

DEUTSCHER BUNDESTAG
Ausschuss für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit
15. WP

Ausschussdrucksache 15(15)240*

Öffentliche Anhörung am 8. März 2004

zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen SPD
und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN
- Drucksache 15/2327 -

Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts
der Erneuerbaren Energien im Strombereich (EEG)

unverlangte Stellungnahmen

auf den Fragenkatalog der Fraktionen SPD, CDU/CSU,
BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP

Inhalt

unverlangte Stellungnahme

von Herrn Rechtsanwalt Dr. jur. Jörg
Niedersberg
Fachanwalt für Verwaltungsrecht

Erstellt im Auftrag des
Wirtschaftsverbandes Windkraftwerke e.V. (WWV)

2

unverlangte Stellungnahme

des Wirtschaftsverbandes Windkraftwerke e.V.
(WWV)

53

**Stellungnahme zum Regierungsentwurf eines
Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der
Erneuerbaren Energien im Strombereich**

von

Dr. jur. Jörg Niedersberg

Rechtsanwalt

Fachanwalt für Verwaltungsrecht

Erstellt im Auftrag des

Wirtschaftsverbandes Windkraftwerke e.V. (WVW)

Stellungnahme zum Regierungsentwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich

I. Einleitung

II. Aufbau des Gesetzes

1. Allgemein
2. Begriffsbestimmungen
 - a. Der Begriff der „Anlage“
 - b. Der Begriff der „Inbetriebnahme“
 - c. Der Begriff der „Neuherstellung“
 - d. Der Begriff der „Leistung“

III. Abnahme-, Übertragungs- und Vergütungspflicht

1. Allgemein
2. Der Begriff des „Vorrangs“
3. Einvernehmliche Regelung zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber
4. Feststellung der kürzesten Entfernung zum Standort und technische Eignung des Netzes
5. Verpflichtung des Netzbetreibers zum wirtschaftlich zumutbaren Netzausbau
6. Abgrenzung zwischen notwendigem Netzausbau und Anschluss der WEA
7. Allgemeine Vergütungspflicht gemäß § 5 EEG-E
8. Einschränkung der Vergütungspflicht gemäß § 5 EEG-E

IV. Vergütung von Strom aus Windenergie

1. Grundsätzliche Regelung in § 10 Abs. 1 EEG-E
2. Besondere Regelung für sog. Repowering-Anlagen
3. Ausschluss bestimmter Standorte von der Vergütungspflicht
-die „65%-Regelung“-
4. Einspeisevergütung für Offshore-WEA
5. Ausschlussgebiete
6. Degressionsregelung
7. Exkurs: Einspeisevergütung außerhalb des EEG

V. Gemeinsame Vorschriften

1. Keine Verpflichtung zum Abschluss einer vertraglichen Regelung
2. Dauer der Mindestvergütungen
3. Gesetzliches Aufrechnungsverbot
4. Messung und Abrechnung bei gemeinsamen Anlagen

VI. Netzkosten

1. Abgrenzung zwischen Netzausbaukosten und Kosten des Anschlusses der WEA
2. Durchführung von Messungen und Abrechnung

VII. Herkunftsnachweis

VIII. Doppelvermarktungsverbot

IX. Clearingstelle

X. Übergangsbestimmungen

XI. Zusammenfassung

Stellungnahme zum Regierungsentwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich

I. Einleitung

Das Bundeskabinett hat am 17.12.2003 den Entwurf der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)¹ beschlossen. Die Novellierung des EEG dient sowohl der notwendigen Umsetzung der Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27.09.2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt² als auch der Präzisierung und notwendigen Klarstellung der bisherigen, teilweise unbefriedigenden rechtlichen Situation.

Der Verfasser hatte im Auftrage des Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V. (VDMA) und des Wirtschaftsverband Windkraftwerke e.V. (VWV) im Oktober 2002 ein Rechtsgutachten zu den Schwachstellen des EEG für den Bereich der Windenergienutzung erstellt. Ziel dieses Gutachtens war es u.a. „ausgehend von den praktischen Problemen bei der Anwendung des EEG, Schwachstellen des Gesetzes aufzuzeigen und konkrete Lösungsvorschläge bei der Auslegung des Gesetzes bzw. für eine zukünftige Novellierung des EEG“ zu unterbreiten. Die Bundesregierung hat mit dem jetzt vorgelegten Entwurf (*RegE*) nach Erstellung des Erfahrungsberichtes auf verschiedene im Auftrage des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit durchgeführten Untersuchungen verschiedener Institute sowie Untersuchungen von dritter Seite und

¹ Vgl. das „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)“ vom 01.04.2000, BGBl. 2000, I. S. 305 ff.

² Vgl. ABl. EG Nr. L 283 S. 33, zuletzt geändert durch die Beitrittsakte vom 16.04.2003 (ABl. EU Nr. L 236 S. 586).

„Erkenntnisse von Verbänden, Unternehmen, verschiedenen gesellschaftlichen Gruppen und Einzelpersonen“ reagiert.

Nachfolgend soll der vorgelegte *RegE* in seinen maßgeblichen Regelungen für den Bereich der Windenergienutzung dargestellt und auch vor dem Hintergrund der seinerzeit vorgelegten Schwachstellenanalyse untersucht werden, inwieweit dem Novellierungs- und Klarstellungsbedarf ausreichend Rechnung getragen worden ist bzw. ob und an welcher Stelle darüber hinaus noch Änderungsbedarf besteht.

II. Aufbau des Gesetzes

1. Allgemein

Der vorgelegte *RegE* ist gegenüber dem gegenwärtigen EEG bereits im Umfang deutlich erweitert worden und umfasst nunmehr statt der bisherigen 12 jetzt 22 Paragraphen. Hierbei stellen allerdings nur die Bereiche „Transparenz“ (§ 15 *EEG-E*), Herkunftsnachweis (§ 17 *EEG-E*), „Doppelvermarktungsverbot“ (§ 18 *EEG-E*) und „Verbraucherschutz“ (§ 19 *EEG-E*) eigenständige neue gesetzliche Regelungen dar. Der übrige *RegE* basiert auf der jetzigen Regelung des EEG und stellt überwiegend eine Präzisierung und Klarstellung der bisherigen gesetzlichen Regelung dar.

2. Begriffsbestimmungen

Im Gegensatz zum jetzigen EEG stellt der *RegE* in § 3 *EEG-E* sinnvollerweise einen Katalog von Begriffsdefinitionen voran. Offenkundig vor dem Hintergrund der in der Vergangenheit nicht selten aufgetretenen unterschiedlichen Begrifflichkeiten sowohl auf Seiten der

Einspeiser als auch der Netzbetreiber sah sich die Bundesregierung veranlasst, die maßgeblich wichtigsten Begriffe im Zusammenhang mit der Einspeisung regenerativer Energien im Gesetz in Form von Legaldefinitionen festzulegen und damit von Anfang an ein mögliches Streitpotential zu verhindern. Diese Entscheidung, die im Übrigen bei einer Vielzahl von Gesetzen insbesondere mit einem technischen Bezug zu finden ist, ist zu begrüßen.

a. Der Begriff der „Anlage“

Die in der Vergangenheit streitige Frage, ob bereits die Inbetriebnahme der ersten von z.B. fünf WEA eines Windparks die höhere Vergütungsstufe für den gesamten Windpark sichert, oder ob erst alle fünf WEA in dem betreffenden Jahr ans Netz gegangen sein müssen, beantwortet der *RegE* nunmehr zwar eindeutig, aber im Ergebnis nicht überzeugend.

§ 3 Abs. 2 EEG-E lautet insoweit wie folgt:

„Anlage ist jede selbständige technische Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas. Mehrere Anlagen zur Erzeugung von Strom aus gleichartigen Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas, die im Geltungsbereich des Gesetzes errichtet und mit gemeinsamen für den Betrieb technisch erforderlichen Einrichtungen oder baulichen Anlagen unmittelbar verbunden sind, gelten als eine Anlage, soweit sich nicht aus den §§ 6 - 12 etwas anderes ergibt; nicht für den Betrieb technisch erforderlich sind insbesondere Wege, Netzanschlüsse, Mess-, Verwaltungs- und Überwachungseinrichtungen³⁴.“

In der Begründung des *RegE* heißt es wörtlich:

³ Vgl. Begründung, BT, S. 7, 8.

„Vor diesem Hintergrund ist es praktisch nicht vorstellbar, dass mehrere WEA eine Anlage darstellen, da es in der Regel an gemeinsamen betrieblichen Einrichtungen fehlen wird.“

Der *RegE* hat sich damit auch gegen Stimmen in der Literatur⁵ ausgesprochen, die eine solche Gesamtbetrachtung im Zusammenhang mit dem maßgeblichen Begriff einer „Anlage“ vorgeschlagen hatten. Der ursprüngliche, nicht beschlossene Regierungsentwurf vom 18.11.2003 enthielt demgegenüber diese Einschränkung nicht. Dieser lautete in Satz 2 vielmehr wie folgt: „Mehrere Anlagen zur Erzeugung von Strom aus gleichartigen Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas, die im Geltungsbereich dieses Gesetzes errichtet und mit gemeinsamen betriebstechnischen Einrichtungen oder Bauwerken verbunden sind, gelten als eine Anlage (gemeinsame Anlage), soweit sich nicht aus den §§ 6-12 etwas anderes ergibt.“

Diese gemeinsamen betriebstechnischen Einrichtungen sind im Falle der Errichtung eines Windparks, z.B. in Form eines gemeinsamen Umspannwerkes oder auch gemeinsamer Messeinrichtungen tatsächlich vorhanden.

Demgegenüber nimmt der *RegE* diese Gegebenheiten nicht zur Kenntnis bzw. „löst“ die Problematik durch eine gesetzliche Fiktion, wonach bestimmte technische Einrichtungen nicht für den Betrieb der Anlagen technisch erforderlich sein sollen.

Der noch im Regierungsentwurf vom 18.11.2003 benutzte Begriff der „gemeinsamen Anlage“ findet sich auch in § 1 Abs. 3 der 4. BImSchV. Danach ist eine solche gemeinsame Anlage gegeben, wenn verschiedene Einzelanlagen in einem „engen räumlichen und betrieblichen Zusammenhang“ stehen. Ein solcher Zusammenhang ist

⁵ Vgl. Salje, zur Abrechnung von EEG-Strom aus Windparks im Lichte des § 9 Abs. 2 EEG, S. 12 ff.; Weißferdt, Ausführung der Abrechnungsmessung bei WEA unter Anwendung des EEG § 7 in Verbindung mit § 9, ZNER 2003, S. 16 ff.

insbesondere gegeben, wenn die Anlagen auf demselben Betriebsgelände liegen, mit gemeinsamen Betriebseinrichtungen verbunden sind und sie einem vergleichbaren technischen Zweck dienen.

Diese Systematik des Gesetzgebers im Zusammenhang mit der Genehmigungserteilung nach dem BImSchG wird durch die Regelung in § 3 Abs. 2 EEG-E missachtet.

Darüber hinaus steht § 3 Abs. 2 EEG-E in einem Widerspruch sowohl zu der jetzigen Regelung in § 9 Abs. 2 Satz 2 EEG als auch der Regelung in § 12 Abs. 5 EEG-E, die beide die Gesamtanlage als „eine Anlage“ behandeln, soweit es um die Berechnung der Einspeisungsvergütung geht.

Aus tatsächlichen, systematischen und auch praktischen Gründen sollte der *RegE* daher dahingehend geändert werden, dass zurückgehend auf den ursprüngliche Regierungsentwurf vom 18.11.2003 der letzte Halbsatz in § 3 Abs. 2 EEG-E wieder gestrichen wird, und gleichzeitig in der Begründung eine entsprechende Klarstellung erfolgt.

b. Der Begriff der „Inbetriebnahme“

An anderer Stelle war darauf hingewiesen worden, dass es in der Vergangenheit im Hinblick auf die zentrale Bedeutung des Zeitpunktes der Inbetriebnahme für die gesetzliche Höhe der Einspeisungsvergütung nicht selten zu Behinderungen durch die Netzbetreiber bei der Verwirklichung eines zeitnahen Netzanschlusses gekommen war. Der *RegE* greift diese Problematik auf und definiert in § 3 Abs. 4 EEG-E den Begriff der Inbetriebnahme neu. § 3 Abs. 4 EEG-E lautet nunmehr wie folgt⁶:

„Inbetriebnahme ist die erstmalige Inbetriebsetzung der Anlage aufgrund ihrer technischen Bereitschaft zur Stromerzeugung nach

⁶ Vgl. Schwachstellenanalyse, S. 48 ff.

Herstellung einer Anlage oder nach deren Erneuerung, sofern die Kosten der Neuerung mindestens 50 % der Kosten einer Neuherstellung der gesamten Anlage betragen⁷.“

Nach der Begründung zum *RegE* ist für die erstmalige Inbetriebsetzung ausreichend, „dass der Anlagenbetreiber das seinerseits Erforderliche getan hat“. Hierzu gehört insbesondere, dass die Anlage die technischen Voraussetzungen für die erstmalige Einspeisung in das Netz nach den anerkannten Regeln erfüllt. Außerdem muss die Anlage alle allgemein anerkannten technischen sowie die gesetzlichen Anforderungen für einen Dauerbetrieb einhalten. Ausdrücklich soll es auf einen Probetrieb oder eine Mitwirkung des Netzbetreibers zur Bestimmung des Zeitpunktes der Inbetriebnahme nicht mehr ankommen, „um willkürliche Verzögerungen auszuschließen“. Dieses Verständnis des Begriffs der „Inbetriebnahme“ geht – zugunsten des Antragstellers – sehr weit und stellt rechtsdogmatisch eine Fiktion dar. Denn im eigentlichen technischen Sinne handelt es sich nicht um eine „Inbetriebnahme“, sondern um die Schaffung der technischen Voraussetzungen für die „technische Inbetriebnahme“. Diese neue Begriffsdefinition im Gesetz dürfte aber in Zukunft den beschriebenen Streit zwischen Netzbetreibern und Einspeisern deutlich verringern, wenn auch nicht gänzlich vermeiden können. So ist etwa denkbar, dass erst durch ein Gutachten geklärt werden kann, ob die WEA im maßgeblichen Zeitpunkt, d.h., am 31. eines Jahres, tatsächlich unter Einhaltung aller maßgeblichen Vorschriften in der Lage war, Energie einzuspeisen. Gleichwohl ist die im *RegE* vorgesehene Begriffsbestimmung im Ergebnis zu begrüßen, weil die in der Vergangenheit oftmals fehlende Kooperationsbereitschaft einzelner Netzbetreiber zum Jahreswechsel ihre „projektgefährdende“ Bedeutung verlieren wird.

