

Wirtschaftliche Zumutbarkeit der Netzanbindung von Windenergieanlagen

Zusammenfassung

Die Netzbetreiber sind gesetzlich zur unverzüglichen Erhöhung der Übertragungsleistung (›Netzausbau‹) für erneuerbare Energien verpflichtet, allerdings nur, soweit dies (volks)wirtschaftlich zumutbar ist. Diese Anweisung zu einer gewissen Beschränkung des windenergiebedingten Netzausbaus drückt eigentlich nur die wirtschaftliche Selbstverständlichkeit aus, dass für die wenig Energie erbringenden sehr seltenen kurzen Spitzen der Windleistung keine teure zusätzliche Übertragungskapazität von den Stromkunden bezahlt werden muss.

Bei einer volkswirtschaftlich optimalen Beschränkung des Netzausbaus werden deutlich weniger als 1 % der möglichen Windenergieerzeugung ›ausgesperrt‹, aber je nach Einzelfall beträchtliche Netzausbaukosten eingespart. Überdies werden die Betreiber der Windenergieanlagen durch die Einspeisebeschränkung nicht schlechter gestellt, da sie ab 2009 voll entschädigt werden. Die Stromkunden werden aber geringer belastet, weil die so vermiedenen Ausbaukosten höher sind als die Entschädigungszahlungen.

Es werden Richtgrößen für die jeweils volkswirtschaftlich optimale Beschränkung des Netzausbaus bestimmt, und zwar für die Netzanbindung von Onshore-Windparks, von Offshore-Windparks und für eine großräumige windenergiebedingte Nord-Süd-Übertragung.

Die Bundesnetzagentur hat im September 2009 ein überarbeitetes Positionspapier veröffentlicht, das die Kriterien für Offshore-Netzanbindungszusagen durch den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber festlegt. Das Positionspapier der Bundesnetzagentur ist ein guter Kompromiss zwischen den einzelnen Interessen und verringert Fehlinvestitionen.

1. Wirtschaftliche Zumutbarkeit als Begrenzung für Netzausbau und Windenergieeinspeisung

1.1 Problemstellung

Seit Längerem gibt es nachhaltige Auseinandersetzungen bezüglich Umfang und Art der Erhöhung der Übertragungsleistung der Stromnetze [Jarass/Obermair/Voigt 2009, Kap. 10.1]:

- Betreiber von Windparks klagen gegen Regionalnetzbetreiber wegen unzureichender Einspeisemöglichkeiten und daraus resultierender zeitweiser Abschaltungen (›Einspeisemanagement‹).
- Gebietskörperschaften, wie Städte und Gemeinden, klagen gegen ihre Landesverwaltungen, sofern diese den Verbundnetzbetreibern landschaftsbeeinträchtigende Freileitungsneubaustrecken genehmigen wollen.
- Ein Teil der Leitungen wird als nicht zwingend erforderlich, jedenfalls aber nicht als windenergiebedingt angesehen, ihr Bau wird auch deshalb nur als Erdkabelausführung akzeptiert.

Bei der Netzanbindung von Offshore-Windkraftwerken werden diese Probleme noch verschärft: Während onshore ein fehlender Netzausbau nur zu relativ seltenen Abschaltungen führt, bedeutet eine fehlende Netzanbindung offshore, dass überhaupt kein Strom eingespeist werden kann.

Deshalb ist ein transparentes, rationales Verfahren zur Bestimmung der angemessenen technischen Umsetzung der Erhöhung der Übertragungsleistung und zur Einengung des Bandes zwischen ›zu wenig‹ und ›zu viel‹ bei der windenergiebedingten Verstärkung des Stromnetzes auf der Grundlage einer volkswirtschaftlichen Optimierung anzustreben.

