	Kostentragung	88
c)	Haftung	88
d)	Zwischenergebnis	88
IV.	Zusammenfassung	88
a)	Vorrang und Garantie	89
b)	Zeitvorgaben	90
c)	Kostentragung	90
d)	Haftung	91
e)	Sonstiges	91
f)	Fazit	92
E.	Schlussbetrachtung	92
I.	Förderinstrumente	93
II.	Netzanschluss- und Netzzugangsbedingungen	96

A. Gegenstand der Untersuchung und Gang der Darstellung

I. Gegenstand der Untersuchung

Deutschland plant durch den Ausbau der erneuerbaren Energien die Energieversorgung vollständig neu zu strukturieren. Die Offshore-Windkraft soll hierzu einen wichtigen Beitrag leisten, denn der Windenergie insgesamt wird besonderes Potential beigemessen, woran ein wichtiger Anteil auf die Windenergienutzung auf dem Meer entfällt. Ziel der vorliegenden Untersuchung ist es, im Rahmen einer ländervergleichenden Analyse gemeinsame und abweichende Regelungsstrukturen herauszuarbeiten, um eine Basis dafür zu schaffen, die bestehenden rechtlichen Rahmenbedingungen in Deutschland dahingehend bewerten zu können, ob ausreichende und effiziente Regelungsstrukturen für die Tätigkeit von Investitionen in den weiteren Offshore Ausbau vorliegen.

Dazu wurden die zentralen rechtlichen Bedingungen für die finanzielle Förderung von Offshore-Windenergie-Anlagen und deren Netzintegration in Deutschland, Dänemark, die Niederlande, Frankreich, Schweden, Norwegen und im Vereinigten Königreich untersucht. Die Auswahl dieser Länder wurde zum einen aufgrund der dort ebenfalls verfolgten ambitionierten Ausbaustrategien für die Nutzung von Offshore-Windenergie getroffen. Daneben war für die Zusammenstellung der genannten Staaten die Variationsbreite hinsichtlich der gewählten regulatorischen Ansätze maßgeblich, da so die gesamte Bandbreite von Mechanismen zur Förderung der Offshore-Windenergie (Feed-In tariffs, Feed-In premiums sowie Mengenregelungen mit Zertifikaten, teils in Kombination mit Ausschreibungen) betrachtet werden konnte. Eine derart umfassende vergleichende Betrachtung ermöglicht in besonderer Weise Erkenntnismöglichkeiten und damit aussagekräftige Ergebnisse in Bezug auf vertiefende Effizienzanalysen.

Im Rahmen des Vorhabens ist eine Analyse der zentralen rechtlichen Bedingungen für die finanzielle Förderung von Offshore-Windenergie-Anlagen und deren Netzintegration in den ausgewählten Staaten entstanden. Neben der Darstellung der jeweiligen Rechtslage wurden

Gemeinsamkeiten und Unterschiede herausgearbeitet und die regulatorischen Ansätze systematisiert, um diese und ihre Einzelbestandteile einordnen und vergleichend bewerten zu können. Auch wenn das Vorhaben eine Reihe von Fragen unbeantwortet lassen musste, können die Resultate der rechtsvergleichenden Begutachtung aufgrund des erzielten besseren Verständnisses der Gemeinsamkeiten und Unterschiede Ausgangspunkt für die zielgenaue Analyse weitergehender Fragestellungen sein und damit Anhaltspunkte für eine Verbesserung des bestehenden Rechtsrahmens für die Nutzung von Offshore-Windenergie zur Stromerzeugung bieten¹.

II. Sinn und Zweck der Rechtsvergleichung

Primäres Ziel der Rechtsvergleichung ist der Erkenntnisgewinn aus der Gegenüberstellung verschiedener Rechtsordnungen². Der Blick wendet sich zunächst den Gegebenheiten der eigenen sowie fremder Rechtsordnungen zu. Ausländische Rechtsregeln können erprobte Lösungsmöglichkeiten für inländische Rechtsprobleme beinhalten und bei Gesetzesänderungen nützliche Impulse geben. Aber auch Fehler, unbedachte Nebenwirkungen und fruchtlos gebliebene Regelungsversuche können aufschlussreich sein³. Insbesondere im Bereich des Rechts der Erneuerbaren Energien ist der Rechtsvergleichung ein hohes Maß an Bedeutung zuzubilligen⁴. Zum einen kann ein gewisser Nachholbedarf festgestellt werden, da sich die vergleichende Auseinandersetzung mit den verschiedenen Förderregelungen in der Union maßgeblich mit ökonomischen Fragen auseinandersetzt⁵. Rechtliche Aspekte werden vor allem im

¹ Der Bericht geht von der in Deutschland und den Vergleichsstaaten zum 30.06.2013 geltenden Rechtslage aus. Nach dem Untersuchungszeitraum eintretende Änderungen und Neuerungen konnten nur begrenzt und im Einzelfall berücksichtigt werden.

² *Rösler*, Rechtsvergleichung als Erkenntnisinstrument in Wissenschaft, Praxis und Ausbildung, JuS 1999, S. 1084, 1087.

³ *Rösler*, Rechtsvergleichung als Erkenntnisinstrument in Wissenschaft, Praxis und Ausbildung, JuS 1999, S. 1084, 1087.

⁴ Vgl. dazu eingehend *Pause*, Was können wir voneinander lernen? – Zur Rolle der rechtsvergleichenden zum Recht der erneuerbaren Energien am Beispiel Deutschlands und Spaniens, in: Müller, 20 Jahre Recht der Erneuerbaren Energien, 2012, S. 275 f., auch mit weiteren Nachweisen zu rechtsvergleichenden Untersuchungen nationaler Förderregelungen.

⁵ Vgl. z. B. *Kommission*, Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen, KOM(2005) 627, S. 6 ff.

Rahmen einer statistischen Rechtsvergleichung adressiert⁶ und beschäftigen sich insbesondere mit Umfang und Dauer von Verwaltungsverfahren des Energieanlagen- und Infrastrukturrechts⁷ oder eine Sammlung der einzelnen Förderansätze ohne wertenden Vergleich⁸. Zum anderen haben die Mitgliedstaaten in unterschiedlichen Zusammenhängen ein großes Interesse daran, die in anderen Mitgliedstaaten eingeschlagenen Ansätze zu Problemlösungen zu kennen. Denn es besteht nicht nur der Bedarf an belastbaren Instrumenten für die Ausgestaltung der nationalen Gesetzgebung, sondern auch für die Vorbereitung bzw. Begleitung der Rechtsetzung auf Unionsebene⁹ und deren Umsetzung in ihrem Hoheitsgebiet¹⁰. Insofern decken sich hier die Bedürfnisse der nationalen und des europäischen Gesetzgebers. Um einen möglichst großen Erkenntnisgewinn zu erlangen, hat die Rechtsvergleichung über die Auslandsrechtskunde, die sich auf die Erstellung von reinen Länderberichten über ausländische Rechtsordnungen beschränkt, noch hinauszugehen¹¹.

III. Gang der Darstellung

Zu Beginn der nachfolgenden Untersuchung werden zunächst die Ziele des Ausbaus und der Nutzung der Offshore-Windkraft nach den nationalen Aktionsplänen der Vergleichsstaaten dargestellt (dazu B). Daran anschließend wird der Rechtsrahmen der Förderbedingungen für die Nutzung der Offshore-Windkraft im Wege des Rechtsvergleichs untersucht (dazu C.): Nach einer Einführung zu Anlass und Grund der Implementierung von Förderinstrumenten im Bereich der Offshore-Windenergie erfolgt eine systematisierende Kurzdarstellung der Instru-

⁶ Zu den methodischen Ansätzen für die Quantifizierung rechtlicher Institutionen siehe: *Pistor*, Statistische Rechtsvergleichung: Eine kritische Bestandsaufnahme, ZVglRWiss 109 (2010), S. 348 (351 f.).

⁷ Vgl. dazu beispielhaft die bisherigen Ergebnisse des PV Legal Project unter <http://www.pvlegal.eu> im Bereich der Photovoltaik sowie für den Bereich der Windenergie EWEA, WindBarriers – Administrative and grid access barriers to wind power, 2010, S. 24 ff.

⁸ Hierzu z. B. das ursprünglich vom Bundesumweltministerium initiierte Projekt RES Legal (www.res-legal.eu).

⁹ Siehe dazu *Wölk*, Die Umsetzung von Richtlinien der Europäischen Gemeinschaft, 2002, S. 20.

¹⁰ Siehe dazu *Smits*, The Europeanisation of National Legal Systems: Some Consequences for Legal Thinking in Civil Law Countries, in: Van Hoecke, Epistemology and Methodology of Comparative Law, 2004, p. 229 (235).

¹¹ *Rösler*, Rechtsvergleichung als Erkenntnisinstrument in Wissenschaft, Praxis und Ausbildung, Teil 2, JuS 1999, S. 1186 (1189 f.) sowie allgemein zur Methode der Rechtsvergleichung *Pause*, Was können wir voneinander lernen? – Zur Rolle der rechtsvergleichenden zum Recht der erneuerbaren Energien am Beispiel Deutschlands und Spaniens, in: Müller, 20 Jahre Recht der Erneuerbaren Energien, 2012, S. 276 f.

mente der Förderung, die in den Vergleichsstaaten vorgefunden werden können. Hierauf aufbauend werden Strukturmerkmale der rechtlichen Ausgestaltung des Förderanspruchs (Anspruchsberechtigung, Anspruchsverpflichteter, Dauer und Höhe der Förderung) analysiert. Wichtige, sich im Hinblick auf das deutsche Förderregime ergebende Gemeinsamkeiten und Unterschiede werden dabei herausgearbeitet und aus rechtsvergleichender Sicht bewertet. Nach den Förderbedingungen werden die Netzanschlussbedingungen und Netzzugangsbedingungen für die Nutzung der Offshore-Windkraft in den Vergleichsstaaten beleuchtet (dazu D). Besonders im Bereich der Offshore-Windkraft, wo erschwerte technische Rahmenbedingungen insbesondere auch bei der Anbindung an das Stromnetz mit daraus resultierender finanzieller Belastung vorliegen, sind die Netzanschluss- und Netzzugangsbedingungen und die Integration ins Stromnetz maßgeblich für die Umsetzung der ehrgeizigen Ausbauziele. Neben einer Darstellung der europarechtlichen Vorgaben werden die Bestimmungen für den Netzanschluss und Netzzugang von Offshore-Windkraftanlagen auch vor dem Hintergrund der Kostentragung und möglicher Haftungsansprüche untersucht. Abschließend werden die Ergebnisse zusammengefasst (dazu E.).

B. Ziele des Ausbaus und der Nutzung der Offshore-Windkraft nach den nationalen Aktionsplänen der Vergleichsstaaten

Im Rahmen des Klimapakets der Europäischen Union wurde im Dezember 2008 die RL 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (im Folgenden: EE-RL) verabschiedet. Damit wurde erstmals ein umfassender europäischer Rechtsrahmen für erneuerbare Energien geschaffen, der gemäß Art. 1 S. 1 EE-RL sowohl die Bereiche der Stromerzeugung und den Verkehrssektor erfasst, sowie zudem den Bereich der Wärme und Kälte einer europäischen Regelung unterwirft. Mit der Richtlinie wurden die Mitgliedstaaten erstmals verbindlich zur Erreichung bestimmter gemäß Art. 3 i. V. m. Anhang I EE-RL festgelegter Mindestanteile von Erneuerbaren Energien am Gesamtbruttoendenergieverbrauch im Jahr

2020 verpflichtet¹². Diese verbindlichen nationalen Gesamtziele müssen mit dem Ziel in Einklang stehen, bis 2020 mindestens 20 % des Bruttoendenergieverbrauchs der Gemeinschaft durch Energie aus erneuerbaren Quellen zu decken, Art. 3 Abs. 1 S. 2 EE-RL. Dabei überlässt die EE-RL die Mittel zur Erreichung der nationalen Ziele für den Anteil erneuerbarer Energien weitestgehend den Mitgliedstaaten. Insbesondere sieht sie für die Zielerreichung Förderregelungen und Maßnahmen zur Kooperation zwischen den Mitgliedstaaten vor (Art. 3 Abs. 3 EE-RL). Dabei gelten lediglich verbindliche Mindeststandards, die beim Ausbau erneuerbarer Energien einzuhalten sind. Ein einheitliches Fördersystem wird jedoch gerade nicht geschaffen.

Mit Art. 4 Abs. 1 EE-RL wurden die Mitgliedstaaten verpflichtet, nationale Aktionspläne für erneuerbare Energie (kurz: NREAPs) zu verabschieden, die zum einen die nationalen Gesamtziele der Mitgliedstaaten für die Anteile von im Verkehrs-, Elektrizitäts- sowie Wärme- und Kältesektor verbrauchter Energie aus erneuerbaren Quellen im Jahr 2020 sowie die für das Erreichen dieser nationalen Gesamtziele zu ergreifenden angemessenen Maßnahmen zu enthalten haben. Im Folgenden wird in einer tabellarischen Übersicht dargestellt, welche nationalen Gesamtziele die im Rahmen der vorliegenden Betrachtung einbezogenen Vergleichsstaaten zu erreichen haben und welche separaten Ziele für die Nutzung der Offshore-Windkraft zur Stromerzeugung vorgesehen sind.

Übersicht der nationalen Gesamtziele (Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch in %) sowie der Ziele für die Stromerzeugung aus Offshore-Windkraft (Installierte kumulierte Kapazität Offshore in MW) in den Vergleichsstaaten:

	Anteil von Energie aus EE am Bruttoendenergieverbrauch		Installierte kumulierte Kapazität Offshore (in MW)			
	Stand 2005	Zielwert für 2020	Stand 2010	Ziel 2012 (NREAPS)	Stand 2012	Ziel 2020 (NREAPS)
Dänemark	17,0 %	30 %	765	856	921	1 339
Deutschland	5,8 %	18 %	180	792	280	10 000

¹² Art. 3 Abs. 4 EE-RL schreibt für den Verkehrssektor ein separates Ziel eines 10 %-igen Anteils Erneuerbarer Energien vor.

Frankreich	10,3 %	23 %	0	667	0	6 000
Irland	3,1 %	16 %	25	36	25	555
Niederlande	2,4 %	14 %	247	228	248	5 178
Schweden	39,8 %	49 %	163	97	164	182
UK	1,3 %	15 %	1 341	2 650	2 948	12 990

Quellen: Nationale Aktionspläne der Vergleichsstaaten sowie EWEA, The European offshore wind industry - key trends and statistics 2012, January 2013

Der Kommission kommt ihrerseits die Aufgabe zu, die nationalen Aktionspläne für erneuerbare Energie zu beurteilen und dabei insbesondere die Angemessenheit der von dem jeweiligen Mitgliedstaat vorgesehenen Maßnahmen zu prüfen, Art. 4 Abs. 5 EE-RL. Auch auf der Grundlage der von den Mitgliedstaaten zudem gemäß Art. 22 Abs. 1 EE-RL alle zwei Jahre vorzulegenden Berichte über die Fortschritte bei der Förderung und Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen beurteilt die Kommission die nationalen Förderpolitiken. Mit der Frage, inwiefern die Anstrengungen der Mitgliedstaaten im Hinblick auf eine verstärkte Nutzung der Offshore-Windkraft für die Stromerzeugung zielführend sind, hat sich die Kommission zuletzt in ihrem Fortschrittsbericht „Erneuerbare Energien“ vom März 2013 beschäftigt¹³. Nach Aussage der Kommission werden die ambitionierten Ziele wohl verfehlt. So könnte statt der angestrebten Kapazitäten von 44 GW mit einer Stromerzeugung von 140 TWh/a im Jahr 2020 aufgrund zu geringer nationaler Anstrengungen und der infrastrukturellen Schwierigkeiten lediglich eine Stromerzeugung von 43 TWh/a erreicht werden¹⁴.

¹³ Kommission, Fortschrittsbericht „Erneuerbare Energien“, COM(2013) 175 final, 27.03.2013.

¹⁴ Kommission, Fortschrittsbericht „Erneuerbare Energien“, COM(2013) 175 final, S. 5 f.

C. Rechtsrahmen der Förderbedingungen für die Nutzung der Offshore-Windkraft im Vergleich

I. Einführung: Anlass und Grund zur Implementierung von Förderinstrumenten im Bereich Offshore-Windenergie

Die Errichtung von Offshore-Windparks ist äußerst kapitalintensiv¹⁵, die Errichtung ist wegen Standortbesonderheiten kompliziert und zeitaufwendig, denn je nach Wassertiefe, Wellenbelastung, Bodenbeschaffenheit und Besonderheiten der Anlagekonstruktion muss ein spezifisches Fundament gefertigt werden¹⁶. Ein weiterer wesentlicher Kostenfaktor bei Bau, Wartung und Betrieb eines Windparks ist die komplexe Logistik¹⁷. Da es sich um eine noch relativ neue Technologie handelt, kann man nur eingeschränkt auf Erfahrungswerte zurückgreifen und die Investitionsrisiken nur schwer einschätzen¹⁸. Eine finanzielle Förderung soll dem Hemmnis der hohen Installations-, Betriebs- und Finanzierungskosten des Offshore-Ausbaus begegnen und zur Ermöglichung eines wirtschaftlichen Betriebs beitragen. Dabei ist die Förderung kein Selbstzweck, sondern dient unmittelbar dem Klimaschutz, der Schonung endlicher Ressourcen und der Technologieentwicklung¹⁹. Außerdem gibt es die Perspektive, dass jedenfalls das Maß der Förderung deutlich sinken kann oder diese sogar nur als vorübergehendes Phänomen erforderlich ist. Einzelne Ökonomen gehen davon aus, dass Offshore-Anlagen ab Mitte der 2020er Jahre ohne Förderung am Markt bestehen können, wenn der Strompreis die Gestehungskosten überschreitet²⁰.

¹⁵ Skiba/Reimers, Offshore-Windkraftwerke – Marktentwicklung und Herausforderungen, et 2012, S. 31, 32; Stein/Gottschal, Going Offshore – Förderung von Windenergie auf dem Meer, et 2010, S. 87; KPMG, Offshore-Windparks in Europa, Marktstudie 2010, S. 52.

¹⁶ Skiba/Reimers, Offshore-Windkraftwerke – Marktentwicklung und Herausforderungen, et 2012, S. 31, 32.

¹⁷ Skiba/Reimers, Offshore-Windkraftwerke – Marktentwicklung und Herausforderungen, et 2012, S. 31, 32.

¹⁸ Deutscher Bundestag, 17. Wahlperiode, Drucksache 17/ 3049.

¹⁹ Vgl. auch § 1 Abs. 1 EEG; dazu Müller/Oschmann, in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, 4. Aufl. 2013, § 1, Rn. 9 ff.

²⁰ Bieberbach/Lerchl/Eidt/Zuldt, Ein koordiniertes europäisches Marktdesign für erneuerbare Energien in der Stromversorgung, et, 2012, S. 8 f.

II. Überblick: Kurzdarstellung der Instrumente der Förderung der Offshore-Windkraft

In den europäischen Vergleichsstaaten gibt es vielfältige Steuerungsansätze die sich letztlich zu drei Typen an Fördersystemen zusammenfassen lassen: die Einspeisevergütung, die Zahlung einer Einspeiseprämie und das Quotensystem mit Zertifikatehandel. Allerdings existieren in den meisten Staaten Misch- oder Parallelsysteme²¹. Bei der Ausgestaltung ihrer nationalen Förderregelungen haben die Mitgliedstaaten auch die bestehenden europarechtlichen Vorgaben zu beachten.

1. Europarechtlicher Hintergrund der Instrumentendiskussion: Wahlfreiheit der Mitgliedstaaten bei den Förderinstrumenten

Wie oben bereits dargelegt, haben die Mitgliedstaaten nach Art. 3 Abs. 1 EE-RL dafür zu sorgen, dass ihr jeweiliger Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2020 mindestens ihrem jeweiligen nationalen Gesamtziel entspricht. Auf welche Art und Weise die Mitgliedstaaten die ihnen gesetzten Ziele erreichen, bleibt ihnen weitestgehend selbst überlassen. Art. 3 Abs. 3 EE-RL sieht hierfür „unter anderem“, und somit nicht abschließend, unter lit. a) „Förderregelungen“ sowie unter lit. b) „Maßnahmen zur Kooperation zwischen verschiedenen Mitgliedstaaten und mit Drittstaaten“ vor. Die Definition der Förderregelungen in Art. 2 lit. k) EE-RL ist wiederum ebenso denkbar weit gefasst. Hiernach bezeichnet der Terminus Förderregelung

„ein Instrument, eine Regelung oder einen Mechanismus, das bzw. die bzw. der von einem Mitgliedstaat oder einer Gruppe von Mitgliedstaaten angewendet wird und die Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen dadurch fördert, dass die Kosten dieser Energie gesenkt werden, ihr Verkaufspreis erhöht wird oder ihre Absatzmenge durch eine Verpflichtung zur Nutzung erneuerbarer Energie oder auf andere Weise gesteigert

²¹ Ekdardt/Schmeichel, Erneuerbare Energien, Warenverkehrsfreiheit und Beihilfenrecht – Nationale Klimaschutzmaßnahmen im EG-Recht, ZEuS 2009, S. 171, 175.

wird. Dazu zählen unter anderem Investitionsbeihilfen, Steuerbefreiungen oder -erleichterungen, Steuererstattungen, Förderregelungen, die zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen verpflichten, einschließlich solcher, bei denen grüne Zertifikate verwendet werden, sowie direkte Preisstützungssysteme einschließlich Einspeisetarife und Prämienzahlungen.“

Auch die Definition der Förderregelungen in Art. 2 lit. k) EE-RL ist somit nicht abschließend und lässt den Mitgliedstaaten die Wahlfreiheit zwischen den verschiedensten Förderinstrumenten. Abgerundet wird die Wahlfreiheit der Mitgliedstaaten durch die Bestimmung des Art. 3 Abs. 3 Uabs. 2 EE-RL. Dieser bestimmt:

„Unbeschadet der Artikel 87 und 88 des Vertrags [nunmehr Artikel 107 und 108 des Vertrages über die Arbeitsweise der Europäischen Union] haben die Mitgliedstaaten das Recht, gemäß den Artikeln 5 bis 11 dieser Richtlinie zu entscheiden, in welchem Umfang sie die in einem anderen Mitgliedstaat erzeugte Energie aus erneuerbaren Quellen fördern wollen“.

Nach der EE-RL sind die Mitgliedstaaten damit sogar frei, darüber zu entscheiden, inwiefern sie inländisch erzeugte erneuerbare Energie gegenüber im EU-Ausland erzeugter erneuerbarer Energie bevorzugt behandeln wollen.

Neben den nationalen Förderregelungen bietet die EE-RL den Mitgliedstaaten gemäß Art. 5 bis 11 EE-RL auch Instrumente zur gemeinsamen Zielerfüllung im Wege der grenzüberschreitenden Kooperation bei der Förderung erneuerbarer Energien an. Diese sog. „Kooperativen Mechanismen“ sollen nach Erwägungsgrund (25) EE-RL die grenzüberschreitende Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen erleichtern, ohne die nationalen Förderregelungen zu beeinträchtigen. Die EE-RL sieht als grenzüberschreitende Instrumente der gemeinsamen Zielerfüllung den statistischen Transfer nach Art. 6 EE-RL, gemeinsame Projekte zwischen Mitgliedstaaten oder mit Drittstaaten nach Art. 7 und 9 EE-RL, sowie gemeinsame Förderregelungen nach Art. 11 EE-RL, die sich vor allem in der erforderlichen Intensität der Zusammenarbeit zwischen den beteiligten Mitgliedstaaten unterscheiden.

2. Die fixe Einspeisevergütung in Deutschland, Frankreich und Dänemark

Das System der fixen Einspeisevergütung ist dadurch gekennzeichnet, dass über eine vorgeschriebene Förderdauer ein festgelegter Vergütungssatz für eingespeisten Strom gezahlt wird²². Dieser Fördermechanismus findet sich in Deutschland im *Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)*²³, in Frankreich basierend auf dem Elektrizitätsgesetz *Loi n°2000-108*²⁴ und zum Teil auch in Dänemark nach dem *Lov om fremme af vedvarende energi (VE-Lov)*²⁵ im Zusammenhang mit der sog. Open-Door-Procedure.

Als Vorteil fester Einspeisetarife wird deren hohe Verlässlichkeit angeführt, die die Risikoabschätzung für Investoren erleichtert²⁶. Das Fördermodell gilt als sehr effektiv und hat zum Ausbau der erneuerbaren Energien in Europa einen entscheidenden Beitrag geleistet²⁷. Die genaue Abschätzung der richtigen und kostenminimalen Förderhöhe ist allerdings schwierig und arbeitsintensiv²⁸. Die fehlende Marktintegration wird als entscheidender Nachteil gegen das fixe Vergütungsmodell vorgebracht²⁹.

²² Bieberbach/Lerchl/Eidt/Zuldt, Ein koordiniertes europäisches Marktdesign für erneuerbare Energien in der Stromversorgung, et, 2012, S. 8 f.

²³ Das "Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien" wurde am 04.08.2011 im Bundesgesetzblatt Teil I, Nr. 42, Seite 1634, veröffentlicht.

²⁴ Das Gesetz „Loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité“ wurde am 11.02.2000 im Journal Officiel de la Republique française, S. 2143 veröffentlicht www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do;jsessionid=0E81C2E36F3B34A3EB6D555478BF4F0F.tpdjo13v_3?cidTexte=LEGITEXT000005629085&dateTexte=20130308 (08.03.2013).

²⁵ Das Gesetz „Lov nr. 1392 af 27. december 2008 om fremme af vedvarende energi med de ændringer“ wurde am 27.12.2008 unter der Registrierungsnummer 1392 im Lovtidende A (Gesetzesblatt) veröffentlicht; www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=139075 (07.03.2013).

²⁶ Bieberbach/Lerchl/Eidt/Zuldt, et, 2012, S. 8 f.; Ragwitz/Held/Huber/Resch, Vergleich der Förderinstrumente für erneuerbare Energien im EU-Stromsektor, et, 2005, 940, 941.

²⁷ Ragwitz/Winkler/Klessmann/Gephart/Resch, Recent developments of feed-in systems in the EU –A research paper for the International Feed-In Cooperation, January 2012, S. 6.

²⁸ Bieberbach/Lerchl/Eidt/Zuldt, et, 2012, S. 8 f.

²⁹ Bieberbach/Lerchl/Eidt/Zuldt, et, 2012, S. 8 f.

3. Die Einspeiseprämie

a) Bestehende Prämienmodelle in Dänemark, den Niederlanden und Deutschland

Ein weiteres Einspeisevergütungssystem ist die Förderung über eine Einspeiseprämie oder ein Bonusmodell. Die Förderung über ein solches Modell existiert in Dänemark nach dem VE-Lov, in den Niederlanden basierend auf den Gesetzen *SDE*³⁰ und *RAC 2013*³¹ und seit dem *EEG 2012* auch in Deutschland. Das frühere irische Förderprogramm *REFIT* sah ebenfalls Prämienzahlungen zur Förderung erneuerbarer Energiequellen vor. Die Ausgestaltung des auf Prämien basierenden Vergütungssystems reicht vom System eines Contract for Difference über Orientierung an Vergütungs- und Untergrenzen bis zu festen Prämienzahlungen. Während der gesetzlich festgelegten Förderdauer erhalten die Anlagenbetreiber zusätzlich zu den erzielten Markterlösen aufgrund der regulatorischen Rahmenbedingungen einen bestimmten Bonusbetrag ausgezahlt.

b) Anmerkungen zu Irland

Das frühere irische Förderprogramm *REFIT* sah ebenfalls Prämienzahlungen zur Förderung erneuerbarer Energiequellen vor. In Irland existierte bislang für Offshore-Windkraft ein Einspeisevergütungssystem mit Bonusmodell und Erstattung eines Differenzbetrags nach dem *REFIT* Programm. Seit dem 31.12.2009 werden wegen Auslaufens des Förderprogramms keine neuen Förderanträge angenommen, für zugelassene Projekte besteht aber die Möglichkeit

³⁰ Das Gesetz „Besluit van 16 oktober 2007, houdende regels inzake de verstrekking van subsidies ten behoeve van de productie van hernieuwbare elektriciteit, hernieuwbaar gas en elektriciteit opgewekt door middel van warmtekrachtkoppeling“ (Besluit stimulerend duurzame energieproductie) wurde am 30.10.2007 unter der Nr. WJZ/7112075 im Staatsblad, Jahrgang 2007 Nr. 410 bekannt gemacht; <https://zoek.officielebekendmakingen.nl/stb-2007-410.html?zoekcriteria=%3fzkt%3dUitgebreid%26pst%3dTractatenblad%257CStaatsblad%257CStaatscourant%257CGemeentebld%257CProvincieblad%257CWaterschapsblad%257CParlementaireDocumenten%26vrt%3dWJZ%2b7112075%26zkd%3dInDeGeheleText%26dpr%3dAlle%26spd%3d20130308%26epd%3d20130308%26sdt%3dDatumPublicatie%26ap%3d%26pnr%3d1%26rpp%3d10&resultIndex=0&sorttype=1&sortorder=4> (08.03.2013).

³¹ Die Verordnung „Regeling van de Minister van Economische Zaken van 4 februari 2013, nr. WJZ/13010648, houdende aanwijzing van categorieën van productie-installaties voor de stimulerend duurzame energieproductie in het jaar 2013“ wurde am 04.02. 2013 unter der Nr. WJZ/13010648 im Staatscourant (Staatsanzeiger) 2013, 2815 bekanntgemacht; <https://zoek.officielebekendmakingen.nl/stcrt-2013-2815.pdf>.

eine Verlängerung zu beantragen.³² Das REFIT- Programm subventionierte Stromlieferverträge zwischen Stromerzeugern und deren Abnehmern³³. Voraussetzung für den Erhalt der Förderleistungen war nach 3.1 REFIT 2009 die Bewilligung der Förderfähigkeit durch das Ministerium für Kommunikation, Energie und Natürliche Ressourcen, die durch die Ausstellung eines sog. „letter of offer“ bestätigt wurde. Hatte ein Anlagenbetreiber einen solchen letter of offer erhalten und schloss er unter Vorlage dieser Bewilligung einen langfristigen Stromlieferungsvertrag (power purchase agreement = PPA) mit einem lizenzierten Energieversorger, wurde unter Berücksichtigung der Vertragsbedingungen und des Marktpreises eine Prämienzahlung geleistet. Die Höhe der Prämie wurde anhand eines Referenzpreises berechnet. Gemäß 5.1 REFIT 2009 sollte den Betreibern von Offshore-Windanlagen eine Mindestvergütung von 14 ct/kWh gewährt werden.

Nach dem irischen REFIT-Programm war die Förderdauer durch den jeweiligen Stromliefervertrag (PPA) begrenzt, der eine Klausel zur Vertragsdauer enthalten musste. Gemäß 8.1 REFIT 1 durfte die Vertragsdauer 15 Jahre nicht überschreiten³⁴. Zudem war ein vorzeitiges Ende der Förderung durch den Entzug des letter of offer nach 7.6 REFIT 1 möglich. Nach dem ehemaligen irischen REFIT-Programm traf die Zahlungsverpflichtung die Energieverbraucher in Gestalt der PSO-Zahlung, die von der Energieregulierungsbehörde (CER) festgesetzt wurde³⁵.

Die Förderung von Offshore-Windanlagen fällt nicht mehr unter die 2012 neu aufgelegten Programme REFIT 2 (Renewable Energy Feed-in Tariff 2012) und REFIT 3 (Renewable Energy Feed-in Tariff 2012). Nach REFIT 2 ist nur die Onshore-Windenergie als förderfähige Technologie

³² Maroulis, *Feed-in tariff (Renewable Energy Feed-in Tariff - REFIT)*, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/ireland/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-renewable-energy-feed-in-tariff-refit/lastp/147/> (12.12.2013).

³³ KPMG, *Offshore-Windparks in Europa*, Marktstudie 2010, S. 34.

³⁴ Vgl. Chapter 8 POWER PURCHASE AGREEMENT (CONTRACT). 8.1 The PPA shall state the purchasing terms, including the price and the minimum amount of electricity to be purchased, from the new electricity plant selected in this Competition and be for a period not exceeding fifteen years.

³⁵ Maroulis, *Feed-in tariff (Renewable Energy Feed-in Tariff - REFIT)*, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/ireland/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-renewable-energy-feed-in-tariff-refit/lastp/147/> (06.12.2013).

aufgeführt³⁶. Aufgrund des aktuellen Stillstands der Offshore-Förderung in Irland wird im Folgenden auf die irischen Regelungen nicht mehr eingegangen.

4. Das Quotenmodell mit Zertifikatehandel im Vereinigten Königreich sowie in Schweden und Norwegen

Bei einem Quotensystem werden die Netzbetreiber, Energieversorger oder Verbraucher verpflichtet, einen festgelegten Teil ihres an die Endverbraucher gelieferten bzw. verbrauchten Stroms aus erneuerbaren Energien zu decken. Die Erreichung dieser Quote ist zum Ende eines Abrechnungszeitraums durch die Vorlage von grünen Zertifikaten nachzuweisen³⁷. Diese Zertifikate erhalten die Anlagenbetreiber für die Einspeisung regenerativ erzeugten Stroms und werden von ihnen an die quotenpflichtigen Stromlieferanten weiterveräußert³⁸.