⁷ Dem gegenüber sollte nach dem Referentenentwurf vom 01./12.08.2003 als Inbetriebnahme noch „das erstmalige Anbieten von Strom zur Einspeisung erforderlich sein“.

c. Der Begriff der „Neuherstellung“

Im Zusammenhang mit der Reaktivierung und teilweise Erneuerung von WEA ist es bereits in der jüngsten Vergangenheit zu Meinungsverschiedenheiten darüber gekommen, wann eine wesentliche Erneuerung einer WEA vorliegt, mit der Konsequenz, dass diese WEA bzgl. der Höhe der Einspeisungsvergütung als Neuanlage behandelt wird. Nach dem jetzigen § 2 Abs. 3 EEG liegt eine wesentliche Erneuerung vor, wenn „die Kosten der Erneuerung mindestens 50 v. H. der Kosten einer Neuinvestition der gesamten Anlage betragen“. In der praktischen Anwendung stellen sich dabei regelmäßig drei Fragen:

- Welche Kosten gelten als Kosten einer Reaktivierung oder Erneuerung?
- Welche Kosten gelten als Kosten einer vergleichbaren Neuinvestition?
- Welche Einspeisevergütung erhalten Anlagen an einem „neuen“ Standort mit Erneuerungskosten kleiner als 50 % einer Neuinvestition?

Der *RegE* beantwortet diese maßgeblichen Fragen nur im Ansatz. Wörtlich heißt es in der Begründung:

„Im Gegensatz zur Versetzung einer Anlage wirkt sich eine wesentliche Erneuerung einer Anlage vorbehaltlich des § 6 Abs. 2 auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme aus. Eine wesentliche Erneuerung liegt vor, wenn die Kosten der Erneuerung der Anlage mindestens 50 % der Kosten einer Neuinvestition der erneuerten Gesamtanlage betragen. Abzustellen ist dabei auf die Kosten der Neuherstellung, der Stromerzeugungseinheit einschl. sämtlicher technisch für den Betrieb erforderlicher Einrichtungen und baulicher Anlagen. In diesem Fall gilt die Anlage mit dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der wesentlichen Erneuerung als neu in Betrieb genommen.“

Zunächst ist festzuhalten, dass sinnvollerweise als Kosten der Erneuerung oder Reaktivierung einer WEA alle Kosten gelten sollten, die dem Zweck der Erneuerung mit erneuter Inbetriebnahme dienen. Hierzu zählen insbesondere:

- Demontagekosten einschl. Kran- und Transportkosten
- Gutachterkosten
- Planungs- und Genehmigungskosten
- Reparatur- und Erneuerungskosten von Nebeneinrichtungen
- Erschließungskosten für einen neuen Standort

Hierzu zählen also nicht:

- Restwert oder Kaufpreis der Altanlage

Zu den zu berücksichtigenden Kosten sollten also auch die Kosten der Erschließung eines neuen Standortes gehören, weil damit auch das Investieren in die Erneuerung von Nebenanlagen, wie Fundament, Trafo- und Übergabestation, Kabel- und Wegebau „honoriert“ wird.

Mit der gesetzlichen Formulierung und der zitierten Begründung können zwar sämtliche technisch notwendigen Anlagen und Anlagenteile mit umfasst werden. Die genannten Gutachter-, Planungs- und Genehmigungskosten wären aber zumindest nicht eindeutig erfasst.

Die Begründung zum *RegE* enthält hierzu keine eindeutige Aussage. Bzgl. der vergleichbaren Regelung in § 5 Abs. 1 Ziff. 3 KWK-Gesetz 2002 hat sich der Gesetzgeber demgegenüber in der Begründung eindeutig geäußert. Danach sind die Kosten für z.B. Planungs- und Genehmigungsaufwand sowie die Bauaufwendungen bei einem sogenannten Modernisierungsaufwand von Altanlagen zu

berücksichtigen⁸. Zur Vermeidung von zukünftigen Streitigkeiten sollte daher der *RegE* mit einer entsprechenden Klarstellung ergänzt werden.

Bzgl. der ebenfalls gestellten Frage, welche Kosten konkret als Kosten einer vergleichbaren Neuinvestition gelten, gibt die Gesetzesbegründung keinen Aufschluss. Als Kosten einer vergleichbaren Neuinvestition können nach diesseitiger Auffassung nur die Kosten einer vergleichbaren Neuanlage (soweit erhältlich), oder einer damals fabrikneuen Anlage ab Oberkante Fundament inkl. werkseitiger Fundamenteinbauteile inkl. Montage gelten. Hinzuzurechnen sind ggf. die Erneuerungskosten für Nebeneinrichtungen (wie Fundament, Trafo- und Übergabestation, Kabel- und Wegebau) sowie Erneuerungskosten für die Planung, Genehmigung und Einholung von Gutachten. Hierzu zählen immer:

- Turm
- Maschinenkopf
- Flügel
- Fundamenteinbauteile
- Montage der vorgenannten Teile

Hierzu zählen nur in dem Umfang, wie von einer Erneuerung betroffen:

- Herstellungs- und Anschaffungskosten von Nebeneinrichtungen wie Fundament, Trafo- und Übergabestation
- Kabel- und Wegebau
- Erschließungskosten des Standortes

Als Begründung ist hier auszuführen, dass die vergleichbare Neuinvestition auf die Kosten einer fabrikneuen Anlage ab Oberkante Fundament insoweit begrenzt wird, wie auch nur dieser Teil einer Erneuerung unterzogen wird. So bleibt das Erreichen der Kosten einer

⁸ Vgl. BT-Drs 14/7024, S. 12, Einzelbegründung zu § 5, unter Anhang I, S. 472; ebenso Salje,

50%-igen Neuinvestition noch realistisch. Gleichzeitig werden Herstellungs- und Anschaffungskosten von Nebeneinrichtungen in dem Maße mit berücksichtigt, wie sie erneuert werden.

Eine volle Einbeziehung aller Kosten in die vergleichbare Neuinvestition würde den Anteil der fabrikneuen Anlage ggf. auf bis zu 50 % der Gesamtinvestition reduzieren und somit eine Erneuerung dieser Anlage ab Oberkante wirtschaftlich unsinnig machen.

Eine Berücksichtigung aller "ursprünglichen" Herstellungs- und Anschaffungskosten von Nebeneinrichtungen ist insbesondere bei einem Standortwechsel wenig sinnvoll, weil kaum praktikabel, schwer zu ermitteln und abzugrenzen. Diese Kosten sind oft sehr standortspezifisch (Gutachten und Genehmigungen, Pfahlgründungen, Rodungen, Wegebau, Kabelverlegung mit Eigentumsübergang an das EVU, Grundstückskauf, etc.).

Ferner bietet diese Regelung für die Erschließung neuer Standorte mit erneuerten WEA einen gewissen Investitionsanreiz und wird somit dem Ziel des EEG gerecht, den Ausbau der regenerativen Energieerzeugung zu fördern.

Der *RegE* sollte sich daher zu den konkret zu berechnenden Kosten in seiner Begründung äußern.

Eine Anregung wäre, die vergleichbare Neuinvestition auf die Kosten einer fabrikneuen Anlage ab Oberkante Turm zu begrenzen, weil der Turm wie auch die Nebeneinrichtungen zum langlebigen Teil der Gesamtinvestition zu rechnen sind. Eine Erneuerung wird sich in den weitaus meisten Fällen auf den Maschinenkopf samt Flügel erstrecken.

Soweit die Erneuerungskosten kleiner als 50 % einer Neuinvestition bleiben, verbleibt es bei der grundsätzlichen Aussage des § 7 Abs. 1 EEG. Danach wird die Einspeisevergütung eindeutig mit der Anlage und nicht mit dem Standort in Beziehung gesetzt, d.h., das bloße Versetzen einer Anlage bleibt auf die Einspeisevergütung ohne Auswirkung. Dies bleibt auch zukünftig so.

Wörtlich heißt es in der Begründung hierzu :

„Unerheblich für die Bestimmung des Zeitpunktes der Inbetriebnahme ist, ob die Anlage zu einem spätern Zeitpunkt versetzt wird. Für die Dauer und Höhe des Vergütungsanspruches ist auch nach einer Versetzung das Datum der erstmaligen Inbetriebnahme maßgeblich.“

Dies bedeutet: Sowohl das spätere Versetzen einer WEA an einen anderen Standort als auch die Reaktivierung bzw. Erneuerung der alten WEA – soweit die 50%-ige Quote nicht erreicht wird – bleiben auf die Höhe der Einspeisungsvergütung ohne Einfluss.

Insgesamt bleibt zum Begriff der „Neuherstellung“ festzuhalten, dass der *RegE* die praktischen Problembereiche leider nur im Ansatz gesehen und in der Begründung angesprochen hat. Zur Vermeidung von zukünftigen Meinungsverschiedenheiten im Zusammenhang mit dem Begriff der „Neuherstellung“ sollte insoweit im Laufe des Gesetzgebungsverfahrens eine Klarstellung erfolgen.

d. Begriff der „Leistung“

Es ist zu begrüßen, dass der *RegE* den Begriff der Leistung i.S.d. Gesetzes nunmehr definiert hat. Leistung einer Anlage ist danach die elektrische Wirkleistung, die die Anlage bei bestimmungsgemäßem Betrieb ungeachtet kurzfristiger, geringfügiger Abweichungen ohne zeitliche Einschränkung am Verknüpfungspunkt mit dem Netz technisch erbringen kann.

II. Abnahme-, Übertragungs- und Vergütungspflicht

1. Allgemein

Gem. § 3 Abs. 1 EEG sind die Netzbetreiber verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom nach § 2 EEG an ihr Netz anzuschließen, den gesamten angebotenen Strom aus diesen Anlagen vorrangig abzunehmen und zu vergüten. Dieses Pflichten-Trias ist in dem vorliegenden *RegE* in die §§ 4, 5 *EEG-E* aufgeteilt und teilweise modifiziert worden. Die Umsetzung der Richtlinie 2001/77/EG erfordert diese Aufteilung der Verpflichtungen in Netzanschluss, Abnahme sowie Übertragung einerseits (§ 4 *EEG-E*) sowie Vergütung (§ 5 *EEG-E*) andererseits, weil die Richtlinie den Begriff der Erneuerbaren Energien weiter fasst als die bisherige Definition des EEG. Für diesen regenerativ erzeugten Strom gilt zukünftig auch die Verpflichtung zum Netzanschluss, zur Abnahme und zur Übertragung, nicht aber die Pflicht zur Vergütung.

2. Der Begriff des „Vorrangs“

Im Rahmen der Schwachstellenanalyse⁹ war darauf hingewiesen worden, dass es im Zusammenhang mit der Prüfung der Frage der technischen Möglichkeit der Einspeisung regenerativer Energien zunehmend auf das Rangverhältnis zu konventionell erzeugter Energie ankommt. Gleichzeitig war festgehalten worden, dass auf „der Grundlage der jetzigen gesetzlichen Regelung unter Beachtung des Vorrangprinzips regenerativ erzeugte Energie auch dann abzunehmen und zu vergüten ist, wenn dies nur durch eine gleichzeitige Beendigung bestehender Lieferverträge mit konventionell betriebenen Kraftwerken möglich ist“. Diese klare Vorrangstellung für regenerative Energien gelte

⁹ Vgl. Schwachstellenanalyse, S. 22 ff.

daher erst recht in den Fällen, in denen z.B. das „in Rede stehende Kraftwerk durch ein Stadtwerk selbst im Wege der Kraft-Wärme-Kopplung betrieben wird“.

Der *RegE* folgt dieser Auffassung im Ansatz und stellt fest:

„Zukünftig sind als Folge der Richtlinie 2001/77/EG die Abnahme- und Übertragungsverpflichtung – und nicht wie nach altem Recht lediglich die Abnahme – vorrangig zu erfüllen. Der Anschluss muss unverzüglich vorgenommen werden. Der Netzbetreiber muss also die Anlagen ohne schuldhaftes Zögern an sein Netz anschließen, anderenfalls kann ein Schadensersatzanspruch nach § 280 BGB entstehen. Aus dem Merkmal vorrangig ergibt sich dabei, dass sich ein Netzbetreiber nicht darauf berufen kann, dass ihm eine Abnahme oder Übertragung des Stroms aus Erneuerbaren Energien nicht möglich sei, weil Strom aus anderen als unter § 3 Abs. 1 fallenden Anlagen zuerst abgenommen oder übertragen werden müsste. Der Netzbetreiber kann daher grundsätzlich die Abnahme und Übertragung auch nicht unter Berufung auf eine Auslastung des Netzes durch anderweitig eingespeisten konventionell erzeugten Strom verweigern. Dies gilt auch dann, wenn – was in Ausnahmefällen nötig erscheint – dadurch eine KWK-Anlage nicht im möglichen Umfang Strom einspeisen kann.“

Der *RegE* äußert sich damit zwar zu dem Rangverhältnis zwischen regenerativer und konventioneller Energie, bringt aber keine eindeutige Aussage zu der hier aufgeworfenen Frage, wie weit im Einzelfall das Vorrangprinzip Anwendung findet. Insbesondere lässt der *RegE* unbeantwortet, ob im Einzelfall Lieferverträge von konventionellen Kraftwerken – zumindest mit einer angemessenen Kündigungsfrist – unter Beachtung des Gebotes einer sicheren Energieversorgung gekündigt werden können, wenn ansonsten die Einspeisung regenerativer Energie und damit die Durchsetzung des Vorrangprinzips

ins Leere laufen würde¹⁰. Hier ist eine klare und unmissverständliche Äußerung des Gesetzgebers notwendig, die den rechtlichen Rahmen für zukünftige, nicht auszuschließende gerichtliche Auseinandersetzungen, vorgibt. Es besteht insoweit weiterer Klärungsbedarf.