Drei verschiedene Standardfälle:

- Anbindung von Onshore-Windparks, meist durch 110-kV-Hochspannungsleitungen: zusätzliche Einspeisung durch neue sowie durch Repowering vergrößerte Onshore-Windparks;
- Anbindung von Offshore-Windparks, im ersten Schritt durch 145-kV-Gleichstrom-Seekabel: unterseeische Übertragung und an Land möglichst küstennahe Einspeisung in das Höchstspannungsnetz;
- Nord-Süd-Übertragung, meist durch 380-kV-Höchstspannungsleitungen: massiv erhöhter Fernübertragungsbedarf im Verbundnetz von den Schwerpunkten der Erzeugung, die an und vor den Küsten liegen, zu den Verbrauchsschwerpunkten vorwiegend im Westen und Süden Deutschlands und zu Speicherkraftwerken in den Mittelgebirgen und in den Alpen, später eventuell auch in Norwegen und Schweden.

Zum einen sind die relevante Spannungsebene (zwischen 110 kV und 380 kV) und die verfügbare Leitungstechnik (Freileitung oder Erdkabel, Seekabel oder Rohrleitung, Drehstrom oder Gleichstrom) in jedem der drei Fälle unterschiedlich [Heuck/Dettmann/Schulz 2007, Kap. 4.14]. Zum anderen ist die zeitliche und statistische Charakteristik, also etwa die Dauer-Leistung-Kurve der zu übertragenden Energie in jedem der drei Fälle verschieden.

Alle angemessenen Netzkosten, insbesondere auch die Kosten für die Erhöhung der Übertragungsleistung, können gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz auf die Netznutzungsentgelte und damit auf die Verbraucher umgelegt werden. Zur Regulierung sowohl des diskriminierungsfreien Zugangs für alle Anbieter und einer leistungsgerechten Kostenumlegung auf alle Stromverbraucher ist die Bundesnetzagentur eingesetzt, die durch regelmäßige Vergleichskontrolle und eine Anreizregulierung zumindest im Prinzip sowohl die Einhaltung der Mindestinvestition und -wartung als auch die Verhinderung von Überinvestitionen und überhöhten Nutzungsentgelten sicherstellen soll [Jarass/Obermair 2005].

1.2 Optimierung der Erhöhung der Übertragungsleistung

Eine Erhöhung der Übertragungsleistung im bestehenden Netz kann auf allen Spannungsebenen je nach Bedarf in drei aufeinander folgenden Stufen von jeweils höherem Kostenaufwand erreicht werden [Jarass/Obermair/Voigt 2009, Kap. 4]:

- Netzoptimierung des bestehenden Systems, z. B. durch Erhöhung der verwendeten Spannung, durch Regelung des Lastflusses mittels Querregler oder durch Nutzung vorübergehend vorhandener Netzreserven mittels Leitungsmonitoring.
- Netzverstärkung von bestehenden Leitungen, insbesondere bei Freileitungen, indem z. B. herkömmliche Leiterseile durch Hochtemperaturleiterseile ersetzt werden, am besten in Kombination mit Leitungsmonitoring.

Schließlich, falls Netzoptimierung und Netzverstärkung nicht ausreichen:

- Neubau einer kompletten Stromleitung; auf 110-kV-Niveau im Regelfall als Erdkabel kostengünstig ausführbar zur Vermeidung langer Gerichtsverfahren mit den Anliegern von geplanten Freileitungstrassen; auch für den Neubau von 380-kV-Trassen gibt es ab 2009 Vorgaben zur Teilverkabelung [EnLAG 2009, § 2].

1.3 Wirtschaftliche Zumutbarkeit als Verhältnismäßigkeit von volkswirtschaftlichen Nutzen und Kosten

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz legt nicht nur in der Fassung von 2004 [EEG 2004, § 4], sondern auch in der neuen Fassung von 2008 mit aller Klarheit fest, dass die Netzbetreiber die Abnahme und Übertragung des Stroms aus erneuerbaren Energien sicherstellen müssen [EEG 2008, § 8 (1)]. Falls Engpässe in der Übertragungsleistung der Netze bestehen, ist die Rechtslage definiert [EEG 2008, § 9 (1)]: »Netzbetreiber sind auf Verlangen der Einspeisewilligen verpflichtet, unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen.«