Diese für das Fördersystem genutzten grünen Zertifikate sind von den Herkunftsnachweisen nach Art. 15 EE-RL zu unterscheiden³⁹. Gemäß Art. 3 lit. j) EE-RL ist ein Herkunftsnachweis ein elektronisches Dokument, das gemäß den Anforderungen von Art. 3 Abs. 6 der RL 2003/54/EG ausschließlich als Nachweis gegenüber einem Endkunden dafür dient, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen erzeugt wurde. Demnach können die Herkunftsnachweise aus anderen Mitgliedstaaten im Rahmen des nationalen Fördersystems nicht ohne weiteres berücksichtigt werden.

Ein Quotenmodell existiert derzeit im Vereinigten Königreich, Schweden und Norwegen. Im Vereinigten Königreich wurde 2002 ein Quotensystem zur Förderung erneuerbarer Energien eingeführt. Seitdem müssen die dort ansässigen Stromversorger über Zertifikate, sog. Renewable Obligation Certificates (ROCs), nachweisen, dass sie die ihnen auferlegte Quote erfüllen⁴⁰. Das Vereinigte Königreich ist in die drei Zertifikatemärkte England und Wales, Schottland

³⁶ Maroulis, Feed-in tariff (Renewable Energy Feed-in Tariff - REFIT), <http://www.res-legal.eu/search-by-country/ireland/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-renewable-energy-feed-in-tariff-refit/lastp/147/> (06.12.2013).

³⁷ Weber/Hey, Effektive und effiziente Klimapolitik: Instrumentenmix, EEG und Subsidiarität, Wirtschaftsdienst, 2012, S. 2733, 2738; Bieberbach/Lerchl/Eidt/Zuldt, et, 2012, S. 8 f.

³⁸ Weber/Hey, Effektive und effiziente Klimapolitik: Instrumentenmix, EEG und Subsidiarität, Wirtschaftsdienst, 2012, S. 2733, 2738.

³⁹ Vgl. Erwägungsgrund 52 der EE-RL.

⁴⁰ KPMG, Offshore-Windparks in Europa, Marktstudie 2010, S. 33.

sowie Nordirland unterteilt. Das Fördermodell wird in den weitestgehend identischen *Renewables Obligation Orders* (ROO 2009⁴¹, ROO SCO 2009⁴², ROO NI 2009⁴³) für jeden regionalen Zertifikatemarkt eigenständig geregelt. Der Handel mit den grünen Zertifikaten ist dagegen überregional möglich⁴⁴. Das Vereinigte Königreich strebt allerdings an, im Rahmen seiner Elektrizitätsmarktreform (Electricity Market Reform) 2017 auf ein System mit „Feed-in tariffs with contracts for difference“ umzustellen⁴⁵.

Schweden fördert erneuerbare Energien seit 2003⁴⁶ durch einen Zertifikatehandel basierend auf dem schwedischen Zertifikatengesetz *Lag om elcertifikat*⁴⁷. Im Jahr 2011 haben Norwegen und Schweden auf Grundlage der in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie enthaltenen Kooperationsmechanismen – die Richtlinie ist für Norwegen als Mitgliedstaat des Europäischen Wirtschaftsraums für verbindlich erklärt worden⁴⁸ – ein Abkommen⁴⁹ über einen gemeinsamen Stromzertifikatehandel geschlossen. In dem Abkommen verpflichteten sich Schweden und Norwegen, einen gemeinsamen Zertifikatehandel zu errichten sowie zu einer jährlichen Stromerzeugung zu gleichen Anteilen aus erneuerbaren Energien in Höhe von insgesamt 26,4 TWh⁵⁰. In Norwegen ist daher am 01.01.2012 das Gesetz über die Einführung eines gemeinsamen Stromzertifikatehandels mit Schweden in Kraft getreten (*LOV 2011-06-24 nr 39: Lov om*

⁴¹ Das Gesetz „The Renewables Obligation Orders 2009“ wurde im Gesetzblatt Jahrgang 2009 No. 785 veröffentlicht; <http://www.legislation.gov.uk/uksi/2009/785/contents/made> (11.03.2013).

⁴² Das Gesetz „The Renewables Obligation Orders (Scotland) 2009“ wurde im Gesetzblatt Jahrgang 2009 No. 140 veröffentlicht; <http://www.legislation.gov.uk/ssi/2009/140/contents/made> (11.03.2013).

⁴³ Das Gesetz „The Renewables Obligation Orders (Northern Ireland) 2009“ wurde im Gesetzblatt Jahrgang 2009 No. 154 veröffentlicht; <http://www.legislation.gov.uk/nisr/2009/154/contents/made> (11.03.2013).

⁴⁴ <http://www.res-legal.eu/search-by-country/united-kingdom/single/s/res-e/t/promotion/aid/quota-system/lastp/203/>.

⁴⁵ Freshfields Bruckhaus Deringer, European offshore wind 2013, Realising the opportunity, S. 5, 9; vgl. ausführlich zu den Plänen der Regierung des Vereinigten Königreichs: ANNEX B, FEED-IN TARIFF WITH CONTRACTS FOR DIFFERENCE: DRAFT OPERATIONAL FRAMEWORK, unter https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/48373/5358-annex-b-feedin-tariff-with-contracts-for-differe.pdf (19.12.2013).

⁴⁶ *La Chevallerie/Schweitzer*, Gemeinsamer Handel mit Stromzertifikaten – Förderung Erneuerbarer in Schweden und Norwegen, et, 2012, S. 92.

⁴⁷ Das Lag (2011:1200) om elcertifikat wurde am 01.12.2011 in der Svensk författningssamling (Schwedische Sammlung für Verwaltungsrecht) unter der Nr. SFS 2011:1200 veröffentlicht; <http://www.notisum.se/rnp/sls/fakta/a0111200.htm> (11.03.2013).

⁴⁸ Vgl. Beschluss des Gemeinsamen EWR-Ausschusses Nr. 162/2011 vom 19. December 2011 zur Änderung von Anhang IV (Energie) des EWR-Abkommens, ABl. 2012 Nr. L 76/49.

⁴⁹ Avtale mellom Kongeriket Norges Regjering og Kongeriket Sveriges Regjering om et felles merked for elsertifikater, http://regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/EV/063-2011-Avtale_elsertifikater.pdf (07.03.2013).

⁵⁰ *La Chevallerie/Schweitzer*, et 2012, S. 92, 93.

elsertifikater)⁵¹. Die energierechtlichen Vorschriften beider Länder wurden mit Blick auf einen gemeinsamen Zertifikatehandel harmonisiert, so dass auch in Schweden seit dem 1.1.2012 ein neues Zertifikatesgesetz gilt⁵². Vorschläge, wegen der hohen Kosten für Offshore-Anlagen zusätzlich eine feste Einspeisevergütung zu schaffen, sind dagegen auf Ablehnung gestoßen, da eine Abkehr vom bewährten System des Zertifikatehandels als nicht notwendig erachtet wurde⁵³.

Als Vorteil von Quotenregelungen werden von Ökonomen die größere Marktnähe und die damit zu erwartende Kosteneffizienz des Fördermechanismus angeführt⁵⁴. Die erforderliche Vergütung bildet sich frei auf einer Börse und wird bestimmt von Angebot und Nachfrage. Das marktbasierende Fördersystem soll den Anlagenbetreibern einen Anreiz bieten, durch Entwicklung effizienzsteigernder neuer Technologien die Produktionskosten möglichst gering zu halten⁵⁵. Kritiker des Quotensystems bemängeln höhere Risiken für Anlagenbetreiber und potentiell hohe Mitnahmeeffekte⁵⁶. Infolge des höheren Investitionsrisikos verlangen die Kapitalgeber zudem hohe Risikozuschläge, was die Errichtung der Offshore-Windparks weiter verteuert⁵⁷. Zudem wird die Bestimmung der optimalen Quotenhöhe für ähnlich schwierig wie die Festlegung der fixen Einspeisetarife erachtet⁵⁸.

Die Höhe der Quotenverpflichtung in den Vergleichsstaaten ist unterschiedlich und folgt einem gesetzlich festgelegten Schlüssel mit jährlich steigender Tendenz. Aktuelle Zahlen für April 2013 sehen für England und Wales eine Quote von 0,134 ROCs pro MWh vor⁵⁹. In Schweden

⁵¹ Das Gesetz Lov om elsertifikater wurde am 24.06.2011 unter der Bezeichnung Lov 2011-06-24 nr. 39 im Gesetzblatt Legal Gazette vol I 2011 Heft 6 veröffentlicht; <http://www.lovdata.no/all/hl-20110624-039.html> (12.03.2012).

⁵² La Chevallerie/Schweitzer, et 2012, S. 92, 94.

⁵³ La Chevallerie/Schweitzer, et 2012, S. 92 ff.

⁵⁴ Weber/Hey, Wirtschaftsdienst, 2012, S. 2733, 2738; Ragwitz/Held/Huber/Resch, et 2005, 940, 941.

⁵⁵ Weber/Hey, Wirtschaftsdienst, 2012, S. 2733, 2738.

⁵⁶ Weber/Hey, Wirtschaftsdienst, 2012, S. 2733, 2740.

⁵⁷ Weber/Hey, Wirtschaftsdienst, 2012, S. 2733, 2738 f.; Ragwitz/Held/Huber/Resch, et 2005, 940, 941.

⁵⁸ Bieberbach/Lerchl/Eidt/Zuldt, et 2012, S. 8 f.

⁵⁹ Schedule 1 ROO (Renewable Obligation Order), geändert durch Renewables Obligation (Amendment) Order 2010 und 2011.

gilt im Jahre 2013 eine Quotenpflicht von 0,135 per MWh verkaufter oder konsumierter Energie⁶⁰. In Norwegen liegt die Quotenverpflichtung aktuell bei 0,049 pro MWh⁶¹.

Einzelne Ökonomen stellen wegen der Möglichkeit, sich durch Geldleistungen von der Quotenpflicht freizukaufen, und nur geringen Sanktionsmechanismen, die Effektivität des Fördermechanismus in Frage⁶². Außerdem zeige ein Blick auf die Wachstumsraten in verschiedenen europäischen Staaten, dass das Wachstum der erneuerbaren Energien in Ländern mit Quotensystemen deutlich geringer sei als in Deutschland⁶³.

5. Ausschreibungen

In einigen Vergleichsstaaten wird die Offshore-Windenergie auch im Rahmen von Ausschreibungsverfahren gefördert. Ausschreibungsverfahren werden in der Regel dem finanziellen Fördermechanismus vorgeschaltet und beschränken somit den Zugang zur Einspeisevergütung. Daher können sie als Unterfall der Mengensteuerung angesehen werden: Eine bestimmte Ausbaukapazität wird staatlich ausgeschrieben und im Wege der Versteigerung an den Bieter mit dem günstigsten Angebot vergeben⁶⁴. Daneben dienen Ausschreibungsverfahren weiteren Steuerungsanliegen. So wird zum Teil im Rahmen der Ausschreibung auch die Festlegung der konkreten Förderhöhe getroffen, zum Teil steht die strategische Planung der Anlagenstandorte im Vordergrund.

Beim Instrumentarium der Ausschreibung ist zwischen zwei Ausgestaltungstypen zu differenzieren. Im Englischen wird dies bereits an den unterschiedlichen Begriffen „auction“ und „tender“ deutlich. „Tender“ umfasst neben dem Selektionsmerkmal Preis noch zahlreiche andere Auswahlkriterien, wie etwa Umweltauswirkungen, Einfluss auf die lokale Wirtschaft, gesellschaftliche Akzeptanz etc. Eine „auction“ ist dagegen rein preisbasiert.

⁶⁰ Kap. 4 § 4 Gesetz Nr. 2011:1200 (Zertifikatesgesetz „Lag om elcertifikat“), s.o.

⁶¹ § 17 LOV 2011-06-24 nr 39: Lov om elsertifikater, s.o.

⁶² Weber/Hey, Wirtschaftsdienst, 2012, S. 2733, 2738.

⁶³ Weber/Hey, Wirtschaftsdienst, 2012, S. 2733, 2738.

⁶⁴ Ekardt/Schmeichel, Erneuerbare Energien, Warenverkehrsfreiheit und Beihilfenrecht – Nationale Klimaschutzmaßnahmen im EG-Recht, ZEuS 2009, S. 171, 176.

Als Vorteil des Ausschreibungsverfahrens wird angeführt, dass Bieter zueinander im Wettbewerb um den günstigsten Preis treten. Dies soll zu einem hohen Maß an Kosteneffizienz und niedrigeren Strompreisen für die Endverbraucher führen⁶⁵. Es bestehen aber auch Zweifel an der Leistungsfähigkeit von Ausschreibungsmodellen. Nach Einschätzung einer Marktstudie von KPMG sind Ausschreibungsverfahren für eine umfassende Erschließung des Offshore-Windsektors nur bedingt geeignet, denn durch den hohen Kostendruck im Wettbewerb um die begrenzten finanziellen Ressourcen sei das Ausschreibungsmodell kaum konkurrenzfähig⁶⁶.

a) Frankreich

In Frankreich werden Ausschreibungsverfahren durchgeführt, um direkt auf den Kapazitätsausbau zur Erreichung der im französischen Mehrjahresprogramm festgelegten Ziele Einfluss nehmen zu können⁶⁷. Rechtliche Grundlage für die Ausschreibung ist Art. L311-10 code de l'énergie, wonach der Staat im Bedarfsfall Stromerzeugungskapazitäten ausschreiben kann⁶⁸. Das Ausschreibungsverfahren ist im französischen Loi n°2000-108⁶⁹ geregelt und stellt einen eigenständigen Fördermechanismus neben dem Einspeisevergütungsmodell dar. Nach Art. 8 Loi n°2000-108 können zur Erreichung des mehrjährigen Investitionsplans Ausschreibungen vorgenommen werden, deren Gewinner eine gesonderte Einspeisevergütung erhalten. Da in Frankreich bislang noch keine Offshore-Anlagen installiert wurden und die bis 2020 angestrebte Leistung von 6 GW im Rahmen einer ersten Ausschreibungsrunde verteilt wurde, ist die Förderung über das Ausschreibungsverfahren das einzige Instrument, das in der Praxis für Offshore-Windenergie zur Anwendung kommt. Die Förderung über einen fixen Einspeisetarif, der in dem technologiespezifischen Erlass Arrêté du 17 novembre 2008⁷⁰ festgelegt ist, hat nur für Onshore-Windkraftanlagen Relevanz. Aufgrund des als zu niedrig angesehenen Tarifs

⁶⁵ Schulz/Glenz, Neue Offshore-Wind-Förderung in Frankreich, et 2012, S. 121, 125.

⁶⁶ KPMG, Offshore-Windparks in Europa, Marktstudie 2010, S. 38.

⁶⁷ KPMG, Offshore-Windparks in Europa, Marktstudie 2010, S. 31.

⁶⁸ Schulz/Glenz, Neue Offshore-Wind-Förderung in Frankreich, et 2012, S. 121.

⁶⁹ Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

⁷⁰ Arrêté du 17 novembre 2008 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent.

für Offshore-Windprojekte von 13 Ct pro kWh in den ersten zehn Jahren fanden sich hierfür keine Entwickler und Investoren⁷¹.

Im ersten Ausschreibungsverfahren wurden fünf Lose ausgegeben, die jeweils die Errichtung eines Windparks betreffen und ein bestimmtes Gebiet festlegen, innerhalb dessen der Windpark errichtet werden darf⁷². Die Ausschreibungsparameter ergeben sich aus Art. 1 Décret n°2002-1434⁷³. Die maßgeblichen Zuschlagskriterien sind die vom Bieter geforderte Einspeisevergütung, industrielle Aspekte und Rücksichtnahme auf die Umwelt sowie in dem jeweiligen Gebiet bereits bestehende Aktivitäten⁷⁴. An dem Ausschreibungsverfahren kann sich gemäß Art. 8 Loi n°2000-108 jede Person aus einem EU-Mitgliedstaat beteiligen, ebenso Personen aus anderen Staaten, wenn internationale Verträge dies vorsehen. Mit dem Zuschlag, den der Minister für Ökologie, nachhaltige Entwicklung, Verkehr und Wohnungswesen, der Minister für Wirtschaft, Finanzen und Industrie und der Minister für Industrie, Energie und digitale Wirtschaft erteilen, wird der staatliche Energieversorger EDF verpflichtet, mit dem Anlagenbetreiber einen Vertrag über die Abnahme und Vergütung des erzeugten Stroms zu schließen. Zudem erhält der Gewinner der Ausschreibung die Betriebsgenehmigung für den Windpark; die Voraussetzungen für weitere erforderliche Genehmigungen muss er dagegen selbst schaffen⁷⁵.

Frankreich startete erst vor Kurzem in den Offshore-Windenergie-Markt und führte 2011 die erste Ausschreibungsrunde durch; vorab wurde die Ausgestaltung des Fördermodells von einzelnen Ökonomen als solide Grundlage für den Offshore-Ausbau in Frankreich erachtet, man hatte die Erwartung, dass Frankreich als Offshore-Standort ähnliche Bedeutung erlangen wird wie Deutschland oder das Vereinigte Königreich⁷⁶; allerdings wurde nur für vier, nicht für alle

⁷¹ Trautmann, 3.3 Vergleich einzelner Regulierungssysteme – Deutschland und Frankreich, in: Böttcher, Handbuch Offshore-Windenergie, S. 170.

⁷² Schulz/Glenz, Neue Offshore-Wind-Förderung in Frankreich, et 2012, S. 121.

⁷³ Décret n°2002-1434 du 4 décembre 2002 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité.

⁷⁴ Schulz/Glenz, Neue Offshore-Wind-Förderung in Frankreich, et 2012, S. 121.

⁷⁵ Schulz/Glenz, Neue Offshore-Wind-Förderung in Frankreich, et 2012, S. 121.

⁷⁶ Schulz/Glenz, Neue Offshore-Wind-Förderung in Frankreich, et 2012, S. 121, 126.

fünf ausgeschriebenen Standorte ein Zuschlag erteilt, es werden von der ausgeschriebenen Gesamtkapazität von 3000 MW nur 1928 MW realisiert werden⁷⁷.

b) Dänemark

Auch in Dänemark werden Ausschreibungen für Offshore-Windanlagen vorgenommen, die jedoch noch enger mit den Genehmigungsvoraussetzungen verbunden sind.

Der Klima-, Energie- und Bauminister kann gemäß § 22a Abs. 1 VE-Lov Gebiete benennen, die für Versuche mit und die Entwicklung von Offshore-Windparkanlagen reserviert werden. Seit April 2007 werden auf dieser gesetzlichen Grundlage Vorranggebiete für die Errichtung von Windparks auf See ausgewiesen. Im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens ergreift der dänische Staat die Initiative zur Verwirklichung von Offshore-Projekten im dänischen Küstenmeer oder in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) in diesen Vorranggebieten⁷⁸. Der Gewinner eines Ausschreibungsverfahrens, das Bieten weltweit offensteht, erhält mit der Konzession eine Planungs- und Baugenehmigung sowie eine Betriebsgenehmigung für 25 Jahre; eine erforderliche Umweltverträglichkeitsprüfung wird vom Übertragungsnetzbetreiber Energinet.dk durchgeführt. Bei Genehmigungserteilung kann der zuständige Minister gemäß § 22a Abs. 1 und § 25 Abs. 3 VE-Lov besondere Kriterien, z. B. bestimmte wirtschaftliche, technische, sicherheits- und umweltrelevante Verhältnisse, besonders berücksichtigen. Die Ausschreibungsparameter können vom Klima-, Energie- und Bauminister gemäß § 23 VE-Lov so nuanciert werden, dass auf einzelne Umstände im Ausschreibungsverfahren besonderes Gewicht gelegt wird oder Bedingungen aufgestellt werden. Beispielweise kann der Minister bestimmen, dass der Gewinner eine Strafe zu zahlen hat, falls er den Zuschlag erhält, aber die vereinbarten Bedingungen nicht einhält. Dies soll verhindern, dass der Gewinner die Konzession verfallen lässt oder die Verwirklichung des Projekts aufschiebt⁷⁹. Auch wirtschaftliche Aspekte können so berücksichtigt werden. Beispielsweise war beim Anholt-Projekt die Bedin-

⁷⁷ Nikionok-Ehrlich, Offshore Frankreich: Heimvorteil für den Staatsmonopolisten, *Energie&Management* 1. Mai 2012, S. 4.

⁷⁸ KPMG, Offshore-Windparks in Europa, Marktstudie 2010, S. 27; Ragwitz *et al.*, Renewable Energy Policy Country Profiles, 2011 version, S. 77.

⁷⁹ Vgl. Kitzing, Some practical aspects in the implementation of tenders: The Danish example for offshore wind, 10th IFIC Workshop, Brussels, 24 October 2013, S. 6.

gung enthalten, dass der Zweitplatzierte sich sechs Monate nach Zuschlag an den Erstplatzierten bereithalten musste, falls der Gewinner in diesem Zeitraum abspringen würde. In diesem Fall hätte der Zweitplatzierte den Vertrag übernehmen müssen⁸⁰. Üblicherweise ist der Bieter erfolgreich, der den niedrigsten Preis anbietet⁸¹. Die genaue Vergütungshöhe ist abhängig von individuellen Besonderheiten wie der Distanz der Anlage zur Küste und von der Meerestiefe am Errichtungsstandpunkt und wird im Ausschreibungsverfahren ermittelt.

Die Errichtung von Offshore-Anlagen ist in Dänemark nicht auf die ausgewiesenen Vorranggebiete beschränkt. Vielmehr können Projektentwickler auch andere eigene Standorte vorschlagen (Open-Door-Verfahren). Dann müssen sie jedoch sämtliche Genehmigungsvoraussetzungen selbst schaffen und eine erforderliche Umweltverträglichkeitsprüfung eigenständig durchführen. Die Förderung erfolgt in diesem Fall im Wege fixer Einspeisetarife. Da regelmäßig die in der Ausschreibung ermöglichte Förderung höher ausfällt und für den Investor der aus genehmigungsrechtlichen Anforderungen entstehende Aufwand entfällt, ist das Ausschreibungsverfahren die dominante Variante. Der Offshore-Ausbau ist unter diesem Fördersystem gut vorangeschritten. Der Großteil des Zubaus geht allerdings auf wenige, besonders geförderter Einzelprojekte zurück, die für die Ausschreibung ausgewählt wurden⁸². Nach dem dänischen Fördersystem existieren somit ebenfalls zwei eigenständige Fördermodelle nebeneinander. Das Ausschreibungsverfahren mit Förderung über eine im Ausschreibungsverfahren festgelegte Prämie und das sog. Open-Door-Verfahren, in dem Projektentwickler eigene Standorte vorschlagen und über eine Einspeisevergütungszahlung gefördert werden, die sonst üblichen Vergütung für Onshore-Windanlagen entspricht.

c) Niederlande

In den Niederlanden existiert das preisgetriebene Ausschreibungsverfahren SDE+, bei dem sich die Betreiber von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien in verschiedenen Förderungen um Fördermittel bewerben. Das Ausschreibungsverfahren dient allein der Vergabe der Fördermittel: Bewerben können sich nur Projektentwickler, die bereits eine Baugenehmigung

⁸⁰ Vgl. *Kitzing*, Some practical aspects in the implementation of tenders: The Danish example for offshore wind, 10th IFIC Workshop, Brussels, 24 October 2013, S. 6.

⁸¹ KPMG, Offshore-Windparks in Europa, Marktstudie 2010, S. 27.

⁸² KPMG, Offshore-Windparks in Europa, Marktstudie 2010, S. 37.

der zuständigen Behörde Noordzeeloket erhalten haben⁸³, der Fördermechanismus hat daher keinen Einfluss auf die Erteilung der Genehmigungen für das Offshore-Projekt und unterscheidet sich daher erheblich von den Ausschreibungsmodellen in den anderen Vergleichsstaaten.

Für das Jahr 2013 sind sechs Förderrunden vorgesehen, in denen Projektentwickler Fördermittel von 7-15 ct/kWh beantragen können. Die erste Ausschreibungsrunde beginnt mit dem niedrigsten Vergütungssatz, der im Laufe der weiteren Runden beständig steigt. Jeder Projektentwickler muss selbstständig entscheiden, in welcher Förderrunde eine Förderung beantragt wird. Da die Fördersumme gedeckelt ist und die Leistungen nach dem Windhundverfahren („First come, first serve“)⁸⁴ vergeben werden, laufen Anlagenbetreiber bei zu später Bewerbung in Gefahr, keine finanzielle Förderung zu erhalten.

Bisher hat das Ausschreibungsverfahren in den Niederlanden nicht zu einer Offshore-Förderung geführt. Das bestehende System aus Deckelung des Fördervolumens sowie das Fehlen einer eigenen Ausschreibungskategorie für Offshore haben in den Jahren 2011 und 2012 dazu geführt, dass Offshore-Windkraft nicht im Rahmen des SDE+-Programms gefördert wurde. Dieses Ergebnis wird von Experten als beabsichtigt eingeschätzt, da die niederländische Regierung Offshore für zu teuer erachte und daher bewusst auf eine eigene Offshore-Kategorie im Rahmen der Ausschreibung verzichtet habe⁸⁵.

d) Vereinigtes Königreich

Im Vereinigten Königreich werden Ausschreibungen als Steuerungsinstrument genutzt, um durch die Vergabe von umfangreichen Entwicklungskonzessionen den Weg für die Erreichung der langfristigen Klimaziele zu ebnen. Innerhalb der 12-Seemeilen-Zone werden Konzessionsverträge von der staatlichen Institution Crown Estate vergeben. Bevor der Konzessionsvertrag abgeschlossen werden kann, muss der Projektentwickler verschiedene Genehmigungen einholen. Um zu verhindern, dass Projekte wegen fehlender Genehmigungsfähigkeit scheitern,

⁸³ KPMG, Offshore-Windparks in Europa, Marktstudie 2010, S. 35.

⁸⁴ Ragwitz et al., Renewable Energy Policy Country Profiles, 2011 version, S. 209.

⁸⁵ Informationen von Frau *Hannah Müller*, Universität Groningen, E-Mail vom 11.02.2013, Anhang Subsidy System NL_Feb 2013.

weist Crown Estate Entwicklungszonen aus, die auf den Ergebnissen einer strategischen Umweltprüfung basieren⁸⁶.

Daneben finden seit Juni 2009 Ausschreibungen zur Vergabe von Netzanbindungen statt. Hierbei bewerben sich von der Regulierungsbehörde Ofgem zertifizierte Unternehmen um Errichtungs- und Betreiberlizenzen für die Netzanbindung britischer Offshore-Anlagen. Durch den so angeregten Wettbewerb soll eine möglichst kostengünstige Netzanbindung gewährleistet werden⁸⁷. Die eigentliche Förderung erfolgt dann im Wege des Quotenmodells, wobei dieses im Wege der Reformen im Energiesektor durch das neue System von Feed-in tariffs with contracts for difference ab 2014 abgelöst werden soll. Ob dies auch auf die Ausschreibungen Auswirkungen haben wird, ist zum jetzigen Zeitpunkt noch unklar.

III. Rechtliche Ausgestaltung des Förderanspruchs (Anspruchsberechtigung, Anspruchsverpflichteter, Dauer und Höhe)

Die Rechtsbeziehung zwischen den Adressaten des Fördermechanismus und den Zahlungsverpflichteten ist in den Vergleichsstaaten unterschiedlich ausgestaltet. Systembedingt muss zunächst zwischen Staaten mit Einspeisevergütungsmodell und Staaten mit Quotenmodell unterschieden werden. In Staaten, in denen eine Einspeisevergütung oder eine Prämienzahlung gewährt wird, sehen die jeweiligen Fördergesetze einen Anspruch auf Zahlung einer Vergütung vor (dazu 1.). In Staaten, in denen ein Quotenmodell existiert, haben Anlagenbetreiber dagegen einen Anspruch auf Ausstellung eines handelbaren Zertifikats und erhalten ihre Förderung mittelbar aus deren Veräußerung (dazu 2.). Gleichwohl sind in beiden Ansätzen strukturell vergleichbare Aspekte von Bedeutung. Neben der Frage, gegen wen sich der Anspruch richtet (dazu 3.), ist der Zeitraum der Förderung zu definieren (dazu 4.) und die Förderhöhe zu bestimmen (dazu 5.). In der Ausgestaltung dieser Bereiche treten dann zum einen modellbedingte sowie landesspezifische Unterschiede zu Tage.

⁸⁶ KPMG, Offshore-Windparks in Europa, Marktstudie 2010, S. 31 f.

⁸⁷ KPMG, Offshore-Windparks in Europa, Marktstudie 2010, S. 32.

1. Anspruch auf Zahlung einer Vergütung

Ein direkter Zahlungsanspruch der Offshore-Windpark-Betreiber ist nach aktueller Rechtslage in den Fördergesetzen von Deutschland, Frankreich, Dänemark und den Niederlanden normiert.

a) Differenzierung nach Selektivität

Hinsichtlich des Zahlungsanspruchs lässt sich danach differenzieren, ob die Vergütungszahlung für alle Projektentwickler frei zugänglich ist oder an spezielle Voraussetzungen oder Bedingungen geknüpft ist.

In Deutschland regeln die §§ 5, 8 und 16 EEG die Pflicht des Netzbetreibers zum unverzüglichen Anschluss der Anlage und die vorrangige Abnahme des regenerativ erzeugten Stroms zu bestimmten Mindestvergütungshöhen. Offshore-Windkraft gehört zu den in § 3 Nr. 3 EEG definierten erneuerbaren Energien und ist daher nach dem EEG förderfähig, soweit der Strom im Bundesgebiet einschließlich der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone erzeugt wird, § 2 Nr. 1 EEG. Die Ansprüche stehen Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern zu, die nach § 3 Nr. 2 EEG diejenigen sind, die

„unabhängig vom Eigentum die Anlage für die Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas nutz[en]“.

Damit ist der Anspruch nicht auf einen bestimmten Personenkreis begrenzt. Ein solch freier Zugang zu den Fördermitteln ist im Vergleich zu den übrigen Staaten außergewöhnlich. Allein das frühere irische REFIT-Programm unterwarf die finanzielle Förderung ebenfalls keinen wesentlichen Beschränkungen. Die aktuellen Fördermodelle in den Niederlanden, in Frankreich und in Dänemark haben dagegen ein Ausschreibungsverfahren in ihren Fördermechanismus integriert. Die finanzielle Förderung bleibt in diesen Ländern den Gewinnern der Ausschreibungsrunden vorbehalten. Eine Ausnahme ist dabei für Dänemark zu beachten: Hier besteht theoretisch die Möglichkeit einer sog. Open-Door-Procedure, die die Teilnahme an einem Ausschreibungsverfahren entbehrlich macht, in der Praxis aber kaum in Anspruch genommen

wird⁸⁸. Das Ausschreibungsverfahren steht in Dänemark und in den Niederlanden Bietern weltweit offen. In Frankreich können sich Personen aus EU-Mitgliedstaaten an Ausschreibungsverfahren beteiligen, Personen aus anderen Staaten dagegen nur, wenn internationale Verträge dies vorsehen⁸⁹.

In Frankreich ist der Zugang zu Fördermitteln noch an eine weitere Bedingung geknüpft: Anlagenbetreiber haben einen vertraglichen Vergütungsanspruch, der durch gesetzlich angeordneten Kontrahierungszwang für die Elektrizitätsgesellschaft EdF (Électricité de France) und die lokalen Stromversorgungsunternehmen abgesichert ist. Für die Geltendmachung des Anspruchs müssen sich die Anlagenbetreiber gemäß Art. 1 Décret n° 2001-410 bei dem jeweils zuständigen Präfekten, die zuständige lokale Bezirksdirektion für Industrie, Forschung und Umwelt, eine Bescheinigung, das sog. „certificat ouvrant droit à l'obligation d'achat“ ausstellen lassen, in dem der Anspruch auf Abnahme und Vergütung zertifiziert wird⁹⁰.

Der in Deutschland existierende freie Zugang zur finanziellen Förderung ist im internationalen Vergleich eine Besonderheit: Projektentwickler können die Standorte frei wählen und die fixe Einspeisevergütung in Anspruch nehmen, ohne an weitere Bedingungen gebunden zu sein. Das dänische Open-Door-Verfahren hat theoretisch dieselben Vorzüge, ist aber wegen der niedrigen Einspeisevergütung weniger attraktiv. Im Rahmen von Ausschreibungsmodellen kommt stets nur der erfolgreiche Bieter in den Genuss der Förderung, teilweise wird auch der Bieterkreis eingeschränkt.

b) Räumliche und mengenmäßige Differenzierung

Neben personellen Einschränkungen sind vereinzelt auch räumliche Festlegungen zu identifizieren. Zum einen sind hier absolute oder relative Ausschlussgebiete zu nennen, die häufig aus anderen, etwa naturschutzfachlichen Gründen, festgelegt werden. So wird beispielsweise in § 31 Abs. 5 EEG ein Vergütungsausschluss für bestimmte geschützte Gebiete definiert. Ein

⁸⁸ Interne Information von *Andreas Wagner*, Stiftung Offshore-Windenergie.