3. Einvernehmliche Regelung zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber

In § 4 Abs. 1 S. 2 EEG-E statuiert der RegE eine rechtliche Selbstverständlichkeit, dass nämlich Anlagenbetreiber und Netzbetreiber einvernehmlich regeln können, „vom Abnahmevorrang abzuweichen, wenn dies der besseren Integration der Anlage in das Netz dient“.

Diese einvernehmliche Möglichkeit wird von den Beteiligten bereits heute genutzt, wenn z.B. die Einspeisung des regenerativ erzeugten Stromes nur unter Installation eines Leistungsreglers möglich ist. Zumeist erfolgt eine solche Vereinbarung vor dem Hintergrund, dass seitens des aufnahmepflichtigen Netzbetreibers notwendige Netzausbaumaßnahmen im Laufe der nächsten Jahre in Aussicht gestellt werden. Teilweise wird von Netzbetreibern aber selbst der Einbau solcher Leistungsregler abgelehnt und das Einspeisungsbegehren zurückgewiesen.¹¹.

¹⁰ Vgl. Büdenbender, RdE 8/2003, S. 193 ff., wonach bei rechtlich gleichwertigen Nutzungsinteressen das Prioritätsprinzip gelten soll. Bei einem Konflikt zwischen EEG-Strom mit konventionell erzeugtem Strom solle bei zeitgleichen Netznutzungswünschen der Vorrang des EEG-Stromes gelten. Diese Auffassung ist nicht überzeugend, weil sie den mit der Einführung des Vorrangprinzips gewünschten Effekt, nämlich eine langfristige Änderung der Energieproduktion, von vornherein ausschließt bzw. behindert.

¹¹ So beispielsweise die ESAG in einem Schreiben vom 01.07.2003: „Entsprechend § 3 EEG ist der Netzbetreiber verpflichtet, am Verknüpfungspunkt mit dem Netz den gesamten angebotenen Strom abzunehmen und zu vergüten. Der bestehende Verknüpfungspunkt ist technisch nicht zur Aufnahme des angebotenen Stromes bei der Errichtung weiterer Anlagen geeignet, ein Anschluss von Anlagen mit einem leistungsreduzierten Betrieb ist dem entsprechend nicht möglich.“

In der Begründung zum *RegE* heißt es wie folgt:

„Der letzte Halbsatz stellt klar, dass Anlagen- und Netzbetreiber von den Verpflichtungen zur vorrangigen Abnahme des gesamten Stroms nach Abs. 1 durch Vertrag dann abweichen können, wenn dies einer stärkeren Integration der Anlage in das Netz dient, insbesondere wenn ein Netzausbau dadurch vermieden werden kann, dass die Anlagen an einigen wenigen Tagen im Jahr, bei denen beispielsweise aufgrund eines hohen Windenergieaufkommens die mögliche Einspeiseleistung das Aufnahmepotential übersteigt, befristet gedrosselt werden können, oder um die Einspeisung des Stroms stärker am tatsächlichen Energiebedarf auszurichten oder benötigte Regelenergie bereit zu stellen bzw. den Bedarf an Regelenergie durch das Drosseln von Anlagen zu verringern...“.

In diesem Zusammenhang sieht der *RegE* aber gleichzeitig die Notwendigkeit darauf hinzuweisen, dass mit dieser Regelung keinerlei Ausnahme von der grundsätzlichen Verpflichtung zum Anschluss einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien verbunden ist. Deshalb könne auch eine Regelung, deren primärer Zweck es sei, die einzuspeisende Menge aus sonstigen Gründen zu verringern, gerade nicht mit dieser neu eingefügten Vorschrift des § 4 Abs. 1 S. 2 gerechtfertigt werden.

Die gesetzliche Formulierung ist im Ergebnis zu begrüßen und stärkt die Position der Einspeiser bei zukünftigen Verhandlungen mit dem Netzbetreiber.

4. Feststellung der kürzesten Entfernung zum Standort und technische Eignung des Netzes

Der *RegE* stellt in seiner Begründung nochmals fest, dass es eine generelle Vermutung für die Eignung eines Netzes am nächst gelegenen Verknüpfungspunkt gibt. Auch müsse ein solcher nicht bereits existieren, sondern stelle die gedachte Schnittstelle zwischen Anlagenanschluss und Netz dar. Will der Netzbetreiber dennoch den angebotenen Strom nicht abnehmen, müsse er darlegen und im Einzelnen beweisen, dass sein Netz oder der Verknüpfungspunkt technisch ungeeignet sei.

Dem gegenüber hat bisher die konkrete Umsetzung des Einspeisungsbegehrens in der Praxis häufig erhebliche Probleme bereitet. Hierbei geht es nach wie vor ebenso um den Umfang der vom Netzbetreiber herauszugebenden Daten zur Überprüfung seiner etwaig negativen Prüfung der Netzkapazität als auch um die Frage, ob für diese Leistung ein Entgelt verlangt werden kann¹².

Der *RegE* hat zwar nicht ausdrücklich im Gesetzestext auf die Unentgeltlichkeit hingewiesen, aber in der Begründung unmissverständlich deutlich gemacht, dass

„auch in Zukunft kein Entgelt verlangt werden“

könne. Gleichzeitig wurde klar gestellt, dass für das Begehren nach Netzauskunft keine Genehmigung vorgelegt werden müsse, weil die Kenntnis über die Netzkapazität zwingend Voraussetzung für die Planung sei.

§ 4 Abs. 3 EEG-E lautet wie folgt:

¹² In der Schwachstellenanalyse, S. 21 ff., war folgende Formulierung vorgeschlagen worden: „...Der Netzbetreiber hat die technische Eignung des Netzes für die beabsichtigte Einspeisung auf seine Kosten zu prüfen und dem Einspeisewilligen innerhalb einer Frist von drei Monaten das qualifizierte und nachprüfbar Ergebnis mitzuteilen. Innerhalb einer weiteren Frist von sechs Wochen hat ggf. der Netzbetreiber dem Einspeisewilligen ein qualifiziertes Netzanschlussangebot zu unterbreiten.“

„Soweit es für die Planung des Netzbetreibers oder des Einspeisewilligen sowie für die Feststellung der Eignung des Netzes erforderlich ist, sind auf Antrag die für eine nachprüfbare Netzverträglichkeitsprüfung erforderlichen Netzdaten und Anlagendaten innerhalb von acht Wochen vorzulegen.“

In der Begründung heißt es weiter wie folgt:

„Denn der notwendige Aufwand ist verhältnismäßig gering und gehört zu den vom Gesetzgeber den Netzbetreibern aufgrund ihrer durch die Netzsituation bedingten marktbeherrschenden Stellung im Energiesystem zugewiesenen Aufgaben. Zusätzlich wird die Acht-Wochen-Frist zur Offenlegung eingefügt, um Streitigkeiten über die Dauer der Bearbeitung zu beseitigen und allen Beteiligten mehr Planungssicherheit zu geben.“

In der Begründung wird noch der Begriff des „Offenlegens“ verwandt, der sich im Gesetzestext nicht mehr findet. In der ursprünglichen Fassung des *RegE* vom 18.11.2003 war dem gegenüber noch von „Offenlegen“ der Netzdaten die Rede.

Durch diese Ungenauigkeit könnte sich zukünftig insoweit ein Streitpotential ergeben, als die „Vorlage“ von Netzdaten weiter geht als das bloße „Offenlegen“. Im Übrigen ist auch dem jetzigen Gesetzestext zu entnehmen, dass der Einspeisewillige vom Netzbetreiber lediglich die für eine nachprüfbare Netzverträglichkeitsprüfung erforderlichen Netzdaten erhält. Damit ist nicht geregelt, dass der Netzbetreiber selbst zunächst eine solche Netzverträglichkeitsprüfung durchzuführen hat und das Ergebnis in nachprüfbarer und qualifizierter Weise vorzulegen hat.

Insoweit erscheint die jetzt im *RegE* vorgenommene Formulierung nicht eindeutig. Die Novellierung sollte hier sowohl die Prüfungspflicht als auch den Auskunftsanspruch bzgl. der notwendigen Netzdaten eindeutiger regeln. Hier hat die Rechtsprechung Hilfestellungen

geleistet. So lautet der Leitsatz einer Entscheidung des Landgerichts Frankfurt/Oder¹³ aus dem Jahre 2002:

„Der Netzbetreiber ist dazu verpflichtet, kostenlos in Form einer nachprüfbaren Netzberechnung darüber Auskunft zu erteilen, ob eine Anschlussmöglichkeit von WEA am geplanten Standort¹⁴ besteht, wie groß die abnehmbare Strommenge am geplanten Standort ist und wie hoch voraussichtlich die Kosten des Netzanschlusses sein werden.“

Der RegE sollte in Anlehnung an diese Entscheidung „Auskunft“ und „Offenlegung“ ausdrücklich im Einzelnen regeln und auch die Unentgeltlichkeit im Gesetzestext mit aufnehmen.

5. Verpflichtung des Netzbetreibers zum wirtschaftlich zumutbaren Netzausbau

Gem. § 3 Abs. 1 EEG ist der Netzbetreiber auch zu einem wirtschaftlich zumutbaren Netzausbau verpflichtet, wenn dadurch der begehrte Anschluss der Anlage möglich ist. Im Rahmen der Schwachstellenanalyse war der Begriff der „wirtschaftlichen Zumutbarkeit“ und seine verfassungsrechtliche Grundlage im Einzelnen dargestellt worden. Es war die Notwendigkeit festgestellt worden, „die Frage der wirtschaftlichen Zumutbarkeit konkreter als bisher gesetzlich zu formulieren“. Weiterhin wurde darauf hingewiesen, dass sich die wirtschaftliche Zumutbarkeit des Netzausbaus an der jeweiligen planungsrechtlichen Genehmigungsfähigkeit aller WEA in einem Gebiet orientieren müsse. D.h., es sei nicht möglich, den notwendigen Netzausbau mit dem Hinweis auf eine wirtschaftliche Unzumutbarkeit zu verweigern, wenn sich die wirtschaftliche Unzumutbarkeit lediglich bzgl. eines ersten Teilabschnittes von zu genehmigenden WEA in einem bestimmten Gebiet ergebe. Darüber hinaus sei zu berücksichtigen, dass

¹³ Vgl. LG Frankfurt/Oder, NVwZ 2002, 1150.

der notwendige Ausbau erst dann wirtschaftlich unzumutbar werden könne, wenn der Netzbetreiber die Ausbaukosten nicht mehr über die Netznutzungsentgelte umlegen könne.

Im Rahmen der Schwachstellenanalyse war dann folgende Definition für den Begriff der „wirtschaftliche Zumutbarkeit“ in § 3 formuliert worden: „Der notwendige Netzausbau ist dem Netzbetreiber in der Regel dann wirtschaftlich zumutbar, wenn die notwendigen Kosten... v.H. der Gesamtinvestitionen des Einspeisewilligen nicht überschreiten“. Konkretisierend wurde eine wirtschaftliche Zumutbarkeit zum Netzausbau immer dann noch als gegeben angesehen, „wenn die Aufwendung des Netzbetreibers für den notwendigen Netzausbau 10 % bzw. 25 % der Gesamtinvestitionen des Einspeisewilligen bzgl. des Vorhabens nicht überschreiten“.

Der *RegE* verzichtet zwar auf eine Konkretisierung der wirtschaftlichen Zumutbarkeit im Gesetzestext, folgt aber in der Begründung zu § 4 Abs. 2 *EEG-E* weitgehend den hier gegebenen Anregungen. Im Einzelnen heißt es in der Begründung zu § 4 Abs. 2 S. 3 *EEG-E* wie folgt:

„Die Grenze für die Ausbaupflicht stellt auch in Zukunft die wirtschaftliche Zumutbarkeit als Ausprägung des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes dar. Tragendes Prinzip der Regelung ist die Minimierung der gesamtwirtschaftlichen Kosten. Zumutbar ist ein Netzausbau daher in der Regel dann, wenn durch den Ausbau die Gesamtkosten der Anbindung und Einbindung einer Anlage in das Netz (losgelöst von der jeweiligen Kostentragungspflicht) geringer sind als eine Anbindung an einer anderen Stelle des Netzes, an der das Netz unmittelbar (ohne Ausbau) technisch geeignet ist. Bei diesem Kostenvergleich ist nicht nur auf den Anschluss der einzelnen Anlage abzustellen, sondern vielmehr zu prüfen und ggf. zu berücksichtigen, ob der Anschluss weiterer Anlagen geplant ist, insbesondere dann, wenn bereits konkrete Netzprüfungsfragen vorliegen. Dann sind die Gesamtkosten aller Anschlüsse mit denen eines Netzausbaus zu

¹⁴ Vgl. Schwachstellenanalyse, S. 23 ff.

vergleichen. Bei der Beurteilung der Frage, ob ein Ausbau zumutbar ist, ist auch zu berücksichtigen, dass der Netzbetreiber die ihm entstehenden Kosten über die Netznutzungsentgelte umlegen kann. Die Zumutbarkeit des Ausbaus findet ihre Grenze dort, wo der sich aus den Vergütungssummen im Vergütungszeitraum ergebende Wert der Gesamtstrommenge aus den durch den Ausbau anschließbaren Erzeugungsanlagen die Kosten des Ausbaus nicht deutlich übersteigt. Da der Wert des Stromes, der aus einer Erzeugungsanlage geliefert werden kann, in der Regel näherungsweise in einem festen Verhältnis zu den Investitions- und Betriebskosten der Anlage steht, die Investitionskosten und erwarteten Betreiberaufwendungen etwa für den Brennstoffeinsatz der Erzeugungsanlage aber zu Projektbeginn sicherer abzuschätzen sind als das gesamte Vergütungsvolumen, ist die Bezugnahme auf die Höhe dieser Kosten der Anlage ein geeigneter Anhaltspunkt für die Beurteilung der wirtschaftlichen Zumutbarkeit. Verhältnismäßig und damit zumutbar im engeren Sinne ist der Ausbau daher insbesondere dann, wenn die Kosten des Ausbaus 25 % der Kosten der Errichtung der Stromerzeugungsanlage nicht überschreiten.“

Auch wenn es wünschenswert gewesen wäre, dass der *RegE* die Frage der wirtschaftlichen Zumutbarkeit direkt im Gesetz formuliert hätte, ist zunächst zu begrüßen, dass der *RegE* und insbesondere die Begründung eindeutig und unmissverständlich den Begriff der wirtschaftlichen Zumutbarkeit konkret definiert und eingrenzt. Zukünftig dürften danach größere Streitigkeiten zwischen Netzbetreibern und Einspeisewilligen im Zusammenhang mit der Frage der wirtschaftlichen Zumutbarkeit eines notwendigen Netzausbaus zu vermeiden sein.