Hinsichtlich des Netzausbaus enthält das Gesetz aber ähnlich wie die Fassung 2004 eine wichtige *Einschränkung* [EEG 2008, § 9 (3)]: »Der Netzbetreiber ist *nicht* zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau seines Netzes *verpflichtet, soweit dies wirtschaftlich unzumutbar ist.*« Diese Einschränkung der Verpflichtung der Netzbetreiber wird schon im Energiewirtschaftsgesetz, dem grundlegenden Gesetz des gesamten neuen Energierechts, betont [EnWG 2008, § 11 (1), Satz 1]: »Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind *verpflichtet*, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht auszubauen, *soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.*«

Was ist wirtschaftlich zumutbar und v. a.: *Wem* soll der Netzausbau wirtschaftlich zumutbar sein? Auch hierzu ergeben sich aus dem Gesetz eindeutige Antworten:

Anders als etwa bei der wirtschaftlichen Zumutbarkeit von Umweltauflagen, für deren Kosten der betroffene Betrieb selbst aufkommen muss, was seine Konkurrenzfähigkeit beeinträchtigen kann, geht es hier nicht um die betriebswirtschaftlichen Kosten des Netzbetreibers, sondern ausschließlich um volkswirtschaftliche Kosten. Dies ergibt sich nicht nur aus der Zweckbestimmung schon im ersten Satz des EEG [EEG 2008, § 1 (1)]: »... die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern ...«, sondern aus der unveränderten Regelung, dass der Netzbetreiber die Kosten der Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung und Ausbau des Netzes bei der Ermittlung des Netznutzungsentgelts in Ansatz bringen kann. Somit erstatten die Stromkunden dem Netzbetreiber die notwendigen Netzausbaukosten über die Netznutzungsentgelte. Auch die Netzbetreiber stellen mittlerweile nicht mehr auf ihre einzelwirtschaftlichen Kosten, sondern auf die gesamtwirtschaftlichen Kosten ab [VDN 2006, S. 5].

Dies zeigt, dass wirtschaftliche Unzumutbarkeit des Netzausbaus keinesfalls im Sinne der einzelwirtschaftlichen Leistungsfähigkeit des Netzbetreibers zu verstehen ist, da dieser ja die Ausbaukosten auf die Stromverbraucher überwälzt.

Das Entscheidungskriterium ist vielmehr die Verhältnismäßigkeit des volkswirtschaftlichen Nutzens vermehrter Einspeisemöglichkeit von erneuerbaren Energien zu den vom Verbraucher getragenen volkswirtschaftlichen Kosten des hierfür erforderlichen Netzausbaus: Der Nutzen muss die Kosten übersteigen.

Es existiert also sowohl im Erneuerbare-Energien-Gesetz als auch im Energiewirtschaftsgesetz die eindeutige Vorschrift, dass zur Übertragung erneuerbarer Energien der Netzbetreiber zum unverzüglichen Ausbau verpflichtet ist, soweit dieser Ausbau (volks)wirtschaftlich zumutbar ist.

Diese Anweisung zu einer gewissen Beschränkung der Höhe des Netzausbaus drückt eigentlich nur die wirtschaftliche Selbstverständlichkeit aus, dass für sehr seltene kurze Spitzen der *Leistung* der möglichen Erzeugung, die selbst in Ihrer Summe nur äußerst wenig Energie (= Leistung mal Zeit) erbringen, keine zusätzliche Übertragungskapazität geschaffen werden muss. Entgegen einer weit verbreiteten EEG-Interpretation muss als unvermeidliche Folge dieses gesetzlichen Gebots der Wirtschaftlichkeit die Einspeisung bei solchen Spitzen kurzzeitig heruntergeregelt werden. Andernfalls würden die Stromverbraucher, die die Erhöhung der Übertragungskapazität letztlich bezahlen müssen, unnötig belastet. Dies steht im Gegensatz zum Netzausbau für die Versorgung von Verbrauchern, wo auch sehr seltene Nachfragespitzen durch das Netz abgedeckt werden müssen, um Abschaltungen von Verbrauchern zu verhindern.