⁸⁹ Siehe oben C.II.5.a).

⁹⁰ *Céline*, Feed-in tariff (Tarif d'achat), <http://www.res-legal.eu/search-by-country/france/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-tarif-dachat/lastp/131/>; *Fröding*, DEWI Magazin No. 34, Feb. 2009, S. 66, 68.

weiterer Anwendungsfall der räumlichen Steuerung erfolgt im Rahmen von Ausschreibungsverfahren. In Dänemark dient das Ausschreibungsverfahren der Ansiedlung der Offshore-Windparks in bestimmten Vorranggebieten. Seit 2007 werden solche Gebiete für die Errichtung von Windparks auf See ausgewiesen. Dies ermöglicht dem dänischen Staat eine direkte Einflussnahme auf die Standorte zukünftiger Offshore-Windparks.

Auch im Vereinigten Königreich dient das Ausschreibungsverfahren als Steuerinstrument für die örtliche Entwicklung der Offshore-Nutzung. Das Ausschreibungsverfahren hat auf die finanzielle Förderung keinen Einfluss, da diese ausschließlich über den Zertifikatehandel erfolgt. Daher erschöpft sich die Funktion allein in einer räumlichen Steuerung. Die Planung einer Offshore-Anlage in einer ausgewiesenen Entwicklungszone hat den Vorteil, dass der Standort bereits einer strategischen Umweltprüfung unterzogen wurde, mithin eine gewisse Planungssicherheit hinsichtlich der Genehmigungsfähigkeit der Anlage besteht.

In Frankreich hat das Ausschreibungsverfahren eine spezifisch räumliche⁹¹ sowie eine mengensteuernde Funktion. Hier werden Ausschreibungsverfahren durchgeführt, um direkt auf den Kapazitätsausbau zur Erreichung der im französischen Mehrjahresprogramm festgelegten Ziele Einfluss nehmen zu können⁹². Ausschreibungen werden in Art. L311-12 Code de l'énergie und Art. 8 Loi n°2000-108 ausdrücklich als Mittel zur Erreichung des mehrjährigen Investitionsplans genannt. Daneben dient das Ausschreibungsverfahren der Bestimmung der Förderhöhe und der Begrenzung des Ausbausvolumens.

Die Ausschreibungsverfahren, die bestimmte Gebiete festlegen, ermöglichen staatliche Einflussnahme auf die Standortwahl. Projektentwickler werden dadurch einerseits eingeschränkt, können aber auch Vorteile aus der Eingrenzung der Gebiete ziehen. Im Vereinigten Königreich wechselte man von freier Standortwahl zur Festlegung von Entwicklungszonen, die auf strategischer Umweltprüfung basierten, um das Genehmigungsrisiko zu verringern. Zuvor hatten erfolgreiche Bieter im Anschluss an das Genehmigungsverfahren notwendige Genehmigungen nicht erhalten und ihre Projekte aus wirtschaftlichen Erwägungen eingestellt⁹³.

⁹¹ Siehe oben C.II.5.a).

⁹² KPMG, Offshore-Windparks in Europa, Marktstudie 2010, S. 31.

⁹³ KPMG, Offshore-Windparks in Europa, Marktstudie 2010, S. 32.

Auch in Dänemark müssen Projektentwickler im Ausschreibungsverfahren die für die Genehmigungen notwendigen Voraussetzungen nicht selbst schaffen. Sie erhalten Genehmigungen nach Abschluss des Ausschreibungsverfahrens⁹⁴, was eine Verfahrensvereinfachung und Zeitersparnis bedeutet. Ausschreibungsverfahren hingegen, die auf bestimmtes Ausbauvolumen beschränkt sind, ermöglichen die direkte staatliche Einflussnahme auf den Kapazitätsausbau und eine Begrenzung des Ausbauvolumens.

c) Ausgestaltung der rechtlichen Beziehung zwischen Anspruchsberechtigtem und Anspruchsverpflichtetem

aa) Fördermodell mit gesetzlichem Vergütungsanspruch des Anlagenbetreibers

(1) Deutschland: Gesetzliches Schuldverhältnis

Der deutsche Gesetzgeber bedient sich zur Förderung erneuerbarer Energien nicht des öffentlichen Rechts, sondern des Zivilrechts, indem er die Rechtsbeziehung zwischen dem Anlagenbetreiber und den privaten Betreibern von Stromnetzen regelt⁹⁵. Gemäß § 4 EEG begründet das EEG zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber ein gesetzliches Schuldverhältnis. Nach §§ 5 Abs. 1 S. 1 und § 8 Abs. 1 EEG müssen der Anschluss der Anlage an das Netz sowie Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen unverzüglich und vorrangig erfolgen. Für den eingespeisten Strom steht dem Anlagenbetreiber nach § 16 i. V. m. § 31 EEG ein Vergütungsanspruch in gesetzlich festgesetzter Höhe zu.

Unter einem gesetzlichen Schuldverhältnis versteht man eine Leistungspflicht zwischen Parteien, die nicht auf ein Rechtsgeschäft zurückgeführt werden kann, sondern ihren Rechtsgrund unmittelbar im Gesetz findet⁹⁶. Die Netzbetreiber dürfen gemäß § 4 EEG die Erfüllung ihrer Anschluss-, Einspeisungs-, und Vergütungspflicht nicht vom Abschluss eines Vertrags abhängig machen. Die wesentlichen Pflichten der Vertragsparteien und der Gegenstand des Schuldverhältnisses sind bereits gesetzlich festgelegt. Das EEG ordnet keinen Kontrahierungszwang an,

⁹⁴ KPMG, Offshore-Windparks in Europa, Marktstudie 2010, S. 27.

⁹⁵ Lehnert, in: EEG Erneuerbare-Energien-Gesetz, 3. Aufl. 2011, § 8 Rn. 4.

⁹⁶ Kramer, in: Münchner Kommentar, BGB, 5. Aufl. 2007, Einl. Zu §§ 241ff. Rn. 58.

vielmehr bestehen die Pflichten des Netzbetreibers von Gesetzes wegen unabhängig von einem Vertragsschluss⁹⁷.

Alternativ zur festen Einspeisevergütung können Anlagenbetreiber in Deutschland sich auch für eine Direktvermarktung des von ihnen erzeugten Stroms entscheiden. Die Förderung erfolgt in diesem Fall über die Zahlung einer Marktprämie nach § 33 g EEG, das Grünstromprivileg nach § 39 EEG oder unter dem Stichwort sonstige Direktvermarktung. Zwischen der fixen Einspeisevergütung und der Prämienzahlung kann unter Einhaltung der gesetzlichen Fristen monatlich gewechselt werden, § 33 d EEG. Nach § 33 g Abs. 1 S. 1 EEG können Anlagenbetreiber im Falle einer Direktvermarktung vom Netzbetreiber eine Marktprämie in gesetzlich festgelegter Höhe verlangen, es besteht mithin ein gesetzlicher Anspruch auf die Zahlung, der ebenfalls im Rahmen eines gesetzlichen Schuldverhältnisses organisiert wird. Die Höhe der gleitenden Prämie ergibt sich als Differenz zwischen der anlagespezifischen EEG-Vergütung und dem monatlich ex post ermittelten durchschnittlichen Börsenpreis, § 33 g EEG⁹⁸.

(2) Dänemark: Gesetzlicher Anspruch mit inhaltlicher Ausgestaltung im Ausschreibungsverfahren

Dänemark fördert die Windkraftanlagen in erster Linie über ein Bonusmodell und vergibt Konzessionen für Offshore-Windparks im Rahmen von Ausschreibungen in ausgewiesenen Vorranggebieten. Das Bonusmodell ist seit 2009 im Gesetz zur Förderung der erneuerbaren Energien VE-Lov geregelt und kombiniert feste und gleitende Prämienzahlungen⁹⁹. Nach § 37 VE-Lov erhalten die Betreiber von Offshore-Anlagen, die gemäß den Bestimmungen des § 23 VE-Lov ausgeschrieben worden sind, einen Preiszuschlag zusätzlich zum Marktpreis. Zahlungsverpflichtet ist gemäß § 56 Abs. 1 VE-Lov der Übertragungsnetzbetreiber Energinet.dk, es besteht auch hier ein gesetzlicher Anspruch des Anlagenbetreibers.

⁹⁷ Lehnert, in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, 4. Aufl. 2013, § 4 Rn. 11.

⁹⁸ Salje, EEG 2012, 6. Auflage 2012, § 33g Rn. 5.

⁹⁹ Ragwitz/Winkler/Klessmann/Gephart/Resch, Recent developments of feed-in systems in the EU – A research paper for the International Feed-In Cooperation, January 2012, S. 13.

Die Summe von Marktpreis und Bonuszahlung darf eine je nach Anschlussdatum und Energieträger unterschiedlich festgelegte, gesetzliche Höchstgrenze nicht überschreiten. Die individuelle Prämienhöhe wird im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens bestimmt¹⁰⁰ und ist abhängig von Faktoren wie Datum des Netzanschlusses, Küstenentfernung und Meerestiefe. Der im Ausschreibungsverfahren ermittelte Feed-in premium sowie die Förderdauer, die in TWh angegeben wird, werden nach dem Ende des Ausschreibungsverfahrens in das Fördergesetz VE-Lov integriert. Allerdings werden einzelne Bedingungen auch vertraglich festgelegt, z.B. die Verpflichtung und damit einhergehende Strafzahlungen bei Verzögerungen für Anholt in einer Konzessionsvereinbarung¹⁰¹.

Daneben gibt es nach den dänischen Fördergesetzen ebenfalls die Möglichkeit, Projekte außerhalb der Vorranggebiete vorzuschlagen (sog. Open-Door-Verfahren, vgl. § 22 Abs. 2 und § 39 Abs. 6 Ziffer 2 VE-Lov). Die im Open-Door-Verfahren verwirklichten Projekte erhalten eine fixe Einspeisevergütung, die der Vergütung für Onshore-Windanlagen entspricht. Diese Vergütung ist im Ergebnis geringer als der durchschnittliche Preis, den der Gewinner einer Ausschreibung erhält. Zudem sind die Ausbau- und Errichtungsbedingungen für den Projektentwickler erschwert, denn er muss die für den Erhalt der Genehmigungen notwendigen Voraussetzungen selbst schaffen und ggf. eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchführen. Im Rahmen des „Open-Door-Verfahrens“ muss der Offshore-Anlagen-Betreiber zudem selbst die Kosten für die Netzanbindung der Anlage bis zum nächsten Netzanschlusspunkt an Land tragen, § 6 BEK 1063/2010¹⁰².

bb) Fördermodell mit vertraglichem Vergütungsanspruch des Anlagenbetreibers

Im französischen Fördersystem wird ebenfalls ein privatrechtlicher Ansatz gewählt, um dem Anlagenbetreiber einen Vergütungsanspruch zu gewähren. Er hat jedoch keinen gesetzlichen

¹⁰⁰ Ragwitz/Winkler/Klessmann/Gephart/Resch, Recent developments of feed-in systems in the EU –A research paper for the International Feed-In Cooperation, January 2012, S. 13.

¹⁰¹ Information von Frau Birr-Pedersen, DONG Energy.

¹⁰² Ritzen *et al.*, Support mechanisms for offshore wind, April 2012, S. 18; schriftlich bestätigt von Frau Birr-Pedersen, DONG Energy.

Anspruch wie in Deutschland und Dänemark, sondern es wird ein vertraglicher Anspruch garantiert, indem die Elektrizitätsgesellschaft EdF und die lokalen Stromversorgungsunternehmen einem Kontrahierungszwang unterworfen werden.

Nach dem französischen Einspeisemodell werden die Elektrizitätsgesellschaft EdF und die lokalen Stromversorgungsunternehmen mit Zuschlag im Ausschreibungsverfahren verpflichtet, mit dem Gewinner einen Vertrag über die Abnahme und Vergütung des erzeugten Stroms zu der im Ausschreibungsverfahren festgelegten Höhe zu schließen, Art. 10 Loi n°2000-und Art. L311-12 Code de l'énergie. Ein Vertrag ist definiert als die von zwei oder mehreren Personen erklärte Willensübereinstimmung über die Herbeiführung eines rechtlichen Erfolgs. Es handelt sich um ein mehrseitiges Rechtsgeschäft, das mindestens zwei zustimmende Willenserklärungen verschiedener Rechtssubjekte voraussetzt¹⁰³. Der französische Gesetzgeber verpflichtet EdF und die lokalen Stromversorgungsunternehmen zur Abgabe einer zustimmenden Willenserklärung gegenüber dem Stromerzeuger, es besteht mithin ein Kontrahierungszwang. Aus dem geschlossenen Vertrag steht dem Anlagenbetreiber ein vertraglicher Anspruch auf die Abnahme und Vergütung des erzeugten Stroms zu.

cc) Fördermodell mit öffentlich-rechtlicher Sonderverbindung

Die rechtliche Ausgestaltung des Zahlungsanspruchs in den Niederlanden unterscheidet sich deutlich von den zuvor betrachteten Ansätzen. Die Niederlande fördern erneuerbare Energien über eine Kombination aus einem Ausschreibungsverfahren in zeitlich gestaffelten Phasen und gleitenden Prämienzahlungen nach dem Bonusmodell SDE+¹⁰⁴.

Die Förderung erfolgt im Rahmen von mehreren Förderrunden, für die jeweils ein maximaler Prämienbetrag bestimmt wird¹⁰⁵. Die Förderhöhe ist abhängig von Technologie und Anlagegröße. Die geförderten Anlagenbetreiber erhalten Zahlungen in Form eines Basisbetrags, von dem abhängig vom Marktpreis ein Korrekturbetrag abgezogen wird¹⁰⁶. Offshore-Windkraft fällt in die sog. freie Kategorie, die nicht technologiespezifisch ist und für Projekte mit hohem

¹⁰³ Heinrichs, in: Palandt, Bürgerliches Gesetzbuch, 67. Auflage, 2008, vor § 145 Rn. 1.

¹⁰⁴ Vgl. Ritzen et al., Support mechanisms for offshore wind, April 2012, S. 42.

¹⁰⁵ Ritzen et al., Support mechanisms for offshore wind, April 2012, S. 43.

¹⁰⁶ KPMG, Offshore-Windparks in Europa, Marktstudie 2010, S.35.

Förderbedarf in Betracht kommt¹⁰⁷. Die Einstufung in die freie Kategorie bedeutet für Offshore-Projekte, dass eine Förderung über SDE+ unwahrscheinlich ist¹⁰⁸. Die niederländische Regierung setzt angesichts der derzeit vergleichsweise hohen Stromerzeugungskosten kurzfristig nicht auf die Offshore-Energie, hält sich diese Option aber langfristig offen¹⁰⁹.

Die Fördergelder werden direkt von Agentschap NL, ein Teil des Wirtschaftsministeriums, ausgeschüttet¹¹⁰. Gemäß § 3.6.1 Art. 13, 14 RAC 2013 kann die Beihilfe¹¹¹ beim Minister beantragt werden, woraufhin im Erfolgsfall ein Bewilligungsbescheid, vergleichbar einem deutschen Verwaltungsakt, ergeht. Anträge werden nach dem Prinzip „first come, first serve“ nach Reihenfolge ihres Eingangs behandelt. Es besteht kein gesetzlicher Anspruch auf den staatlichen Zuschuss, Bewerber können abgewiesen werden, wenn die verfügbare Fördersumme ausgeschöpft ist. Da die Fördersumme gedeckelt – im Jahr 2012 standen 170 Millionen Euro, im Jahr 2013 3 Milliarden Euro zur Verfügung – ist, besteht für Bewerber, die sich in einer späten Förderrunde mit höheren Fördersätzen bewerben, die Gefahr, aus finanziellen Gründen auf staatliche Förderung verzichten zu müssen¹¹².

2. Anspruch auf Erteilung eines handelbaren Zertifikats

Die Länder Norwegen, Schweden und das Vereinigte Königreich haben einen Ansatz der Mengensteuerung gewählt, um den Ausbau erneuerbarer Energien zu unterstützen. Die nationalen Fördergesetze gewähren den Betreibern regenerativer Energiequellen keinen direkten Vergütungsanspruch. Diese Länder haben ein Quotensystem etabliert, innerhalb dessen die Anlagenbetreiber keine direkten Geldleistungen erhalten, sondern einen Anspruch auf Zerti-

¹⁰⁷ Vgl. *Ritzen et al.*, Support mechanisms for offshore wind, April 2012, S. 43.

¹⁰⁸ Norton Rose Fulbright, European renewable energy incentive guide – The Netherlands, February 2013, <http://www.nortonrosefulbright.com/knowledge/publications/66148/european-renewable-energy-incentive-guide-the-netherlands> (03.09.2013).

¹⁰⁹ Vgl. Ministry of Economic Affairs, Agriculture and Innovation, Energy Report 2011, S. 26.

¹¹⁰ *Hekkenberg*, Premium tariff (SDE+), <http://www.res-legal.eu/search-by-country/netherlands/single/s/res-e/t/promotion/aid/premium-tariff-sde/lastp/171/> (03.09.2013).

¹¹¹ Genehmigt von der Europäischen Kommission, vgl. KOM, Staatliche Beihilfen: Kommission genehmigt Beihilferegelung zur Förderung erneuerbarer Energien (SDE), IP/07/1992, 21.12.2007.

¹¹² Norton Rose Fulbright, European renewable energy incentive guide – The Netherlands, February 2013, <http://www.nortonrosefulbright.com/knowledge/publications/66148/european-renewable-energy-incentive-guide-the-netherlands> (03.09.2013).

fikate entsprechend der von ihnen produzierten Strommengen. Gleichzeitig wird eine Verpflichtung von Netzbetreibern, Versorgern oder auch Verbrauchern geschaffen, für einen gesetzlich definierten Anteil ihres Stromabsatzes bzw. -verbrauchs Zertifikate zu erwerben. Dazu können die Zertifikate regelmäßig frei, etwa an einer Börse, gehandelt werden. Die konkreten Vertragsbeziehungen zwischen Anlagenbetreibern und Quotenverpflichteten sind dabei regelmäßig regulatorisch nicht festgelegt. Die Vergütung, die die Stromproduzenten für ihre Zertifikate erhalten, ergibt sich allein nach Marktmechanismen und ist von verschiedenen Faktoren abhängig. Wesentliche Parameter sind dabei die jeweiligen Quotenverpflichtungen, die die Nachfrage bestimmen, und das Angebot an Zertifikaten.

a) Die rechtliche Ausgestaltung der Quotenverpflichtung

aa) Das Quotenmodell im Vereinigten Königreich nach den ROO

Das Renewables Obligation-Fördermodell besteht seit 2002 in England, Wales und Schottland, seit 2005 auch in Nordirland¹¹³. Die Regulierungsbehörde Ofgem vergibt an die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energiequellen grüne Zertifikate und zertifiziert diese Energiequellen als förderfähig¹¹⁴. Grundsätzlich sind alle erneuerbaren Energieträger nach den Renewables Obligation Orders förderbar, Art. 14 ROO 2009, Art. 14 ROO NI 2009, Art. 14 ROOScot 2009. Der Verkauf der frei handelbaren¹¹⁵ Zertifikate sichert den Stromerzeugern eine gesetzlich geschaffene Einnahmequelle.

Der Fördermechanismus nimmt nach Art. 5 Abs. 1 ROO 2009 die Stromversorger, die die Endkunden in England und Wales mit Strom versorgen, in die Pflicht. Gemäß Art. 5 Abs. 2 ROO 2009 müssen die Stromversorger zu einem Stichtag nachweisen, dass der ausgelieferte Strom zu einem gesetzlich bestimmten Prozentanteil aus erneuerbaren Energieträgern stammte. Die Quotenpflicht obliegt gemäß Art. 5 Abs. 1 ROO NI 2009 ebenso Stromversorgern in Nordirland und gemäß Art. 5 Abs. 1 ROOScot 2009 Stromversorgern in Schottland.

¹¹³ *Burke/Pennell*, The United Kingdom, Incentive Regimes for Renewable Energy, RELP 2012, S. 208 f.

¹¹⁴ *Burke/Pennell*, The United Kingdom, Incentive Regimes for Renewable Energy, RELP 2012, S. 208 f.

¹¹⁵ *Burke/Pennell*, The United Kingdom, Incentive Regimes for Renewable Energy, RELP 2012, S. 208, 210.

Die Quotenverpflichtung kann durch Vorlage von grünen Zertifikaten erfüllt werden, die die Quotenverpflichteten an einer Börse gegen Zahlung des Zertifikatswerts von den Erzeugern regenerativer Energien erwerben können. Die Nachfrage auf dem Zertifikatemarkt wird durch die Höhe der gesetzlichen Quotenpflicht staatlich beeinflusst. Die Voraussetzungen für die Ausstellung der Zertifikate sind in den ROO gesetzlich vorgegeben. Sie sind in den jeweiligen Gesetzen für England und Wales, Schottland und Nordirland leicht abweichend geregelt, inhaltlich aber weitestgehend identisch¹¹⁶.

bb) Das Quotenmodell nach schwedischem Recht

In Schweden wendete man sich 2003 von der staatlichen Subventionierung erneuerbarer Energien ab und führte einen Handel mit Stromzertifikaten ein. Der schwedische Staat vergibt seitdem an die Erzeuger grüner Energie frei handelbare Zertifikate, die im Spot- oder Terminhandel verkauft werden¹¹⁷. Das schwedische Elektrizitätsgesetz Act No. 2011:1200 verpflichtet Stromlieferanten sowie Stromverbraucher und registrierte stromintensive Betriebe zu einem bestimmten Stichtag des Jahres Stromzertifikate entsprechend ihrem Stromverbrauch bzw. -verkauf zu besitzen, Kapitel 4 § 1 Act No. 2011:1200¹¹⁸, um so die Nachfrage für grüne Zertifikate zu schaffen¹¹⁹. Die Quoten sind bis 2035 in Kapitel 4 § 4 Act No. 2011:1200 festgelegt und können infolge des gemeinsamen Zertifikatehandels mit Norwegen durch Zertifikate beider Länder erfüllt werden. Gemäß § 3 Verordnung über Stromzertifikate No. 2011:1480 ist die schwedische Energiebehörde als Aufsichtsbehörde für die Kontrolle des Verfahrens zuständig, der schwedische Übertragungsnetzbetreiber Affärsverket Svenska Kraftnät für die Verwaltung der Zertifikatekonten.

Die Erzeuger erneuerbarer Energien haben einen Anspruch auf Erteilung von einem Stromzertifikat für jede Megawattstunde produzierten Stroms. Jeder Anlagenbetreiber muss jedoch

¹¹⁶ www.res-legal.eu/search-by-country/united-kingdom/single/s/res-e/t/promotion/aid/quota-system/lastp/203/ (06.12.2013).

¹¹⁷ *La Chevallerie/Schweitzer*, Gemeinsamer Handel mit Stromzertifikaten –Förderung Erneuerbarer in Schweden und Norwegen, et 2012, S. 92f.

¹¹⁸ www.res-legal.eu/search-by-country/sweden/single/s/res-e/t/promotion/aid/quota-system-1/lastp/199/ (06.12.2013).

¹¹⁹ *La Chevallerie/Schweitzer*, Gemeinsamer Handel mit Stromzertifikaten –Förderung Erneuerbarer in Schweden und Norwegen, et 2012, S. 92, 93.

zuvor bei der Aufsichtsbehörde einen Antrag auf Anerkennung der Anlage zur Erteilung von Stromzertifikaten stellen, Kapitel 2 § 1 Act No. 2011:1200. Voraussetzung für die Zertifizierung ist gemäß Kap. 2 § 2 Act No. 2011:1200, dass die Anlage Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt und bereits in Betrieb ist. Windkraft fällt nach Kapitel 1 § 2 No. 2 Act No. 2011:1200 unter die Definition erneuerbare Energiequelle. Der Anlagenbetreiber muss die Menge des eingespeisten Stroms messen und an die Kontoführungsbehörde melden. Dies ist gemäß Kapitel 2 § 3 Act No. 2011:1200 Voraussetzung dafür, dass Stromzertifikate ausgegeben werden können. Gemäß Kapitel 3 § 2 Act No. 2011:1200 vergibt der Übertragungsnetzbetreiber als Kontoführungsbehörde die Stromzertifikate durch die Verbuchung der Zertifikate auf dem Zertifikatskonto des Anlagenbetreibers.

cc) Das Quotenmodell nach norwegischem Recht

Norwegen, das einen Großteil des Stroms aus Wasserkraft gewinnt, hat unlängst zur weiteren Förderung erneuerbarer Energien und zur Erhöhung der Stromproduktion einen verpflichtenden grünen Zertifikatehandel sowie einen gemeinsamen Zertifikatehandel mit Schweden eingeführt¹²⁰. Seit Anfang 2012 verpflichtet das norwegische Lov om elsertifikater Energieversorger und größere Energieverbraucher in Kap. 4 §§ 16-18 zur Erfüllung einer bestimmten jährlichen Quote. Die Quoten wurde von Norwegen eigenständig¹²¹ bis 2035 festgelegt, § 17 Lov om elsertifikater, und sind nicht mit den schwedischen Zahlen identisch.

Die Energieerzeuger erhalten die Berechtigung für die Stromzertifikate von der norwegischen Behörde für Wasserkraft und Energie (Norges vassdrags- og energidirektorat –NVE). Um eine Lizenz zu bekommen, müssen sich Anlagenbetreiber zunächst beim NVE registrieren. Der staatliche Netzbetreiber Statnett verwaltet die Zertifikatekonten und vergibt die Stromzertifikate an die Stromerzeuger¹²².

¹²⁰ *La Chevallerie/Schweitzer*, Gemeinsamer Handel mit Stromzertifikaten –Förderung Erneuerbarer in Schweden und Norwegen, et 2012, S. 92, 93.

¹²¹ *La Chevallerie/Schweitzer*, Gemeinsamer Handel mit Stromzertifikaten –Förderung Erneuerbarer in Schweden und Norwegen, et 2012, S. 92, 94.

¹²² *La Chevallerie/Schweitzer*, Gemeinsamer Handel mit Stromzertifikaten –Förderung Erneuerbarer in Schweden und Norwegen, et 2012, S. 92, 94.

Die Betreiber von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien haben einen gesetzlichen Anspruch auf Zertifikatserteilung, dessen Voraussetzungen sich aus Kap. 2 § 6 Lov om elsertifikater ergeben. Die entsprechende Anlage muss sich aus einer nach § 7 förderfähigen Energiequelle speisen, nach § 8 zertifiziert sein und nach § 9 die Vorgaben hinsichtlich Messung und Berichterstattung erfüllen. Windkraftanlagen sind gemäß Kap. 2 § 7 b) Lov om elsertifikater grundsätzlich förderfähig. Gemäß § 8 Lov om elsertifikater muss Konstruktionsbeginn bzw. -erweiterung nach dem 07.09.2009 erfolgt sein. Dies bestätigt auch § 9 Forskrift om elsertifikater¹²³, wonach Anlagen, die nach dem 07.09.2009 gebaut und bis zum 31.12.2020 in Betrieb genommen wurden, und Anlagen, die vor dem 07.09.2009 erbaut, aber deren Leistung später erheblich ausgebaut oder modernisiert wurde, für den erhöhten Leistungsanteil entsprechende Zertifikate erhalten¹²⁴.

b) Unterschiede der Quotensysteme

Vergleicht man die oben genannten Quotenmodelle miteinander, zeigen sich einige Besonderheiten in der jeweiligen Ausgestaltung.

aa) Vorgesaltetes Ausschreibungsverfahren

Im Gegensatz zu den skandinavischen Ländern kombiniert das Vereinigte Königreich das Quotenmodell mit einem Ausschreibungsverfahren. Für die Errichtung einer Offshore-Anlage in der britischen 12-Seemeilen-Zone ist die Genehmigung der staatlichen Institution Crown Estate erforderlich, in deren Eigentum der Großteil des Meeresbodens in diesem Bereich steht. Crown Estate führt daher Ausschreibungen durch, um Konzessionsverträge für Offshore-Windparks zu vergeben¹²⁵.

In der ersten Ausschreibungsrunde Round 1 durften Bieter Projektstandorte frei vorschlagen, seit der zweiten Ausschreibungsrunde werden von Crown Estate in Zusammenarbeit mit DECC (Department for Energy and Climate Change) spezielle Entwicklungszonen ausgewiesen, die sich besonders für die Ansiedlung von Offshore-Windparks eignen. Die Entwicklungszonen ba-

¹²⁵ KPMG, Offshore-Windparks in Europa, Marktstudie 2010, S. 31f.

sieren auf einer strategischen Analyse des Meeresbodens einschließlich seiner Umweltprüfung¹²⁶. In Round 3, die Ende 2009 eingeleitet wurde, wurden neun Entwicklungszonen ausgewiesen, sieben davon in England und Wales¹²⁷. Innerhalb dieser Entwicklungszonen können Projektentwickler ihre Anlagen planen. Der Vorteil für die Projektentwickler besteht darin, dass sie innerhalb der Entwicklungszonen weniger Gefahr laufen, dass die Projekte nach Erhalt des Konzessionsvertrags wegen fehlender Genehmigungsfähigkeit scheitern¹²⁸.

bb) Technologiespezifische Zertifikate

Innerhalb der Quotenmodelle besteht die Möglichkeit, die Zahl der Zertifikate technologie-neutral alleine an Hand der eingespeisten Strommengen unabhängig von der Quelle und eingesetzten Technologie zu bestimmen oder in Abhängigkeit von diesen Umständen die Anzahl zu variieren und damit eine technologiedifferenzierte Ausgestaltung zu erreichen. Von letzterer Möglichkeit hat nur Im Vereinigten Königreich Gebrauch gemacht, nachdem bis April 2009 das Fördergesetz ROO technologie-neutral ausgestaltet war, wohingegen in Norwegen und Schweden die Zertifikate technologie-neutral vergeben werden.

Mit der Technologiedifferenzierung sollte der Fördermechanismus so ausgestaltet werden, dass er vermehrt die Technologien adressiert, die der Förderung besonders bedürfen. Da alle Zertifikate an einem einheitlichen Markt gehandelt werden und somit denselben Wert haben, kann die Differenzierung nur über die Menge der ausgegebenen Zertifikate je Megawattstunde Strom erfolgen. Um dies zu erreichen, wurde die gesetzliche Grundlage Im Vereinigten Königreich dahingehend geändert, dass die Wertigkeit des Zertifikats von der jeweils verwendeten Stromquelle abhängt¹²⁹. Zum 1. April 2009 wurde daher das sog. ROC-Banding eingeführt. Abhängig von der Technologie, deren Reifegrad und deren Ausbaupotential werden für dieselbe Strommenge unterschiedlich viele Zertifikate ausgestellt¹³⁰. Gemäß Art. 27 Abs. 4 und

¹²⁶ KPMG, Offshore-Windparks in Europa, Marktstudie 2010, S. 32.

¹²⁷ The Crown Estate, Round 3 offshore wind site selection at national and project levels, Non-technical summary, S. 1.

¹²⁸ KPMG, Offshore-Windparks in Europa, Marktstudie 2010, S. 32.

¹²⁹ Burke/Pennell, The United Kingdom, Incentive Regimes for Renewable Energy, RELP 2012, S. 208, 209.

¹³⁰ KPMG, Offshore-Windparks in Europa, Marktstudie 2010, S. 33.

5 ROO 2009 werden pro MWh Strom, der von Offshore-Anlagen erzeugt wird, zwei Zertifikate gewährt.

Anders dagegen die Situation in Norwegen und Schweden: In Norwegen erteilt der staatliche Netzbetreiber Statnett ein Zertifikat pro produzierter MWh, unabhängig von der genutzten Technologie, § 10 Lov om elsertifikater. In Schweden erhalten die Betreiber zertifizierter Anlagen technologieneutral ebenfalls ein Zertifikat pro MWh erzeugter Energie, Chap. 3 § 2 Act No. 2011:1200.

c) Zwischenergebnis

Während die Quotenmodelle von Schweden und Norwegen aufgrund der engen Zusammenarbeit naturgemäß sehr viele Gemeinsamkeiten haben, weist das britische System dagegen einige Besonderheiten auf. Zum einen gibt es das vorgeschaltete Ausschreibungsverfahren für Offshore-Anlagen, das insbesondere als Steuerungsinstrument für die Erreichung der Klimaziele und der räumlichen Planung und Entwicklung dient¹³¹, ohne Einfluss auf die Vergütung zu nehmen, da diese ausschließlich über das Quotensystem mit Zertifikatehandel sichergestellt wird. Ein weiterer Unterschied ist der Umstand, dass die Menge der vergebenen Zertifikate anders als in Norwegen und Schweden technologiespezifisch differenziert erfolgt.