Allerdings sollte in der Begründung des Gesetzes ebenfalls klargestellt werden, welche Kosten konkret bei der Berechnung der 25 %-Grenze heranzuziehen sind. An dieser Stelle kann auf die obigen Ausführungen zum Begriff der „Neuherstellung“ einer WEA verwiesen werden¹⁵. Hier

¹⁵ Vgl. S. 7 ff.

wie dort sollte im Einzelnen dargelegt werden, welche Teile der Stromerzeugungsanlage bei der Berechnung heranzuziehen sind, weil ansonsten erst zukünftige gerichtliche Auseinandersetzungen hier eine juristische Klärung bringen müssten.

6. Abgrenzung zwischen notwendigem Netzausbau und Anschluss der WEA

Im Rahmen der Schwachstellenanalyse¹⁶ war darauf hingewiesen worden, dass das EEG zwar zwischen notwendigem Netzausbau und Anschluss der WEA unterscheidet, nicht aber die Frage beantwortet, wie beide Bereiche inhaltlich voneinander abzugrenzen sind.

Hier war der nachfolgende Formulierungsvorschlag zur Ergänzung des jetzigen § 3 Abs. 1 S. 5 EEG gemacht worden, der teilweise von der Rechtsprechung¹⁷ aufgegriffen worden ist:

„Maßnahmen zur Einbindung von Erzeugungsanlagen in das Netz der allgemeinen Versorgung, die nach der Installation für das Netz der allgemeinen Versorgung eine notwendige Betriebsfunktion haben oder für welche der Netzbetreiber das Eigentum beansprucht, stellen einen notwendigen Netzausbau im Sinne dieses Gesetzes dar.“

Der RegE folgt dieser Betrachtungsweise. § 4 Abs. 2 S.4 EEG-E lautet wie folgt:

„Die Pflicht zum Ausbau erstreckt sich auf sämtliche für den Betrieb des Netzes notwendigen technischen Einrichtungen sowie die im Eigentum des Netzbetreibers stehenden oder sein Eigentum übergehenden Anschlussanlagen.“

¹⁶ Vgl. Schwachstellenanalyse, S. 27 ff.

¹⁷ Vgl. insbesondere OLG Stuttgart, Urteil v. 26.6.2003; OLG München, Urteil v. 24.9.2003.

In der Begründung zu dieser Neuregelung heißt es wie folgt:

„Ebenfalls neu eingefügt wird S. 4. Dadurch wird die Abgrenzung zwischen einem Netzausbau und einem Anschluss erleichtert. Hier traten wegen der unterschiedlichen Kostentragungslasten des § 10 alte Fassung in der Vergangenheit häufig Streitigkeiten auf, die auch von der Clearingstelle nicht zufriedenstellend gelöst werden konnten.

Für die Abgrenzung stehen zukünftig zwei Kriterien zur Verfügung: Der Netzausbau erstreckt sich auch auf die im Rahmen eines Anlagenanschlusses neu geschaffenen technischen Einrichtungen, die für den Betrieb des Netzes notwendig sind, sowie alle Bestandteile der Anschlussanlage, die im Eigentum des Netzbetreibers stehen oder in sein Eigentum übergehen. Der Begriff der technischen Einrichtung ist dabei weit zu verstehen und umfasst z.B. auch ein ggf. notwendiges Schaltgebäude.

Eine technische Einrichtung ist dann für den Betrieb eines Netzes notwendig, wenn sie für die Funktionsfähigkeit des Netzes – vor oder nach der Ausführung des Anschlusses – unentbehrlich wird. Dies ist zumindest immer dann der Fall, wenn der störungsfreie Betrieb des Netzes nach Anschluss der Anlage von der Funktionsfähigkeit des neu eingefügten Bestandteils abhängt und ohne dieses nicht mehr gewährleistet oder der störungsfreie Betrieb bei Entfernung der neuen Komponenten nur durch eine technische Veränderung des Netzes wiederhergestellt werden könnte.

Die Abgrenzung anhand der Eigentumsverhältnisse an den Bestandteilen der Anschlussanlage soll sicherstellen, dass keine unnötigen Kosten verursacht und klare Zuständigkeiten hergestellt werden. In diesem Bereich traten in der Vergangenheit zahlreiche Probleme auf, da Netzbetreiber teilweise das Eigentum an Anschlussanlagen beansprucht haben, die Kosten für deren Herstellung aber von den Anlagenbetreibern zu tragen waren.

Diese Aufspaltung von finanziellem Aufwand und Vermögenszuwachs soll durch die neue Regelung verhindert werden. Die Vorschrift knüpft dabei nicht nur an das bereits bestehende Eigentum an, sondern stellt klar, dass auch die erst noch zu schaffenden Anlagenteile dann als Netzbestandteile zu betrachten sind, wenn die Netzbetreiber das Eigentum daran erlangen. Dabei ist es gleichgültig, ob dieser Eigentumserwerb gesetzlich oder vertraglich erfolgt. Neben dieser Klarstellung in S. 3 besteht insoweit kein zusätzlicher Änderungsbedarf. Die bisher gelegentlich aufgetretenen Streitfragen sind in Literatur und Rechtsprechung hinreichend geklärt.“

Die gesetzliche Regelung ist zu begrüßen. Änderungsbedarf besteht daher nicht.

7. Allgemeine Vergütungspflicht gemäß § 5 EEG-E

Im Gegensatz zum jetzigen EEG sieht der *RegE* einen eigenständigen Paragraphen für die Verpflichtung des Netzbetreibers zur Zahlung der jeweiligen Einspeisungsvergütung vor.

§ 5 Abs. 1 EEG-E lautet wie folgt:

„Netzbetreiber sind verpflichtet, Strom, der in Anlagen gewonnen wird, die ausschließlich Erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen und den sie nach § 4 Abs. 1 oder Abs. 4 abgenommen haben, nach Maßgabe der §§ 6 bis 12 zu vergüten. Die Verpflichtung nach S. 1 besteht bei Anlagen mit einer Leistung ab 500 kW nur, soweit eine registrierende Leistungsmessung erfolgt. ...“

Der Wortlaut der Vorschrift hat sich im Vergleich zu dem ersten Regierungsentwurf vom 18.11.2003 verändert. In der ursprünglichen Fassung war davon die Rede, dass die Netzbetreiber verpflichtet seien, den Strom aus Erneuerbaren Energien zu vergüten, der ihnen

„angeboten“ wird. In der Begründung war dann aber abweichend davon die Rede, dass die Netzbetreiber verpflichtet seien, „denjenigen gemäß § 4 aufgenommenen Strom“ zu vergüten. Auch der Referentenentwurf vom 01./12.08.2003 sprach in § 5 Abs. 1 von „angeboten wird“, demgegenüber in der Begründung von „aufgenommenen Strom“. In der Begründung zu § 5 Abs.1 EEG-E heißt es jetzt - insoweit übereinstimmend -, dass die Netzbetreiber verpflichtet seien, „denjenigen gemäß § 4 aufgenommenen Strom“ zu vergüten. Die jeweilige unterschiedliche Benutzung der zwei Begriffe erfolgte jeweils ohne Angabe einer Begründung.

§ 3 Abs. 1 Satz 1 EEG lautet wie folgt::

Netzbetreiber sind verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom nach § 2 an ihr Netz anzuschließen, den gesamten angebotenen Strom aus diesen Anlagen vorrangig abzunehmen und den eingespeisten Strom nach §§ 4 bis 8 zu vergüten“.

Nach der gültigen Regelung im EEG entsteht der Vergütungsanspruch also erst mit der *tatsächlichen Einspeisung* in das Netz. Der Regierungsentwurf vom 18.11.2003 sah demgegenüber beide Verpflichtungen des Netzbetreibers, also „Abnahme“ und „Vergütung“ als bereits mit „Angebot“ der einzuspeisenden Leistung als gegeben an. Der *RegE* hebt dieses wieder auf, indem sich zwar die Abnahme nach wie vor auf den „angebotenen Strom“ beziehen soll, demgegenüber die Vergütungspflicht aber erst in Abhängigkeit von der *tatsächlichen Einspeisung* entstehen soll.

Der etwas ungenaue Umgang mit den beiden Begriffen im *RegE* lässt nicht den zwingenden Schluss zu, dass der *RegE* hier bewusst zwischen beiden Begriffen unterscheiden will, und es für die Vergütungspflicht auf die tatsächliche Einspeisung ankommen soll. Hiergegen sprechen vor allen Dingen auch systematische Gründe. So hat der *RegE* ausdrücklich

im Zusammenhang mit der Begriffsdefinition der „Inbetriebnahme“ einer Anlage i.S.d. § 3 Abs. 4 EEG-E und auch in der Begründung dazu klargestellt, dass es auf die „tatsächliche Einspeisung“- z.B. den Probetrieb - nicht ankommen soll. Es reiche vielmehr aus, wenn der Einspeiser das „seinerseits Erforderliche getan„ habe. Er muss danach also auf der Grundlage der technischen Voraussetzungen der WEA die Einspeisung gegenüber dem Netzbetreiber lediglich anbieten. Bereits ab diesem Zeitpunkt gilt die jeweilige WEA als in Betrieb genommen.

Diese zutreffende und zu begrüßende Neuregelung im *RegE* muss systematisch im Zusammenhang mit der hier maßgeblichen Frage gesehen werden. Ansonsten wäre das ausdrücklich in der Begründung benannte Bestreben des *RegE*, nämlich ein „willkürliches Verhalten einzelner Netzbetreiber“ im Zusammenhang mit der beabsichtigten Einspeisung zu verhindern, bereits im Ansatz gefährdet.

Es ist daher dringend geboten, zurückkommend auf den Regierungsentwurf vom 18.11.2003 die dortige Formulierung in § 5 EEG-E wieder aufzunehmen. D.h., sowohl für die Abnahmepflicht als auch die Vergütungspflicht des Netzbetreibers ist es ausreichend, wenn der Einspeiser unter Darlegung der technischen Voraussetzungen der WEA den einzuspeisenden Strom anbietet.

8. Einschränkung der Vergütungspflicht gemäß § 5 EEG-E

Gemäß § 5 Abs. 1 S. 2 EEG-E besteht die Vergütungspflicht zukünftig für Anlagen ab einer Leistung von 500 kW nur noch dann,

„soweit eine registrierende Leistungsmessung erfolgt“.

Der Anlagenbetreiber hat dem Netzbetreiber die entsprechenden Daten unentgeltlich zugänglich zu machen. Ausdrücklich weist der *RegE* in der Begründung aber darauf hin, dass keine Verpflichtung des

Anlagenbetreibers bestehe, dem Netzbetreiber die Daten kostenlos zu übermitteln¹⁸. D.h., es besteht zukünftig unstreitig keine Verpflichtung mehr auf kostenlose Übermittlung der Messdaten, z.B. mittels einer Telefonleitung.

IV. Vergütung von Strom aus Windenergie

1. Grundsätzliche Regelung in § 10 Abs. 1 EEG-E

§ 10 EEG-E regelt – in Parallele zum jetzigen § 7 EEG – die Vergütung von Strom aus Windenergie an Land und auf See. § 10 Abs. 1 S. 1 EEG-E beinhaltet die Höhe der Grundvergütung von 5,5 Cent/kWh. Dies bedeutet gegenüber der jetzigen Regelung eine erkennbare Absenkung. § 10 Abs. 1 S. 2 und S. 3 EEG-E regeln dann die Erhöhung dieses Betrages für den Zeitraum der ersten fünf Betriebsjahre sowie für den sich aus dem Referenzertragsmodell zu errechnenden Verlängerungszeitraum. Die Anfangsvergütung für WEA, die im Jahre 2004 erstmals in Betrieb gehen, beträgt damit 8,7 Cent/kWh. Die Dauer, in der die erhöhte Anfangsvergütung gezahlt wird, errechnet sich wie bisher aus einer Vergleichsbetrachtung mit einer Referenzanlage. Die Formel der Berechnung bleibt identisch mit der bereits jetzt in § 7 EEG enthaltenen Formulierung.

2. Besondere Regelung für sog. Repowering-Anlagen

Im Hinblick auf die zunehmende besondere Bedeutung sog. Repowering-Anlagen sieht der *RegE* vor, in bestimmten Fällen – und hierbei geht es vornehmlich um ältere Küstenstandorte – die Dauer der erhöhten Einspeisevergütung zu verlängern. Gem. § 10 Abs. 2 EEG-E verlängert sich die Frist nach Abs. 1 S. 2 für Strom aus WEA, die im selben Landkreis bestehenden Anlagen, die bis zum 31.12.1995 in

¹⁸ Vgl. Begründung-BT, S.20.

Betrieb genommen worden sind, ersetzen oder erneuern und die installierte Leistung mindestens um das dreifache erhöhen, um zwei Monate je 0,6 % des Referenzertrages, um den ihr Ertrag 150 % des Referenzertrages unterschreitet.