1.4 Auch Offshore-Netzanbindungen stehen unter dem Vorbehalt der wirtschaftlichen Zumutbarkeit

Das Energiewirtschaftsgesetz schreibt vor [EnWG 2008, § 17 Abs. 2a, Satz 1]: »Betreiber von Übertragungsnetzen, in deren Regelzone die Netzanbindung von Offshore-Anlagen im Sinne des § 10 Abs. 3 Satz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes erfolgen soll, haben die Leitungen von dem Umspannwerk der Offshore-Anlagen bis zu dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des nächsten Übertragungs- oder Verteilernetzes zu errichten und zu betreiben; die Netzanbindungen müssen zu dem Zeitpunkt der Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Offshore-Anlagen errichtet sein.« Weist der erst Ende 2006 in das Energiewirtschaftsgesetz eingefügte Absatz § 17 (2a) den Netzanbindungen der Offshore-Windparks eine Art von Sonderstellung zu? Es handelt sich ja typischerweise um Leitungen von großer Länge, die naturgemäß ausschließlich der Übertragung von Offshore-Windenergie dienen. Unterliegen sie deshalb etwa *nicht* dem gesetzlichen Vorbehalt, Netzausbaumaßnahmen nur durchzuführen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist?

Der folgende Satz 2 in § 17 Abs. 2a schafft hier Klarheit: »Eine Leitung nach Satz 1 gilt ab dem Zeitpunkt der Errichtung als Teil des Energieversorgungs-

netzes.« Damit ist sichergestellt, dass die allgemeinen Vorschriften des EnWG über den Betrieb von Energieversorgungsnetzen, insbesondere § 11 (1) Satz 1 EnWG (Betrieb von Energieversorgungsnetzen), auch für diese Leitungen als Bestandteil des Energieversorgungsnetzes gelten. Nach dieser generellen Vorschrift sind die Betreiber von Versorgungsnetzen verpflichtet, das Netz »... auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist«.

Diese Einschränkung findet sich – wie bereits schon in der bisherigen Fassung des EEG – auch in der Neufassung, wo es zur Grenze der Investitionsverpflichtung eindeutig heißt [EEG 2008, § 9 (3)]: »Der Netzbetreiber ist nicht zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau seines Netzes verpflichtet, soweit dies wirtschaftlich unzumutbar ist.« Ergebnis: Der Vorbehalt der wirtschaftlichen Zumutbarkeit einer Maßnahme gilt auch für die Netzanbindung von Offshore-Windenergieanlagen.

Ob eine Maßnahme zur Netzanbindung von Offshore-Windenergieanlagen wirtschaftlich zumutbar ist und insbesondere *wie weit*, d. h. bei welcher Höhe, bei welchen volkswirtschaftlichen Kosten und bei welchem finanziellen Risiko die wirtschaftliche Unzumutbarkeit einsetzt, kann allerdings nur beurteilt werden, wenn ein objektiver quantitativer Maßstab für die Beurteilung der wirtschaftlichen Zumutbarkeit nach den allgemeinen Regeln der Ökonomie angewandt wird. Davon handeln die folgenden Abschnitte.

2. Bestimmung des wirtschaftlich zumutbaren Netzausbaus

Der Unterausschuss des Deutschen Bundestags hatte Anfang Juni 2008 noch gefordert [EEG-Umweltausschuss 2008, S. 22]: »Die Frage der wirtschaftlichen Zumutbarkeit des Netzausbaus bzw. -optimierung soll dabei so geregelt werden, dass das im EEG vereinbarte Ausbauziel von mindestens 30 Prozent Stromanteil des EEG an der Gesamtstromerzeugung sichergestellt wird.« Trotz dieser Aufforderung hat der Gesetzgeber keine Regelungen zur operationalen Umsetzung des Begriffs der wirtschaftlichen Zumutbarkeit gemacht, weder in [EEG 2008] selbst noch insbesondere in [EEG 2008 § 64, Verordnungsermächtigung] noch in [EnLAG 2009].