3. Zahlungsverpflichtete des Fördermechanismus

a) Anspruchsgegner des direkten Zahlungsanspruchs

Der Zahlungsanspruch richtet sich regelmäßig gegen Netzbetreiber, im Ausnahmefall der Niederlande jedoch auch gegen eine staatliche Stelle. Im deutschen Fördersystem richtet sich die Regelung des § 4 Abs. 1 EEG an die Netzbetreiber¹³². § 3 Nr. 8 EEG definiert diesen Adressatenkreis als Betreiber von Netzen aller Spannungsebenen für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität. Nach französischem Recht sind der staatliche Stromversorger EDF sowie die nicht-staatlichen gesetzlich benannten lokalen Stromversorgungsunternehmen verpflichtet, die im Ausschreibungsverfahren ermittelte Einspeisevergütung zu zahlen, Art. L311-12 Code de

¹³² Lehnert, in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, 4. Auflage 2013, § 4 Rn. 13.

l'energie. Auch in Dänemark ist gemäß § 56 Abs. 1 VE-Lov der Übertragungsnetzbetreiber Energinet.dk zahlungsverpflichtet. Finanziert wird die Förderung über eine Zahlung der Verbraucher (Public Service Obligation tariff) an die Netzbetreiber, die sich nach deren individuellem Verbrauch bemisst¹³³. Die Netzbetreiber leiten die Zahlungen an Energinet.dk weiter.

Alleine in den Niederlanden ist eine abweichende Konstruktion zu beobachten. Hier trifft die Zahlungsverpflichtung die niederländische Energieagentur Agentschap NL, die Teil des Wirtschaftsministeriums ist. Damit haben sich die Niederlande für eine direkte Finanzierung über den Staat entschieden.

b) Adressaten der Quotenverpflichtung und Anspruchsgegner des Zertifizierungsanspruchs

In den Ländern mit Quotenmodellen ist keine direkte Zahlungspflicht normiert. An deren Stelle tritt funktional die Pflicht zum Nachweis von Zertifikaten für eine bestimmte Menge Strom aus erneuerbaren Quellen. Damit wird indirekt ein Zahlungsstrom erzeugt, da die Quotenverpflichteten am Zertifikatemarkt als Käufer auftreten. Letztlich trifft damit die Zahlungsverpflichtung die Netzbetreiber, Stromversorger oder Verbraucher, die der Quotenpflicht unterliegen.

Gemäß Art. 5 ROO ist jeder Energieversorger, der Energie nach England und/oder Wales liefert, der Quotenpflicht unterworfen. Die identische Regelung existiert für Schottland und Nordirland in den Vorschriften Art. 5 SROC und Art. 5 NIROC. Die grünen Zertifikate werden von der Regulierungsbehörde Ofgem an die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energiequellen vergeben¹³⁴.

Für das schwedische Fördermodell werden die quotenpflichtigen Akteure in Kap. 4 § 1 Act No. 2011:1200 Lag om elcertifikat aufgeführt: Die sind Stromlieferanten, Stromverbraucher, die selbsterzeugten Strom verwenden, wobei die verbrauchte Menge an Strom 60 MW/h pro Berechnungsjahr überschreitet und in einer Anlage mit einer installierten Leistung von über 50 kW produziert wurde, Stromverbraucher, wenn sie Strom verbraucht haben, den sie selbst

¹³³ Ritzen *et al.*, Support mechanisms for offshore wind, April 2012, S. 14.

¹³⁴ Burke/Pennell, The United Kingdom, Incentive Regimes for Renewable Energy, RELP 2012, S. 208, 209.

produziert, importiert oder auf der nordischen Strombörse gekauft haben und registrierte stromintensive Betriebe. Anspruchsgegner des Zertifizierungsanspruchs ist der schwedische Staat, der an jeden Erzeuger grünen Stroms für jede erzeugte Megawattstunde ein Zertifikat ausgibt¹³⁵.

In Norwegen trifft die Quotenpflicht gemäß Kap. 4 § 16 Lov om elsetifikater Stromlieferanten, Stromverbraucher, die eigenproduzierten Strom verbrauchen und diejenigen, die Strom auf der nordischen Energiebörse oder aufgrund bilateraler Vereinbarung kaufen¹³⁶. Der staatliche Netzbetreiber Statnett vergibt hier die Stromzertifikate an die Stromerzeuger¹³⁷.

c) Kostenverteilung

Die oben stehenden Ausführungen zu den Regelungen über die Beteiligten im jeweiligen Fördersystem treffen keine Aussage darüber, wer letztendlich die Kosten der Förderung trägt. Letztlich ist diese Frage im Ergebnis instrumentenunabhängig fast immer identisch geregelt, denn die Kosten werden mit Ausnahme der Niederlande im Endergebnis immer von den Stromverbrauchern getragen.

Dies gilt sowohl für die drei untersuchten Ländern mit Quotenmodell, in denen die Kosten der Förderung auf die Verbraucher umgelegt werden. Im Vereinigten Königreich werden die Kosten über den Strompreis an die Verbraucher durchgereicht¹³⁸. Ebenso wird dies in Schweden und Norwegen gehandhabt, wo die Verbraucher durch einen Aufschlag auf die Stromrechnung in die Pflicht genommen werden. Durch den gemeinsamen Zertifikatehandel von Schweden und Norwegen werden die Förderkosten unter den Stromkunden beider Ländern aufgeteilt¹³⁹.

¹³⁵ *La Chevallerie/Schweitzer*, Gemeinsamer Handel mit Stromzertifikaten –Förderung Erneuerbarer in Schweden und Norwegen, et 2012, S. 92.

¹³⁶ Vgl. *Pobłocka*, Electricity Promotion in Norway, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/norway/single/s/res-e/t/promotion/aid/quota-system-3/lastp/379/> (03.09.2013).

¹³⁷ *La Chevallerie/Schweitzer*, Gemeinsamer Handel mit Stromzertifikaten –Förderung Erneuerbarer in Schweden und Norwegen, et 2012, S. 92, 94.

¹³⁸ *Tallat-Kelpšaitė*, United Kingdom, Quota system, <http://www.res-legal.eu/en/search-by-country/united-kingdom/single/s/res-e/t/promotion/aid/quota-system/lastp/203/> (05.09.2013).

¹³⁹ *Pobłocka*, Sweden, Quota system, <http://www.res-legal.eu/en/search-by-country/sweden/single/s/res-e/t/promotion/aid/quota-system-1/lastp/199/> (05.09.2013); *Pobłocka*, Norway, Quota system, <http://www.res-legal.eu/en/search-by-country/norway/single/s/res-e/t/promotion/aid/quota-system-3/lastp/379/> (03.09.2013).

Auch in Deutschland trägt im Rahmen der Preisgestaltung der Vertriebe wohl grundsätzlich der Letztverbraucher die EEG-Kosten. Rein rechtlich sind diese nach § 37 Abs. 2 EEG zwar auf der 4. Stufe des bundesweiten Ausgleichsmechanismus nur den Vertrieben zugeordnet. Es ist jedoch davon auszugehen, dass diese die EEG-Kosten bei der Kalkulation der Endkundenpreise in Ansatz bringen. Im französischen System wird der Endverbraucher über den Stromaufpreis Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE) an den Kosten beteiligt¹⁴⁰. In Dänemark wird das Förderungssystem über eine Zahlung der Verbraucher (Public Service Obligation tariff - PSO) an die Netzbetreiber, die sich nach deren individuellem Verbrauch bemisst, finanziert¹⁴¹.

Nur in den Niederlanden kommen die Fördergelder für SDE+ aus dem Staatsbudget. Die jährliche Fördersumme ist gedeckelt¹⁴². Im Jahre 2013 beträgt die staatliche Fördersumme gemäß Art. 2 Abs. 1 RAC 2013 drei Billionen Euro.

d) Zwischenergebnis

Je nach Fördersystem und konkreter innerstaatlicher Ausgestaltung werden verschiedene Akteure in die Pflicht genommen. Im Falle des direkten Zahlungsanspruchs sind dies regelmäßig der Netzbetreiber oder der staatliche Stromversorger.

Bei der Vergabe der Zertifikate ist stets eine staatliche Institution zuständig. Im Vereinigten Königreich ist dies die Regulierungsbehörde Ofgem, in Schweden der Staat und in Norwegen der staatliche Netzbetreiber Statnett. Die Kosten für die Finanzierung des jeweiligen Fördersystems tragen in allen untersuchten Ländern mit Ausnahme von den Niederlanden letztendlich die Verbraucher.

[legal.eu/en/search-by-country/norway/single/s/res-e/t/promotion/aid/quota-system-3/lastp/379/\(05.09.2013\)](http://legal.eu/en/search-by-country/norway/single/s/res-e/t/promotion/aid/quota-system-3/lastp/379/(05.09.2013)).

¹⁴⁰ Najdawi, France, Feed-in tariff (Tarif d'achat), [http://www.res-legal.eu/search-by-country/france/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-tarif-dachat/lastp/131/\(05.09.2013\)](http://www.res-legal.eu/search-by-country/france/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-tarif-dachat/lastp/131/(05.09.2013)).

¹⁴¹ Ritzen et al., Support mechanisms for offshore wind, April 2012, S. 14.

¹⁴² Ritzen et al., Support mechanisms for offshore wind, April 2012, S. 43.

4. Förderdauer

Die finanzielle Unterstützung ist darauf angelegt, dass die Investoren einen Anreiz für die Errichtung von Offshore-Anlagen erhalten. Dazu wird die Förderung regelmäßig über einen bestimmten Zeitabschnitt verteilt. Damit soll die Förderung den hohen Kapitalkosten Rechnung tragen und gleichzeitig sicherstellen, dass die Anlagen auch tatsächlich betrieben werden. Daraus resultieren festgelegte Förderzeiträume, wobei die Vergleichsstaaten die zeitliche Begrenzung der Förderung unterschiedlich ausgestaltet haben. Systembedingt fallen die Regelungen in Staaten mit Einspeisevergütungsmodellen und Staaten mit Quotensystemen unterschiedlich aus.

a) Förderdauer in Staaten mit Einspeisevergütungsmodell

Das EEG bestimmt in Deutschland Beginn und Dauer des gesetzlichen Vergütungsanspruchs in § 21. Der Förderzeitraum ist ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme auf 20 Jahre zuzüglich des Jahres der Inbetriebnahme beschränkt. § 21 EEG gilt als allgemeine Vergütungsvorschrift sowohl für die fixe Einspeisevergütung als auch für die Prämienzahlung.

Frankreich begrenzt die Förderdauer für Windanlagen in Art. 4 Arrêté du 17 novembre 2008 auf 20 Jahre beginnend ab der industriellen Inbetriebnahme. Im Rahmen von Ausschreibungen existiert eine Deckelung bis 2020 von insgesamt 6 GW von der gesamten Leistung in mehreren Ausschreibungen; zudem hat der Stromliefervertrag, den der erfolgreiche Bieter mit EDF abschließt, im Regelfall eine Laufzeit von 20 Jahren¹⁴³.

Die Niederlande gewähren die staatlichen Prämienzahlungen 15 Jahre ab Inbetriebnahme der Anlage, Art. 7 SDE i. V. m. § 3.4 Art. 9, 10 RAC 2013. Außerdem ist die Förderberechtigung bisher auf eine gewisse Anzahl an Volllaststunden pro Jahr begrenzt. Offshore-Anlagen ab einer Leistung von 3 MW auf dem Meer wurden gemäß § 3.5.1.1. Art. 24-26 RAC 2012 bis zu 3200 Volllaststunden finanziell unterstützt. Auch in dem im April 2013 beginnenden Förderzeitraum ist in eine Begrenzung auf diese Anzahl an Volllaststunden vorgesehen, § 3.7 Art. 19 i. V. m. Art. 13 Abs. 1 RAC 2013. Zusätzlich ist das Förderbudget gedeckelt. Gemäß Art. 2 Abs.

¹⁴³ Schulz/Glenz, Neue Offshore-Wind-Förderung in Frankreich, et 2012, 121, 124.

1 RAC 2013 beträgt das Förderbudget für den Zeitraum vom 13. März 2013 bis zum 27. Dezember 2013 3 Mrd. Euro. Sobald die Fördersumme ausgeschöpft, finden keine weiteren Ausschreibungen statt¹⁴⁴.

Das dänische Fördergesetz gibt die maximale Förderleistung in Volllaststunden an¹⁴⁵. Gemäß § 37 Abs. 4 VE-Lov werden die Offshore-Anlagen Horns Rev 2 und Rødsand 2 bis zu einer Leistung von 10 TWh, die Offshore-Anlage Anholt bis zu einer Leistung von 20 TWh gefördert. In jedem Fall werden die Preiszuschläge höchstens 20 Jahre ab dem Zeitpunkt des Netzanschlusses des Offshore-Windparks gewährt. Wird das Offshore-Vorhaben im Rahmen des Open-Door-Verfahrens realisiert, ist die fixe Einspeisevergütung auf 20 Jahre begrenzt¹⁴⁶.

Alle Vergleichsstaaten gewähren die Förderung für erneuerbare Energien nur für eine bestimmte Förderdauer. Die Staaten, die über ein Einspeisevergütungsmodell fördern, stellen für den Beginn des Förderzeitraums überwiegend auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme ab, wobei die maximale Förderdauer 15 bis 20 Jahre beträgt. Zum Teil wird der Förderzeitraum auch individuell anhand der tatsächlich erzeugten Strommengen verkürzt, worin eine Vorkehrung zur Überkompensation gesehen werden kann.

b) Förderdauer in Staaten mit Quotenmodell

In den Vergleichsstaaten, die über ein Quotensystem verfügen, wird die Förderung begrenzt, indem die Vergabe der grünen Zertifikate nur für einen bestimmten Zeitraum erfolgt. Im Vereinigten Königreich endet nach der derzeitigen Rechtslage gemäß Art. 17 AA Abs. 2 ROO 2009 die Vergabe von grünen Zertifikaten an Offshore-Anlagen 20 Jahre nach der Zulassung nach Art. 58A ROO 2009 oder am 31.04.2037, je nachdem welcher Zeitpunkt früher eintritt. Das norwegische Lov om elsertifikater regelt in § 10 Abs. 3, dass Zertifikate für förderberechtigte Anlagen für eine Dauer von 15 Jahren beginnend ab der Zuteilung der Förderberechtigung

¹⁴⁴ Ragwitz/Winkler/Klessmann/Gephart/Resch, Recent developments of feed-in systems in the EU –A research paper for the International Feed-In Cooperation, January 2012, S. 11.

¹⁴⁵ Ragwitz/Winkler/Klessmann/Gephart/Resch, Recent developments of feed-in systems in the EU –A research paper for the International Feed-In Cooperation, January 2012, S. 10.

¹⁴⁶ Ritzen/Winkel/Wiersma/de Jager, Ecofys – Support Mechanisms for Offshore Wind, An overview of policies in North Sea Countries, S. 14.

erteilt werden oder gemäß § 10 Abs. 4 am 31.12.2035. In Schweden endet die Förderberechtigung gemäß Kap. 2 § 7 Act. No. 2011:1200 nach 15 Jahren ab der Zuteilung durch die Zulassungsbehörde oder gemäß Kap. 2 § 11 Act. No. 2011:1200 spätestens im Jahr 2035.

c) Zwischenergebnis

Für den Beginn der Förderdauer wird bei den Staaten mit Quotenmodell durchgehend auf den Zeitpunkt der Zertifizierung durch die Zulassungsbehörde abgestellt. Ebenso wie bei den Vergütungsmodellen beträgt die Förderdauer 15 bis 20 Jahre. Zusätzlich ist zum Teil ein fixer Termin für das Ende der Förderung definiert, so dass später errichtete Anlagen einen kürzeren Förderzeitraum vorfinden.

5. Förderhöhe

a) Förderhöhe in Staaten mit Einspeisevergütungsmodell

Nach dem deutschen EEG wird in § 31 EEG eine fixe Einspeisevergütung für Offshore-Windkraft festgelegt, die zwischen 3,5 und 19 ct/kWh beträgt. Die Grundvergütung nach § 31 Abs. 1 EEG beläuft sich auf 3,5 ct/kWh, wird aber mindestens in den ersten 12 Jahren ab Inbetriebnahme durch die sog. Anfangsvergütung nach § 31 Abs. 2 S. 1 EEG ersetzt. Zum 1.1.2012 wurde die Anfangsvergütung von 13 ct/kWh auf 15 ct/kWh durch Integration der Sprintervergütung angehoben¹⁴⁷. Der Zeitraum der Anfangsvergütung nach Satz 1 verlängert sich gemäß § 31 Abs. 2 S. 2 EEG für jede über zwölf Seemeilen hinausgehende volle Seemeile, die die Anlage von der Küstenlinie entfernt ist, um 0,5 Monate und für jeden über eine Wassertiefe von 20 Metern hinausgehenden vollen Meter Wassertiefe um 1,7 Monate. Die Vorschrift berücksichtigt, dass die Anlageerrichtung umso schwieriger ist, je weiter sie von der Küstenlinie entfernt ist¹⁴⁸.

Für Anlagen, die vor dem 01.01.2018 in Betrieb genommen werden, besteht die Möglichkeit einer Vergütung nach dem sog. Stauchungsmodell. Danach verringert sich die Dauer der er-

¹⁴⁷ Schulz/Rohrer, Die Auswirkungen der „Energiewende“-Gesetzgebung auf Offshore-Windparks, ZNER 2011, S. 494, 495.

¹⁴⁸ Salje, EEG 2012, Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien, 6. Auflage 2012, § 31 Rn. 2.

höhten Anfangsvergütung von zwölf auf acht Jahre, der Vergütungssatz erhöht sich im Gegenzug auf 19 ct/kWh, § 31 Abs. 3 S.1 EEG. Die standortspezifische Verlängerung der Anfangsvergütung nach § 31 Abs. 2 S. 2 EEG setzt bereits nach acht Jahren ein, beträgt dann allerdings nur 15 ct/kWh, § 31 Abs. 3 S. 2 EEG¹⁴⁹. Die Energieerzeuger können gemäß § 33 d EEG unter Einhaltung der gesetzlichen Fristen monatlich zum neuen Fördermodell über eine Managementprämie wechseln. In diesem Fall vermarktet der Energieerzeuger den produzierten Strom selbst an der Börse, die finanzielle Förderung erfolgt durch Zahlung einer kalendermonatlich berechneten Marktprämie¹⁵⁰.

Nach dem französischen Fördermodell wird für Strom aus Windkraftanlagen während der ersten zehn Jahre ab Inbetriebnahme grundsätzlich eine fixe Einspeisevergütung von 13 ct/kWh gewährt, für die folgenden zehn Jahre eine Vergütung von 3 bis 13 ct/kWh, abhängig von Laufzeit und jährlicher Betriebsleistung der Anlage. Die französischen Fördergesetze regeln die Vergütungshöhe in technologiespezifischen Verordnungen für jeden förderbaren Energieträger, für Windenergie gilt Arrêté du 17 novembre 2008¹⁵¹. Da in Frankreich bislang noch keine Offshore-Anlagen installiert wurden und die bis 2020 angestrebte Leistung von 6 GW im Rahmen von zwei Ausschreibungsrunden verteilt werden sollen, ist die Förderung über das Ausschreibungsverfahren jedoch die einzige, die in der Praxis für Offshore-Windenergie besteht. Die Förderung über einen fixen Einspeisetarif, der in der technologiespezifischen Verordnung Arrêté du 17 novembre 2008 festgelegt ist, hat somit nur für Onshore-Windkraftanlagen Relevanz. Wird die Errichtung des Offshore-Windparks in Frankreich im Rahmen einer Ausschrei-

¹⁴⁹ Schulz/Rohrer, Die Auswirkungen der „Energiewende“-Gesetzgebung auf Offshore-Windparks, ZNER 2011, S. 494, 495; Salje, EEG 2012, Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien, 6. Auflage 2012, § 31 Rn. 3.

¹⁵⁰ Salje, EEG 2012, Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien, 6. Auflage 2012, § 33g Rn. 6.

¹⁵¹ <http://www.res-legal.eu/search-by-country/france/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-tarif-dachat/lastp/131/>.

bung realisiert, so bemisst sich die Vergütungshöhe nach den jeweiligen Ausschreibungskriterien, insbesondere nach dem Finanzplan des erfolgreichen Bieters¹⁵². In der ersten Ausschreibung waren die Vergütungssätze auf eine Maximalhöhe begrenzt. Diese betrug 11,5-17,5 ct/kWh für die drei nördlichen und 14-20 ct/kWh für die beiden südlichen Standorte¹⁵³.

In Dänemark ist die Vergütungshöhe ebenfalls abhängig von den Ausschreibungsspezifikationen. Berücksichtigt werden unter anderem die Distanz der Anlage zum Festland und die Meerestiefe am jeweiligen Standort¹⁵⁴. Die maximale Förderhöhe, die sich aus dem Marktpreis zuzüglich der Prämienzahlung zusammensetzt, darf eine bestimmte gesetzliche Obergrenze nicht überschreiten¹⁵⁵. Diese wird im Ausschreibungsverfahren ermittelt und nach Vertragsschluss mit dem erfolgreichen Bieter im dänischen Fördergesetz verankert¹⁵⁶. Gemäß § 37 VE-Lov beträgt die maximale Förderhöhe für den bereits errichteten Offshore-Windpark Horns Rev 2 0,518 DKK/kWh, für den Offshore-Windpark Rødsand 2 0,629 DKK/kWh und für den im Bau befindlichen Offshore-Windpark Anholt 1,051 DKK/kWh. Die zwei neuen Offshore Parks Horns Rev III und Kriegers Flak werden ebenfalls nach Festlegung des Feed-in-Tariffs im Ausschreibungsverfahren eine gesetzlich festgelegte Vergütung erhalten¹⁵⁷. Daneben gibt es in § 40 VE-Lov eine Sonderregelung für Windkraftanlagen, die von Elektrizitätsunternehmen finanziert werden. Hier beträgt die maximale Förderhöhe für eine Leistung von maximal 42 000 Volllaststunden gemäß § 40 Abs. 3 VE-Lov 0,353 DKK/kWh, zusätzlich wird gemäß § 40 Abs. 4 VE-Lov ein Preiszuschlag von 0,10 DKK/kWh garantiert¹⁵⁸.

In den Niederlanden erfolgt die Förderung in mehreren Förderphasen, in denen ein maximaler Referenzpreis festgelegt wird. Die Vergütungshöhe ist abhängig davon, in welcher Förder-

¹⁵² <http://www.res-legal.eu/search-by-country/france/single/s/res-e/t/promotion/aid/tenders-appels-doff-res/lastp/131/>.

¹⁵³ *Ritzen/Winkel/Wiersma/de Jager*, *Ecofys – Support Mechanisms for Offshore Wind, An overview of policies in North Sea Countries*, S. 21.

¹⁵⁴ Informationen der TU Wien (vgl. 3.1. Indikatoren der Förderinstrumente zu Dänemark); vgl. auch *Ragwitz et al.*, *Renewable Energy Policy Country Profiles*, 2011 version, S. 75.

¹⁵⁵ *Ritzen/Winkel/Wiersma/de Jager*, *Ecofys – Support Mechanisms for Offshore Wind, An overview of policies in North Sea Countries*, S. 13.

¹⁵⁶ *Ragwitz et al.*, *Renewable Energy Policy Country Profiles*, 2011 version, S. 77.

¹⁵⁷ Informationen von Frau Birr-Pedersen, DONG Energy.

¹⁵⁸ *Ragwitz et al.*, *Renewable Energy Policy Country Profiles*, 2011 version, S. 77.

phase ein Anlagenbetreiber sich bewirbt. Der optimale Zeitpunkt bleibt seiner Selbsteinschätzung überlassen. Die Vergütungshöhe steigt in jeder Ausschreibungsrunde, da jedoch die jährliche Fördersumme begrenzt ist, geht ein Anlagenbetreiber, der sich spät bewirbt das Risiko ein, dass der verfügbare Förderbetrag bereits ausgeschöpft ist. Offshore-Windanlagen fallen in die sog. freie Kategorie, die für Anlagen mit höherem Förderbedarf vorgesehen ist. Diese Kategorie ist die einzige, die mit einer Vergütungshöhe von 15 ct/kWh realistischweise für Offshore-Anlagen in Betracht kommt. Auf eine eigenständige Kategorie für Offshore-Windanlagen hat die niederländische Regierung bewusst verzichtet¹⁵⁹.

b) Förderhöhe in Staaten mit Quotenmodell

Die Förderung über ein Quotensystem garantiert den Anlagenbetreibern weder die Abnahme noch den Preis des erzeugten Stroms, sondern überlässt die Preisentwicklung dem Markt. Die Nachfrage nach den grünen Zertifikaten wird allerdings durch die Quotenverpflichtung staatlich geschaffen. Unter dem Quotenmodell ergibt sich die Vergütungshöhe für den Anlagenbetreiber aus dem Marktpreis und dem Erlös, den er für die grünen Zertifikate erhält¹⁶⁰.

Im Vereinigten Königreich beträgt der Wert eines ROCs 66 Euro/MWh (Wert 2011), in Norwegen und Schweden ca. 32 Euro/MWh (Wert 2012). In Schweden ist der Zertifikatspreis in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen, durch den Zusammenschluss mit Norwegen und die Vergrößerung des Marktes hat sich der Preis seither stabilisiert. Diese Zertifikate werden den Anlagenbetreibern für jede erzeugte MWh Strom aus Erneuerbaren Energieträgern zugeteilt.

Ausweislich Schedule 1 ROO beträgt die Anzahl der erforderlichen Zertifikate pro MWh im Vereinigten Königreich im Zeitraum 01.04.2013 bis 31.03.2014 0,134, in Nordirland 0,063. Das Ausschreibungsverfahren hat dagegen auf die finanzielle Förderung keinen Einfluss, da die Zuteilung von Zertifikate davon unabhängig ist. Zu beachten ist, dass das Vereinigte Königreich in naher Zukunft das Quotenmodell aufgeben wird. Ab 1. April 2017 sollen dort alle neu in Betrieb gehenden Offshore-Anlagen durch den neu eingeführten Feed-in tariff with contracts

¹⁵⁹ Information von Frau H. Müller, Universität Groningen.

¹⁶⁰ *La Chevallerie/Schweitzer*, et 2012, S. 92, 93.

for difference gefördert werden¹⁶¹. Dieser neue Ansatz ist Teil der Reform des britischen Elektrizitätsmarktes (Electricity Market Reform). Relevant für zukünftige Investitionen ist dabei vor allem der künftige „Cfd strike price“, also der von der Regierung festzulegende Basispreis¹⁶². Unter anderem davon hängt wiederum die beihilferechtliche Bewertung des neuen britischen Modells ab. Mit einer Notifizierung durch die britische Regierung wird erst im Jahr 2014 gerechnet. Eine Entscheidung der Kommission dazu wird also noch auf sich warten lassen¹⁶³. Aktuelle Entwicklungen zeigen, dass die Förderung der Offshore-Windkraft im Vereinigten Königreich weiter vorangetrieben werden soll. Wie Anfang Dezember 2013 von der britischen Regierung bekanntgegeben wurde, wird die garantierte Vergütung je Megawattstunde auch ab dem Jahr 2018/2019 nicht reduziert, sondern bleibt bei weiterhin 140 £ je MWh, um das Ausbauziel von zehn Gigawatt (GW) Offshore-Windkraft bis zum Jahr 2020 zu erreichen. Die Vergütung von derzeit 155 £ pro MWh entspricht der Zahlung von etwa 18,6 Cent je Kilowattstunde¹⁶⁴.

In Schweden lag die von den Stromlieferanten zu erfüllende Quote gemäß Kap. 4 § 4 Act. No. 2011:1200 im Jahr 2012 bei 17,9% und wird 2013 zunächst auf 13,5% absinken, um von da an jährlich auf einen Höchstwert von 19,5% im Jahr 2020 anzusteigen¹⁶⁵. In der Folgezeit bis zum vorläufigen Ende des Systems im Jahr 2035 soll die Quote allmählich auf null abgesenkt werden¹⁶⁶.

Trotz des neuen gemeinsamen Zertifikatehandels mit Schweden legt Norwegen seine Quoten selbst fest. Diese beträgt gemäß §17 Lov om elsertifikater für 2012 3% und wird bis 2020 auf

¹⁶¹ Freshfields Bruckhaus Deringer, European offshore wind 2013, Realising the opportunity, S. 5.

¹⁶² Freshfields Bruckhaus Deringer, European offshore wind 2013, Realising the opportunity, S. 31.

¹⁶³ Freshfields Bruckhaus Deringer, European offshore wind 2013, Realising the opportunity, S. 32.

¹⁶⁴ Großbritannien investiert mehr in Ausbau der Offshore-Windkraft, <http://www.offshore-windenergie.net/aktuelles/news/international/detail?cat=international&nachricht=318> (06.12.2013), Schaps, /Shirbon/Chestney, Britain boosts subsidies for offshore wind, <http://uk.reuters.com/article/2013/12/04/uk-britain-renewables-idUKBRE9B307Q20131204> (09.12.2013); für weitere Einzelheiten siehe: Investing in renewable technologies – CfD contract terms and strike prices, December 2013, https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/263937/Final_Document_-_Investing_in_renewable_technologies_-_CfD_contract_terms_and_strike_prices_UPDATED_6_DEC.pdf (15.12.2013).

¹⁶⁵ La Chevallerie/Schweitzer, et 2012, S. 92, 93.

¹⁶⁶ Pabłocka, Sweden, Quota system, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/sweden/single/s/res-e/t/promotion/aid/quota-system-1/lastp/199/> (15.12.2013).

18,3% ansteigen. Nach 2020, wenn ältere Anlagen aus dem Zertifikatehandel ausscheiden, sinkt die Quote bis auf 0,9% im Jahr 2035¹⁶⁷.

c) Anpassung der Vergütungshöhe

Es ist zu erwarten, dass später geplante Offshore-Vorhaben von den technischen Entwicklungen und den Erfahrungswerten bis dahin fertiggestellter Anlagen profitieren werden. Durch Nutzung von Effizienzgewinnen und technischen Fortschritt wird es möglich sein, den Offshore-Ausbau und den Betrieb kostengünstiger als derzeit durchzuführen¹⁶⁸. Diese Überlegung hat sich in einigen nationalen Fördersystemen in Regelungen zur Anpassung der Förderhöhe niedergeschlagen, wobei sich wiederum verschiedene Modelle finden. Dänemark wird hier nicht näher betrachtet, da der dänische Fördermechanismus keine Degression der Förderleistungen und auch keine anderen Anpassungsmechanismen vorsieht; die Vergütungshöhe richtet sich nach dem im Ausschreibungsverfahren vorgelegten Finanzplan.

aa) Degression bei Einspeisevergütungsmodellen

In Deutschland unterliegen gemäß § 20 Abs. 2 Nr. 7 lit. a) EEG die Vergütungssätze für Offshore-Windkraft nach § 31 EEG ab dem Jahr 2018 einer fixen Degressionsrate. Die Vergütung für Strom aus Anlagen, die nach dem 31.12.2017 in Betrieb genommen werden, verringert sich jährlich zum 1. Januar um 7 Prozent¹⁶⁹.

bb) Preisindexierung

Soweit erneuerbare Energien in Frankreich über einen fixen Einspeisetarif gefördert werden sieht die jeweils technologiespezifische Verordnung eine Indexierung der Einspeisevergütung vor, die in jeden Stromkaufvertrag aufzunehmen ist. Über diese Indexierung können die Ein-

¹⁶⁷ La Chevallerie/Schweitzer, et 2012, S. 92, 94.

¹⁶⁸ Schulz/Rohrer, Die Auswirkungen der „Energiewende“ – Gesetzgebung auf Offshore-Windparks, ZNER 2011, S. 494, 495.

¹⁶⁹ Vgl. zur Anpassung der Degressionshöhe Schulz/Rohrer, Die Auswirkungen der „Energiewende“ – Gesetzgebung auf Offshore-Windparks, ZNER 2011, S. 494, 495.

speisetarife inflationsangepasst werden. Die genaue Höhe berechnet sich nach einer gesetzlich vorgegebenen Formel¹⁷⁰. Da die in Frankreich bisher geplanten Offshore-Windpark-Projekte im Ausschreibungsverfahren vergeben wurden und nicht über den gesetzlichen Tarif gefördert werden, ist diese Anpassungsmöglichkeit für Offshore-Anlagen nicht relevant.