Ziel dieser Sonderregelung für Investitionen an älteren Standorten ist es, die Mehrzahl der vor 1995 in Betrieb gegangenen WEA, die zumeist der 250 bis 300 kW-Klasse angehören, durch weniger, dafür aber leistungsstärkere WEA der MW- Klasse, zu ersetzen

3. Ausschluss bestimmter Standorte von der Vergütungspflicht -die „65%-Regelung“-

Eine der wohl umstrittensten Neuregelungen im vorliegenden *RegE* ist die Regelung in § 10 Abs. 4 *EEG-E*. Diese lautet wie folgt:

„Abweichend von § 5 Abs. 1 sind Netzbetreiber nicht verpflichtet, Strom aus Anlagen zu vergüten, für die nicht vor Inbetriebnahme nachgewiesen ist, dass sie an dem geplanten Standort mindestens 65 % des Referenzertrages erzielen können. Der Anlagenbetreiber hat den Nachweis gegenüber dem Netzbetreiber durch Vorlage eines nach Maßgabe der Bestimmungen der Anlage zu diesem Gesetz erstellten Gutachtens eines im Einvernehmen mit dem Netzbetreiber beauftragten Sachverständigen zu führen. Erteilt der Netzbetreiber sein Einvernehmen nicht innerhalb von vier Wochen nach Aufforderung des Anlagenbetreibers, bestimmt das Umweltbundesamt den Sachverständigen nach Anhörung der Fördergesellschaft Windenergie e.V. (FGW). Die Kosten des Gutachtens tragen Anlagen- und Netzbetreiber jeweils zur Hälfte.“

Die Begründung zu dieser Regelung ist ebenso kurz wie unbefriedigend:

„Absatz 4 enthält eine neu eingefügte Vorschrift. Danach sind Netzbetreiber nicht verpflichtet, Strom aus Anlagen zu vergüten,

für die nicht vor Inbetriebnahme nachgewiesen ist, dass sie an dem geplanten Standort mindestens 65 Prozent des Referenzertrages erzielen können. Ziel der Regelung ist, die Errichtung von Windenergieanlagen an schlechten Standorten im Binnenland nicht durch das EEG voranzubringen. Ein zusätzlicher Sicherheitsaufschlag seitens der Banken ist nicht erforderlich, da der Wert ex ante ermittelt wird und die Regelung unabhängig von der tatsächlichen Performance der Anlage ex post ist“.

Diese Regelung geht erkennbar von dem Leitgedanken aus, finanzierende Banken und Investoren vor möglichen finanziellen Schäden in der Zukunft bewahren zu wollen. Dafür soll einmal mehr ein erheblicher bürokratischer und kostenintensiver Aufwand betrieben werden. In rechtlicher Hinsicht geht der *RegE* offensichtlich von der (Fehl-) Vorstellung aus, dass es im Hinblick auf den „Subventionscharakter“ des EEG möglich ist, die Gewährung dieser „Subventionen“ für bestimmte Standorte einzuschränken. Durch die Rechtsprechung des EuGH steht aber bekanntlich mittlerweile fest, dass dieses gerade nicht der Fall ist.

Zwar dürften verfassungsrechtliche Bedenken – etwa mit Blick auf Art. 12 GG oder Art. 14 GG – nicht durchgreifen, weil Netzbetreiber verpflichtet bleiben, auch die von § 10 Abs. 4 EEG-E erfassten Anlagen, also diejenigen Anlagen, die die 65%-ige Quote nicht erreichen, anzuschließen und – soweit diese Anlagen in Betrieb gehen – den von ihnen produzierten Strom auch weiterzuleiten. Dies dürfte zukünftig von erheblicher Bedeutung werden, wenn Windstrom z.B. in Spitzenlastzeiten an der Strombörse außerhalb des Anwendungsbereiches des EEG gehandelt wird.

Die Einführung der 65%-Regelung dürfte aber insbesondere in der praktischen Anwendung zukünftiger Genehmigungsverfahren für

erhebliche Schwierigkeiten sorgen. Denn unstreitig ist, dass die Frage der Wirtschaftlichkeit des Betriebes eines Windparks im Rahmen des Genehmigungsverfahrens keinerlei rechtliche Bedeutung hat. Dies bedeutet, dass auch weiterhin Windparks genehmigt werden können, die ganz oder teilweise außerhalb der Vergütungspflicht des EEG stehen. Diese Projekte würden aber dennoch die vorhandenen Netzkapazitäten „blockieren“ und auch im Hinblick auf z.B. Lärm und Schattenwurf eine Vorbelastung für andere Vorhaben, die der Vergütungspflicht des EEG unterfallen, darstellen. Die Konsequenz wäre das Einsetzen eines Handels mit Genehmigungen von Investoren, deren Ziel es von Anfang an war, andere Projekte zu verhindern. Dies kann nicht im Sinne des Gesetzgebers sein, dessen ausdrückliches Ziel es ist, durch weitere Errichtung von WEA den Anteil der regenerativen Energien bis zum Jahr 2010 auf 10 % an der gesamten Stromversorgung zu erhöhen.

Die Regelung des § 10 Abs. 4 EEG-E ist daher vollständig zu streichen. Bereits jetzt wird die notwendige betriebswirtschaftliche Prüfung von Projekten durch die maßgeblichen Beteiligten, nämlich die Investoren und die finanzierenden Banken, unstreitig mit Sorgfalt und mit erheblichen Sicherheitsabschlägen geprüft. Es ist keinerlei Grund ersichtlich, hier von Seiten des Gesetzgebers zu Lasten des weiteren Ausbaus der regenerativen Energien und zum vermeintlichen Schutz bestimmter Wirtschaftskreise regulierend einzugreifen.

4. Einspeisevergütung für Offshore-WEA

Im Gegensatz zur jetzigen Regelung in § 7 EEG widmet der *RegE* der Einspeisevergütung für Offshore-WEA einen eigenständigen Absatz in § 10 EEG-E, und nimmt hier eine sehr fallbezogene Abstufung der Einspeisungsvergütung vor. § 10 Abs. 3 EEG-E lautet wie folgt:

„Für Strom aus WEA, die in einer Entfernung von mindestens drei Seemeilen gemessen von den zur Begrenzung der

Hoheitsgewässer dienenden Basislinien aus seewärts errichtet worden sind (Offshore-Anlagen) beträgt die Vergütung mindestens 6,19 Cent pro Kilowattstunde). Für Strom aus Anlagen, die bis einschl. des 31.12.2001 in Betrieb genommen worden sind, erhöht sich für die Dauer von 12 Jahren gerechnet ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme die Vergütung nach S. 1 um 2,91 Cent pro Kilowattstunde. Diese Frist verlängert sich für Strom aus Anlagen, die in einer Entfernung von mindestens 12 Seemeilen und in einer Wassertiefe von mindestens 20 Meter errichtet worden sind, für jede über 12 Seemeilen hinausgehende volle Seemeile Entfernung um 0,5 Monate und für jeden zusätzlichen vollen Meter Wassertiefe um 1,7 Monate.“

In der Begründung zu § 10 Abs. 3 EEG-E lautet es u.a. wie folgt:

„Diese sogenannten Offshore-Windenergie-Anlagen versprechen in Zukunft deutlich niedrigere Stromgestehungskosten. Allerdings liegen im Augenblick mangels hinreichender Erfahrungen – die dänischen Offshore-Windparks sind wegen der grundlegend anderen Voraussetzungen nicht vergleichbar -, wegen höherer Kosten für neue Anlagentypen, angesichts aufwendiger Gründungen und in Anbetracht bislang fehlender Serieneffekte die Investitionskosten erheblich über den Kosten für Windenergieanlagen an Land. Die befristete Sonderregelung für Offshore-Anlagen trägt dieser Tatsache Rechnung und soll einen Anreiz für Investitionen schaffen. Die gesonderte Regelung gilt für Anlagen, die ab einer Entfernung von drei Seemeilen seewärts der Basislinien errichtet werden. Die sich danach ergebende Linie ist allerdings nicht in jedem Fall mit der seewärtigen Begrenzung der früheren Drei-Meilen-Zone identisch. Für diese Anlagen erhöht sich nach Satz 1 der Grundvergütungssatz aus Absatz 1 um den genannten Betrag grundsätzlich für den von Satz 2 genannten Zeitraum von 12 Jahren. Nach Satz 3 verlängert sich dieser Zeitraum jedoch in Abhängigkeit von Wassertiefe und Entfernung von der Basislinie. Diese Verlängerung der Vergütung trägt den

beiden wesentlichen Kostenfaktoren Rechnung und gewährleistet so eine an den tatsächlichen Kosten orientierte Vergütung.

Die Ermittlung der Wassertiefe erfolgt grundsätzlich nach der technischen Richtlinie „IHO Standards for Hydrographic Surveys“ der International Hydrographic Organization, 4th Edition, April 1998, veröffentlicht vom International Hydrographic Bureau in Monaco. Eine erste Abschätzung über den Vergütungszeitraum kann durch Interpolation auf der Grundlage vorhandener Daten (Seekarten) des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) erlangt werden. Die genaue Ermittlung des Zeitraums für eine mögliche Verlängerung des erhöhten Vergütungssatzes ist erst nach Ablauf des Zwölfjahreszeitraums erforderlich. Dieser Zeitraum soll genutzt werden, um die erforderlichen Messungen (z.B. durch das BSH selbst oder unter Aufsicht des BSH) vorzunehmen. Die in diesem Zeitraum durch das BSH vorgenommenen wiederkehrenden Routinemessungen sollen auch an den Bedürfnissen der Tiefenermittlung für Windenergieanlagen ausgerichtet werden, um eine im gesamtwirtschaftlichen Interesse kostenoptimierte Ermittlung der Wassertiefen zu ermöglichen. Auf diese Weise soll zu vergleichsweise geringen Kosten und durch eine unabhängige Behörde ein Optimum an Genauigkeit erreicht werden. Den Anlagenbetreibern ist es jedoch unbenommen, unter Beachtung des Stands von Wissenschaft und Technik eigenständig Messungen durchführen zu lassen.“

Es ist grundsätzlich zu begrüßen, dass der *RegE* eine eigenständige und sehr detaillierte Einspeisungsregelung für den kostenintensiven Bereich der Offshore WEA statuiert hat. Die konkrete praktische Umsetzung der Tiefenmessungen, die damit entscheidenden Einfluss auf die Einspeisungsvergütung der Offshore Windparks haben, bleibt zunächst abzuwarten.

Nicht überzeugend ist in diesem Zusammenhang das Fehlen einer Regelung über die Höhe der Einspeisungsvergütung für sog. Nearshore-

Standorte. Hierunter versteht man geplante Offshore-Projekte innerhalb der deutschen Hoheitsgewässer. Damit gelten für diese Nearshore-Projekte die gleichen Vergütungssätze, wie sie für die Onshore-Projekte geregelt sind. Dabei bleibt aber vollständig unberücksichtigt, dass auch diese sog. Nearshore-Projekte mit erheblich höheren Kosten bei der Errichtung und des Betriebes verbunden sind und durchaus Größenordnungen von Offshore-Projekten erreichen können. Mit den jetzigen vorgesehenen Vergütungen können Nearshore-Projekte daher nicht wirtschaftlich betrieben werden. Dieses ist auch deshalb eine unzutreffende Gewichtung in dem vorgelegten *RegE*, weil gerade diese Nearshore-Projekte hervorragend geeignet sind, um wesentliche Kenntnisse für den Bau und den Betrieb von Offshore-Windparks zu erlangen und damit im Ergebnis langfristig Kosten einzusparen.

Es ist daher bereits von dritter Seite¹⁹ zutreffend darauf hingewiesen worden, dass durch die Einführung sog. **Offshore-Basislinien** eine bessere und sachgerechtere Regelung über die Berücksichtigung von Nearshore-Projekten bei der Frage der Höhe der Einspeisungsvergütung erreicht werden kann. Bekanntlich planen mehrere Unternehmen seit Jahren die Realisierung von Offshore-Projekten in der 12-See-Meilen-Zone. Die Realisierung dieser Projekte soll auch der Erprobung der wesentlichen technischen Anlagenteile von Offshore-WEA dienen. Diese Projekte befinden sich zum Teil im Bereich der Elbe-Weser-Mündung zwischen den Inseln Wangerooge und Scharhörn. Die Küstenentfernung beträgt ca. 20 – 23 km. Die Projekte befinden sich innerhalb der Fischereigrenze, welche mit einer Entfernung von drei Seemeilen parallel zur landeinwärts bestehenden Basislinie verläuft.

Diese Basislinie wurde entsprechend dem UN-Seerechts-Übereinkommen festgelegt. Vor den Ostfriesischen Inseln sowie an der Deutschen Ostseeküste ist dies die sog. Niedrigwasserlinie, d.h. die Null m Kartenlinie. Dort, wo die Küste tiefe Einbuchtungen aufweist, wurde vom Gesetzgeber eine gerade Basislinie gezogen (in der Nordsee z.B.

zwischen den Inseln sowie der Gruppe der Ostfriesischen Inseln, dem Scharhörner Watt und den Nordfriesischen Inseln). Da der deutsche Gesetzgeber sich nicht exakt an die Null-Metermarke des mittleren Springniedrigwassers, die üblicherweise die Basislinie bestimmt, gehalten hat, sondern offensichtlich aus pragmatischen Gründen Verkürzungen und Begradigungen vorgenommen hat, liegen Standorte von Windpark-Projekten diesseits (binnenwärts) der vom Gesetz genannten Basislinie, die von Westen an den nördlichen Ufern von Norderney, Baltrum und Spiekeroog vorbei, bei Wangerooge die Neue Weser quert und in Richtung Osten an Scharhörner Watt vorbei verläuft.

Damit würden die dort geplanten Windparks nach den Definitionskriterien des geltenden EEG und der Fassung des *RegE* nicht als Offshore-Standorte mit den gesetzlich vorgesehenen höheren Vergütungen gelten, sondern als Onshore-Standorte. In der Begründung zum *RegE* heißt es u.a. wie folgt:

„.....Diese sog. Offshore-Windenergieanlagen versprechen in Zukunft deutlich niedrigere Stromgestehungskosten. Allerdings liegen im Augenblick mangels hinreichender Erfahrungen – die dänischen Offshore-Windparks sind wegen der grundlegend anderen Voraussetzung nicht vergleichbar –, wegen höherer Kosten für neue Anlagentypen, angesichts aufwendiger Gründungen und in Anbetracht bisher fehlender Serieneffekte die Investitionskosten erheblich über den Kosten für Windenergieanlagen an Land. Die befristete Sonderregelung für Offshore-Anlagen trägt dieser Tatsache Rechnung und soll einen Anreiz für Investitionen schaffen. Die gesonderte Regelung gilt für Anlagen, die ab einer Entfernung von drei Seemeilen seewärts der Basislinien errichtet werden. Die sich danach ergebende Linie ist allerdings nicht in jedem Fall mit der seewärtigen Begrenzung der früheren Drei-Meilen-Zone identisch.....“

Der *RegE* sieht hier also selbst die oben beschriebene Abweichung und die damit gegebene Ungenauigkeit bei der Festlegung der Basislinien.