2.1 Faustregeln für wirtschaftliche Zumutbarkeit

Allerdings nennt die offizielle Gesetzesbegründung zum EEG 2004 [EEG-Begründung 2004] zwei verschiedene Faustregeln, die der Beurteilung der wirtschaftlichen Zumutbarkeit von windenergiebedingten Netzausbaumaßnahmen dienen sollen:

2.1.1 Faustregel 1: Grenze für wirtschaftliche Unzumutbarkeit

»Die Zumutbarkeit des (Netz-)Ausbaus findet ihre Grenze dort, wo der aus den Vergütungssummen im Vergütungszeitraum sich ergebende Wert der Gesamtstrommenge aus den durch den Netzausbau anschließbaren Erzeugungsanlagen die Kosten des Ausbaus nicht deutlich übersteigt.« [EEG-Begründung 2004, S. 34]. Laut Faustregel 1 findet die Zumutbarkeit des Netzausbaus also ihre Grenze dort, wo die Vergütungssummen nicht deutlich größer sind als die Netzausbaukosten, die bei Offshore-Windkraftwerken mit den Netzanbindungskosten gleichgesetzt werden können.

Vergütungssummen: Die Volllaststundenzahl für einen Windpark am FINO1-Standort oder einem vergleichbaren Standort beträgt rund 4.000 Stunden pro Jahr. Der Vergütungszeitraum wird, wie bei der Kalkulation von Offshore-Projekten üblich, mit der erwarteten mittleren Lebensdauer der Anlagen von 20 Jahren gleichgesetzt; auch das EEG geht bei der Festlegung der Mindestvergütung von diesem Zeitraum aus. Die Vergütung wird mit der durchschnittlichen EEG-Einspeisevergütung berechnet, hier pauschal mit 0,1 €/kWh angesetzt. Es ergibt sich:

Vergütungssumme pro kW Nennleistung =
4.000 Stunden pro Jahr * 20 Jahre * 0,1 €/kWh = 8.000 €/kW.

Kosten der Netzanbindung: Im Durchschnitt liegen die Investitionskosten für die vier E.ON-Offshore-Netzanbindungsprojekte in der ersten Phase bei einer Ausführung mit 150-kV-Kabeln bei knapp 1.100 €/kW. Bei den ab 2011 ausgeführten Projekten werden wegen der dann gegebenenfalls zur Verfügung stehenden leistungsfähigeren 300-kV-Technik nur noch 800 €/kW geschätzt.

Anwendung von Faustregel 1: Die Vergütungssumme übersteigt demnach die Kosten der Netzanbindung (›Netzausbau‹) um das Achtfache, ab 2011 bei Einsatz kostengünstigerer Netzanbindungstechnik vielleicht um das Zehnfache. Die Vergütungssummen sind also deutlich größer als die Netzanbindungskosten, damit ist die *Grenze für wirtschaftliche Unzumutbarkeit sicher nicht erreicht.*

2.1.2 Faustregel 2: Geeigneter Anhaltspunkt für wirtschaftliche Zumutbarkeit

»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 Betriebsaufwendungen 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 *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 Prozent der Kosten der Errich-

tung der Stromerzeugungsanlage nicht überschreiten.« [EEG-Begründung 2004, S. 34].

In einer Reihe von untersuchten Fällen zur Anbindung von Windparks über 110-kV-Leitungen an das Höchstspannungsnetz [Jarass/Obermair/Voigt 2009, Abschn. 10.3] lagen die Investitionskosten des Netzausbaus typischerweise unter 5 % der Investitionskosten für die Windenergieanlagen. Bei einer 380-kV-Fernleitung über 200 km liegen die vom Netzbetreiber veranschlagten einzelwirtschaftlichen Kosten bei rund 200 Mio. €, die gesamtwirtschaftlichen Kosten bei rund 400 Mio. €, bezogen auf die zusätzlich transportierbare Windleistung von rund 2 GW also bei rund 200 €/kW. Das sind rund 15 % der Investitionskosten von Onshore-Windenergieanlagen. Das 25 %-Kriterium spricht also jedenfalls grundsätzlich für die wirtschaftliche Zumutbarkeit dieser Projekte.