Im Ausschreibungsverfahren wird die Einspeisevergütung spätestens nach Erteilung aller Genehmigungen anhand mehrerer Indizes an die Preisentwicklung seit Gebotsabgabe angepasst. Die genaue Anpassung richtet sich hauptsächlich nach der Entwicklung der Lohnkosten in der Maschinenbauindustrie, der französischen Industrieproduktionspreise sowie der Kupfer- und Stahlpreise auf dem französischen Markt¹⁷¹. Zusätzlich wird die Einspeisevergütung nach Beginn des Stromlieferungsvertrags jährlich abhängig von der Entwicklung der Lohnkosten in der Maschinenbauindustrie und der französischen Industrieproduktionspreise angepasst¹⁷².

cc) Jährliche Anpassung der Förderbeträge für Neuanlagen

In den Niederlanden werden die Förderbeträge für Neuanlagen durch die jährlich neue Ausgestaltung der Förderrunden regelmäßig neu angepasst. Der Basisbetrag für die verschiedenen Förderrunden wird jährlich vom Wirtschaftsministerium festgelegt, Art. 11 Abs. 1 SDE. Gemäß Art. 11 Abs. 2 SDE sollte der Grundbetrag höchstens die Durchschnittskosten für die jeweilige technologiespezifische Energieproduktion umfassen.

¹⁷⁰<http://www.res-legal.eu/search-by-country/france/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-tarif-dachat/lastp/131/> (13.12.2013).

¹⁷¹ Schulz/Glenz, Neue Offshore-Wind-Förderung in Frankreich, et 2012, S. 121, 126.

¹⁷² Schulz/Glenz, Neue Offshore-Wind-Förderung in Frankreich, et 2012, S. 121, 126.

D. Netzanschlussbedingungen und Netzzugangsbedingungen für die Nutzung der Offshore-Windkraft im Vergleich

I. Einführung

Die Regelungen zum Netzanschluss und Netzzugang sind von entscheidender Bedeutung für den effektiven Einsatz erneuerbarer Energien in der Stromversorgung¹⁷³. Besonders im Bereich der Offshore-Windkraft, wo erschwerte technische Rahmenbedingungen insbesondere auch bei der Anbindung an das Stromnetz mit daraus resultierender finanzieller Belastung vorliegen¹⁷⁴, sind die Netzanschluss- und Zugangsbedingungen und die Integration ins Stromnetz maßgeblich für die Umsetzung der ehrgeizigen Ausbauziele¹⁷⁵. Ein stabiler Rechtsrahmen für die Netzanbindung könnte dazu beitragen, bestehende Investitionshürden- und Risiken¹⁷⁶ zu verringern und die Planungssicherheit zu erhöhen.

Daher ist im Folgenden auf die rechtliche Situation in Bezug auf Netzanschluss- und Netzzugangsbedingungen unter Einbeziehung der europarechtlichen Vorgaben (dazu II.) in den ausgewählten Vergleichsstaaten (dazu III.) einzugehen und eine rechtsvergleichende Bewertung der bestehenden Modelle zu treffen.

II. Europarechtliche Vorgaben

Auf europarechtlicher Ebene ist im Bereich des Netzanschlusses und des Netzzuganges vor allem die Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG („EE-RL“)¹⁷⁷ zu beachten, welche ge-

¹⁷³ Lecheler/Recknagel, in: Dausen, EU-Wirtschaftsrecht, 31. Ergänzungslieferung 2012, M. Energierecht, Rn. 264.

¹⁷⁴ Vgl. Risse/Haller/Schilling, Die Haftung des Netzbetreibers für die Anbindung von Offshore-Windenergieanlagen, NVwZ 2012, 592; vgl. Fest, Die Errichtung von Windenergieanlagen in Deutschland und seiner Ausschließlichen Wirtschaftszone, S. 362 f.

¹⁷⁵ Vgl. Fest, Die Errichtung von Windenergieanlagen in Deutschland und seiner Ausschließlichen Wirtschaftszone, S. 361; vgl. auch <http://www.offshore-windenergie.net/forschung-2/netze>, zuletzt abgerufen am 03.05.2013.

¹⁷⁶ Vgl. KPMG, Offshore-Windparks in Europa, Marktstudie 2010, S. 29.

¹⁷⁷ Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABl. 2009, Nr. L 140/16.

maß Art. 1 EE-RL einen gemeinsamen Rahmen für die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen vorschreibt. Damit besteht zum ersten Mal ein umfassender europäischer Rechtsrahmen im Bereich Strom, Wärme/Kälte und Verkehr¹⁷⁸.

Gegenüber der Vorgängerrichtlinie 2001/77/EG sieht die EE-RL nunmehr gemäß Art. 16 Abs. 2 lit. b) EE-RL die Verpflichtung der Mitgliedstaaten vor, entweder einen „vorrangigen“ oder „garantierten“ Netzzugang für Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen zu gewährleisten (vgl. hierzu näher unter E.II.1.). Gemäß Art. 16 Abs. 2 lit. c) stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass die Betreiber der Übertragungsnetze beim Abrufen von Elektrizitätserzeugungsanlagen auf der Grundlage transparenter und nichtdiskriminierender Kriterien Erzeugungsanlagen Vorrang gewähren, in denen erneuerbare Energiequellen eingesetzt werden, soweit der sichere Betrieb des nationalen Elektrizitätssystems dies zulässt.

1. Netzzugang und Netzanschluss

Die Regelungen zu Netzzugang und Betrieb für Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen finden sich in Art. 16 EE-RL. Dieser enthält detaillierte Vorgaben für die Mitgliedstaaten bezüglich Netzzugang, Netzbetrieb, Netzanschluss und diesbezüglichen Mitteilungs- und Informationspflichten¹⁷⁹.

Art. 16 Abs. 1 S. 1 EE-RL regelt allgemein die Pflichten der Mitgliedstaaten betreffend den Ausbau von Übertragungs- und Verteilernetzinfrastruktur, intelligenten Netze, Speicheranlagen und des Elektrizitätssystems, um den sicheren Betrieb des Elektrizitätssystems zu ermöglichen. Dabei ist der Weiterentwicklung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energiequellen Rechnung zu tragen, was die Zusammenschaltung von Netzen zwischen den Mitgliedstaaten sowie zwischen Mitgliedstaaten und Drittstaaten einschließt.

Abs. 2 enthält konkretere Vorgaben und lautet:

¹⁷⁸ Lehnert/Vollprecht, Neue Impulse von Europa: Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, ZUR 2009, 307, 308.

¹⁷⁹ Fouquet et al., Fachliche Bewertung des Umsetzungsbedarfs der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, S. 277.

„Vorbehaltlich der zur Wahrung der Zuverlässigkeit und der Sicherheit des Netzes zu erfüllenden Anforderungen, auf der Grundlage transparenter und nichtdiskriminierender Kriterien, die von den zuständigen nationalen Behörden festgelegt werden,

a) gewährleisten die Mitgliedstaaten, dass die Betreiber der Übertragungs- und Verteilernetze in ihrem Hoheitsgebiet die Übertragung und Verteilung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen gewährleisten;

b) sehen die Mitgliedstaaten außerdem entweder einen vorrangigen Netzzugang oder einen garantierten Netzzugang für Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen vor;

c) stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass die Betreiber der Übertragungsnetze beim Abrufen von Elektrizitätserzeugungsanlagen auf der Grundlage transparenter und nichtdiskriminierender Kriterien Erzeugungsanlagen Vorrang gewähren, in denen erneuerbare Energiequellen eingesetzt werden, soweit der sichere Betrieb des nationalen Elektrizitätssystems dies zulässt.[...]“

Die folgenden Abs. 3 – 11 enthalten weitere vielfältige Regelungen, etwa zu Informationspflichten und zur Kostentragung.

a) Netzzugang

Die Regelung des Netzzugangs findet sich – wie gesehen – in Art. 16 Abs. 2 lit. b) EE-RL. Danach haben die Mitgliedstaaten einen vorrangigen oder garantierten Netzzugang für regenerativ erzeugten Strom vorzusehen.

aa) Vorrangiger oder garantierter Netzzugang

Hierbei stellt sich zunächst die Frage, worin genau der Unterschied zwischen einem vorrangigen und einem garantierten Netzzugang besteht. Die Richtlinie selbst geht nur in Erwägungsgrund 60 auf die Unterscheidung zwischen vorrangigem oder garantiertem Netzzugang ein. Dort heißt es bezüglich des vorrangigen Netzzugangs:

„Der vorrangige Netzzugang gewährleistet, dass angeschlossene Erzeuger von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen in der Lage sind, die Elektrizität aus erneuerbaren

Energiequellen nach den Netzanschlussregeln jederzeit, wann immer die Energiequelle verfügbar ist, zu verkaufen und zu übertragen.“

Für den Fall, dass ein Festpreis für Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen — gewöhnlich kombiniert mit einer Abnahmeverpflichtung für den Netzbetreiber — seitens eines Mitgliedstaats festgelegt wird, geht die Richtlinie in Erwägungsgrund 60 davon aus, dass der vorrangige Netzzugang bereits gegeben ist.

Bezüglich des garantierten Netzzugangs wird in Erwägungsgrund 60 EE-RL ausgeführt:

„Falls die Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen in den Spotmarkt integriert ist, gewährleistet der garantierte Netzzugang, dass die gesamte verkaufte und geförderte Elektrizität Zugang zum Netz erhält, wodurch an das Netz angeschlossene Anlagen eine Höchstmenge an Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen verwenden können.“

Dies soll nach Erwägungsgrund 60 aber nicht bedeuten, dass die Mitgliedstaaten verpflichtet wären, Abnahmeverpflichtungen für erneuerbare Energien zu fördern oder einzuführen. Nach den Erwägungsgründen der EE-RL scheint somit die Unterscheidung zwischen vorrangigem und garantierten Netzzugang mit der Frage zusammen zu hängen, welches Fördersystem ein Mitgliedstaat anwendet und ob hierbei eine Abnahmeverpflichtung für erneuerbare Energien vorgesehen ist. Während der vorrangige Netzzugang demnach vor allem bei Einspeisesystemen mit Abnahmeverpflichtungen in Betracht kommt, passt der garantierte Netzzugang begrifflich besser zu Systemen, die erneuerbare Energien direkt in den Spotmarkt integrieren, wie etwa Quotensysteme.

In der Literatur werden noch weitergehende Überlegungen zur Unterscheidung zwischen vorrangigem und garantierten Netzzugang angestellt. Zunächst könnte man den garantierten Netzzugang als unbedingtes Recht des Anlagenbetreibers sehen, wohingegen der vorrangige Netzzugang nur eine Priorität des regenerativ erzeugten Stromes gegenüber dem aus fossilen Anlagen darstellt. Letzteres würde bedeuten, dass keine unmittelbare Pflicht der Netzbetreiber zum Netzzugang bestehen muss¹⁸⁰. Damit würde der garantierte Netzzugang eine Pflicht

¹⁸⁰Lehnert/Vollprecht, Neue Impulse von Europa: Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, ZUR 2009, 307, 315.

zur Ertüchtigung des Netzes implizieren, während bei einem vorrangigen Netzzugang ein solcher Vorrangigkeitsanspruch nur bestünde, soweit die Netzkapazitäten reichten¹⁸¹. Jedoch kann ein garantierter Netzzugang im Falle der Auslastung des Netzes durch erneuerbare Energien auch nur ein vorrangiges Recht auf Netzzugang bedeuten. Bei ausreichender Netzkapazität hingegen ist ein vorrangiger Netzzugang wohl immer gleichbedeutend mit einem garantierten Netzzugang¹⁸².

Zudem sind gemäß Art. 16 Abs. 2 lit. a) EE-RL Übertragung und Verteilung zu „gewährleisten“. Diese Gewährleistungsverpflichtung enthält folglich sowohl beim vorrangigen als auch bei garantiertem Netzzugang eine Pflicht des Netzbetreibers, ausreichende Kapazitäten bereit zu stellen¹⁸³. Jedoch könnte der garantierte Netzzugang im Gegensatz zum vorrangigen eine Entschädigungspflicht des Netzbetreibers beinhalten, falls die Einspeisung unmöglich sein sollte¹⁸⁴. Eine solche Entschädigungsregelung findet sich in der EE-RL jedoch nicht.

bb) Verhältnis zu den anderen Vorgaben des Abs. 2

Weiterhin ist nicht eindeutig, welcher Unterschied zwischen Art. 16 Abs. 2 lit. a) und lit. b) der EE-RL besteht. Die Begriffe Übertragung und Verteilung werden in Art. 2 Nr. 3 und Nr. 5 der 2. Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2003/54/EG¹⁸⁵, deren Begriffsbestimmungen gemäß Art. 2 S. 1 EE-RL auch für diese Richtlinie gelten, legaldefiniert. Nach diesen Legaldefinitionen bedeutet „Übertragung“ den Transport von Elektrizität über ein Höchstspannungs- und Hochspannungsverbundnetz zum Zwecke der Belieferung von Endkunden oder Verteilern, und „Verteilung“ den Transport von Elektrizität mit hoher, mittlerer oder niedriger Spannung über

¹⁸¹ *Fouquet et al.*, Fachliche Bewertung des Umsetzungsbedarfs der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, S. 279.

¹⁸² So *Lehnert/Vollprecht*, Neue Impulse von Europa: Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, ZUR 2009, 307, 315.

¹⁸³ *Fouquet et al.*, Fachliche Bewertung des Umsetzungsbedarfs der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, S. 279.

¹⁸⁴ So *Lehnert/Vollprecht*, Neue Impulse von Europa: Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, ZUR 2009, 307, 315.

¹⁸⁵ Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG, ABl. 2003, Nr. L 176/37; auch bekannt als „zweite Elektrizitätsbinnenmarkt-RL“; diese wurde inzwischen durch die sog. dritte Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, ABl. 2009, Nr. L 211/55, ersetzt; hinsichtlich der hier relevanten Definitionen ergaben sich dadurch jedoch keine Änderungen.

Verteilernetze zum Zwecke der Belieferung von Kunden, jedoch jeweils mit Ausnahme der Versorgung. Demnach betrifft lit. a) den Transport von Elektrizität.

Der Begriff des Netzzuganges wird jedoch in der Richtlinie nicht weiter erläutert oder definiert. Auch die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinien¹⁸⁶ erhalten hierzu keine näheren Begriffsbestimmungen. Mangels europarechtlicher Konkretisierung des Begriffs empfiehlt es sich, zur besseren inhaltlichen Erschließung zunächst auf das nach deutschem Recht gebräuchliche Verständnis zurückzugreifen. Nach der Literatur zum deutschen Energiewirtschaftsrecht ist Netzzugang¹⁸⁷ bei wirtschaftlich-praktischer Betrachtung eine Transportdienstleistung, wohingegen bei technischer Betrachtung der Stromnetzzugang kein Transportvorgang ist. Tatsächlich ist Netzzugang einerseits eine Einspeisung von Energie ins Netz und andererseits eine Entnahme von Energie aus dem Netz¹⁸⁸. Jedoch bezieht sich der Netzzugang auf den Transport von Energie¹⁸⁹ und der Netzzugangsanspruch ist auf die Zurverfügungstellung von Netzkapazitäten für die Durchleitung, also wiederum den Transport von Energie, gerichtet¹⁹⁰. Somit ist hier vereinfacht von Netzzugang als Transport von Energie auszugehen.

Nach diesem betrifft sowohl lit. a) als auch lit. b) den Transport von Energie. Folglich wäre ein solcher Transport von Elektrizität nach lit. a) gleichbedeutend mit dem Begriff Netzzugang¹⁹¹. Jedoch könnte der inhaltliche Unterschied der beiden Regelungen darin liegen, dass lit. a) im Sinne einer Art ersten Stufe das „ob“ des Netzzugangs regelt, während lit. b) das „wie“ betrifft. Das Gewährleisten der Übertragung und Verteilung (lit. a)) könnte dahingehend verstanden werden, dass es die Verpflichtung zum Transport von Energie aus erneuerbaren Quellen über-

¹⁸⁶ RL 2003/54/EG und die aktuelle RL 2009/72/EG (Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, ABl. 2009, Nr. L 211/55).

¹⁸⁷ Netzzugang im deutschen Recht geregelt in § 20 ff EnWG (Abschnitt 3 Netzzugang); auch hier nicht legaldefiniert.

¹⁸⁸ Britz, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2. Aufl. 2010, Vorb. § 20 ff. Rn. 5.

¹⁸⁹ Koenig/Kühling/Rasbach, Energierecht, 3. Aufl. 2013, 3. Kapitel Rn. 5.

¹⁹⁰ Hartmann, in: Danner/Theobald, EnWG, I B1, § 17 EnWG Rn. 22.

¹⁹¹ So Fouquet et al., Fachliche Bewertung des Umsetzungsbedarfs der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, S. 279.

haupt betrifft, also gewissermaßen die erste Stufe. Lit. b) hingegen beträfe die genauere Ausgestaltung dieser Gewährleistungsverpflichtung, nämlich entweder mittels eines vorrangigen oder eines garantierten Netzzugangs, als auf der zweiten Stufe die Frage des “wie”.

Obwohl beide Vorgaben den Transport von Energie betreffen, ergeben sich nach vorhergehenden Überlegungen somit Differenzen bezüglich der Regelungstiefe. Während lit. a) die grundsätzliche Verpflichtung wiedergibt, legt lit b) näheres zur Ausgestaltung dar. Damit besteht durchaus ein gewisser Unterschied zwischen den Regelungen, was die auf den ersten Blick vermeintlich doppelt verortete Verpflichtung der Mitgliedstaaten, den Netzzugang zu gewährleisten, betrifft.

b) Netzanschluss

Hinsichtlich des Netzanschlusses besteht keine mit Art. 16 Abs. 2 lit. b) EE-RL vergleichbare Regelung. Der Netzanschluss wird jedoch in den Abs. 3, 5, 8 und 10 erwähnt und somit wie „selbstverständlich“ behandelt¹⁹². Des Weiteren wird der Begriff beispielsweise auch in den Erwägungsgründen (60), (61) und (62) gebraucht.

aa) Ausgangspunkt der Auslegung

Die Richtlinie äußert sich nicht explizit dazu, ob das Recht auf vorrangigen bzw. garantierten Netzzugang auch ein Recht auf vorrangigen bzw. garantierten Netzanschluss enthält. Dies ist vielmehr streitig.

Auch hier mag sich zum besseren Begriffsverständnis zunächst ein Blick auf das nationale Recht lohnen. So ist nach deutschem Energiewirtschaftsrecht zwischen dem Netzzugang als dem Transport von Energie und dem Netzanschluss als tatsächliche und rechtliche Voraussetzung für den Netzzugang zu differenzieren¹⁹³. Anders ausgedrückt ist der Netzanschluss die Herstellung der physischen Verbindung zum einen von Letztverbrauchern und zum anderen von Erzeugungs- und Speicheranlagen an das Leitungsnetz sowie die Verbindung von gleich-

¹⁹² *Fouquet et al.*, Fachliche Bewertung des Umsetzungsbedarfs der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, S. 280.

¹⁹³ *Bourwieg*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2. Aufl. 2010, § 17 Rn. 2.

oder nachgelagerten Netzen untereinander¹⁹⁴ und somit die technische Anbindung von Letztverbrauchern, Erzeugungsanlagen und Speichereinrichtungen an das Leitungsnetz¹⁹⁵.

aa) Wortlaut der Norm

Für das Recht auf Netzanschluss spricht zunächst, dass Art. 16 EE-RL den Netzanschluss gleichsam selbstverständlich voraussetzt und beispielsweise in Art. 16 Abs. 5 EE-RL die Vorlage von Dokumenten wie einen umfassenden und detaillierten Kostenvoranschlag für den Anschluss (lit. a), einen angemessenen und genauen Zeitplan für die Bearbeitung des Antrags auf Anschluss (lit. b) und einen angemessenen, indikativischen Zeitplan für jeden vorgeschlagenen Anschluss (lit. c) vorschreibt¹⁹⁶.

bb) Auslegungsgrundsatz „effet utile“

Für ein Recht auf Netzanschluss, der technische Voraussetzung für den Netzzugang ist, lässt sich weiterhin anführen, dass der von der Richtlinie vorgesehene vorrangige oder garantierte Netzzugang nur gewährleistet werden kann, wenn gleichzeitig ein Recht auf Netzanschluss besteht¹⁹⁷. Hierbei kann der Auslegungsgrundsatz „effet utile“ herangezogen werden, welcher für praktische Wirksamkeit und volle Sinnentfaltung steht und bedeutet, dass grundsätzlich jede europarechtliche Norm so ausgelegt werden soll, dass sie eine bestmögliche Umsetzung der europäischen Integration entfaltet¹⁹⁸. Im Sinne dieses Grundsatzes erscheint eine gleichzeitige Netzanschlussverpflichtung zum Zwecke der Sicherstellung der Effektivität der in der Richtlinie statuierten Netzzugangsverpflichtung notwendig.

cc) Heranziehung der Erwägungsgründe

Erwägungsgrund 64 der EE-RL spricht von der Notwendigkeit der Stärkung des Rahmens der Einbindung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien. Dies könnte wiederum als Bestätigung

¹⁹⁴ Koenig/Kühling/Rasbach, *Energierrecht*, 3. Aufl. 2013, 3. Kapitel Rn. 3.

¹⁹⁵ Fouquet et al., *Fachliche Bewertung des Umsetzungsbedarfs der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU*, S. 280.

¹⁹⁶ Fouquet et al., *Fachliche Bewertung des Umsetzungsbedarfs der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU*, S. 280 f.

¹⁹⁷ Fouquet et al., *Fachliche Bewertung des Umsetzungsbedarfs der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU*, S. 280; Lehnert/Vollprecht, *Neue Impulse von Europa: Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, ZUR 2009*, S. 307, 315.

¹⁹⁸ Vgl. Bergmann, *Handlexikon der Europäischen Union*, 4. Aufl. 2012, effet utile.

eines gleichzeitig bestehenden Rechts auf Netzanschluss verstanden werden, da anderenfalls der Anspruch auf Netzzugang unterlaufen werden könnte¹⁹⁹.

Einschränkend könnte allerdings der Erwägungsgrund 61 der EE-RL aufgefasst werden. Danach „können“ die Mitgliedstaaten zur Beschleunigung der Netzanschlussverfahren die Möglichkeit des vorrangigen Netzzugangs oder der Reservierung von Anschlusskapazitäten für neue Anlagen, die Energie aus erneuerbaren Energiequellen erzeugen, vorsehen. Während in der deutschen Version von einem vorrangigen *Netzzugang* und der Reservierung von *Anschlusskapazitäten* die Rede ist, verwenden die englische, französische und spanische Version der EE-RL im selben Satz zweimal den Begriff des *Anschlusses*²⁰⁰. Würde man in der deutschen Version von einem Übersetzungsfehler ausgehen und den vorrangigen Netzzugang als vorrangigen Netzanschluss lesen, so änderte dies gleichwohl nichts an der Formulierung „können“. Diese sieht lediglich ein Ermessen der Mitgliedstaaten vor, sodass sich hieraus eben gerade keine *Pflicht* zum vorrangigen Netzanschluss herleiten ließe.

Allerdings wird durch die Erwähnung des Netzanschlusses in den Erwägungsgründen ersichtlich, dass der europäische Gesetzgeber das Problem zumindest bedacht hat. Dass im Richtlinien-text des Art. 16 EE-RL der Netzanschluss wie selbstverständlich mit geregelt ist, spricht jedoch auch dafür, dass der Gesetzgeber die Fragen des Netzanschlusses im Gegensatz zum detailliert geregelten Netzzugang als zumindest weniger problematisch angesehen hat. Die Intention der Richtlinie ist die Förderung der erneuerbaren Energien²⁰¹ und die Integration der Elektrizität aus erneuerbaren Energien in den Elektrizitätsbinnenmarkt²⁰², sodass nach dem Telos des Art. 16 Abs. 2 EE-RL zur Gewährleistung des vorrangigen oder garantierten Netzzuganges der Netzanschluss als technische Voraussetzung dafür gegeben sein muss.

¹⁹⁹ *Fouquet et al.*, Fachliche Bewertung des Umsetzungsbedarfs der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, S. 280.

²⁰⁰ Vgl. exemplarisch im englischen Richtlinien-text: „[...] Member States may provide for *priority connection* or reserved *connection* capacities [...]“; im französischen Richtlinien-text: “[...]les États membres pourraient prévoir des *raccordements* prioritaires ou des capacités de *raccordement* reserves [...]“; im spanischen Richtlinien-text: „[...] los Estados miembros pueden prever prioridad de *conexión* o reserva de capacidad de *conexión* [...]“; ebenso in der italienischen Version.

²⁰¹ Vgl. Erwägungsgrund 1 der EE-RL.

²⁰² Vgl. Erwägungsgrund 60 der EE-RL.

Dafür sprechen auch die detaillierten Vorgaben des Abs. 5. Insbesondere die Erfordernisse eines angemessenen und genauen Zeitplans für die Bearbeitung des Antrags und eines angemessenen, indikativischen Zeitplans für jeden vorgeschlagenen Netzanschluss weisen darauf hin, dass der Gesetzgeber für den Netzanschluss neben der Planungssicherheit ein gewisses Tempo für die Realisierung vorgibt. Dies kann dahingehend verstanden werden, dass der Netzzugang also nicht durch Verzögerungen im Netzanschlussverfahren beeinträchtigt werden soll.

Satz 3 des Erwägungsgrundes 60 bestätigt diese Auslegung: „Der vorrangige Netzzugang gewährleistet, dass angeschlossene Erzeuger von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen in der Lage sind, die Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen nach den Netzanschlussregeln jederzeit, wann immer die Energiequelle verfügbar ist, zu verkaufen und zu übertragen.“ Da hier von bereits *angeschlossenen* Erzeugern die Rede ist, wird deutlich, dass der Netzanschluss in den Erwägungsgründen als notwendige Voraussetzung für den Netzzugang angesehen wird.

Das den Mitgliedstaaten eingeräumte Ermessen in Erwägungsgrund 61 könnte sich demnach nicht auf das „ob“ eines Netzanschlussanspruchs beziehen, sondern lediglich auf die Wahl des Mittels (Möglichkeit des vorrangigen Netzzugangs oder Reservierung von Anschlusskapazitäten) beziehen. Dies würde bedeuten, dass der Netzanschlussanspruch neben dem Netzzugangsanspruch gewährleistet werden muss.

dd) Schlussfolgerungen bezüglich des Netzanschlusses

Auf Grundlage der obigen Überlegungen ist somit von dem Bestehen eines gleichzeitigen Anspruchs auf vorrangigen bzw. garantierten Netzanschluss auszugehen²⁰³. Abschließend ist noch zu beachten, dass im konkreten Fall der Offshore-Windenergienutzung konkurrierende Anlagen hinsichtlich des Netzanschlusses, also bei der Herstellung der physischen Verbindung zum Netz, rein praktisch schwer vorstellbar sind. Im Bereich der Stromerzeugung auf dem Meer sind, abgesehen vielleicht von Gezeitenkraftwerken, die ihrerseits erneuerbaren Strom

²⁰³ So im Ergebnis auch *Fouquet et al.*, Fachliche Bewertung des Umsetzungsbedarfs der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, S. 280; *Lehnert/Vollprecht*, Neue Impulse von Europa: Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, ZUR 2009, S. 307, 315.

erzeugen, derartige Konkurrenzen nicht vorhanden, zumal der Anschluss an das Gesamtnetz technisch betrachtet bereits auf der See vollzogen ist²⁰⁴. Jedenfalls die Vorrangigkeit des Netzanschlusses auf hoher See dürfte also rein praktisch eine untergeordnete Bedeutung spielen. Daher könnten selbst solche Netzanschlussmodelle im Ergebnis richtlinienkonform sein, die eine Vorrangigkeit des Netzanschlusses nicht *expressis verbis* vorsehen. Mangels Konkurrenz mit anderen Erzeugungsanlagen wird der Anspruch auf Netzanschluss in der Realität immer auch ein Anspruch auf vorrangigen Netzanschluss sein.

c) Weitere Vorgaben

Die Mitgliedstaaten haben zudem gemäß Art. 16 Abs. 2 lit. c) EE-RL dafür Sorge zu tragen, dass die Übertragungsnetzbetreiber Strom aus erneuerbaren Energiequellen auf der Grundlage transparenter und nicht diskriminierender Kriterien Vorrang gewähren, soweit der sichere Betrieb des nationalen Elektrizitätssystems dies zulässt. Wie in Erwägungsgrund 61 der EE-RL festgeschrieben ist, soll die Übertragung und Verteilung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen anhaltend gesteigert werden, ohne dass dabei die Zuverlässigkeit oder Sicherheit des Netzes beeinträchtigt wird. Art. 16 Abs. 2 S. 1 Hs. 1 und lit. c) EE-RL bringen zum Ausdruck, dass der Netzzugang im konkreten Konfliktfall der Versorgungssicherheit unterliegt²⁰⁵. Dabei müssen die Mitgliedstaaten jedoch wiederum sicherstellen, die Beschränkungen der Einspeisung erneuerbarer Energien möglichst gering zu halten (Art. 16 Abs. 2 lit. c) S. 2 EE-RL).

Weiterhin legt die Richtlinie umfassende Informationspflichten der Netzbetreiber vor Herstellung des Netzanschlusses fest, zum einen generell und zum anderen gegenüber den einzelnen Anschlusskunden²⁰⁶. Gemäß Art. 16 Abs. 3 EE-RL sind von den Netzbetreibern Standardregeln für die Übernahme und Teilung der Kosten für technische Anpassungen wie Netzanschlüsse

²⁰⁴ Vgl. exemplarisch § 17d Abs. 1 S. 3 EnWG, wonach eine Leitung nach Satz 1 (entsprechend den Vorgaben des Offshore-Netzentwicklungsplans) ab dem Zeitpunkt der Fertigstellung als Teil des Energieversorgungsnetzes gilt. Nach dem ersten Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplanes befinden sich die Netzanschlusspunkte eines OWP auf dessen Umspannplattform (S. 33), welche eine Seeplattform ist (S. 37), ergo auf der See, siehe Offshore-Netzentwicklungsplan 2013.

²⁰⁵ *Fouquet et al.*, Fachliche Bewertung des Umsetzungsbedarfs der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, S. 282 f.

²⁰⁶ *Fouquet et al.*, Fachliche Bewertung des Umsetzungsbedarfs der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, S. 281.

und Netzverstärkungen, verbesserter Netzbetrieb und Regeln für die nichtdiskriminierende Anwendung der Netzkodizes, aufzustellen und zu veröffentlichen, die wiederum auf objektive, transparente und nichtdiskriminierende Kriterien zu stützen sind. Diese in Abs. 3 genannten Kosten können gemäß Abs. 4 von den Mitgliedstaaten vollständig oder teilweise auf die Netzbetreiber übertragen werden. Art. 16 Abs. 5 EE-RL sieht zudem Informationspflichten der Netzbetreiber gegenüber den einzelnen Petenten vor. Dazu zählen ein umfassender und detaillierter Kostenvoranschlag (lit. a), ein angemessener und genauer Zeitplan für die Bearbeitung des Anschlussantrags (lit. b) und ein angemessener und indikativischer Zeitplan für jeden vorgeschlagenen Netzanschluss (lit. c).

d) Zwischenergebnis

Die Mitgliedstaaten sehen sich mit konkreten Vorgaben konfrontiert, die sie im Rahmen des ihnen verbleibenden Ermessens umzusetzen haben. Die EE-RL wurde auch für Norwegen als Mitgliedstaat des Europäischen Wirtschaftsraums für verbindlich erklärt²⁰⁷.

Die Regelungen der EE-RL bezüglich des Netzzuganges, die sich in Art. 16 Abs. 2 EE-RL finden, enthalten detaillierte Vorgaben für die Mitgliedstaaten. Neben dem ausdrücklich geregelten garantierten oder vorrangigen Netzzugang ist auch von einem garantierten bzw. vorrangigen Netzanschluss auszugehen. Die Wahl bezüglich vorrangig oder garantiert obliegt hierbei den Mitgliedstaaten, wobei die praktischen Unterschiede, wie oben dargelegt, umstritten sind. Daneben wird die Verpflichtung zur Gewährleistung der Übertragung und Verteilung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen festgeschrieben.

Die umfassenden Informationspflichten, insbesondere was die Kosten des Netzanschlusses betrifft, sollten die Planungssicherheit für neue Offshore-Windanlagen erleichtern.

Die Förderung der erneuerbaren Energien unterliegt dem Vorbehalt der Sicherheit des Elektrizitätsnetzes. Angesichts der beträchtlichen Ausbauziele der Offshore-Windkraft²⁰⁸, kommt dabei der Reduzierung von Schwankungen im Stromnetz bedingt durch die Windeinspeisung

²⁰⁷ Vgl. Beschluss des Gemeinsamen EWR-Ausschusses Nr. 162/2011 vom 19. Dezember 2011 zur Änderung von Anhang IV (Energie) des EWR-Abkommens, ABl. 2012 Nr. L 76/49.

²⁰⁸ Vgl. Anhang I A. Nationale Gesamtziele der EE-RL.

eine erhebliche praktische Bedeutung zu. Derzeit werden effizientere Windprognosemodelle entwickelt, um Unsicherheiten über die mögliche Windeinspeisung zu reduzieren²⁰⁹.

III. Regelung der Netzanbindung in den untersuchten Vergleichsstaaten

1. Deutschland

Nachdem Verzögerungen bei der Netzanbindung in Deutschland den Ausbau der Offshore-Windkraft gebremst hatten²¹⁰, wurde mit der EnWG-Novelle 2012 ein sog. „Systemwechsel“ eingeläutet. Statt Netzanbindung aufgrund individueller Netzanschlussbegehren soll nun mithilfe des Bundesfachplans Offshore eine gesamthafte und koordinierte Ausbauplanung der Offshore-Windkraft erfolgen²¹¹.