¹⁹ Vgl. hierzu die Stellungnahme des Wirtschaftsverband Windkraftwerke e.V. zum Entwurf vom

Diese Ungenauigkeit könnte durch die Einführung einer sog. „Offshore-Basislinie“ behoben werden. Die Offshore-Basislinie führt entlang der Inseln, die bei Hochwasserstand nicht überflutet werden. Damit ist die Offshore-Basislinie sowohl für den Bereich der Ostsee als auch der Nordsee weitestgehend übereinstimmend mit der Basislinie. Im Bereich der Mündungen von Elbe und Weser werden jedoch zusätzlich die kleineren Inseln wie Alte Mellum, Scharhörn, Trischen und Blauort als Eckpunkte der Offshore-Basislinie mit einbezogen.

Hierdurch würde erreicht, dass sich der Drei-Seemeilen-Abstand auf diese neu definierte Offshore-Basislinie bezieht und nicht auf eine Basislinie, die offenkundig aus Gründen der Vereinfachung entwickelt worden ist. Hierdurch würde erreicht, dass die für die weitere Entwicklung der Offshore-Windenergieanlagentechnik notwendigen Erkenntnisse im Rahmen des wirtschaftlichen Betriebes von Nearshore-Projekten erlangt werden können.

Insoweit wäre es zu begrüßen, wenn der *RegE* unter Abänderung der jetzigen Fassung des § 10 Abs. 3 S. 1 EEG-E wie folgt lauten würde:

„Für Strom aus Windenergieanlagen, die in einer Entfernung von mindestens drei Seemeilen gemessen von der sog. Offshore-Basislinie nach Maßgabe der Bestimmungen des Anhangs 2 zu diesem Gesetz errichtet worden sind, beträgt die Vergütung mindestens“

Durch die Einbeziehung der sog. Nearshore-Projekte würden sachlich nicht begründbare Ungleichbehandlungen zu Offshore-Projekten beseitigt. Auch im Hinblick auf den weiteren erfolgreichen Ausbau der Windenergie auf See würde der Rahmen dafür geschaffen, dass sämtliche Beteiligten, d.h., Investoren, Hersteller, Banken und Versicherungen Erfahrungen sammeln können, die im Ergebnis mögliche finanzielle Schäden und damit eine Beeinträchtigung des

gesamten geplanten Ausbaus der Windenergie auf See vermieden werden könnte.

5. Ausschlussgebiete

In § 10 Abs. 7 EEG-E wird neu eingefügt eine Regelung zum Ausschluss der Vergütung von Strom aus WEA, die in einem Gebiet von gemeinschaftlicher Bedeutung oder einem Vogelschutzgebiet im Meer errichtet werden sollen.

Wörtlich lautet § 10 Abs. 7 EEG-E wie folgt:

„Die Absätze 1 bis 6 finden keine Anwendung auf Strom aus Windenergieanlagen, die nach dem 01.01.2005 genehmigt und in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone in einem Gebiet errichtet worden sind, das nach § 38 in Verbindung mit § 33 Abs. 2 des Bundesnaturschutzgesetzes zu einem geschützten Teil von Natur und Landschaft erklärt worden ist. Satz 1 gilt bis zur Unterschutzstellung auch für solche Gebiete, die das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit der Kommission der Europäischen Gemeinschaften als Gebiete von gemeinschaftlicher Bedeutung oder als europäische Vogelschutzgebiete benannt hat.“

Die an dieser Stelle vollständig neu eingefügte Regelung hat ausweislich der Gesetzesbegründung zum Ziel, den angestrebten Ausbau der Windenergie in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone auf naturschutzfachlich unbedenkliche Flächen zu beschränken und auch zu kanalisieren. Naturschutzrechtlicher Maßstab für die Steuerung der Windenergie in der AWZ ist die sog. FFH Richtlinie 92/43/EWG sowie die Vogelschutzrichtlinie 97/409/EWG.

Die vom *RegE* gewählte Herangehensweise ist im Kern zu begrüßen, weil sie bereits zu einem frühen Zeitpunkt für Investoren deutlich erkennen lässt, an welchen geplanten Standorten die gesetzlich geregelte höhere Einspeisungsvergütung nicht Grundlage der geplanten Errichtung und Inbetriebnahme der WEA sein kann. Durch diese frühe Berücksichtigung von naturschutzrechtlichen Belangen und den gleichzeitig angeordneten Ausschluss der gesetzlichen Einspeisungsvergütung kann sicherlich eine erhebliche Steuerung von potentiellen Offshore- Projekten erfolgen. Der darüber hinaus im *RegE* festgeschriebene Zeitpunkt 01.01.2005 ist dann im Hinblick auf eine konsequente Umsetzung des gesetzgeberischen Zieles notwendig. Änderungsbedarf besteht daher an dieser Stelle nicht.

6. Degressionsregelung

§ 10 Abs. 5 EEG-E enthält eine gemeinsame Degressionsregelung für die Mindestvergütung sowohl für Onshore- als auch Offshore-Anlagen. § 10 Abs. 5 EEG-E lautet wie folgt:

„Die Mindestvergütungen nach Abs. 1 werden beginnend mit dem 01.01.2005 und die Mindestvergütungen nach Abs. 3 beginnend mit dem 01.01.2008 jährlich jeweils für nach diesem Zeitpunkt neu in Betrieb genommene Anlagen um jeweils 2 % des für die im Vorjahr neu in Betrieb genommenen Anlagen maßgeblichen Wertes gesenkt und auf zwei Stellen hinter dem Komma gerundet.“

Der *RegE* lehnt sich damit in der Formulierung erkennbar an, an die jetzige Regelung des § 7 Abs. 3 EEG, wobei hiernach allerdings noch eine Absenkung um jeweils 1,5 % erfolgt und die Beträge auf eine Stelle hinter dem Komma zu runden sind.

Der *RegE* stellt damit klar, dass die Mindestvergütung für Offshore-WEA beginnend mit dem 01.01.2008 abgesenkt wird. Ausweislich des Anhanges „Entwicklung der Mindestvergütungssätze“ beträgt danach die Anfangsvergütung bei Offshore-Anlagen 9,1 Cent/kWh und senkt sich ab, ab dem 01.01.2008 auf 8,92 Cent/kWh.

Der Beginn der Degression für die Einspeisungsvergütung für Offshore-WEA ist deutlich zu früh angesetzt. In der Begründung des *RegE* findet sich dann auch keinerlei Hinweis darauf, welche wirtschaftlichen Grundlagen und Betrachtungen hier maßgeblich waren. Wörtlich heißt es lediglich: "Abs. 5 enthält eine Degressionsvorschrift."

Vor dem Hintergrund der Tatsache allerdings, dass die großen, in Nord- und Ostsee geplanten, Windparks frühestens im Jahre 2005/2006 nach und nach in Betrieb gehen werden, und gleichzeitig eine Degression der Einspeisungsvergütung nur dann sachlich gerechtfertigt werden kann, wenn durch weitere technische Innovation und Weiterentwicklung überhaupt Kostensenkungspotentiale erreicht werden können, steht der jetzt vorgesehene sehr frühe Beginn der Degression im deutlichen Widerspruch zu dem Ziel des Gesetzes, den Ausbau der Windenergie auf See nachhaltig voranzutreiben.

Aus diesem Grund sollte die Degression nicht vor den 01.01.2013 beginnen. In diesem überschaubaren Zeitraum könnte sich dann auch zeigen, ob überhaupt entsprechende Kostensenkungspotentiale bestehen, oder ob nicht vielmehr, insbesondere durch erhebliche Kosten im Zusammenhang mit der Stromeinspeisung und die Ableitung des produzierten Stromes von der Küste zu den stromverbrauchenden Wirtschaftszentren die dann geltende Einspeisungsvergütung für einen wirtschaftlichen Betrieb der WEA unzureichend ist.

7. Exkurs: Einspeisungsvergütung außerhalb des EEG

Der *RegE* befasst sich nicht unmittelbar mit der Höhe der Einspeisungsvergütung außerhalb des Anwendungsbereiches des EEG. Dies ergibt sich bereits aus der Natur der Sache. Allenfalls mittelbar ergibt sich aus der Regelung des „Doppelvermarktungsverbot“ in § 18 *EEG-E* die auch vom Gesetz gesehene Möglichkeit der Veräußerung

des regenerativ erzeugten Stromes außerhalb des Anwendungsbereiches des EEG.

Jenseits der Frage eines zukünftigen Marktpreises für solche Energien, auch und gerade vor dem Hintergrund des Inkrafttretens der Richtlinie 2003/87/EG am 25.10.2003 über den CO₂-Emissionshandel in Europa, hat in der Vergangenheit der sog. Grundsatz der vermiedenen Kosten den durch die Netzbetreiber zu zahlenden Preis für die eingespeiste Energie bestimmt. Der Grundsatz der vermiedenen Kosten ist auch heute noch der Maßstab, wobei im Einzelfall streitig ist, welche Kosten bei der Berechnung einzubeziehen sind.

Für die Beurteilung dieser zukünftigen Entwicklung erscheint ein kurzer Rückblick auf die Entwicklung der Einspeisungsvergütung in der Vergangenheit notwendig.

Vor Inkrafttreten des Stromeinspeisungsgesetzes am 01.01.1991 war Grundlage für die Einspeisung für Strom aus Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung sowie aus mit regenerativen Energien betriebenen Anlagen die sog. Verbändevereinbarung zwischen VDEW, VIK und BDI vom 01.08.1979 in der zuletzt gültigen Fassung der Ergänzungsvereinbarung vom 17.06.1988 über „Grundsätze über die Intensivierung der stromwirtschaftlichen Zusammenarbeit zwischen öffentlicher Elektrizitätsversorgung und industrieller Kraftwirtschaft“²⁰. Nach der Verbändevereinbarung erklärten sich die Beteiligten grundsätzlich bereit, Überschussstrom anzukaufen, wenn dadurch Primärenergien, also Gas, Kohle und Öl, eingespart würden. Überschussstrom ist in diesem Zusammenhang der in industriellen Eigenanlagen erzeugte Strom, der nicht selbst benötigt wird.

Beurteilungsmaßstab für die Höhe der zu zahlenden Einspeisungsvergütung waren dabei die sogenannten vermiedenen Kosten. In den festgelegten Grundsätzen kam ein abgestuftes Vergütungssystem zur Anwendung. Unregelmäßige, nicht verlässliche

Stromlieferungen standen auf der untersten Stufe der Vergütung. Auf einer höheren Vergütungsstufe standen dagegen längerfristige und verlässliche Lieferungen aus Stromerzeugung durch Energienutzung von Abfällen, Abhitze, Deponiegas und Kraft-Wärme-Kopplung.

Es galt der Grundsatz: Je größer der Grad der Beständigkeit und Vorheranzeige der geplanten Stromlieferung, desto höher die gewährte Vergütung.

Dieses Vergütungsmodell gewährte den Betreibern von WEA zuletzt eine verbesserte Einspeisungsvergütung in Höhe von 7,3 Pf./kWh bis 10,7 Pf./kWh²¹. Allerdings blieb es vor Inkrafttreten des Stromeinspeisungsgesetzes dabei, dass die gezahlten Einspeisungsvergütungen nicht einmal die Produktionskosten des durch Windenergie erzeugten Stromes abdeckten mit der Konsequenz, dass die Nutzung der Windenergie allein aus betriebswirtschaftlichen Gründen nicht attraktiv war.

Einzelne Betreiber kleinerer WEA wehrten sich hiergegen mit dem Hinweis darauf, dass die Zahlung einer solchen geringen Einspeisungsvergütung, die nicht einmal die Betriebskosten sicherstellte, kartellrechtlich zu beanstanden sei. Die Interessen des einspeisenden Anlagenbetreibers berücksichtigte das Kartellrecht nach der damaligen Vorschrift des § 103 Abs. 5 S. 2 Nr. 3 GWB. Hiernach hat zum einen die Kartellbehörde die Möglichkeit, im Falle der Zahlung einer missbräuchlichen Einspeisungsvergütung ein Missbrauchsverfahren einzuleiten. Zum anderen stand dem Anlagenbetreiber selbst die Möglichkeit der Erhebung einer Schadensersatzklage nach Maßgabe der damaligen §§ 26 Abs. 2, 35 GWB zu.

Eine Entscheidung des OLG Karlsruhe aus dem Jahre 1987²² kann als „Leading-Case“ der Entwicklung der Einspeisungsvergütung vor

²⁰ Abgedruckt bei Zybell, Höhere Vergütung für Stromeinspeisung aus regenerativen Energien und Kraft-Wärme-Kopplung, ZfE 1989, 573 ff.

²¹ Vgl. hier die umfassende Darstellung bei Hermann, Maßstäbe der kartellrechtlichen Beurteilung von Einspeisevergütungen, RdE 1988, 1 ff.

²² Vgl. OLG Karlsruhe, Urteil v. 11.11.1987 – Az. 6 U 242/86 Kart., RdE 1988, 8 ff.

Inkrafttreten des Stromeinspeisungsgesetzes und nachfolgend des EEG bezeichnet werden. Hier wurde nämlich erstmals der bis zu diesem Zeitpunkt uneingeschränkt geltende Grundsatz der vermiedenen Kosten aufgegeben und dem klagenden Betreiber eines Wasserkraftwerks ein Anspruch auf Schadensersatz mit der Begründung zugesprochen, dass der Anlagenbetreiber eine angemessene Einspeisungsvergütung auf der Grundlage der entstandenen Kosten sowie eine „gewisse Gewinnmarge“ verlangen könne. Das OLG Karlsruhe war hierbei der Auffassung, dass – ausgehend von einem „fiktiven Wettbewerb“ – nicht das in § 103 Abs. 1 GWB a.F. verankerte Ziel einer möglichst sicheren und preiswerten Energieversorgung einzig maßgeblich sei, sondern auch – und im Ergebnis vorrangig – das energiepolitische Ziel der Sicherung der wirtschaftlichen Existenz kleinerer Wasserkraftwerksbetreiber²³.

Diese Entscheidung des 6. Senats des OLG Karlsruhe aus dem Jahre 1987 war in der Literatur und vor allem auch bei den Vertretern der großen Energieversorgungsunternehmen auf heftige Kritik gestoßen. Mit seiner Entscheidung vom 24.07.1991²⁴ gab dann das Gericht seine vier Jahre zuvor vertretene Rechtsposition wieder auf.