Bei Offshore-Windkraftwerken allerdings betragen die Investitionskosten für die Netzanbindung rund 1.100 €/kW und damit gut ein Drittel der geschätzten Investitionskosten der geplanten Offshore-Windkraftwerke, für die von etwa 3.000 €/kW ausgegangen wird. Damit liegen die Kosten der Netzanbindung deutlich höher als die genannten 25 % der Investitionskosten der Windkraftwerke. Angesichts der sich abzeichnenden Überschreitung des 25 %-Anhaltspunkts für die volkswirtschaftlich zumutbaren Netzkosten kann deshalb nicht allein der Netzbetreiber die Entscheidung über den Bau vorab treffen. Vielmehr muss eine entsprechende Entscheidung der Bundesnetzagentur über das hierfür erforderliche Investitionsbudget vorliegen, bevor der Bau weiterer Offshore-Netzanbindungen vorangetrieben werden kann, da die Bundesnetzagentur wegen der Überwälzung der Netzkosten auf die Stromverbraucher die Kosteneffizienz einzelner Netzausbaumaßnahmen zu prüfen hat, die in diesem Fall unter Berufung auf das 25 %-Kriterium bestritten werden könnte.

2.2 Objektive Bestimmung des wirtschaftlich zumutbaren Netzausbaus

Bei den Faustregeln werden nur der *Gesamtnutzen* und die *Gesamtkosten* miteinander verglichen. Offen bleibt die Frage, bis zu welcher Grenzleistung in diesen Fällen das Netz ausgebaut werden soll, sodass das Kosten-Nutzen-Optimum erreicht wird.

Diese Frage lässt sich nur anhand des Vergleichs von Grenznutzen und Grenzkosten beantworten. Das Optimum der Höhe einer Investition ergibt sich nämlich dort, wo der *Grenznutzen* einer Netzanbindung ihren *Grenzkosten* gleichkommt (▷Pareto-Optimum◁). Als Nebenbedingung muss zugleich gelten, dass der volkswirtschaftliche Gesamtnutzen des Netzausbaus bis zu diesem Optimum größer ist als seine Gesamtkosten, da sonst ganz offensichtlich die Maßnahme für die Gesamtgesellschaft mehr Kosten als Nutzen brächte.

2.2.1 Grenznutzen und Grenzkosten

Man geht gedanklich im ersten Schritt von einem Netzausbau in Höhe von 100 % der installierten Leistung der Windenergieanlagen aus, und überlegt dann, wie viel Windenergie und damit Vergütungssummen ausgesperrt werden durch eine Verringerung des Netzausbaus. Sind die ausgesperrten Vergütungssummen kleiner als die Verringerung der Netzausbaukosten, so verringert man den Netzausbau, weil so volkswirtschaftlich Kosten verringert werden und entsprechend ein größerer Netzausbau wirtschaftlich nicht zumutbar wäre.

Es ist für jeden Anwendungsfall das volkswirtschaftliche Optimum des Netzausbaus für die Gesamtheit der in ein bestimmtes Teilnetz einspeisenden bzw. geplanten und genehmigten Windparks abzuschätzen. Das Optimum ist erreicht, wenn der

- Grenznutzen: *zusätzlicher* volkswirtschaftlicher Nutzen der zusätzlich möglichen Windenergieeinspeisung gleich ist den
- Grenzkosten: *zusätzliche* volkswirtschaftliche Kosten für die zusätzlich zu erstellende Übertragungsleistung des Netzes.

Wirtschaftlich zumutbar ist der Ausbau bis zu diesem Optimum aber nur, wenn der Gesamtnutzen deutlich größer ist als die Gesamtkosten des Netzausbaus.

Eine typische Grenznutzen-Leistung-Kurve für einen sehr windgünstigen Küstenstandort zeigen die Abbildung 1a und 1b. Die Grenznutzen-Leistung-Kurve entsteht aus der Dauer-Leistung-Kurve durch Bewertung (Multiplikation) mit der langfristig erzielbaren EEG-Vergütung, die die zusätzliche Vergütungssumme, also den zusätzlichen Ertrag in € pro kW zusätzlich einspeisbare Windleistung angibt.

Aus den Kosten für den Netzausbau wird mit einer gewissen Schätzgenauigkeit ein horizontales Band der (annuisierten) Grenzkosten konstruiert, im Beispiel für eine Netzanbindung durch Erdkabel mit 40 km Länge. Zu einer Übersicht über die zu erwartenden annuisierten Kosten für die Netzanbindung von Windparks und die Kosten der Fernübertragung siehe [Jarass/Obermair/Voigt 2009, Tab. 10.1].