Mit dieser dritten EnWG-Novelle soll der Ausbau der Offshore-Windenergie vorangetrieben werden. Ziel ist es, die Grundlagen für eine bessere Koordination zwischen der Errichtung von Netzanbindungen und Offshore-Windparks zu schaffen, wodurch mehr Planungssicherheit entstehen soll. Des Weiteren sollen durch die neuen Entschädigungsregelung Rechtsunsicherheiten und Investitionshindernisse beseitigt und die wirtschaftliche Attraktivität von Investitionen in Offshore-Windparks und Netzanbindungen erhöht werden²¹².

a) Netzanschluss und Netzzugang

Gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 EEG sind die Netzbetreiber verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von erneuerbaren Energien unverzüglich vorrangig an ihr Netz anzuschließen. Netzanschluss bedeutet die physikalisch wirksame Anbindung an das Netz, betrifft somit die Verbindung des

²⁰⁹ Vgl. <http://www.offshore-windenergie.net/forschung-2/netze> (03.05.2013); *Sensfuss/Ragwitz/Wietschel*, Fluktuationen der Windenergie und deren Vorhersagbarkeit bei einem verstärkten Ausbau des Offshore Anteils in Deutschland bis 2020, IEWT 2003, Wien.

²¹⁰ Vgl. *Briese/Westhäuser*, 1.1 Zukunftsperspektiven und Herausforderungen der Offshore-Windenergie, in: Böttcher, Handbuch Offshore-Windenergie, S. 26; *Wiederholt/Bode/Reuter*, Rückenwind für den Ausbau der Offshore-Windenergie?, NVwZ 2012, 1207, 1207.

²¹¹ *Ruge*, Die EnWG-Novelle 2012 ist da, EnWZ 2013, 3, 3.

²¹² BT Drs. 17/11705, S. 3.

Einspeisenden mit dem Netz²¹³. Unverzüglich bedeutet im Verständnis des deutschen Zivilrechts nach § 121 BGB „ohne schuldhaftes Zögern“²¹⁴.

Zudem sind die Netzbetreiber gemäß § 8 Abs. 1 EEG verpflichtet, den gesamten angebotenen Strom aus erneuerbaren Energien unverzüglich vorrangig abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen. Dies umfasst den Transport von Energie, somit auch den Netzzugang²¹⁵.

Für Offshore-Windanlagen ist der Anspruch auf Netzanbindung speziell im EnWG geregelt. Entgegen der allgemeinen Grundsätze und der Netzanschlussregelung in § 13 EEG wird die Pflicht zur Herstellung der Netzanbindung samt deren Kosten dem Übertragungsnetzbetreiber auferlegt, in dessen Regelzone die Netzanbindung erfolgen soll²¹⁶. Zum 01.01.2013 erfolgte ein Systemwechsel vom früher in § 17 Abs. 2a EnWG geregelten individuellen Anbindungsanspruch der Offshore-Windparkbetreiber hin zu einem verbindlichen Netzentwicklungsplan²¹⁷.

aa) Frühere Rechtslage

Bislang waren die Übertragungsnetzbetreiber (§ 3 Nr. 10 EnWG) nach alter Rechtslage gemäß § 17 Abs. 2a EnWG a.F. verpflichtet, in ihrer jeweiligen Regelzone (§ 3 Nr. 30 EnWG) die Leitungen von dem Umspannwerk der Offshore-Anlage bis zu dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des nächsten Übertragungs- und Verteilernetzes bis zum Zeitpunkt der Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft zu errichten und diese zu betrei-

²¹³ *Hartmann*, in: Danner/Theobald, *Energierrecht Erg.-Lfg.* 2012, Band 1, § 17 B 1 Rn. 22; *Salje*, *Energiewirtschaftsgesetz*, vor §§ 20-28a Rn. 2.

²¹⁴ Vgl. *Fouquet et al.*, *Fachliche Bewertung des Umsetzungsbedarfs der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU*, S. 284.

²¹⁵ Zum Begriff Netzzugang vgl. BT-Drs. 15/3917, S. 59; *Hartmann*, in: Danner/Theobald, *Energierrecht Erg.-Lfg.* 2012, Band 1, § 17 B 1 Rn. 22; *Salje*, *Energiewirtschaftsgesetz*, vor §§ 20-28a Rn. 1: Der Anspruch auf Netzzugang regelt die Nutzung des Netzes für den Transport von Energie und umfasst den Erwerb eines Nutzungsrechts an einem im fremden Eigentum stehenden System von Leitungen; *Fouquet et al.*, *Fachliche Bewertung des Umsetzungsbedarfs der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU*, S. 284.

²¹⁶ *Bourwieg*, in: Britz/Hellermann/Hermes, *EnWG*, 2. Aufl. 2010, § 17 Rn. 47a.

²¹⁷ *Wiederholt/Bode/Reuter*, *Rückenwind für den Ausbau der Offshore-Windenergie?*, *NVwZ* 2012, 1207, 1208; Gemeinsame Pressemitteilung BMWi und BMU vom 29.08.2012.

ben. § 17 Abs. 2a EnWG stellte eine Sonderregelung zur Kostentragung dar, die die Projektentwickler über das EEG hinaus privilegieren wollte²¹⁸, um den Ausbau der Offshore-Windenergie voranzutreiben und etwaige Investitionshemmnisse zu beseitigen²¹⁹. Durch die gebündelte Netzanbindung mehrerer Offshore-Anlagen durch die Netzbetreiber soll die Netzanbindung volkswirtschaftlich und ökologisch sinnvoller verwirklicht werden²²⁰.

bb) Aktuelle Rechtslage

Nach dem zum 01.01.2013 erfolgten Systemwechsel bleibt der Übertragungsnetzbetreiber, in dessen Regelzone der Netzanschluss erfolgen soll, zuständig, § 17d Abs. 1 S. 1 EnWG. Gemäß § 17d Abs. 1 S. 1 EnWG hat der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber die Leitungen entsprechend den Vorgaben des Offshore-Netzentwicklungsplans zu errichten und zu betreiben. Der maßgebliche Zeitpunkt für die Anspruchsentstehung ist nunmehr aber ein verbindliches Fertigstellungsdatum der Anbindungsleitung, § 17d Abs. 2 EnWG²²¹. Auch werden in § 17d Abs. 2 S. 2 und S. 3 EnWG erstmals ausdrücklich Kooperations- und Mitteilungspflichten zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und dem OWP-Betreiber geregelt²²². Gemäß § 17d Abs. 2 S. 5 EnWG wird der bekannt gemachte Fertigstellungstermin 30 Monate vor Eintritt der voraussichtlichen Fertigstellung verbindlich.

Das Zuweisungsverfahren der errichteten Netzanbindungskapazitäten ist in § 17 Abs. 3 EnWG geregelt. Statt des bisherigen individuellen Netzanbindungsanspruchs des Windparkbetreibers besteht gemäß § 17d Abs. 3 S. 1 EnWG der Anspruch ab der Fertigstellung der Anbindungsleistung im Rahmen der von der Bundesnetzagentur im Benehmen mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) zugewiesenen Kapazität und ist nach diskriminierungsfreien Kriterien zu gewähren²²³. Der Anspruch beschränkt sich dabei auf die zugewiesene

²¹⁸ *Hartmann*, in: Danner/Theobald, Energierecht Erg.-Lfg. 2012, Band 1, § 17 Rn. 158.

²¹⁹ *Bourwieg*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2. Aufl. 2010, § 17 Rn. 47a; *Hinsch*, Netzanbindung von Offshore-Windenergieanlagen, ZNER 2009, 333..

²²⁰ *Hinsch*, Netzanbindung von Offshore-Windenergieanlagen, ZNER 2009, 333, 335.

²²¹ *Wiederholt/Bode/Reuter*, Rückenwind für den Ausbau der Offshore-Windenergie?, NVwZ 2012, 1207, 1208f.

²²² *Ruge*, Die EnWG-Novelle 2012 ist da, EnWZ 2013, 3, 4.

²²³ *Ruge*, Die EnWG-Novelle 2012 ist da, EnWZ 2013, 3, 4; Clifford Chance Newsletter vom 12.11.2012, Entwurf eines Dritten Gesetzes zur Neuordnung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften, S. 3f.

Kapazität und eine Erweiterung gemäß § 9 EEG ist gemäß § 17 Abs. 3 S. 2 EnWG ausgeschlossen²²⁴.

Verzögert sich die Fertigstellung der Anlage über den verbindlichen Fertigstellungstermin hinaus, kann die ihm zugewiesene Anbindungskapazität anderen Anlagenbetreibern zur Verfügung gestellt werden, § 17 Abs. 3 S. 3 EnWG²²⁵.

Die Bedarfsplanung von Netzanbindungen erfolgt nun in einem jährlich von den Übertragungsnetzbetreibern zu erstellenden Offshore-Netzentwicklungsplan, der in §§ 17b, 17c EnWG geregelt ist²²⁶. Gemäß § 17b Abs. 1 S. 1 EnWG legen die Übertragungsnetzbetreiber der Regulierungsbehörde jährlich zum 3. März, erstmalig zum 3. März 2013, einen gemeinsamen Offshore-Netzentwicklungsplan für die ausschließliche Wirtschaftszone der Bundesrepublik Deutschland und das Küstenmeer bis einschließlich der Netzanknüpfungspunkte an Land zusammen mit dem nationalen Netzentwicklungsplan nach § 12b zur Bestätigung vor. Der Offshore-Netzentwicklungsplan ist weitestgehend analog der Regelung zum nationalen Netzentwicklungsplan nach § 12b EnWG ausgestaltet und wird auf Grundlage des Szenariorahmens der Übertragungsnetzbetreiber nach § 12a EnWG entwickelt. Zusätzlich sind dabei auch die Vorgaben des Bundesfachplans Offshore zu beachten²²⁷. Der Bundesfachplan Offshore (früher genannt Offshore-Netzplan) ist in § 17a EnWG geregelt und enthält die räumliche Ordnung der Nutzungsinteressen in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ)²²⁸. Gemäß 17a Abs. 1 EnWG wird dieser vom BSH jährlich im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur (BNetzA) und in Abstimmung mit dem Bundesamt für Naturschutz (BfN) und den Küstenländern erstellt. Der Bundesfachplan Offshore entfaltet gemäß § 17a Abs. 5 EnWG keine unmittelbare Außenwirkung, ist jedoch verbindlich für Planfeststellungs- und Genehmigungsverfahren nach der SeeAnIV²²⁹.

²²⁴ Ruge, Die EnWG-Novelle 2012 ist da, EnWZ 2013, 3, 4.

²²⁵ Wiederholt/Bode/Reuter, Rückenwind für den Ausbau der Offshore-Windenergie?, NVwZ 2012, 1207, 1209; Ruge, Die EnWG-Novelle 2012 ist da, EnWZ 2013, S. 3, 4.

²²⁶ Wiederholt/Bode/Reuter, Rückenwind für den Ausbau der Offshore-Windenergie?, NVwZ 2012, 1207, 1208.

²²⁷ Ruge, Die EnWG-Novelle 2012 ist da, EnWZ 2013, S. 3, 5.

²²⁸ Ruge, Die EnWG-Novelle 2012 ist da, EnWZ 2013, S. 3, 5.

²²⁹ Broemel, Netzanbindung von Offshore-Windkraftanlagen, ZUR 2013, 408, 410.

Der allgemeine Anspruch auf unverzüglichem vorrangigen Anschluss aus § 5 Abs. 1 EEG wird also durch die Neuregelung für den Offshore-Bereich modifiziert²³⁰. Der Anschlussanspruch ist jetzt abhängig von dem verbindlichen Fertigstellungstermin der Anbindungsleitung nach dem Offshore-Netzentwicklungsplan. Teilweise wird dies so interpretiert, dass dem Offshore-Anlagenbetreiber dadurch der Anspruch aus § 5 Abs. 1 EEG genommen wird²³¹. Hinsichtlich des Anschlussvorrangs ist bei der Offshore-Energie jedoch anzumerken, dass dieser mangels Konkurrenz auf der See (die Anbindungsleitungen nach dem Offshore-Netzentwicklungsplan werden ja gerade für Offshore-Windanlagen errichtet) keine tragende Rolle spielt. Das Kriterium der Unverzüglichkeit wird durch die konkreten Vorgaben des Offshore-Netzentwicklungsplans und der Festlegung des verbindlichen Fertigstellungstermins konkretisiert. Während der Anspruch des § 9 EEG in § 17 Abs. 3 S. 2 EnWG ausdrücklich ausgeschlossen wird, besteht eine vergleichbare Regelung zu § 5 EEG gerade nicht. Daraus und aus der Tatsache, dass der Gesetzgeber in seiner Gesetzesbegründung das Zusammenspiel von § 5 EEG mit den Neuregelungen des § 17d Abs. 3 S.1 EnWG sehr wohl bedacht hat, lässt sich folgern, dass der Anspruch aus § 5 EEG eben nicht ausgeschlossen, sondern für den Bereich der Offshore-Windenergie lediglich modifiziert wird²³².

Bezüglich des Netzzugangs von Offshore-Anlagen sind grundsätzlich sowohl § 8 EEG als auch die Netzzugangsvorschriften der § 20 ff. EnWG einschlägig.

Gemäß § 8 EEG sind die Netzbetreiber vorbehaltlich des § 11 verpflichtet, den gesamten angebotenen Strom aus erneuerbaren Energien unverzüglich vorrangig abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen. In Fällen von Netzengpässen muss Strom aus erneuerbaren Energien zeitlich und sachlich vor sonstigem (konventionell erzeugtem) Strom abgenommen, übertragen und verteilt werden²³³. Dabei geht bereits die Abnahmepflicht weit über die Verpflichtung hinaus, Netzzugang zu gewähren²³⁴. Hier geht die Regelung vom Prinzip der sog. Gesamtabnahme aus, d.h. sämtlicher vom Anlagenbetreiber angebotener Strom muss abgenommen

²³⁰ Vgl. Gesetzesbegründung BT Drs 17/10754, S. 25.

²³¹ *Legler*, Die Novelle des EnWG zum Offshore-Ausbau: Alle Hoffnung liegt auf dem „Systemwechsel“, EWeRK 2013, 5, 8.

²³² Vgl. Gesetzesbegründung BT Drs 17/10754, S. 25.

²³³ *Cosack*, in: Frenz/Müggenborg, EEG, 2. Aufl. 2011, § 8 Rn. 9.

²³⁴ *Salje*, EEG 2012, 6. Aufl. 2012, § 8 Rn. 7.

werden. Die Abnahme umfasst alle physikalischen Vorgänge, die erforderlich sind, um den Strom von der Anlage in das Netz fortzuleiten²³⁵. Unter Übertragung versteht man gemäß der Legaldefinition aus § 3 Nr. 32 EnWG den Transport von Elektrizität über ein Höchstspannungs- und Hochspannungsverbundnetz einschließlich grenzüberschreitender Verbindungsleitungen zum Zwecke der Belieferung von Letztverbrauchern oder Verteilern²³⁶. Verteilung hingegen bedeutet Transport von Elektrizität mit hoher, mittlerer oder niedriger Spannung, um die Versorgung von Kunden zu ermöglichen²³⁷. Aufgrund dieser umfassenden Regelung für erneuerbare Energien geht § 8 EEG insoweit den Netzzugangsvorschriften des EnWG als *lex specialis* vor.

Damit besteht ein unmittelbarer, bereits aus dem Gesetz selbst folgender Anspruch des Anlagenbetreibers gegenüber dem Netzbetreiber auf Anschluss, Abnahme und ggf. Vergütung des EEG-Stroms²³⁸. Wie § 4 Abs. 1 EEG ausdrücklich klarstellt, ist das Rechtsverhältnis ein gesetzliches Schuldverhältnis, sodass die Netzbetreiber die Erfüllung ihrer Verpflichtungen nicht von dem Abschluss eines Vertrages abhängig machen dürfen²³⁹. Die nähere Ausgestaltung kann jedoch vertraglich ergänzt werden²⁴⁰.

b) Kostentragung

Gemäß § 17d Abs. 4 EnWG sind die Betreiber von Übertragungsnetzen verpflichtet, den unterschiedlichen Umfang ihrer Kosten nach Abs. 1 (Errichtung und Betreibung der Leitungen entsprechend den Vorgaben des Offshore-Netzentwicklungsplans) und nach den §§ 17a und 17b über eine finanzielle Verrechnung untereinander auszugleichen. Dabei ist § 9 Abs. 3 KWKG entsprechend anzuwenden. Dieser sieht einen Horizontalausgleich zwischen den Übertragungsnetzbetreibern vor²⁴¹. Gemäß § 9 Abs. 3 S. 1 KWKG sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, den unterschiedlichen Umfang ihrer Zuschlagszahlungen und ihrer Ausgleichs-

²³⁵ Cosack, in: Frenz/Müggenborg, EEG, 2. Aufl. 2011, § 8 Rn. 18 f.

²³⁶ Salje, EEG 2012, Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien, 6. Aufl. 2012, § 8 Rn. 8.

²³⁷ Salje, EEG 2012, Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien, 6. Aufl. 2012, § 8 Rn. 10.

²³⁸ Cosack, in: Frenz/Müggenborg, EEG, 2. Aufl. 2011, § 8 Rn. 17.

²³⁹ Cosack, in: Frenz/Müggenborg, EEG, 2. Aufl. 2011, § 8 Rn. 15.

²⁴⁰ Cosack, in: Frenz/Müggenborg, EEG, 2. Aufl. 2011, § 8 Rn. 17.

²⁴¹ Vgl. Salje, Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz 2002, 2. Aufl. 2004, § 9 Rn. 65.

zahlungen nach Maßgabe der von ihnen oder anderen Netzbetreibern im Bereich ihres Übertragungsnetzes an Letztverbraucher gelieferten Strommengen über eine finanzielle Verrechnung untereinander auszugleichen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben gemäß § 9 Abs. 3 S. 3 KWKG einen finanziellen Anspruch auf Belastungsausgleich, bis alle Übertragungsnetzbetreiber eine Belastung tragen, die dem Durchschnittswert für jede Letztverbrauchergruppe entspricht.

Betreiber von Übertragungsnetzen sind des Weiteren gemäß § 17d Abs. 4 S. 2 EnWG zum Ersatz der Aufwendungen verpflichtet, die die Betreiber von Offshore-Anlagen für die Planung und Genehmigung der Netzanschlussleitungen bis zum 17. Dezember 2006 getätigt haben, soweit diese Aufwendungen den Umständen nach für erforderlich anzusehen waren und den Anforderungen eines effizienten Netzbetriebs nach § 21 EnWG entsprechen.

Damit tragen zunächst die Übertragungsnetzbetreiber die Kosten der Netzanbindung, die untereinander bundesweit verrechnet werden und dann letztendlich über die Netznutzungsentgelte gemäß § 21 EnWG auf den Endverbraucher umgelegt werden²⁴², wie sich auch aus § 11 Abs. 2 Nr. 15 ARegV ergibt, der auf § 17d Abs. 4 EnWG verweist. Die entstandenen Kapital- und Betriebskosten können die Übertragungsnetzbetreiber über die von den Netznutzern erhobenen Netzentgelte refinanzieren, soweit diese Kosten auf einer genehmigten Investitionsmaßnahme nach § 23 Abs. 1 ARegV beruhen. § 23 Abs. 1 Nr. 5 ARegV erkennt dabei die Notwendigkeit von Investitionen für Leitungen zur Netzanbindung von OWA nach § 17 d Abs. 1 EnWG an²⁴³.

c) Haftung

Um Unsicherheiten und Finanzierungsrisiken zu minimieren, wurden zum ersten Mal klare Haftungsregelungen geschaffen. Es bestehen nun Entschädigungsansprüche für eine Störung der Netzanbindung (§ 17e Abs. 1 EnWG), für eine Verzögerung der Anbindung von Offshore-Anlagen (§ 17e Abs. 2 EnWG) und für Sachschäden an Offshore-Anlagen (§ 17g EnWG). Bei dieser Neuregelung handelt es sich um eine verschuldensunabhängige Entschädigungspflicht,

²⁴² *Rebmann/Hirschmann*, 3.2 Der Netzanschluss, in: Böttcher, Handbuch Offshore-Windenergie, S. 131.

²⁴³ *Butler/Heinickel/Hinderer*, Der Rechtsrahmen für Investitionen in Offshore-Windparks und Anbindungsleitungen, NVwZ 2013, 1377, 1380.

die mit den hohen Risiken des Offshore-Anlagenbetreibers, der aufgrund staatlicher Veranlassung und im Dienste der Allgemeinheit tätig wird, begründet wird²⁴⁴.

aa) Entschädigung bei Störungen der Anbindung von Offshore-Anlagen, § 17e Abs. 1 EnWG

Nach § 17e Abs. 1 EnWG besteht eine Entschädigungspflicht für Vermögensschäden, die der Anlagenbetreiber erleidet, wenn er aufgrund einer Störung der Anbindungsleitung nicht in das Übertragungsnetz einspeisen kann. Diese besteht ab dem elften Tag in Höhe von 90 % der nach §§ 16, 31 EEG erzielbaren Vergütung und ist verschuldensunabhängig²⁴⁵. „Sowieso“-Kosten, also solche, die dem Anlagenbetreiber auch ohne die Störung der Anbindungsleitung entstanden wären, beispielsweise bei Windstille, werden nicht ersetzt. Jedoch entfällt die Entschädigungspflicht, wenn der Offshore-Anlagen-Betreiber die Störung zu vertreten hat, § 17e Abs. 1 S. 6 EnWG²⁴⁶.

bb) Entschädigung bei Verzögerung der Anbindung von Offshore-Anlagen, § 17e Abs. 2 EnWG

Des Weiteren ist in § 17e Abs. 2 EnWG eine Entschädigungspflicht vorgesehen für den Fall, dass die Netzanbindung nicht zu dem verbindlichen Zeitpunkt der Fertigstellung der Anbindungsleitung fertiggestellt ist. Dieser Anspruch gilt frühestens ab dem elften Tag nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin, beträgt ebenfalls 90 % der nach §§ 16, 31 EEG erzielbaren Vergütung und setzt die Betriebsbereitschaft der Offshore-Anlage voraus²⁴⁷. Von einer Betriebsbereitschaft ist gemäß § 17 Abs. 2 S. 4 EnWG dann auszugehen, wenn die vollständige Errichtung der Umspannanlage gegeben ist, während hinsichtlich der Offshore-Windenergieanlage genügt, dass das Fundament errichtet und von der weiteren Herstellung der Betriebsbereitschaft zur Schadensminderung abgesehen wurde²⁴⁸.

²⁴⁴ Gesetzesbegründung, BT Drs. 17/10754, S. 26 f.; *Ruge*, Die EnWG-Novelle 2012 ist da, EnWZ 2013, 3, 6.

²⁴⁵ *Broemel*, Netzanbindung von Offshore-Windkraftanlagen, ZUR 2013, S. 408, 413.

²⁴⁶ *Broemel*, Netzanbindung von Offshore-Windkraftanlagen, ZUR 2013, S. 408, 415; *Ruge*, Die EnWG-Novelle 2012 ist da, EnWZ 2013, S. 3, 6.

²⁴⁷ *Broemel*, Netzanbindung von Offshore-Windkraftanlagen, ZUR 2013, S. 408, 413; *Ruge*, Die EnWG-Novelle 2012 ist da, EnWZ 2013, S. 3, 6.

²⁴⁸ *Broemel*, Netzanbindung von Offshore-Windkraftanlagen, ZUR 2013, S. 408, 413 f.

cc) Haftung für Sachschäden an Offshore-Anlagen, § 17g EnWG

§ 17g EnWG begrenzt die Haftung des anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreibers gegenüber den Offshore-Anlagen-Betreibern für nicht vorsätzlich verursachte Sachschäden auf insgesamt 100 Millionen Euro je Schadensereignis. Dies umfasst Sachschäden und daraus resultierende Folgeschäden an Offshore-Anlagen²⁴⁹.

dd) Belastungsausgleich, § 17f EnWG

In § 17f EnWG ist ein zweistufiger Belastungsausgleich für die Entschädigungsansprüche aus § 17e EnWG vorgesehen. Zum einen gibt es nach Abs. 1 – 4 die horizontale finanzielle Verrechnung zwischen den anbindungsverpflichteten und den nicht anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreibern. Die Verrechnung erfolgt abhängig vom Verschuldensgrad. So findet bei vorsätzlicher Verursachung der Störung oder Verzögerung kein Belastungsausgleich unter den Übertragungsnetzbetreibern statt, vgl. § 17f Abs. 2 S. 1 EnWG. Bei fahrlässiger Verursachung trägt der verantwortliche Übertragungsnetzbetreiber einen gestuften nicht ausgleichsfähigen Eigenanteil, vgl. § 17f Abs. 2 S. 2 EnWG.

Zum anderen besteht gemäß Abs. 5 – 7 die Möglichkeit, anschließend die dem Belastungsausgleich unterliegenden Kosten durch Aufschlag auf die Netzentgelte vertikal auf den Letztverbraucher abzuwälzen²⁵⁰. Gemäß § 17f Abs. 1 S. 3 EnWG ist § 9 KWKG dabei entsprechend anzuwenden. § 9 KWKG dient der gleichmäßigen Lastenverteilung aus Einspeisung und Vergütung von KWK-Strom unter Wahrung der Kontinuität der Vergütungszahlung und sieht zur Erreichung dieses Ziels einen rein finanziellen Belastungsausgleich unter den Übertragungsnetzbetreibern vor²⁵¹. Dabei ist die jährliche Mehrbelastung des Letztverbrauchers nach § 17f Abs. 5 EnWG der Höhe nach begrenzt²⁵². Dabei handelt es sich jedoch nicht um eine absolute Deckelung, da der betroffene anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber darüberhinausgehende Kosten einschließlich der Kosten für eine Zwischenfinanzierung bei

²⁴⁹ Ruge, Die EnWG-Novelle 2012 ist da, EnWZ 2013, S. 3, 6.

²⁵⁰ Ruge, Die EnWG-Novelle 2012 ist da, EnWZ 2013, S. 3, 7.

²⁵¹ Vgl. Salje, Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz 2002, 2. Aufl. 2004, § 9 Rn. 3.

²⁵² Wiederholt/Bode/Reuter, Rückenwind für den Ausbau der Offshore-Windenergie?, NVwZ 2012, 1207, 1212.

dem Belastungsausgleich in den folgenden Kalenderjahren geltend machen kann, § 17f Abs. 6 EnWG.

d) Zwischenergebnis

Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien genießen in Deutschland vorrangigen Netzanschluss und Netzzugang. Mit der dritten EnWG-Novelle wurde auf die Netzanbindungsproblematik bei Offshore-Windenergieanlagen reagiert und mit dem Offshore-Netzentwicklungsplan ein neues System eingeführt, das die Planungssicherheit erhöhen soll. Des Weiteren wurden detaillierte Haftungsregelungen aufgestellt.

2. Dänemark

Dänemark gilt als Vorreiter im Bereich der erneuerbaren Energien und versucht dieser Rolle mit ehrgeizigen Zielsetzungen gerecht zu werden²⁵³. Dabei profitiert das Land allgemein von exzellenten Ausgangsbedingungen bezüglich der Windressourcen und verfügt über ein hervorragendes Offshore-Potential, sowohl in der Nord- als auch in der Ostsee²⁵⁴.

a) Netzanschluss und Netzzugang

Gemäß § 24 Abs. 1 des Gesetzes zur Elektrizitätsversorgung Nr. 279/2012²⁵⁵ hat jeder das Recht, das kollektive Elektrizitätsversorgungsnetz zum Transport von Elektrizität gegen Bezahlung zu nutzen. § 24 Abs. 2 des Gesetzes zur Elektrizitätsversorgung Nr. 279/2012 verbietet kollektiven Elektrizitätsversorgern die unterschiedliche Behandlung oder Begünstigung einzelner Netznutzer. Betreiber von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien haben demnach einen gesetzlichen Anspruch auf Netzzugang. Der Netzzugang muss gemäß § 24 Abs. 2 des Gesetzes zur Elektrizitätsversorgung Nr. 279/2012 nach diskriminierungsfreien Kriterien gewährt werden.

²⁵³ Danish Energy Agency, Energy Policy in Denmark, December 2012, S. 8.

²⁵⁴ Poblacka et al., Integration of electricity from renewable to the electricity grid and to the electricity market – RES-INTEGRATION, National report: Denmark, December 2011, S. 12.

²⁵⁵ Das Gesetz „Lov om elforsyning“ wurde am 21.03.2012 unter der Registrierungsnr. 279 im Lovtidende A (Gesetzblatt) veröffentlicht; <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=141061> (07.03.2013).

Gemäß § 26 des Gesetzes zur Elektrizitätsversorgung Nr. 279/2012 wird der Netzanschluss nur gewährt, wenn Anlagen und Installationen die festgesetzten technischen Anforderungen und Normen erfüllen. Gemäß § 2 Abs. 2 BEK 1063/2010²⁵⁶ sind die Netzbetreiber verpflichtet, Windenergieanlagen, die die Anschlussvoraussetzungen erfüllen, den Netzanschluss zu gewähren. Dies ist der Fall, wenn die Anlage in Übereinstimmung mit dem geltenden Recht errichtet wurde, § 2 Abs. 1 BEK 1063/2010.

Gemäß 27c Abs. 5 des Gesetzes zur Elektrizitätsversorgung Nr. 279/2012 wird erneuerbaren Energien bei dem Zugang zum Elektrizitätsversorgungsnetz grundsätzlich ein vorrangiger Zugang eingeräumt. Allerdings ist die Elektrizitätserzeugung von Offshore-Windparksanlagen, wie sie in § 34 VE-Lov²⁵⁷ genannt ist, also solche Anlagen die im Ausschreibungsverfahren verwirklicht wurden, von dieser Bestimmung gemäß § 27c Abs. 12 des Gesetzes zur Elektrizitätsversorgung Nr. 279/2012 ausgenommen. Ein vorrangiger Zugang ist für die Offshore-Windenergie nicht notwendig, da Offshore-Energie sehr geringe marginale Kosten hat und damit in der Regel an erster Stelle in der Merit-Order-Kurve liegt. Offshore-Windenergie wird an der Nord-Pool-Strombörse gehandelt²⁵⁸.

Bei Beschränkungen der Einspeisung müssen konventionelle Anlagen vor den Offshore-Windparks gedrosselt werden²⁵⁹. Gemäß § 27c Abs. 5 des Gesetzes zur Elektrizitätsversorgung Nr. 279/2012 darf das Prioritätsprinzip nur aus Gründen der Netzsicherheit durchbrochen werden²⁶⁰. Der nationale dänische Übertragungsnetzbetreiber ist Energinet.dk. Er ist ein unabhängiges öffentliches Unternehmen im Eigentum des dänischen Staates und wird vom Ministerium für Klima und Energie geführt²⁶¹.

²⁵⁶ Bekendtgørelse om nettilslutning af vindmøller og pristillæg for vindmølleproduceret elektricitet (BEK 1063/2010 – Order on Grid connection of Wind Turbines and Support for Wind-generated electricity) vom 07.09.2010.

²⁵⁷ Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energien (Lov om fremme af vedvarende energi No. 1392/2008) vom 27.12.2008.

²⁵⁸ Auskunft von Frau Birr-Pedersen, DONG Energy.

²⁵⁹ Poblocka et al., Integration of electricity from renewable to the electricity grid and to the electricity market – RES-INTEGRATION, National report: Denmark, December 2011, S. 6.

²⁶⁰ Poblocka et al., Integration of electricity from renewable to the electricity grid and to the electricity market – RES-INTEGRATION, National report: Denmark, December 2011, S. 28.

²⁶¹ Poblocka et al., Integration of electricity from renewable to the electricity grid and to the electricity market – RES-INTEGRATION, National report: Denmark, December 2011, S. 14.

b) Kostentragung

Die Kostentragung für die Netzanbindung der Onshore- und Offshore-Windenergie ist detailliert in der Verordnung BEK 1063/2010 geregelt. Generell muss der Projektentwickler einer Anlage nur die Netzanschlusskosten für den Abschnitt bis zum nächsten Anschlusspunkt tragen. Dabei anfallende Zusatzkosten für die Verstärkung der Netze fallen dem Übertragungsnetzbetreiber zu. Diese Investitionen werden jedoch mittels des PSO-tariff auf jeden einzelnen Stromkunden umgelegt. Somit tragen letztlich die Verbraucher die Kosten für die Verstärkung der Netze²⁶². Gemäß § 67 des Gesetzes zur Elektrizitätsversorgung Nr. 279/2012 müssen die Betreiber von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien die Kosten des Netzanschlusses nur bis zu einer bestimmten Höchstgrenze zahlen. Hinsichtlich der Anschlusskosten einer Offshore-Windanlage ist zwischen dem Ausschreibungsverfahren und dem Open-Door-Verfahren zu unterscheiden. Es bestehen Sonderregelungen in § 30 Abs. 1 VE-Lov i. V. m. Kapitel 2 des BEK 1063/2010, die festlegen wie die Anschlusskosten zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Übertragungsnetzbetreiber aufgeteilt werden.