Nach Auffassung des Gerichts verpflichtet auch das Gebot der Gewährung angemessener Konditionen das aufnehmende Energieversorgungsunternehmen nicht zu einem „kaufmännisch unvernünftigen Verhalten“. Eine Ware oder Leistung, die an einer anderen Stelle zu einem günstigeren Preis erworben werden könne, brauche der Energieversorger nicht abzunehmen. Dies gelte auch dann, wenn der Anbieter ansonsten keinen Gewinn erwirtschaften würde. Die gesetzliche Verpflichtung des GWB richtet sich „in keinem Fall auf die Subvention eines unwirtschaftlich arbeitenden Anbieters“. Dies gelte auch für den Bereich der Energiewirtschaft.

²³ Vgl. zum Ganzen Niedersberg, Der Beitrag der Windenergie zur Stromversorgung, Tübingen (1996).

²⁴ Vgl. OLG Karlsruhe, Urteil v. 24.07.1991 – Az. 6 U 76/90 Kart.; WuW/E OLG 944 ff.

Der BGH hat dann in seinem Urteil vom 06.10.1992²⁵ ebenfalls klar gestellt, dass für die vor Inkrafttreten des Stromeinspeisungsgesetzes am 01.01.1991 streitigen Fälle grundsätzlich ein Preis als angemessen anzusehen sei, den das Energieversorgungsunternehmen zumindest ohne Erhöhung seiner eigenen Strombeschaffungskosten zahlen könne, wobei als Maßstab für die Vergütung für eingespeisten Strom der Grundsatz der vermiedenen Kosten im Einzelfall gelte.

Der Gesetzgeber hatte danach die Möglichkeit, entweder die externen Kosten der Energiegewinnung zu qualifizieren oder aber in Form einer gesetzlichen Mindestregelung zum Aufbau einer regenerativen Energiewirtschaft ein Mindestpreismodell zu begründen. Der Gesetzgeber entschied sich bekanntermaßen zu Recht für die letztere Alternative.

Damit wird aber die Frage der Kosten der Energiegewinnung zukünftig wieder wesentlich stärker in den Vordergrund rücken. D.h. das Modell eines funktionierenden CO₂-Emissionshandels ist unmittelbar geknüpft an die Frage der Höhe der Einspeisungsvergütung außerhalb des Anwendungsbereiches des EEG. Derartige Überlegungen könnten im Zusammenhang mit der Frage der Dauer der Zahlungen der Mindestvergütungen in der Begründung des *RegE* durchaus mit aufgenommen werden, um auf diese Weise die zukünftigen Rahmenbedingungen für eine Einspeisungsvergütung außerhalb des Anwendungsbereiches des EEG aufzuzeigen.

V. Gemeinsame Vorschriften

In Parallele zu § 9 EEG beinhaltet § 12 *EEG-E* gemeinsame Vorschriften für sämtliche regenerativ betriebenen Anlagen, die dem EEG unterfallen.

²⁵ Vgl. BGH, Urteil vom 06.10.1992 – Az. KZR-10/91; RdE 1993, 70 ff; ebenso BGH, Urteil v. 02.07.1996, NJW 1996, 3005.

1. Keine Verpflichtung zum Abschluss einer vertraglichen Regelung

Im Rahmen der Schwachstellenanalyse war die umfassende rechtliche Problematik im Zusammenhang mit der unberechtigt erhobenen Forderung der Netzbetreiber nach Abschluss eines Stromeinspeisungsvertrages als zwingende Voraussetzung für den Anschluss, die Abnahme und die Vergütung des regenerativ erzeugten Stroms dargestellt worden²⁶. Der *RegE* stellt nunmehr in § 12 Abs. 1 *EEG-E* klar, dass Netzbetreiber „die Erfüllung ihrer Verpflichtungen aus den §§ 4 und 5 nicht vom Abschluss eines Vertrages abhängig machen“ dürfen. Den Beteiligten steht es selbstverständlich frei, bzgl. bestimmter Einzelheiten eine vertragliche Regelung zu vereinbaren. Hierbei muss es sich nicht ausschließlich um technische Fragen handeln, vielmehr können dies auch Fragen der „gleichberechtigten Haftung“ im Schadensfall sein.

2. Dauer der Mindestvergütungen

Gem. § 12 Abs. 3 *EEG-E* sind die Mindestvergütungen nach § 6 bis 11 vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme an jeweils für die Dauer von 20 Jahren ohne Berücksichtigung des Inbetriebnahmejahres zu zahlen. Für den Bereich der Windenergie ergibt sich damit im Vergleich zur jetzigen Regelung keine Veränderung.

3. Gesetzliches Aufrechnungsverbot

Bereits in der Vergangenheit haben die Netzbetreiber häufig im Zusammenhang mit rechtlichen und technischen Fragen des Blindstrombezuges den Einspeisern hohe Kosten in Rechnung gestellt,

²⁶ Vgl. Schwachstellenanalyse, S. 33 ff.

die sie monatlich von den Einspeisevergütungen in Abzug bringen. Diese einseitige Handlungsweise beendet der *RegE* nunmehr mit dem neu eingefügten § 12 Abs. 4 EEG-E, wonach „die Aufrechnung von Vergütungsansprüchen der Anlagenbetreiber nach § 5 mit einer Forderung des Netzbetreibers nur zulässig“ ist, „soweit die Forderung unbestritten oder rechtskräftig festgestellt ist“.

4. Messung und Abrechnung bei gemeinsamen Anlagen

Im Rahmen der Schwachstellenanalyse war zum Anwendungsbereich des jetzigen § 9 Abs. 2 EEG darauf hingewiesen worden, dass es hierbei im Zusammenhang mit der Abrechnung der Einspeisevergütung von mehreren WEA, die in verschiedenen Jahren in Betrieb genommen worden sind, teilweise zu erheblichen Problemen gekommen ist. Es wurde folgender Formulierungsvorschlag für § 9 Abs. 2 EEG unterbreitet: „Strom aus mehreren Anlagen kann über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet werden. Für die Berechnung der Höhe differenzierter Vergütungen ist die installierte Leistung jeder einzelnen Anlage maßgeblich. Die Zuordnung der Strommengen aus mehreren WEA mit differenzierter Vergütungshöhe, die über eine Messeinrichtung abgerechnet werden, wird durch das Verhältnis der Referenzerträge dieser Anlagen bestimmt.“

Der *RegE* greift diesen Vorschlag im Wesentlichen auf, wobei in der Begründung darauf hingewiesen wird, dass es sich bei der Neuformulierung in § 12 Abs. 5 EEG-E nicht um eine Neuregelung sondern vielmehr um eine Klarstellung im Verhältnis zur jetzigen Regelung handelt.

§ 12 Abs.5 EEG-E lautet danach wie folgt:

„Strom aus mehreren Anlagen kann über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet werden. In diesem Fall ist für die

Berechnung der Höhe differenzierter Mindestvergütungen die Leistung jeder einzelnen Anlage maßgeblich. Wenn Strom aus mehreren Windkraftanlagen, für die sich unterschiedliche Mindestvergütungshöhen errechnen, über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet wird, erfolgt die Zuordnung der Strommengen zu den Windkraftanlagen im Verhältnis der jeweiligen Referenzerträge.“

VI. Netzkosten

1. Abgrenzung zwischen Netzausbaukosten und Kosten des Anschlusses der WEA

Die bereits im Rahmen des jetzigen § 3 Abs. 1 EEG notwendige Abgrenzung zwischen Netzausbaukosten und Kosten des Anschlusses der WEA hat der *RegE* nunmehr unmissverständlich unter Heranziehung des Eigentumsbegriffes in der Regelung des § 4 Abs. 2 S. 4 EEG-E beantwortet. Darüber hinaus bestätigt der *RegE* die grundsätzliche Regelung der Kostentragungspflicht. Die notwendigen Kosten des Anschlusses der Anlage an dem „technisch und wirtschaftlich geeignetsten Verknüpfungspunkt des Netzes“ trägt danach der Anlagenbetreiber. Die notwendigen Kosten eines nur in Folge neu anzuschließender Anlagen erforderlichen Netzausbaus trägt der Netzbetreiber.

2. Durchführung von Messungen und Abrechnungen

Die Frage, wer die Messungen und Abrechnungen im Zusammenhang mit der Einspeisung zu welchem Preis durchführen muss bzw. darf, war in der Vergangenheit häufig Gegenstand von Streitigkeiten zwischen Netzbetreibern und Einspeisern. Trotz der erkennbar wirtschaftlich erheblichen Bedeutung ist diese Frage im gültigen EEG nicht geregelt.

So war es nicht verwunderlich, dass erneut die Rechtsprechung²⁷ bemüht werden musste, um hier eine gewisse Klärung zu erreichen, die der *RegE* jetzt aufgreift. Ausdrücklich neu aufgenommen worden ist eine Regelung über die „notwendigen Messeinrichtungen zur Erfassung der gelieferten und der bezogenen elektrischen Arbeit“.

§ 13 Abs. 1 S. 1 und S. 3 EEG-E lauten demnach wie folgt:

„Die notwendigen Kosten des Anschlusses von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas an dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des Netzes sowie der notwendigen Messeinrichtungen zur Erfassung der gelieferten und der bezogenen elektrischen Arbeit trägt der Anlagenbetreiber. ... Der Anlagenbetreiber kann den Anschluss der Anlagen sowie die Errichtung und den Betrieb der Messeinrichtungen von dem Netzbetreiber oder einem fachkundigen Dritten vornehmen lassen²⁸.“

Wörtlich heißt es in der Begründung:

„Neu geregelt wird auch die Kostentragungspflicht des Anlagenbetreibers für alle zum Betrieb notwendigen Messeinrichtungen zur Erfassung der von den Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien gelieferten sowie von diesen bezogenen elektrischen Arbeit. Damit ist keine Änderung in der Sache verbunden, da nach der gängigen Praxis diese Kosten ohnehin von den Anlagenbetreibern zu bezahlen sind..... Ferner ist in Satz 3 vorgesehen, dem Anlagenbetreiber ein Wahlrecht einzuräumen, ob er die Errichtung und den Betrieb der Messeinrichtungen von dem Netzbetreiber oder einem

²⁷ Vgl. LG Dortmund, Urteil v. 17.04.2002 – Az. 6 O 53/02; OLG Hamm, Urteil v. 12.09.2003 – Az. 29 U 14/03.

²⁸ Der Wortlaut des § 13 Abs. 1 S. 1 und S. 3 EEG-E bezieht ausdrücklich die gelieferte und die bezogene elektrische Arbeit mit ein. Im Referentenentwurf vom 01./12.08.2003 war dies ebenso der Fall. Im nachfolgenden RegE vom 18.11.2003 war dann – ohne Begründung – der Bezugsstrom aus dem Anwendungsbereich gestrichen worden.

fachkundigen Dritten vornehmen lassen will. Diese Vorschrift dient der Begrenzung der Kosten und ist aufgrund der Pflicht der Anlagenbetreiber, für die Messkosten aufzukommen, auch interessengerecht. Es soll vermieden werden, dass getrennte Messeinrichtungen für die bezogene und gelieferte elektrische Arbeit eingerichtet werden, wodurch gesamtwirtschaftlich und in der Sache unnötige Kosten verursacht würden. Die Verlässlichkeit der Messung wird durch das Wahlrecht nicht beeinträchtigt, da die Messung von einer fachkundigen Person vorgenommen werden muss und Messeinrichtungen zur Erfassung der Arbeit nach dem Eichrecht eichpflichtig sind.

Die Tatsache, dass die Errichtung und der Betrieb der Messeinrichtungen in die Zuständigkeit des Anlagenbetreibers fallen, bedeutet nicht notwendigerweise, dass dieser exklusiv die Messwerte ausliest und an die übrigen Beteiligten weiter gibt. Insbesondere bei fern ablesbaren Zählern sollte es jedem Beteiligten (Anlagenbetreiber, Netzbetreiber und ggf. Lieferant von Bezugsstrom) möglich sein, die für ihn bestimmten Daten aus der Messeinrichtung selbst abrufen zu können oder sich automatisch von dort übermitteln zu lassen. Der Anlagenbetreiber ist im Fall einer automatischen Auslesung jedoch nur verpflichtet, die Daten dem Netzbetreiber an der Anlage oder am Verknüpfungspunkt kostenlos zur Verfügung zu stellen. Eine Übertragungspflicht seitens des Anlagenbetreibers wird mit dem Messrecht nicht begründet.“

Damit steht zukünftig fest:

Der Anlagenbetreiber kann selbst bestimmen, wer zu welchen Konditionen die Messung durchführt. Bzgl. der Kosten hat das OLG Düsseldorf in seiner Entscheidung vom 29.12.2003²⁹ darauf hingewiesen, dass es sich bei den Leistungen Messung, Zählen, Verrechnung und Inkasso um einen eigenständigen „wettbewerbsfähigen Markt“ handele, und insoweit im Rahmen des Wettbewerbsrechtes eine Preiskontrolle möglich sei. Auch diese Entscheidung des OLG Düsseldorf sowie die neue Regelung in § 13 Abs. 1 S. 1 und S. 3 EEG-E werden zukünftig zu einer Reduzierung der Mess- und Verrechnungspreise führen.

Des Weiteren ist auch die in der Vergangenheit häufig strittige Frage der kostenintensiven Fernübertragung von Daten an den Netzbetreiber entschieden. Der Einspeiser ist zukünftig nicht mehr verpflichtet, eine entsprechende Telefonleitung zur Verfügung zu stellen und die damit verbundenen Kosten zu tragen³⁰.

VII. Herkunftsnachweis

Neu in das Gesetz soll ein sogenannter Herkunftsnachweis aufgenommen werden.

§ 17 Abs. 1 lautet wie folgt:

„Anlagenbetreiber können sich für Strom aus Erneuerbaren Energien von einer Person oder Organisation, die nach dem

²⁹ Vgl. OLG Düsseldorf, Urteil vom 29. Dezember 2003; Grundlage des Verfahrens vor dem OLG Düsseldorf war eine Verfügung des Bundeskartellamtes gegen RWE. Das Bundeskartellamt hatte vom Netzbetreiber RWE die sofortige Senkung der Zählergebühren um mehr als zehn Euro oder ca. 30 % verlangt.

³⁰ Vgl. hierzu schon die Forderung in der Schwachstellenanalyse, S. 65; ebenso Niedersberg/Weißferdt, Erneuerbare Energien, Heft 10, Okt. 2003, S. 8, 9.