2.2.2 Optimierung der Erhöhung der Übertragungsleistung

In Abbildung 1c werden nun Kurven für Grenznutzen und Grenzkosten eingezeichnet und so der zusätzliche Nutzen der Windenergieeinspeisung mit den zusätzlichen Kosten einer Netzverstärkung verglichen. Die Schnittmenge der beiden Kurven gibt eine Näherung für das volkswirtschaftliche Optimum des Netzausbaus an.

Ergebnis: Optimal und zugleich wirtschaftlich zumutbar ist ein Netzausbau bis zu der Höhe $p = p_{\text{opt}}$ die durch den Schnittpunkt von Grenznutzenkurve und

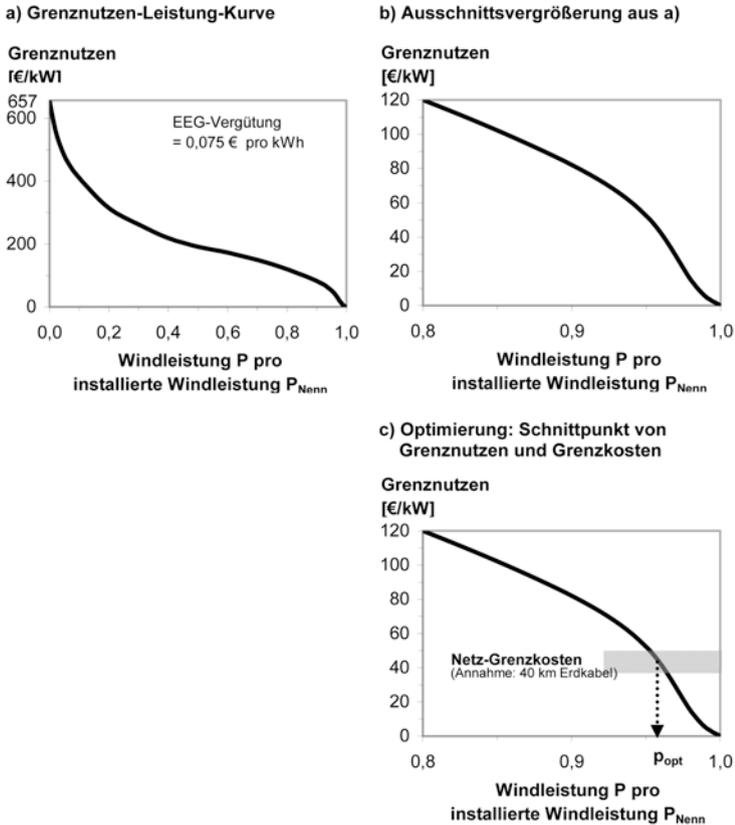


Abbildung 1 : Bestimmung des wirtschaftlich zumutbaren Netzausbaus

Grenzkostenkurve gegeben ist. Zudem muss der Gesamtnutzen, gegeben durch die Fläche unter der Grenznutzenkurve bis zu p_{opt} , größer sein als die Gesamtkosten.

Für die der Abbildung 1 zugrunde liegenden Windenergieanlagen ist demnach eine Netzverstärkung von bis zu gut 95 % der insgesamt installierten Windleistung optimal, auch wenn die Verstärkung mit einem Zweisystem-Erdkabel über 40 km vorgenommen werden muss. Der Gesamtnutzen, also die Fläche der Grenznutzenkurve bis $p = p_{opt}$, ergibt gut 200 €/kW jährlich, die Gesamtkosten sind annähernd gleich den Durchschnittskosten von 40 €/kW, und diese sind wiederum etwa so hoch wie die Grenzkosten. Damit ist der Gesamtnutzen deutlich größer als die Gesamtkosten, der Ausbau ist also wirtschaftlich zumutbar.

3. Fallbeispiele für die Netzanbindung von Windparks

Für die drei Fallbeispiele Onshore-Windpark, Offshore-Windpark, Nord-Süd-Fernübertragung wird nun der wirtschaftlich zumutbare Netzausbau dargestellt [Jarass/Obermair/Voigt 2009, Kap. 10.3].