Für Offshore-Anlagen, die unter dem staatlichen Ausschreibungsverfahren errichtet werden, ist der dänische Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, das Umspannwerk und die Seekabel zu errichten und zu finanzieren, vgl. § 5 BEK 1063/ 2010²⁶³. Im Rahmen des „Open-Door-Verfahrens“ muss der Offshore-Anlagen-Betreiber selbst die Kosten für die Netzanbindung der Anlage bis zum nächsten Netzanschlusspunkt an Land tragen, § 6 BEK 1063/2010²⁶⁴. Die durchschnittlichen Anschlusskosten in Dänemark sind derzeit bei weitem die geringsten in der EU und machen nur 1,14% der Projektgesamtkosten aus (im Vergleich zum EU-Durchschnitt, der bei 5,1% liegt)²⁶⁵.

²⁶² *Poblocka et al.*, Integration of electricity from renewable to the electricity grid and to the electricity market – RES-INTEGRATION, National report: Denmark, December 2011, S. 22.

²⁶³ *Poblocka et al.*, Integration of electricity from renewable to the electricity grid and to the electricity market – RES-INTEGRATION, National report: Denmark, December 2011, S. 22; *Ritzen et al.*, Support mechanisms for offshore wind, April 2012, S. 17; schriftlich bestätigt von Frau Birr-Pedersen, DONG Energy.

²⁶⁴ *Ritzen et al.*, Support mechanisms for offshore wind, April 2012, S. 18; schriftlich bestätigt von Frau Birr-Pedersen, DONG Energy.

²⁶⁵ European Wind Energy Association (EWEA), WindBarriers, Administrative and grid access barriers to wind power, July 2010, S. 89.

c) Haftung

Der dänische Übertragungsnetzbetreiber garantiert für die im Bau befindlichen Offshore-Windparks Horns Rev 3 und Kriegers Flak die rechtzeitige Bereitstellung des Umspannwerks und der Kabel zur Küste. Für den Fall des verzögerten Netzanschlusses oder für Störfälle sind klare Entschädigungsregelungen getroffen worden²⁶⁶.

Im Falle der Einspeisekürzung wegen Gefährdung der Netzsicherheit sind Entschädigungszahlungen für die derzeit bestehenden bzw. sich in Planung befindlichen Offshore-Anlagen vorgesehen²⁶⁷. § 31 VE-Lov enthält Haftungsregelungen, die jeweils in Verbindung mit den Ausschreibungskonditionen stehen. § 31 Abs. 1 VE-Lov regelt die Haftung des Elektrizitätserzeugers bei nicht erfolgreicher Errichtung einer Offshore-Anlage gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber Energinet.dk. Abs. 2 regelt dagegen die Haftung von Energinet.dk für die Nichteinhaltung von Zeitvorgaben und Bedingungen des Netzanschlusses. Dabei ist jeweils eine verschuldensunabhängige Haftung für alle Folgeschäden vorgesehen. Gemäß Abs. 3 müssen sich diese Entschädigungszahlungen in Übereinstimmung mit den Vorgaben des Ausschreibungsverfahrens befinden. Meinungsverschiedenheiten hinsichtlich der Höhe der Entschädigung sind von einem Gericht zu entscheiden. §35 VE-Lov enthält Vorgaben hinsichtlich der Kompensation für Anlagenbetreiber im Falle einer Abregelung durch den Übertragungsnetzbetreiber²⁶⁸.

d) Zwischenergebnis

Das dänische System wird hinsichtlich der Netzanbindung als effizient angesehen und zeichnet sich besonders durch die niedrigen Anschlusskosten aus²⁶⁹. Ein Charakteristikum des dänischen Systems ist das Fehlen von klaren Zeitvorgaben für die Herstellung des Netzanschlusses.

²⁶⁶ Danish Energy Agency, Energinet.dk, New Offshore Tenders in Denmark, February 2013, S. 7.

²⁶⁷ *Poblocka et al.*, Integration of electricity from renewable to the electricity grid and to the electricity market – RES-INTEGRATION, National report: Denmark, December 2011, S. 27.

²⁶⁸ schriftlich bestätigt von Frau Birr-Pedersen, DONG Energy.

²⁶⁹ Vgl. European Wind Energy Association (EWEA), WindBarriers, Administrative and grid access barriers to wind power, July 2010, S. 89.

Dies hat allerdings keine negativen Auswirkungen auf die Verwirklichungsdauer der Vorhaben, da trotzdem die Zeitspanne für die Anschlussurlaubnis zu den kürzesten in der EU zählt²⁷⁰.

3. Niederlande

Wie oben bei den Förderinstrumenten schon erläutert, wird der Offshore-Windkraft in den Niederlanden derzeit keine große Bedeutung zugemessen. In ihrem Energiereport 2011 macht die Regierung deutlich, dass sie aufgrund der hohen Kosten nicht auf Offshore-Windenergie in großem Umfang setzt, sondern die Weiterentwicklung dieser Technologie abwarten will. Derzeit werden im Hinblick auf Offshore-Windkraft drei vorrangige Ziele verfolgt. An erster Stelle steht die Weiterentwicklung der Technologie besonders im Hinblick auf eine Kostenreduzierung. Des Weiteren soll die Raumplanung für die Offshore-Windenergie vorbereitet werden. Drittens soll die Rolle des Netzbetreibers TenneT bei der Errichtung der Offshore-Infrastruktur klargestellt werden²⁷¹.

Sonderregelungen oder besondere Fördermaßnahmen für den Ausbau der Offshore-Windkraft von staatlicher Seite bestehen derzeit also nicht. Um die Offshore-Windenergie in den Niederlanden dennoch voranzubringen, wurde im Jahr 2011 ein sog. „Green Deal“²⁷² zwischen der Regierung der Niederlande und dem niederländischen Windenergieverband Nederlandse Wind Energy Associatie (NWEA) geschlossen. Hauptziel ist auch hier die Kostensenkung durch gegenseitige Unterstützung und Zusammenarbeit von Politik, Verbänden und Industrie²⁷³.

a) Netzanschluss und Netzzugang

Die Netzanbindung ist im niederländischen Rechtssystem im Elektrizitätsgesetz 1998²⁷⁴ geregelt. Gemäß Art. 23 Abs. 1 i. V. m. Art. 16 Abs. 1 lit. e) Elektrizitätsgesetz 1998 ist der

²⁷⁰ Poblacka et al., Integration of electricity from renewable to the electricity grid and to the electricity market – RES-INTEGRATION, National report: Denmark, December 2011, S.17.

²⁷¹ Vgl. Ministry of Economic Affairs, Agriculture and Innovation, Energy Report 2011, S. 26 f.

²⁷² Vgl. Ministry of Economic Affairs, Agriculture and Innovation, Energy Report 2011, S. 46 f. sowie Government of the Netherlands, Green Deal, (20.08.2013).

²⁷³ Vgl. Krüger, „Green Deal“ für die Offshore-Industrie, <http://www.erneuerbarenergien.de/green-deal-fuer-die-offshore-industrie/150/406/32191/> (20.08.2013).

²⁷⁴ Das „Wet van 2 juli 1998, houdende regels met betrekking tot de productie, het transport en de levering van elektriciteit (Elektriciteitswet 1998)“ wurde im Staatsblad 1998 unter der Nr. 427 veröffentlicht; <https://zoek.officielebekendmakingen.nl/stb-1998-427.html> (11.03.2013), in der Fassung vom 17.11.2011.

Netzbetreiber verpflichtet, jedem, der einen entsprechenden Antrag auf Netzanschluss stellt, innerhalb des für ihn festgelegten Gebiets einen Anschluss bereitzustellen. Dieser vertragliche Anspruch des Anlagenbetreibers gegen den Netzbetreiber entsteht durch Abschluss des Anschlussvertrages²⁷⁵. Es besteht somit eine generelle Verpflichtung des Netzbetreibers, Energieproduzenten von sowohl konventioneller als auch erneuerbarer Energie anzuschließen²⁷⁶. Somit wird jedem Anlagenbetreiber, nicht nur Erzeugern erneuerbarer Energien, der Netzanschluss garantiert. Gemäß Art. 23 Abs. 2 Elektrizitätsgesetz 1998 ist dabei Diskriminierungsfreiheit zu gewährleisten.

Der Netzanschluss ist gemäß Art. 23 Abs. 3 Elektrizitätsgesetz 1998 innerhalb einer angemessenen Frist zu realisieren. Diese angemessene Frist gilt jedenfalls dann als überschritten, wenn der antragsgemäße Antrag nicht innerhalb von 18 Wochen nach Einreichung des Anschlussantrags realisiert worden ist und es sich entweder um einen Anschluss bis zu 10 MVA handelt (lit. a) oder um einen Anschluss für eine Produktionsanlage zur Produktion nachhaltig erzeugter Elektrizität, sofern dem Netzbetreiber billigerweise nicht angelastet werden kann, dass er den Anschluss nicht innerhalb der genannten Frist realisiert hat (lit. b).

Nach lit. b) würden Offshore-Windenergieanlagen, als Erzeugungsanlagen von erneuerbarer Energie gemäß Art. 1 Abs. 1 lit. t) und lit. u) Elektrizitätsgesetz 1998, unter diese Zeitvorgabe fallen, sofern dies für den Netzbetreiber nicht unbillig wäre. In welchen Fällen diese Ausnahmeregelung greift, ist aufgrund der hier vorliegenden Materialien nicht bestimmbar. Hinsichtlich der 10 MVA-Grenze (lit. a) würde die einzelne Offshore-Windenergieanlage (Erzeugungseinheit) unterhalb dieser Grenze liegen, ein ganzer Offshore-Windpark hingegen darüber²⁷⁷. Je nach Einordnung unterlägen Offshore-Anlagen dieser Frist oder nicht. Für

²⁷⁵ *Schachtschneider*, Renewable energy policy database and support, legal sources on renewable energy, Connection to the grid, Netherlands, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/netherlands/single/s/res-e/t/gridaccess/aid/connection-to-the-grid-28/lastp/171/> (31.05.2013).

²⁷⁶ *Spitzley et al.*, Integration of electricity from renewables to the electricity grid and to the electricity market – RES-INTEGRATION, National report: Netherlands, December 2011, S. 21.

²⁷⁷ Telefonische Auskunft von Dr.-Ing. Uwe Macharey, BET GmbH Aachen, über die Größenordnung von deutschen OWEA.

größere Anlagen gibt es somit keine verpflichtenden Zeitvorgaben²⁷⁸, sofern sie nicht lit. b) unterliegen.

Gemäß Art. 24 Abs. 1 Elektrizitätsgesetz 1998 muss der Netzbetreiber dem Antragsteller ein Angebot unterbreiten, um auf der Grundlage des von ihm betriebenen Netzes den Transport von Elektrizität zu einem Tarif sowie zu Bedingungen, die in Übereinstimmung mit den Paragraphen 5 und 6 dieses Kapitels des Elektrizitätsgesetzes stehen, vorzunehmen. Dieser Anspruch besteht gemäß Art. 24 Abs. 2 Elektrizitätsgesetz 1998 nur im Rahmen der bestehenden Kapazität. Gemäß Art. 24 Abs. 3 Elektrizitätsgesetz 1998 gilt auch hier ein Diskriminierungsverbot.

Durch die Gesetzesänderung im Jahre 2009 betreffend die Art. 23 und 24 des Elektrizitätsgesetzes 1998 wurde eine Entkopplung des Netzanschlusses und der Übertragungsgarantie vorgenommen. Vor 2009 enthielt die Anschlussvereinbarung auch Netzzugangs- und Netznutzungsregelungen, wodurch der Netzbetreiber auch für den Transport der produzierten Energie verantwortlich war. Der Netzbetreiber kann demnach jetzt einen Netzanschluss ohne Übertragungsverpflichtung anbieten²⁷⁹.

Gemäß Art. 26a Elektrizitätsgesetz 1998 ist der Netzbetreiber verpflichtet, angemessene, objektive und nichtdiskriminierende Bedingungen zugrunde zu legen. Dem Netzbetreiber ist überdies gemäß Art. 23 Abs. 2 und Art. 24 Abs. 3 Elektrizitätsgesetz 1998 beim Abschluss des Vertrags jede Form der Diskriminierung untersagt. Strom aus erneuerbaren Energien genießt beim Netzanschluss keinen Vorrang gegenüber konventionellem²⁸⁰. Jedoch soll im Falle eines Netzengpasses Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen bevorzugt behandelt werden²⁸¹. Um die Vorgaben des Art. 16 der EE-RL umzusetzen, wurde bereits im Dezember 2010 ein neuer Art. 24a Elektrizitätsgesetz 1998 beschlossen. Hierin ist nun geregelt, dass Strom aus

²⁷⁸ *Spitzley et al.*, Integration of electricity from renewables to the electricity grid and to the electricity market – RES-INTEGRATION, National report: Netherlands, December 2011, S. 23.

²⁷⁹ *Spitzley et al.*, Integration of electricity from renewables to the electricity grid and to the electricity market – RES-INTEGRATION, National report: Netherlands, December 2011, S. 21.

²⁸⁰ *Schachtschneider*, Renewable energy policy database and support, legal sources on renewable energy, Connection to the grid, Netherlands, www.res-legal.eu/search-by-country/netherlands/single/s/res-e/t/gridaccess/aid/connection-to-the-grid-28/lastp/171/ (31.05.2013); *Ragwitz et al.*, Renewable Energy Policy Country Profiles, 2011 Version FINAL, S. 226.

²⁸¹ *Ragwitz et al.*, Renewable Energy Policy Country Profiles, 2011 Version FINAL, S. 226.

erneuerbaren Energien bei Netzengpässen Vorrang gegenüber konventionellem Strom unter dem Vorbehalt der Netzsicherheit genießt²⁸². Allerdings ist diese Gesetzesänderung bislang noch nicht in Kraft getreten²⁸³.

Hinsichtlich des Netzzugangs wird erneuerbaren Energien ein garantierter Netzzugang gewährt, weswegen die niederländische Regierung keine Notwendigkeit für einen vorrangigen Netzzugang sieht²⁸⁴. Somit bestehen im niederländischen Recht sowohl ein garantierter Netzanschluss sowie ein garantierter Netzzugang für Strom aus erneuerbaren Quellen.

b) Kostentragung

Die Niederlande verfolgen einen sog. „flachen“ Kostenansatz. Demnach muss der Anlagenbetreiber nur die Kosten, die direkt auf den Anschluss der Anlage bezogen sind, und diejenigen für eine potentiell notwendige Verbindung von der Anlage zum nächstmöglichen Netzanschlusspunkt tragen²⁸⁵. Alle darüber hinausgehenden Kosten trägt der Netzbetreiber, der diese dann über die Netztarife umlegt²⁸⁶.

c) Haftung

Abgesehen von möglichen vertraglichen Verpflichtungen hat der Anlagenbetreiber keinen Anspruch auf Netzausbau, wenn seine Anlage aufgrund von fehlenden Netzkapazitäten nicht rechtzeitig angeschlossen werden kann. Es ist auch keine Entschädigung vorgesehen, falls die Anlage bereits betriebsbereit ist, aber aufgrund des fehlenden Netzanschlusses nicht einspeisen kann²⁸⁷.

²⁸² Wet van 2 december 2010 tot wijziging van de Gaswet en de Elektriciteitswet 1998, tot versterking van de werking van de gasmarkt, verbetering van de voorzieningszekerheid en houdende regels met betrekking tot de voorrang voor duurzame elektriciteit, alsmede enkele andere wijzigingen van deze wetten, Staatsblad 2010, Nr. 810, <https://zoek.officielebekendmakingen.nl/stb-2010-810.html> (20.08.2013).

²⁸³ Stand: 20.08.2013.

²⁸⁴ *Spitzley et al.*, Integration of electricity from renewables to the electricity grid and to the electricity market – RES-INTEGRATION, National report: Netherlands, December 2011, S. 30.

²⁸⁵ *Spitzley et al.*, Integration of electricity from renewables to the electricity grid and to the electricity market – RES-INTEGRATION, National report: Netherlands, December 2011, S. 25.

²⁸⁶ *Spitzley et al.*, Integration of electricity from renewables to the electricity grid and to the electricity market – RES-INTEGRATION, National report: Netherlands, December 2011, S. 25.

²⁸⁷ Vgl. *Spitzley et al.*, Integration of electricity from renewables to the electricity grid and to the electricity market – RES-INTEGRATION, National report: Netherlands, December 2011, S. 25.

d) Zwischenergebnis

In den Niederlanden werden Netzanschluss und Netzzugang von Strom aus erneuerbaren Quellen garantiert. Ein Vorrang besteht hierbei jedoch nicht. Lediglich bei Netzenspässen soll Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen bevorzugt behandelt werden. Hinsichtlich der Förderung von Offshore-Stromerzeugung werden unzureichende Netzkapazitäten als Hürde gesehen sowie im europäischen Vergleich leicht erhöhte Anschlusskosten als Problem identifiziert²⁸⁸. Als weiteres Problem kommt hinzu, dass die niederländische Regierung angesichts der derzeit vergleichsweise hohen Stromerzeugungskosten kurzfristig nicht auf die Offshore-Energie setzt, sich diese Option aber langfristig offen hält²⁸⁹.

4. Frankreich

Anders als im deutschen Recht gibt es bezüglich der Netzanbindung in Frankreich keine speziellen Regelungen für die Offshore-Windkraft, weswegen auf die generellen Vorschriften zurückzugreifen ist²⁹⁰.

a) Netzzugang und Netzanschluss

aa) Allgemeines

Die Nutzung der Netze durch Strom aus erneuerbaren Energien richtet sich in Frankreich nach dem Code de l'énergie. Nach dem in Frankreich stattfindendem Ausschreibungsverfahren für Offshore-Anlagen begründet der Zuschlag für das Elektrizitätsunternehmen Electricité de France (EDF) die Pflicht, mit dem erfolgreichen Bieter einen Vertrag über die Abnahme und Vergütung des erzeugten Stroms zu den in dem Angebot festgelegten Konditionen zu schließen²⁹¹.

Gemäß Art. L111-91 Code de l'énergie wird ein Anspruch auf Netzzugang durch den Netzbetreiber garantiert. Der dort in Abs. 1 verwendete Begriff „droit d'accès aux réseaux[...]

²⁸⁸ So European Wind Energy Association (EWEA), WindBarriers, Administrative and grid access barriers to wind power, July 2010, S. 123.

²⁸⁹ Vgl. Ministry of Economic Affairs, Agriculture and Innovation, Energy Report 2011, S. 26.

²⁹⁰ Trautmann, 3.3 Vergleich einzelner Regulierungssysteme – Deutschland und Frankreich, in: Böttcher, Handbuch Offshore-Windenergie, S. 173.

²⁹¹ Schulz/Glenz, Neue Offshore-Wind-Förderung in Frankreich, et 2012, S. 121 f.

est garanti“ umfasst sowohl den Anspruch auf Netzzugang als auch Netzanschluss²⁹². Der Netzanschluss ist Voraussetzung für den Zugang zum öffentlichen Stromnetz, bei welchem die CRE (Commission de régulation de l'énergie – Energieregulierungskommission) Transparenz und Diskriminierungsfreiheit garantiert²⁹³. Um diesen Anspruch umzusetzen, erfolgt ein Vertragsschluss zwischen dem jeweiligen Netzbetreiber und dem Netznutzer (Abs. 2).

Allgemein wird dazu ein standardisierter Vertrag (*convention de raccordement* - Netzanschlussvertrag) geschlossen, meist mit dem Verteilernetzbetreiber *Électricité Réseau Distribution France* (ERDF), selten mit dem Übertragungsnetzbetreiber *Réseau de Transport d'Électricité* (RTE)²⁹⁴. Dabei ist die Leistungsfähigkeit der Anlage ausschlaggebend. Anlagen über 12 MW werden an das Übertragungsnetz angeschlossen²⁹⁵. Im Falle von Offshore-Anlagen wird der Vertrag mit dem Übertragungsnetzbetreiber RTE geschlossen²⁹⁶. Bei Anschluss und Zugang hat der Netzbetreiber nach diskriminierungsfreien Kriterien zu verfahren, Art. L121-4 Code de l'énergie.

Ein Vorrang für erneuerbare Energien ist grundsätzlich nicht vorgesehen²⁹⁷. Ausnahmen hiervon sind im Rahmen von regionalen Regelungen für den Netzanschluss von erneuerbaren Energien nach Art. 14 des Gesetzes n°2000-108²⁹⁸ möglich²⁹⁹.

bb) Praktischer Ablauf bei Offshore-Anlagen

Der tatsächliche Netzanbindungsprozess einer Offshore-Anlage beginnt mit dem sog. technischen und finanziellen Netzanschlussvorschlag (*proposition technique et financière*),

²⁹² *Najdawi*, Renewable energy policy database and support, legal sources on renewable energy, Connection to the grid, France, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/france/single/s/res-e/t/gridaccess/aid/connection-to-the-grid-18/lastp/131/> (17.05.2013).

²⁹³ CRE, Raccordement, <http://www.cre.fr/reseaux/reseaux-publics-d-electricite/raccordement> (21.06.2013).

²⁹⁴ *Ragwitz et al.*, Renewable Energy Policy Country Profiles, 2011 version, S. 107.

²⁹⁵ *Spitzley et al.*, Integration of electricity from renewables to the electricity grid and to the electricity market – RES-INTEGRATION, National report: France, December 2011, S. 17.

²⁹⁶ *Schulz/Glenz*, Neue Offshore-Wind-Förderung in Frankreich, et 2012, 121, 124.

²⁹⁷ *Najdawi*, France, Connection to the grid, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/france/single/s/res-e/t/gridaccess/aid/connection-to-the-grid-18/lastp/131/> (17.05.2013); *Ragwitz et al.*, Renewable Energy Policy Country Profiles, 2011 version, S. 107.

²⁹⁸ Loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public d'électricité.

²⁹⁹ *Spitzley et al.*, Integration of electricity from renewables to the electricity grid and to the electricity market – RES-INTEGRATION, National report: France, December 2011, S. 22.

den der erfolgreiche Bieter nach Zuschlagserteilung von dem Übertragungsnetzbetreiber RTE einholen muss. Nach Annahme des Vorschlags wird das Projekt in eine Warteliste für die Netzanbindung aufgenommen und diejenige Netzkapazität zugeteilt, die im Rahmen der Ausschreibung reserviert wurde. Ab dem Einspeisepunkt auf See, für den der Bieter wie im deutschen Recht noch selbst zuständig ist, ist der RTE verantwortlich und führt die Netzanschlussarbeiten sowie Betrieb und Wartung der Netzanbindung durch. Die Bedingungen für den Netzanschluss des jeweiligen Windparks, die schon in der Ausschreibung angegeben sind, gibt der RTE vor³⁰⁰.

Der Netzanschlussvertrag basiert auf dem Netzanschlussvorschlag und legt unter anderem die zeitlichen Vorgaben und die Anschlusskosten fest. Der Anspruch auf Netzanschluss entsteht, wenn der Vertrag geschlossen wurde und die erste Zahlung erfolgt ist³⁰¹.

b) Kostentragung

Die Kosten für den gesamten Netzanschluss sind, im Gegensatz zu Deutschland, gemäß art. 18 loi n°2000-108 (Elektrizitätsgesetz)³⁰² von dem Offshore-Windparkbetreiber zu tragen, was deutlich erhöhte Anfangsinvestitionen zur Folge hat³⁰³. Dies erklärt auch die vergleichsweise hohen Tarife für die Einspeisevergütung, die im in Frankreich vorgenommenen Ausschreibungsverfahren³⁰⁴ durch Vorgabe eines gewissen Tarifrähmens vorbestimmt werden³⁰⁵. Im Gegenzug dürfen die durch die Netzanbindung tatsächlich angefallenen Kosten über den Strompreis an die Abnehmer durchgereicht werden³⁰⁶.

³⁰⁰ Schulz/Glenz, Neue Offshore-Wind-Förderung in Frankreich, et 2012, 121, 124.

³⁰¹ Najdawi, France, Connection to the grid, www.res-legal.eu/search-by-country/france/single/s/res-e/t/gridaccess/aid/connection-to-the-grid-18/lastp/131/ (17.05.2013).

³⁰² Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

³⁰³ Trautmann, 3.3 Vergleich einzelner Regulierungssysteme – Deutschland und Frankreich, in: Böttcher, Handbuch Offshore-Windenergie, S. 173.

³⁰⁴ Siehe oben C.II.5.a).

³⁰⁵ Trautmann, 3.3 Vergleich einzelner Regulierungssysteme – Deutschland und Frankreich, in: Böttcher, Handbuch Offshore-Windenergie, S. 170 f.

³⁰⁶ Schulz/Glenz, Neue Offshore-Wind-Förderung in Frankreich, et 2012, 121, 124.

c) Haftung

Im Falle einer verspäteten Fertigstellung kann Schadensersatz nach den allgemeinen Vorschriften gefordert werden. Hierfür muss der Anlagenbetreiber nachweisen, dass RTE die Verzögerung zu vertreten hat³⁰⁷.

d) Zwischenergebnis

Nach dem französischen Ausschreibungsmodell werden viele Fragen betreffend den Netzananschluss und Netzzugang von Offshore-Anlagen bereits in diesem aufwändigen Verfahren mitbestimmt. Ein vorrangiger Anspruch für erneuerbare Energien besteht nicht, jedoch wird gemäß art. L111-91 der Netzzugang (und der Netzananschluss) allgemein garantiert. Für den einzelnen Anlagenbetreiber richtet sich der Netzananschluss nach dem konkreten Netzananschlussvertrag mit dem RTE. Da hierbei nur Fristen für die Erstellung eines Angebots vorgegeben sind, werden also keine strikten zeitlichen Vorgaben für das gesamte Netzanbindungsverfahren gemacht³⁰⁸. Dies spricht nicht unbedingt für hohe Planungssicherheit. Hinsichtlich der Bedingungen des Netzanchlusses ist bereits die Ausschreibung maßgeblich. Diese hat der erfolgreiche Bieter zu akzeptieren sowie die Kosten selbst zu tragen³⁰⁹. Immerhin stehen diese Vorgaben von vorneherein fest und sind somit planbar.

Insgesamt hat Frankreich mit dem Ausschreibungsmodell eine andere Vorgehensweise als die anderen Vergleichsstaaten gewählt. Über die Erfolgsaussichten des französischen Systems lassen sich mangels realisierter Projekte noch keine verlässlichen Aussagen treffen, insbesondere was die Durchführung der Netzanbindung betrifft. Des Weiteren bestehen auch keine speziellen Regelungen bezüglich der Haftung bei Verzögerungen.

³⁰⁷ *Trautmann*, 3.3 Vergleich einzelner Regulierungssysteme – Deutschland und Frankreich, in: Böttcher, Handbuch Offshore-Windenergie, S. 173.

³⁰⁸ *Trautmann*, 3.3 Vergleich einzelner Regulierungssysteme – Deutschland und Frankreich, in: Böttcher, Handbuch Offshore-Windenergie, S. 173.

³⁰⁹ *Schulz/Glenz*, Neue Offshore-Wind-Förderung in Frankreich, et 2012, 121, 124.

5. Vereinigtes Königreich

Auch im Vereinigten Königreich ist ein besser koordiniertes Onshore/Offshore-Netz ein zentrales Anliegen, um Kosten zu sparen und den Anbindungsprozess zu beschleunigen³¹⁰.

a) Netzzugang und Netzanschluss

Der Anspruch auf Netzanschluss gegen den Netzbetreiber ist im Regelfall mittels eines Kontrahierungszwangs und eines daraus resultierenden vertraglichen Anspruchs auf Grundlage des Electricity Act 1989³¹¹ ausgestaltet.

Sec. 16 Abs. 1 EA 1989 i. V. m. Sec. 1.3 CUSC³¹² verpflichtet den Netzbetreiber bei entsprechendem Antrag durch den Anlagenbetreiber zum Abschluss des Netzanschlussvertrages („bilateral connection agreement“). Der Anspruch auf Anschluss entsteht mit Abschluss des Netzanschlussvertrages (Sec. 1.3 CUSC i. V. m. Schedule 2 Exhibit 1 CUSC). Die zeitlichen Vorgaben für den Anschluss richten sich nach der jeweiligen konkreten vertraglichen Ausgestaltung, sec. 2.13.4 CUSC. Ein Vorrang für erneuerbare Energien ist grundsätzlich nicht vorgesehen³¹³.

Das Zugangsverfahren zum nationalen Elektrizitätsübertragungssystem wurde vor kurzem überarbeitet und im August 2010 wurde das neue Connect and Manage regime (C&M) eingeführt, das das Wachstum erneuerbarer Energie beschleunigen soll³¹⁴. Bei der Offshore-Netzanbindung gibt es jedoch eine Besonderheit hinsichtlich des Verfahrens. Grundsätzlich läuft das Anschlussverfahren von Offshore-Anlagen annähernd gleich wie das Anschlussverfahren an das Übertragungsnetz. Der Unterschied besteht darin, dass bei der Offshore-Netzanbindung noch ein Ausschreibungsverfahren zwischengeschaltet ist³¹⁵.

³¹⁰ The Crown Estate, UK Offshore Wind Report 2012, S. 7.

³¹¹ Das Gesetz „Electricity Act 1989“ (abgekürzt: EA 1989) wurde im Vereinigten Königreich im Amtsblatt Jahrgang 1989 c. 29 veröffentlicht; <http://www.legislation.gov.uk/ukpga/1989/29/contents> (11.03.2013).

³¹² Connection and Use of System Code, www.nationalgrid.com/uk/Electricity/Codes/systemcode/contracts/ (31.05.2013).

³¹³ Tallat-Kelpšaitė, United Kingdom, Connection to the grid, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/united-kingdom/single/s/res-e/t/gridaccess/aid/connection-to-the-grid-11/lastp/203/> (06.06.2013).

³¹⁴ Binda Zane et al., Integration of electricity from renewable to the electricity grid and to the electricity market – RES-INTEGRATION, National report: Great Britain, December 2011, S. 23.

³¹⁵ Binda Zane et al., Integration of electricity from renewable to the electricity grid and to the electricity market – RES-INTEGRATION, National report: Great Britain, December 2011, S. 26.

Anders als in den meisten Ländern liegt im Vereinigten Königreich die Verantwortung für die Errichtung und den Betrieb der Offshore-Elektrizitätsübertragungseinrichtungen nicht bei dem Offshore-Anlagenbetreiber oder dem Netzbetreiber, sondern bei besonderen Offshore Transmission Owners (OFTOs)³¹⁶. Die britische Gas- und Elektrizitätsmarktbehörde Ofgem hat ein spezifisches Regelungsregime für Offshore-Übertragungsnetze erarbeitet, um eine effiziente und kostengünstige Netzanbindung für Offshore-Windkraft zu ermöglichen. Seit Juni 2009 gibt es daher ein Ausschreibungsverfahren, das den Wettbewerb und damit die Realisierung einer kostengünstigen Netzanbindung fördern soll. Von Ofgem zugelassene Unternehmen bewerben sich um Errichtungs- und Betreiberlizenzen für Netzanbindungen. Die Betreiberlizenzen werden für einen beschränkten Zeitraum von 20 Jahren vergeben³¹⁷.

Dabei wird zwischen Übergangsprojekten (Transitional Projects) und fortdauernden Projekten (Enduring Projects) unterschieden. Erstere sind solche Projekte, bei denen die Netzanbindung zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der neuen Regelung bereits im Bau war oder bestimmte Vorleistungen erbracht waren. Bei letzteren handelt es sich um Projekte, die noch nicht verwirklicht sind und daher der OFTO gegebenenfalls auch die Errichtung und Beschaffung der Netzanbindung übernehmen kann³¹⁸. Je nach Vereinbarung zwischen den Parteien, kann entweder der OFTO, also der Gewinner des Ausschreibungsverfahrens, oder der Offshore-Anlagen-Entwickler die Netzanbindung errichten, wobei letzterer diese Aufgabe dann später an den erfolgreichen OFTO weiterreichen würde³¹⁹.

b) Kostentragung

Die Kosten für den Anschluss haben die Benutzer, also die Anlagenbetreiber, zu tragen (sec. 19 Abs. 1 EA 1989), indem sie sog. Anschlussgebühren (connection charges), die in Übereinstimmung mit den Vorgaben des Anschlussvertrags und weiteren Vorgaben des CUSC, an den Netzbetreiber (the Company) zahlen, sec. 2.14.1 CUSC. Gemäß sec. 14.2.1 CUSC dienen die

³¹⁶ KPMG, Offshore Transmission: An Investor Perspective, December 2012, S. 8.

³¹⁷ KPMG, Offshore-Windparks in Europa, Marktstudie 2010, S.32.

³¹⁸ KPMG, Offshore Transmission: An Investor Perspective, December 2012, S. 8.