Umweltauditgesetz für den Bereich Elektrizitätserzeugung als Umweltgutachter oder Umweltgutachterorganisation tätig werden darf, einen Herkunftsnachweis ausstellen lassen.“

Diese neue Vorschrift dient der Umsetzung des Art. 5 der Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen, welche den Mitgliedstaaten auferlegt, den Erzeugern von Strom aus Erneuerbaren Energien die Möglichkeit zu geben sich für den von Ihnen erzeugten Strom einen Herkunftsnachweis ausstellen zu lassen. Diese Möglichkeit des Ausstellens eines Herkunftsnachweises für Strom aus Erneuerbaren Energien ist sehr zu begrüßen, weil hiermit erstmalig die Voraussetzungen für einen späteren Emissionshandel geschaffen werden.

VIII. Doppelvermarktungsverbot

§ 18 EEG-E regelt nochmals ausdrücklich das – auch bereits jetzt geltende – grundsätzliche Verbot der Doppelvermarktung. § 18 Abs. 1 EEG-E lautet demnach wie folgt:

„Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas sowie in ein Gasnetz eingespeistes Biogas dürfen nicht mehrfach verkauft oder anderweitig überlassen werden.“

§ 18 Abs. 2 EEG-E lautet wie folgt:

„Anlagenbetreiber, die Vergütung nach den §§ 5-12 in Anspruch nehmen, dürfen Nachweise für Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas nicht weiter geben. Gibt ein Anlagenbetreiber einen Nachweis für Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas weiter, darf für diesen Strom keine Vergütung nach den §§ 5-12 in Anspruch genommen werden.“

In der Begründung zu § 18 Abs. 2 EEG-E heißt es wie folgt:

„Die Regelung des Absatzes 2 soll ebenfalls dem Missbrauch vorbeugen. Deshalb wird es den Anlagenbetreibern untersagt, jede Art von Nachweisen, die sie für die Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien erhalten (einschl. sogenannter CO2-Zertifikate), weiterzugeben. Der Begriff der Weitergabe ist dabei weit auszulegen. Darunter ist jede Handlung zu verstehen, die eine andere Person berechtigen soll, den Nachweis zu anderen als internen Prüfzwecken zu verwenden. Falls ein Anlagenbetreiber einen Nachweis dennoch weiter gibt, verliert er für den Zeitraum, für den der Nachweis ausgestellt ist, den Anspruch auf die Vergütung nach diesem Gesetz. Es steht dem Anlagenbetreiber somit frei, auf die garantierte Einspeisevergütung zu verzichten und den betreffenden Nachweis – und damit indirekt seinen Strom aus Erneuerbaren Energien – auf andere Art wirtschaftlich zu nutzen.“

Das ausdrücklich nochmals formulierte Ziel des *RegE*, eine Doppelvermarktung von regenerativem Strom zu vermeiden, ist richtig und anzuerkennen. Gleichwohl ist nicht ersichtlich, aus welchem Grund § 18 Abs. 2 EEG-E nochmals die zwei Möglichkeiten der Inanspruchnahme bei doppelter Vermarktung aufgreifen muss. Nach diesseitiger Auffassung ist in § 18 Abs. 1 EEG-E der gesamte Regelungsbereich, nämlich das Verbot der Doppelvermarktung, in jeglicher Form und Ausprägung geregelt. § 18 Abs. 2 EEG-E könnte daher nach diesseitiger Auffassung gestrichen werden.

IX. Clearingstelle

Im Rahmen der Schwachstellenanalyse³¹ war die Tätigkeit der Bundesclearingstelle im einzelnen beschrieben worden. Trotz der in Teilbereichen unbefriedigenden Ergebnisse war empfohlen worden, die Bundesclearingstelle zunächst für einen weiteren Zeitraum von zwei Jahren zu erhalten.

Der *RegE* belässt es ohne Begründung bei der jetzigen Regelung und statuiert in § 19 *EEG-E* erneut die Clearingstelle.

Im Unterschied zum aktuellen EEG soll die Clearingstelle zukünftig jedoch nicht beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, sondern beim Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit eingerichtet werden. Ausdrücklich wird der Tätigkeitsbereich der Clearingstelle auch auf „Anwendungsfragen dieses Gesetzes“ ausgeweitet.

Der Tätigkeitsbereich der einzurichtenden Clearingstelle wird aber auch beeinflusst werden durch die spätestens zum 01.07.2004 einzurichtende Regulierungsbehörde im Bereich Elektrizität und Gas. Gemäß Art. 23 Abs. 1 *EltRL* und Art. 25 Abs. 1 *GasRL* müssen eine oder mehrere Stellen mit Regulierungsaufgaben betraut werden. Die Regulierung soll sicherstellen, dass Bedingungen und Tarife für den Anschluss neuer Elektrizitätserzeuger objektiv, transparent und nicht diskriminierend sind.

Insbesondere im Bereich der Tarife für Messungen und Abrechnungen sind insoweit sich überschneidende Aufgabenfelder der Clearingstelle und der Regulierungsbehörde nicht auszuschließen. Es bleibt daher zunächst abzuwarten, ob und ggf. in welcher Weise die Clearingstelle zukünftig ihrer Aufgaben wahrnehmen wird.

X. Übergangsbestimmungen

§ 21 Abs. 1 *EEG-E* regelt die grundsätzliche Anwendung der **bisherigen Vergütungsregelungen** des EEG auf solche Anlagen, die im Zeitpunkt des Inkrafttretens der Novellierung bereits in Betrieb gegangen sind. Damit wird gleichzeitig der Anwendungsbereich der anderen, neuen und geänderten Vorschriften des EEG, soweit sie **nicht**

³¹ Vgl. Schwachstellenanalyse, S. 66.

Vergütungsregelungen enthalten, auf diese bereits in Betrieb genommenen Anlagen festgelegt.

Für die hier äußerst kritisch bewertete sogenannte 65%-Regelung ist in § 21 Abs. 2 EEG-E geregelt, dass diese nur für solche Anlagen gelten soll, die nach dem 31.12.2004 in Betrieb gegangen sind. § 21 Abs. 2 EEG-E ist auf den ersten Blick nicht logisch, weil die Anwendung des § 10 Abs. 4 EEG-E für Anlagen gelten soll, „die nach dem 31.12.2004 in Betrieb genommen worden sind“. § 10 Abs. 4 EEG-E schließt aber gerade die Vergütungspflicht für solche Anlagen aus, für die „vor Inbetriebnahme“ nicht die Erreichung eines entsprechenden Referenzertrages nachgewiesen ist. Die Regelung in § 21 Abs. 2 EEG-E ist daher nur so sinnvoll zu verstehen, dass für Anlagen, die nach dem 31.12.2004 in Betrieb genommen und zuvor nicht der entsprechende Nachweis erbracht worden ist, keine Vergütungspflicht der Netzbetreiber besteht.

Dem gegenüber beantwortet der *RegE* (noch) nicht die Frage, wie solche Projekte zu behandeln sind, die sich im Zeitpunkt des Inkrafttretens des Gesetzes noch im Genehmigungsverfahren befinden.

Diese wichtige Frage soll erkennbar durch die Bestimmung des Zeitpunktes des Inkrafttretens des Gesetzes der Novellierung geregelt werden. In diesem Zusammenhang ist von besonderer Bedeutung, dass eine Vielzahl von größeren Projekten teilweise bereits seit mehreren Jahren im Genehmigungsverfahren „stecken“, woran auch das sog. Artikelgesetz vom 03.08.2001 mit der Einführung einer Genehmigungspflicht nach dem BImSchG unter Vorgabe bestimmter Genehmigungsfristen keine wesentliche positive Änderung gebracht hat. Gleichzeitig sind teilweise bereits erhebliche finanzielle Aufwendungen im Vertrauen auf die jetzige Vergütungsregelung des EEG getätigt worden, wobei nicht selten im Hinblick auf die Lieferfristen von z.B. Umspannwerken auch sehr kostenintensive Verbindlichkeiten eingegangen werden mussten.

Es bietet sich daher an, entsprechend der sich noch im *RegE* befindlichen Regelung in § 21 Abs. 2 *EEG-E* die neuen Vergütungen für noch nicht in Betrieb gegangene WEA erst ab dem 01.01.2005 für anwendbar zu erklären. Alternativ könnte das gesamte Gesetz erst zum 01.01.2005 in Kraft treten, wobei diese Lösung möglicherweise im Hinblick auf die zeitnahe Umsetzung des Gesetzes für andere regenerative Energien ein Vorschaltgesetz notwendig machen könnte.

XI. Zusammenfassung

Der *RegE* kann nach diesseitiger Auffassung für den Bereich der Windenergie – mit wenigen Abstrichen – als durchaus gelungen bezeichnet werden. Die einzelnen Regelungsbereiche müssten aber teilweise noch konkretisiert bzw. im Einzelfall ergänzt werden. Insgesamt fällt allerdings negativ die relativ starke und einseitige Stärkung des Offshore-Bereiches zulasten des noch auf Jahre notwendigen Ausbaus der WEA an Land auf. Dies gilt umso mehr, als die Vielzahl der vor allen Dingen technischen Probleme im Zusammenhang mit der Errichtung von Offshore-WEA noch nicht befriedigend gelöst sind. Daher wäre ein deutlicheres Signal des *RegE* für ein auch weiterhin anzustrebenden Ausbau von WEA an Land wünschenswert gewesen.

Kiel, den 24. Februar 2004

Dr. jur. Jörg Niedersberg



Stellungnahme zum Regierungsentwurf eines „Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich“

Grundsätzlich ist der Regierungsentwurf, der vom Bundestag bereits in erster Lesung beraten wurde, nachdrücklich zu begrüßen, da er das Ziel verfolgt, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung weiter auszubauen. Angesichts der nur begrenzten Verfügbarkeit fossiler Energieträger und deren klimaschädlichen Emissionen, muß der Anteil der erneuerbaren Energien schnell deutlich ausgebaut werden. Das gilt nicht nur für die Stromerzeugung sondern auch für den Wärmemarkt, für den entsprechende Regelungen zu fordern sind.

Diese Stellungnahme bezieht sich auf die generellen Regelungen des Gesetzentwurfes sowie auf die Regelungen für die Windenergie. Die speziellen Regelungen für andere erneuerbare Energien sind nicht Gegenstand dieser Stellungnahme. Zur Ergänzung ist dieser Stellungnahme des WWV eine in unserem Auftrag erstellte Stellungnahme von Dr. jur. Jörg Niedersberg zum Gesetzentwurf beigelegt.

Der WWV fordert Änderungen / Klarstellungen an folgenden Stellen:

1. **Begriff der Neuherstellung von WEA:** Hier sollte im Laufe des Gesetzgebungsverfahrens eine Klarstellung erfolgen. Aus Sicht der Betreiber scheint es der sinnvollste Ansatz zu sein, den Ansatz von „mindestens 50 Prozent der Kosten“ auf den ursprünglichen Anschaffungspreis der WEA zu beziehen, denn nur der ist konkret nachvollziehbar und zu beziffern. (Stellungnahme S. 10)
2. **Vorrang der Einspeisung:** Hier bleibt im Regierungsentwurf offen, ob im Einzelfall Lieferverträge von konventionellen Kraftwerken gekündigt werden müssen. Dieser Punkt muß zugunsten der EE modifiziert werden. (Stellungnahme S. 12 ff)
3. Die **Auskunftspflicht zu Netzdaten** im Blick auf die Anschlußmöglichkeiten von EE-Anlagen muß eindeutiger geklärt werden, als das im bisherigen Regierungsentwurf der Fall ist. (Stellungnahme S. 16/17)
4. **Kosten der Errichtung der Stromerzeugungsanlage:** Weder im Gesetz noch in den Erläuterungen ist der Begriff der Errichtungskosten eindeutig definiert. In der Praxis führt dies immer wieder zu Streitigkeiten. Hier besteht Regelungsbedarf. (Stellungnahme Dr. Niedersberg S. 20)

5. Zur Frage **ob angebotener oder abgenommener Strom die Vergütungspflicht begründet**, muß eine Klarstellung erfolgen. Um Verzögerungen durch EVU zu verhindern, kann es hier nur um angebotenen Strom gehen. (Stellungnahme S. 23 ff)
6. Die Regelungen zur **65-Prozent-Klausel** sollten komplett gestrichen werden. Bisher ist an diesem Punkt die Anschlußpflicht geregelt, nicht aber die Vergütung. (Stellungnahme S. 27 ff)
7. Regelungen für **Nearshore-Windparks**: Hier ist die Definition einer Offshore-Basislinie erforderlich. Nur so ist zu verhindern, daß Windparks, die mit großem Aufwand vor den Küsten gebaut werden, die Vergütungen nach Onshore-Kriterien erhalten, wie das nach dem Gesetzentwurf vorgesehen ist. Unter diesen Bedingungen sind solche Projekte nicht wirtschaftlich. (Stellungnahme Dr. Niedersberg S. 31 ff)
8. **Offshore-Degression**: Der Beginn der Degression in 2008 ist zu früh angesetzt, weil dann erst sehr wenige Anlagen installiert sein werden. Technische Innovation und Weiterentwicklung zur Kostensenkung greifen in zu diesem Zeitpunkt noch nicht. Auf Erfahrungswerte kann noch nicht zurückgegriffen werden. Gefordert wird daher ein Beginn der Degression bei Offshore-Windparks nicht vor dem 01.01.2013. (Stellungnahme Dr. Niedersberg S. 36)
9. Die **Höhe von Vergütungszahlungen** außerhalb des Anwendungsbereiches des EEG muß geregelt werden. Der bisherigen Regierungsentwurf läßt völlig offen, welche Vergütungen nach mehr als 20 Jahren Laufzeit zu zahlen sind. (Stellungnahme S. 37 ff)
10. **Übergangsbestimmungen**: Hier muß der Vertrauensschutz für langfristig mit entsprechenden Aufwendungen vorbereitete Projekte eingefordert werden. (Stellungnahme S. 51)

Ausdrücklich zu begrüßen ist das **Kopplungsverbot zwischen Stromeinspeisungsvertrag und Anschlusszwang**. Auch für Nebenpflichten sind nach dem Gesetzentwurf keine vertraglichen Regelungen zu verlangen. Hier wird eine sehr erfreuliche Klarstellung getroffen.

Cuxhaven, 26. Februar 2004

Wirtschaftsverband Windkraftwerke e.V.

Rainer Heinsohn
Geschäftsführer