³¹⁹ Binda Zane et al., Integration of electricity from renewable to the electricity grid and to the electricity market – RES-INTEGRATION, National report: Great Britain, December 2011, S. 26.

Anschlussgebühren dazu, die Kosten zu decken, die dem Netzbetreiber durch den Anschluss entstehen, wobei dieser eine angemessene Rendite erhält³²⁰.

c) Haftung

Die Anlagenbetreiber haben einen Anspruch auf Anschluss gegen den Netzbetreiber, der normalerweise verpflichtet ist, Netzanschlussverträge abzuschließen. Der Anschlussanspruch entsteht also mit dem Netzanschlussvertrag. Das C&M System garantiert dem Anlagenentwickler weiterhin den Zugang zum nationalen Netz und ein Entschädigungssystem³²¹. Ansprüche auf pauschalierten Schadensersatz (liquidated damages) für verzögerte Fertigstellung der Offshore-Anbindung müssen im jeweiligen Errichtungsvertrag (construction agreement) vorgesehen sein. Ist der OFTO für den Bau verantwortlich, so haftet er dem Anlagenbetreiber gegenüber aus Vertrag mit Ausnahme von Fällen höherer Gewalt oder Verschulden des Anlagenbetreibers. Ist der Anlagenbetreiber selbst für die Errichtung der Anbindungsleitung zuständig, so kann er Schadensersatz nur dann verlangen, wenn die Verzögerung auf den Onshore-Netzbetreiber zurückzuführen ist. Bei beidseitiger Verzögerung bestehen keine Schadensersatzansprüche. Die Regelungen zum Schadensersatz finden sich in Paragraph 4 und Anhang K des STC Schedule 9, sowie im CUSC Offshore Construction Agreement (paragraph 4 and Appendix K)³²².

d) Zwischenergebnis

Die Besonderheit im System des Vereinigten Königreichs liegt darin, dass für die Offshore-Netzanbindung ein gesondertes Ausschreibungsverfahren zwischengeschaltet ist.

An diesem Verfahren wird kritisiert, dass keine klaren Haftungsregelungen für Verzögerungen bei Errichtung der Netzanbindung durch den OFTO bestehen, was ein erhöhtes Risiko für den

³²⁰ Vgl. *Binda Zane et al.*, Integration of electricity from renewable to the electricity grid and to the electricity market – RES-INTEGRATION, National report: Great Britain, December 2011, S. 47.

³²¹ *Binda Zane et al.*, Integration of electricity from renewable to the electricity grid and to the electricity market – RES-INTEGRATION, National report: Great Britain, December 2011, S. 27.

³²² Schriftliche Auskunft von Jon Parker, Ofgem.

Anlagenentwickler bedeute. Ofgem verweist jedoch darauf, dass der Anlagenentwickler aus dem jeweiligen Netzanschlussvertrag Schadensersatzansprüche geltend machen könnte³²³.

6. Schweden

a) Netzanschluss und Netzzugang

In Schweden sind die Bedingungen des Netzanschlusses und des Netzzugangs im Stromgesetz „Ellag 1997:857“³²⁴ geregelt. Der zuständige Netzbetreiber ist durch seine Netzkonzession verpflichtet, Energieerzeugungsanlagen zu angemessenen Bedingungen an die Leitung und an das Netz innerhalb seines Gebietes anzuschließen, Kap. 3 § 6 Abs. 1 und § 7 Abs. 1 Ellag 1997:857. Gemäß Kap. 3 § 9 Ellag 1997:857 muss der Netzbetreiber als Konzessionsinhaber den Strom auf fremde Rechnung zu angemessenen Bedingungen transportieren.

Was den Ablauf betrifft, so hat der Anlagenbetreiber bei dem Netzbetreiber einen Antrag auf Anschluss zu stellen. Danach schließen die beiden Parteien eine Netzanschlussvereinbarung³²⁵. Der Übertragungsnetzbetreiber muss Netzanschlussanträge gemäß Kap. 4 § 11 Ellag 1997:857 innerhalb einer angemessenen Zeit bearbeiten und gemäß Kap. 4 § 12 Ellag 1997:857 einen Zeitplan für die Umsetzung vorlegen. Die Netzanbindung muss nach diskriminierungsfreien Kriterien erfolgen, ein Vorrang für erneuerbare Energien ist nicht vorgesehen³²⁶. Das genaue Verfahren des Netzanschlusses ist im Grid Code (NÄT 2009 N) festgelegt³²⁷.

³²³ Binda Zane et al., Integration of electricity from renewable to the electricity grid and to the electricity market – RES-INTEGRATION, National report: Great Britain, December 2011, S. 32.

³²⁴ Das Gesetz Ellag 1997:857 wurde am 20.11.1997 unter SFS-Nr. 1997:857 in der Svensk Författningssamling veröffentlicht; http://www.riksdagen.se/sv/Dokument-Lagar/Lagar/Svenskforfattningssamling/Ellag-1997857_sfs-1997-857/ (11.03.2013).

³²⁵ Pobłocka, Sweden, Connection to the grid, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/sweden/single/s/res-e/t/gridaccess/aid/connection-to-the-grid-3/lastp/199/> (07.06.2013).

³²⁶ Pobłocka, Sweden, Connection to the grid, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/sweden/single/s/res-e/t/gridaccess/aid/connection-to-the-grid-3/lastp/199/> (07.06.2013).

³²⁷ Pobłocka et al., Integration of electricity from renewable to the electricity grid and to the electricity market – RES-INTEGRATION, National report: Sweden, S. 17.

b) Kostentragung

Die Kosten der Netzanbindung werden vom Übertragungsnetzbetreiber Svenska Kraftnät über Netznutzungsentgelte an die Projektentwickler weitergegeben³²⁸. Dieser Netztarif wird in Kap. 1 § 5 Ellag 1997:857 definiert als Gebühren und sonstige Bedingungen für die Übertragung von Strom sowie für den Anschluss an eine Leitung oder das Leitungsnetz und muss gemäß Kap. 5 § 1 Ellag 1997:857 objektiv und nichtdiskriminierend sein.

Was die Entwicklung und Verstärkung des Netzes betrifft, bestehen keine speziellen Vorgaben zur Kostentragung. Es wird dabei auf den Grundsatz zurückgegriffen, dass derjenige, der davon profitiert, auch die Kosten zu tragen hat und dies von Fall zu Fall entschieden wird³²⁹. Was die Höhe der Netzanschlusskosten betrifft, schneidet Schweden mit nur 1 % der Gesamtprojektkosten im EU-Vergleich am besten ab³³⁰.

c) Haftung

Hinsichtlich der Haftung für Verzögerungen der Netzanbindung konnten keine Anhaltspunkte für bestehende gesetzliche Regelungen gefunden werden. Auch über vertragliche Regelungen hierzu in den jeweiligen Netzanschlussvereinbarungen oder die Handhabung derartiger Fälle in der Praxis ist nichts bekannt. Es ist deshalb davon auszugehen, dass allgemeine zivilrechtliche Haftungsregelungen greifen.

d) Zwischenergebnis

Die Netzanschlussdauer liegt in Schweden ungefähr im EU-Durchschnitt. Da das Elektrizitätssystem in Schweden verschiedene Ebenen umfasst (nationale, regionale und lokale Netze) und diese Aufteilung zu einer Zuweisung jeder Windenergieanlage je nach Leistung zu einer dieser Ebenen führt, verkompliziert dies die ersten Schritte zum Netzzugang³³¹.

³²⁸ KPMG, Offshore-Windparks in Europa, Marktstudie 2010, S. 36.

³²⁹ *Pobłocka et al.*, Integration of electricity from renewable to the electricity grid and to the electricity market – RES-INTEGRATION, National report: Sweden, S. 20.

³³⁰ So European Wind Energy Association (EWEA), WindBarriers, Administrative and grid access barriers to wind power, July 2010, S. 138.

³³¹ European Wind Energy Association (EWEA), WindBarriers, Administrative and grid access barriers to wind power, Juli 2010, S. 138; Einteilung wie folgt: Windkraftanlagen unter 10 MW lokales Netz, darüber bis mehrere 100 MW regionales Netz, darüber hinaus nationales Netz.

Ein Vorrang für erneuerbare Energien ist nicht vorgesehen, jedoch muss die Netzanbindung diskriminierungsfrei erfolgen. Die Kosten dafür trägt der Projektentwickler.

7. Norwegen

In Norwegen existieren derzeit keine speziellen Vorschriften, die die Netzanbindung von Offshore-Windkraft-Anlagen betreffen³³².

International betrachtet ist Norwegen nicht nur durch den gemeinsamen Zertifikatehandel mit Schweden verbunden, sondern auch im Rahmen des europäischen Leitungsausbaus gut vernetzt. So gibt es mit NORD.LINKs und NorGer bereits zwei Projekte zur Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) durch die Nordsee zwischen Norwegen und Deutschland³³³. Auch mit dem Vereinigten Königreich ist ein derartiges Projekt von dem norwegischen Übertragungsnetzbetreiber Statnett und dem britischen National Grid in Planung³³⁴.

a) Netzanschluss und Netzzugang

In Norwegen werden die Voraussetzungen der Netzanbindung im Energiegesetz LOV 1990-06-29 nr 50³³⁵ und in der Energieverordnung FOR 1990-12-07 nr 959³³⁶ geregelt. Der Netzbetreiber ist gemäß § 3 - 4 Abs. 1 Energiegesetz verpflichtet, Erzeugungsanlagen an sein Netz anzuschließen. Diese Verpflichtung umfasst gegebenenfalls auch den Netzausbau, § 3 - 4 Abs. 1 Energiegesetz³³⁷. Der Netzbetreiber ist gemäß § 3 - 4 Abs. 2 Energieverordnung verpflichtet, einen Zeitplan für die Vornahme des Netzanschlusses aufzustellen. Gemäß § 6 - 1 Abs. 3 Energieverordnung muss der Netzbetreiber sich gegenüber den Beteiligten am

³³² *Ritzen et al.*, Support mechanisms for offshore wind, April 2012, S. 54.

³³³ *Wemdzio/Roßegger/Ramin*, Rechtliche Rahmenbedingungen bei der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung in der Ausschließlichen Wirtschaftszone am Beispiel der Kabelverbindung NorGer, NuR 2012, 239,.

³³⁴ Statnett, Annual Report 2012 English, S. 9.

³³⁵ Energiegesetz, LOV 1990-06-29 nr 50: Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven).

³³⁶ Energieverordnung, FOR 1990-12-07 nr 959: Forskrift om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energilovforskriften).

³³⁷ Vgl. Norwegian Water Resources and Energy Directorate, Annual Report 2011, The Norwegian Energy Regulator, June 2012, S. 21.

Strommarkt neutral und laut NVE auch diskriminierungsfrei verhalten³³⁸. Auch in Norwegen ist eine vorrangige Netzanbindung für erneuerbare Energien nicht vorgesehen³³⁹.

b) Kostentragung

Laut NVE können die Netzbetreiber die Netzanschluss - und Netzausbaukosten von dem Kunden, also hier dem Anlagenbetreiber, verlangen. Kosten, die nicht auf diese Weise gedeckt werden, werden über höhere Netztarife auf die Verbraucher umgelegt³⁴⁰.

c) Haftung

Über eventuelle gesetzliche oder vertragliche Haftungsregelungen liegen derzeit keine Informationen vor. Im Falle des Fehlens spezieller Vorschriften hierzu, kann in der Regel auf die allgemeinen zivilrechtlichen Haftungsregelungen zurückgegriffen werden.

d) Zwischenergebnis

Auch in Norwegen ist kein Vorrang erneuerbarer Energien bei der Netzanbindung vorgesehen. Die Kosten dafür werden auf die Anlagenbetreiber und die Verbraucher abgewälzt.

IV. Zusammenfassung

Nach der Darstellung der rechtlichen Rahmenbedingungen in den Vergleichsstaaten hinsichtlich der Netzanschluss- und Netzzugangsbedingungen für die Nutzung der Offshore-Windkraft lässt sich zunächst feststellen, dass auch in diesem Bereich eine sehr heterogene Ausgestaltung der nationalen Regelungen vorliegt. Eine Bewertung der verschiedenen nationalen Regelungen wird erschwert durch die kontinuierlichen Änderungen und Anpassungen und mangelnde Erfahrungswerte über die Erfolgsaussichten der verschiedenen Systeme. Schon bei den

³³⁸ Norwegian Water Resources and Energy Directorate, Annual Report 2011, The Norwegian Energy Regulator, June 2012, S. 11.

³³⁹ *Pobłocka*, Norway, Connection to the grid, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/norway/single/s/res-e/t/gridaccess/aid/connection-to-the-grid-10/lastp/379> (13.06.2013).

³⁴⁰ Norwegian Water Resources and Energy Directorate, Annual Report 2011, The Norwegian Energy Regulator, June 2012, S. 25; *Pobłocka*, Norway, Connection to the grid, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/norway/single/s/res-e/t/gridaccess/aid/connection-to-the-grid-10/lastp/379/> (13.06.2013).

grundsätzlichen Regelungen des Netzanschlusses und Netzzugangs variiert die Regelungsdichte zwischen den Vergleichsstaaten erheblich. Zudem ist eine trennscharfe Abgrenzung der Begriffe „Zugang“ und „Anschluss“ mangels verlässlicher juristischer Übersetzungen nicht immer möglich.

a) Vorrang und Garantie

Von den sieben untersuchten Vergleichsstaaten sehen lediglich zwei einen Vorrang von erneuerbaren Energien vor. In Deutschland legt das EEG grundsätzlich sowohl einen vorrangigen Netzanschluss als auch einen vorrangigen Netzzugang fest. Auch in Dänemark wird erneuerbaren Energien grundsätzlich ein vorrangiger Zugang zum Elektrizitätsversorgungsnetz eingeräumt. Dies betrifft jedoch nicht die Offshore-Windanlagen, die im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens verwirklicht werden, da hierbei die Netzanbindung bereits garantiert wird. In Deutschland wird der vorrangige Anschluss durch den neu eingeführten verbindlichen Offshore-Netzentwicklungsplan für den Bereich der Offshore-Windkraft modifiziert, wobei die Vorrangregelung mangels Konkurrenz keine tragende Rolle spielt, zumal der Anschluss nunmehr nach den Vorgaben des Offshore-Netzentwicklungsplans verbindlich vorgegeben ist³⁴¹.

In den anderen Ländern ist kein Vorrang von erneuerbaren Energien vorgesehen. Dafür wird der Netzanschluss normalerweise unter den üblichen (technischen) Voraussetzungen garantiert. Meist wird der Netzbetreiber gesetzlich zum Abschluss eines Netzanschlussvertrages mit dem Antragssteller verpflichtet, der dann ab Vertragsschluss einen vertraglichen Anspruch gegen den Netzbetreiber hat. Dies ist in den Niederlanden, Frankreich, im Vereinigten Königreich und in Schweden der Fall. Dabei sind in der Regel Diskriminierungsfreiheit und/oder Neutralität/Objektivität ausdrücklich vorgeschrieben (so in Deutschland, Dänemark, Niederlande, Frankreich, Schweden, Norwegen, wohl auch im Vereinigten Königreich³⁴²).

³⁴¹ Siehe oben D.III.1.a).

³⁴² So zumindest *Tallat-Kelpšaitė*, United Kingdom, Connection to the grid, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/united-kingdom/single/s/res-e/t/gridaccess/aid/connection-to-the-grid-11/lastp/203/> (21.06.2013).

b) Zeitvorgaben

Die Durchführung der Netzanbindung unterliegt oftmals Zeitvorgaben. In Deutschland ist die Nennung eines voraussichtlichen Fertigstellungstermins durch den Übertragungsnetzbetreiber festgeschrieben, der dann 30 Monate vor dem voraussichtlichen Termin verbindlich wird. Dabei sind jedoch auch die verbindlichen Vorgaben des Offshore-Netzentwicklungsplanes einzuhalten. In den Niederlanden wird die Einhaltung einer angemessenen Frist verlangt, wobei die Angemessenheit näher beschrieben wird, aber letztlich offen bleibt bzw. Rückausnahmen vorsieht. Im Vereinigten Königreich und Frankreich ergeben sich eventuelle Zeitvorgaben aus dem jeweiligen Netzananschlussvertrag. In Schweden und Norwegen muss der Netzbetreiber einen Zeitplan für die Umsetzung des Netzan Anschlusses vorlegen. Dagegen fehlen in Dänemark jegliche verbindliche Zeitvorgaben, was in der Praxis keine negativen Auswirkungen auf die Verwirklichungsdauer hat (s.o.).

Bei starren oder verbindlichen Zeitvorgaben wird gelegentlich die Gefahr gesehen, dass das eigentliche Ziel der Beschleunigung nicht erreicht wird, weil der zeitliche Rahmen von vorneherein in diesen Fällen großzügig abgesteckt wird, um eventuelle Entschädigungszahlungen bei Nichteinhaltung zu vermeiden oder dass andere Schlupflöcher offen bleiben, die eine Hinauszögerung ermöglichen³⁴³. Dennoch sind zeitliche Vorgaben und verbindliche Absprachen für die Planungssicherheit von großer Bedeutung. Wie sich aus den unterschiedlichen nationalen Regelungen ersehen lässt, hat jedes nationale System eine spezifische Ausgestaltung getroffen, deren Qualität und Effektivität sich wohl erst nach der Durchführung von Projekten beurteilen und vergleichen lässt.

c) Kostentragung

Was die Kostentragung der Errichtung der Offshore-Netzanbindung betrifft, so ist hier meistens zunächst der Übertragungsnetzbetreiber in der Pflicht. Dieser kann aber die ihm so entstandenen Kosten regelmäßig weiterreichen. So werden in Deutschland und in den Niederlanden die Kosten auf den Endverbraucher umgelegt. In Schweden und im Vereinigten Königreich

³⁴³ Vgl. *Binda Zane et al.*, Integration of electricity from renewable to the electricity grid and to the electricity market – RES-INTEGRATION, National report: Great Britain, December 2011, S. 33.

werden die Kosten über Netznutzungsentgelte bzw. Anschlussgebühren an die Projektentwickler weitergereicht. In Dänemark ist zwischen dem Ausschreibungsverfahren und dem open-door-Verfahren zu unterscheiden. Während bei ersterem der Übertragungsnetzbetreiber in der Pflicht ist, trägt bei letzterem der Anlagenbetreiber die Kosten für die Offshore-Netzanbindung. In Frankreich trägt der Anlagenbetreiber die Netzanschlusskosten, die jedoch letztlich wiederum über den Strompreis an die Abnehmer durchgereicht werden. In Norwegen kann der Netzbetreiber primär die Netzkosten vom Anlagenbetreiber verlangen, die übrigen Kosten werden dann über höhere Netztarife auf die Verbraucher umgelegt.

d) Haftung

Im Bereich der Haftung für Verzögerungen der Netzanbindung haben sich beispielsweise Deutschland und Dänemark für klare, gesetzlich festgelegte und verschuldensunabhängige Entschädigungsregelungen entschieden. In Dänemark sind dabei auch die Vorgaben des jeweiligen Ausschreibungsverfahrens mit einzubeziehen.

Das französische System kennt keine speziellen Haftungsregelungen. Es kann Schadensersatz nach den allgemeinen Vorschriften gefordert werden. Auch in den Niederlanden ist keine spezielle Entschädigung vorgesehen. Im Vereinigten Königreich werden Schadensersatzansprüche nur durch entsprechende vertragliche Regelungen gewährt. Die Aufnahme solcher Regelungen zum pauschalierten Schadensersatz (liquidated damages) in die jeweiligen Verträge ist deshalb von großer Bedeutung.

Bezüglich der übrigen Länder kann aufgrund fehlender Informationen keine Aussage getroffen werden. Bei Fehlen von speziellen Haftungsregeln greifen in der Regel die allgemeinen zivilrechtlichen Haftungsregeln des jeweiligen nationalen Rechts.

e) Sonstiges

Nicht in allen Vergleichsstaaten gibt es Sonderregelungen für die Netzanbindung von Offshore-Anlagen. Deutschland stellt damit eher eine Ausnahme dar. In den Ländern, in denen ein Ausschreibungsverfahren vorgesehen ist, werden im Zuge dessen oft schon (einzelne) Fragen der Netzanbindung mitbestimmt (so etwa in Dänemark, Frankreich, Vereinigtes Königreich).

Das Vereinigte Königreich hat als einziges untersuchtes Land ein Ausschreibungsverfahren für Errichtung und Betrieb der Offshore-Netzanbindung zwischengeschaltet und geht damit einen eigenen Weg. Diese Vorgehensweise soll die Netzanbindung durch stärkeren Wettbewerb kostengünstiger machen.

f) Fazit

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass das schwierige und bedeutende Thema der Netzanbindung von Offshore-Anlagen in den verschiedenen Vergleichsstaaten höchst unterschiedliche Behandlung erfahren hat. Im Zusammenspiel mit den ebenso heterogenen Förderinstrumenten zeichnet sich kein „Königsweg“ ab. Jedes Land arbeitet individuell an Verbesserungen seines Systems und versucht, mehr oder weniger engagiert, bestehende Hemmnisse abzubauen.

In den Ländern, die als Fördermodell ein Ausschreibungsverfahren eingeführt haben, werden viele Fragen der Netzanbindung schon im Zuge dessen automatisch mit geregelt³⁴⁴. Dies ist sicherlich vorteilhaft für die Planungssicherheit der Beteiligten und die Koordination des Offshore-Netzausbaus insgesamt. Jedoch kann ein vergleichbarer Effekt auch mit anderen Instrumenten erzielt werden, wie beispielsweise dem deutschen Offshore-Netzentwicklungsplan, der gerade darauf abzielt, eine gesamthafte und koordinierte Ausbauplanung zu schaffen und dadurch die Planungssicherheit zu erhöhen.

E. Schlussbetrachtung

Im Mittelpunkt dieses Vorhabens steht die Analyse der rechtlichen Rahmenbedingungen für die Offshore-Windkraftherzeugung in ausgewählten europäischen Vergleichsstaaten. Gegenstand der rechtsvergleichenden Betrachtung sind die beiden Hauptthemenkomplexe Förderinstrumente und Netzanschluss- und Netzzugangsfragen. Diese sind stets auch vor dem Hintergrund der europarechtlichen Vorgaben zu sehen.

³⁴⁴ Siehe oben.

I. Förderinstrumente

Schon bei den Förderinstrumenten findet sich eine ganze Bandbreite an Gestaltungsmöglichkeiten des Fördersystems. Die EE-RL lässt den Staaten dabei viel Spielraum und beschränkt sich hauptsächlich auf die Festsetzung bestimmter Ziele. Wie diese verbindlichen Ziele erreicht werden, ist Sache der Mitgliedsstaaten. Daneben gibt die EE-RL den Staaten kooperative Mechanismen zur grenzüberschreitenden Kooperation und Förderung der erneuerbaren Energien zur Hand, ohne dass nationale Förderregelungen beeinträchtigt werden. Auch stellt die Richtlinie den Staaten frei, darüber zu entscheiden, inwiefern sie inländisch erzeugte erneuerbare Energien gegenüber im Ausland erzeugten erneuerbaren Energien bevorzugt behandeln wollen.

Hinsichtlich der Art des Förderinstruments lassen sich drei Hauptmodelle identifizieren. Diese sind das System der fixen Einspeisevergütung, die Einspeiseprämie und das Quotenmodell mit Zertifikathandel. Diese Förderinstrumente werden teilweise durch ein Ausschreibungsverfahren komplettiert, das zum einen den Zugang zum konkreten Förderinstrument beschränkt oder auch strategisch-planerische Aspekte umfasst.

Das System der fixen Einspeisevergütung findet sich in Deutschland, Frankreich und in Dänemark im Rahmen des open-door-Verfahrens. Eine Einspeiseprämie wird in Dänemark für die Gewinner der Ausschreibungen gewährt, ist auch in Deutschland seit dem EEG 2012 eine Option und in den Niederlanden das gewählte Fördersystem.

Quotenmodelle mit Zertifikathandel finden sich im Vereinigten Königreich, Schweden und Norwegen. Die dabei ausgegebenen grünen Zertifikate sind nicht mit den Herkunftsnachweisen nach Art. 15 EE-RL zu verwechseln.

Unter den untersuchten Vergleichsstaaten finden sich vier, die sich eines Ausschreibungsverfahrens bedienen. In Frankreich stellt das Ausschreibungsverfahren einen eigenständigen Fördermechanismus neben dem Einspeisevergütungssystem dar, wobei tatsächlich nur das Ausschreibungsverfahren für die Offshore-Förderung Relevanz besitzt. In Dänemark besteht das Ausschreibungsverfahren ebenfalls neben dem weniger relevanten open-door-Verfahren, das

keine Ausschreibung voraussetzt. Das Ausschreibungsverfahren regelt viele genehmigungsrechtliche Fragen mit und gewährt dem Gewinner der Ausschreibung den Zugang zur im Verfahren festgelegten Prämienzahlung. In den Niederlanden setzt man auf ein preisgetriebenes Ausschreibungsverfahren, das ausschließlich der Vergabe von Fördermitteln und nicht genehmigungsrechtlichen Fragen dient. Das Vereinigte Königreich bedient sich der Ausschreibungen als Steuerungsinstrument für den Ausbau der Offshore-Windkraft. Zusätzlich werden auch die Errichtung und der Betrieb der Offshore-Netzanbindungen ausgeschrieben, um Wettbewerb zu erzielen und damit Kosten zu senken.

Wie sich bereits aus dieser knappen Zusammenfassung erkennen lässt, existieren hauptsächlich Mischformen. Jedes System bringt neben Vorteilen auch Nachteile mit sich. Während fixe Einspeisetarife einerseits als verlässlich und wenig risikobehaftet angesehen werden, wird die fehlende Marktintegration bemängelt. Das Quotenmodell zeichnet sich gerade durch diese Marktnähe aus, ist für Investoren jedoch risikobehaftet. Als schwierig gestaltet sich bei beiden Modellen die Ermittlung der Förderhöhe bzw. der Quotenbestimmung.

Hinsichtlich der Ausschreibungsmodelle ist die konkrete Ausgestaltung von entscheidender Bedeutung, beispielsweise ob bereits genehmigungsrechtliche Aspekte in diesem Verfahren mitentschieden werden oder nicht. Ausschreibungsverfahren kurbeln zwar den Wettbewerb an und erhöhen den Preisdruck. Jedoch bestehen Zweifel, ob dieses Modell für eine umfassende Erschließung geeignet ist.

Bei der konkreten rechtlichen Ausgestaltung des jeweiligen Förderinstruments lassen sich wiederum einige Besonderheiten identifizieren.

Bei Einspeisevergütungsmodellen ist hinsichtlich der Selektivität bemerkenswert, dass nur in Deutschland ein freier Zugang zu den Fördermitteln gegeben ist. Auch das dänische open-door-Verfahren ist frei zugänglich, jedoch aufgrund der geringen Vergütung derzeit unattraktiv. In den Niederlanden, Frankreich und Dänemark (Ausschreibungsverfahren) bleibt der Zugang zum Fördersystem den Gewinnern der Ausschreibung vorenthalten.

Die Ausschreibung kann verschiedene Ziele erreichen. In Dänemark wird im Ausschreibungsverfahren die individuelle Förderhöhe ermittelt und gleichzeitig eine Planungs- und Baugenehmigung sowie Betriebsgenehmigung erteilt. Die Umweltverträglichkeitsprüfung führt Übertragungsnetzbetreiber Energinet.dk durch. In Frankreich wird das Ausschreibungsverfahren dazu genutzt, gezielt den Kapazitätsausbau voranzutreiben, zudem werden die Förderhöhe und die Begrenzung des Ausbauvolumens festgelegt. In den Niederlanden dient das Ausschreibungsverfahren ausschließlich der Ermittlung der Vergütungshöhe. Im Vereinigten Königreich hingegen hat das Ausschreibungsverfahren keinen Einfluss auf die Vergütungshöhe, die ausschließlich über den Zertifikatehandel erfolgt, sondern wird als Steuerungsinstrument eingesetzt.

Bei der Ausgestaltung der rechtlichen Beziehung zwischen Förderberechtigtem und Förderverpflichtetem ist zwischen gesetzlichen und vertraglichen Ansprüchen zu differenzieren. Während in Deutschland ein gesetzliches Schuldverhältnis vorliegt, gibt es in Dänemark einen gesetzlichen Anspruch mit inhaltlicher Ausgestaltung im Ausschreibungsverfahren. Das französische System sieht einen vertraglichen Vergütungsanspruch vor. In den Niederlanden gibt es das Fördermodell mit öffentlich-rechtlicher Sonderverbindung.

Bei den Ländern mit Quotenmodell existiert naturgemäß kein direkter Zahlungsanspruch, sondern der Anspruch auf Erteilung eines handelbaren Zertifikates. Aufgrund des gemeinsamen Zertifikatehandels weisen das schwedische und norwegische Modell große Ähnlichkeiten auf. Das Vereinigte Königreich vergibt technologiespezifische Zertifikate. Bei der Vergabe der Zertifikate ist stets eine staatliche Institution involviert.

Ein sehr interessanter Aspekt ist, dass in allen Ländern mit Ausnahme der Niederlande die Verbraucher letztendlich die Kosten für die Förderung im Rahmen des jeweiligen Systems tragen.

Die Förderdauer ist in allen Ländern begrenzt und beträgt höchstens 15 oder 20 Jahre. Die Vergütungshöhe ist vom jeweiligen System abhängig, insbesondere spielen die Bedingungen des Ausschreibungsverfahrens eine wichtige Rolle und variieren. Bei den Quotenmodellen wird die Förderhöhe auf dem Markt bestimmt. Eine gezielte Anpassung der Vergütungshöhe

ist demnach nur in den Einspeisevergütungsmodellen möglich. Jedoch wird bei den Quotensystemen durch die Quotenverpflichtung auf die Nachfrage Einfluss genommen.

II. Netzanschluss- und Netzzugangsbedingungen

Hinsichtlich der Netzanschluss- und Netzzugangsbedingungen sind zunächst wieder die europäischen Vorgaben zu beachten. Art. 16 EE-RL enthält detaillierte Vorgaben für die Mitgliedstaaten bezüglich Netzzugang, Netzbetrieb, Netzanschluss und diesbezüglichen Mitteilungs- und Informationspflichten. In Art 16 Abs. 2 lit. b) EE-RL ist ein vorrangiger oder garantierter Netzzugang für EE vorgeschrieben. Von einem garantiertem oder vorrangigem Netzanschluss ist auszugehen, wie sich aus obigen Ausführungen ergibt. Von den sieben untersuchten Vergleichsstaaten sehen nur zwei einen Vorrang erneuerbarer Energien vor, nämlich Deutschland und Dänemark. In den übrigen Staaten wird der Netzanschluss unter den üblichen technischen Voraussetzungen garantiert.

Was Zeitvorgaben für die Umsetzung der Netzanbindung betrifft, finden sich wiederum verschiedenste Ausgestaltungen. Während in Deutschland ein verbindlicher Fertigstellungstermin festgelegt wird, ergeben sich in Frankreich und im Vereinigten Königreich eventuelle Zeitvorgaben aus dem Netzanschlussvertrag. In Schweden und Norwegen ist der Netzbetreiber verpflichtet, einen Zeitplan vorzulegen. In den Niederlanden ist die Einhaltung einer angemessenen Frist gesetzlich vorgeschrieben.

Hinsichtlich der Kostentragung ist zunächst meistens der Übertragungsnetzbetreiber in der Pflicht, wobei dieser die Kosten für die Errichtung der Offshore-Anbindung regelmäßig weiterreichen kann. In Deutschland und in den Niederlanden zahlt der Endverbraucher, in Schweden und im Vereinigten Königreich der Projektentwickler. In Dänemark trägt im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens der Übertragungsnetzbetreiber die Kosten, beim open-door-Verfahren der Anlagenbetreiber selbst. In Frankreich trägt der Anlagenbetreiber zunächst selbst die Kosten, die er dann über den Strompreis an die Abnehmer weiterreicht. In Norwegen wird zunächst der Anlagenbetreiber in die Pflicht genommen und dann auf zweiter Stufe die Verbraucher.

Gesetzliche Haftungsregelungen gibt es nur in Deutschland und Dänemark. Im Vereinigten Königreich wird auf vertragliche Regelungen zurückgegriffen. In den übrigen Ländern gibt es keine Sonderregelungen, sodass in der Regel auf allgemeine zivilrechtliche Haftungsregelungen zurückgegriffen werden muss.

Insgesamt ist auffallend, dass im Bereich der Netzanschluss- und Netzzugangsregelungen nur wenige speziell auf die Offshore-Windkraft zugeschnittene Vorschriften existieren. In den Ausschreibungsverfahren werden solche Fragen jedoch oft mitgeregelt. Eine Besonderheit findet sich im britischen System, das als einziges ein Ausschreibungsverfahren für die Offshore-Anbindung zwischenschaltet. Die Netzanbindungsfragen sind immer auch im Zusammenspiel mit den dazugehörigen Fördermechanismen zu betrachten. Insgesamt ist die Ausgestaltung sehr heterogen.