Dabei spielen, wie schon erläutert, folgende drei Größen eine wesentliche Rolle:

- Dauer-Leistung-Kurve der Windenergieeinspeisung,
- EEG-Vergütung für Windenergie,
- Kosten der Netzverstärkung.

3.1 Netzanbindung von Onshore-Windparks

3.1.1 Technik der Netzanbindung

110-kV-Anbindung von Onshore-Windparks an einen starken Übergabepunkt (meist 380-kV-Höchstspannungsnetz): Als technische Alternative kommt je nach Bedarf eine Verstärkung bestehender regionaler Leitungen mit Hochtemperaturseilen und Leitungsmonitoring oder ein Neubau als Freileitung oder als Erdkabel in Frage; typische Leitungslängen sind 20 km bis 40 km.

3.1.2 Wirtschaftlich zumutbarer Netzausbau

Der wirtschaftlich zumutbare Netzausbau liegt im Bereich von 90 % bis 95 % der Nennleistung des anzuschließenden Windparks. Für windschwächere und topografisch stärker gegliederte Gebiete, z.B. weit südlich der Küste oder im Mittelgebirge, resultiert ein Ausbaubedarf des Netzes von deutlich unter 90 % der im betrachteten Gebiet insgesamt installierten Windleistung.

3.2 Netzanbindung von Offshore-Windparks

3.2.1 Technik der Netzanbindung

Anbindung der großen neuen Offshore-Windparks bis zur Küste und dann weiter bis zum 380-kV-Höchstspannungsnetz: Als technische Alternative kommt nur ein Neubau mit Seekabeln in Frage, für längere Strecken zwingend in Gleichstromausführung, ebenso die Fortführung an Land als Gleichstrom-Erdkabel; typische Leitungslängen sind 100 km bis 200 km. Es ist bei allen zukünftigen Offshore-Anbindungen zu prüfen, inwieweit nach einer geeigneten Bündelung die Weiterführung per Gleichstrom nach Süden sinnvoll erscheint.

Die Offshore-Netzanbindung besteht aus vom öffentlichen Netz vollständig getrennten reinen Windenergie-*Entsorgungsleitungen*. Sie werden deshalb nicht

(n-1)-gesichert als Doppelleitungen, sondern nur als Einfachleitungen ausgeführt mit etwa den halben Kosten von zwei Systemen. Bei einem Kabelschaden sind zwar sehr lange Reparaturdauern zu erwarten, mittelfristig wird aber bei Annäherung an das Ausbaziel jeder Netzknoten im Meer (Steckdose) mit mehreren Kabeln ans Festland angeschlossen und damit annähernd die Versorgungssicherheit eines vermaschten Systems aufweisen.

3.2.2 Wirtschaftlich zumutbarer Netzausbau

Im Durchschnitt liegen die Investitionskosten für die vier Projekte der ersten Phase (Ausführung mit 150-kV-Kabeln) bei knapp 1.100 €/kW. Bei den ab 2011 ausgeführten Projekten werden wegen der dann gegebenenfalls zur Verfügung stehenden leistungsfähigeren 300-kV-Technik nur noch 800 €/kW geschätzt.

Abbildung 2 zeigt die resultierende Grenznutzen-Leistung-Kurve für die betrachteten vier Jahre 2004 bis 2007 für einen 400-MW-Windpark (40 Windenergieanlagen Repower-126 m/5MW, Abstand 7 Rotordurchmesser) unter Berücksichtigung der technischen Verfügbarkeit.

Die Kosten pro Leistungserhöhung der Netzanbindung betragen etwa 1.100 €/kW. Legt man die Investitionskosten auf jährliche Zahlungen für Zins und Tilgung um (Annuisierung), und berücksichtigt man Betriebs- und Wartungskosten, so resultieren pro Jahr Kosten in Höhe von etwa 10 % der Investitionskosten, also etwa 110 €/kW. Es wird vermutet, dass die ab ca. 2011 zur Verfügung stehenden 300-kV-Seekabel mit rund 800 MW Übertragungsleistung bei vergleichbarer Länge mit jährlich vielleicht 80 €/kW etwas kostengünstiger werden könnten. In Abbildung 2 sind die jährlichen Netz-Grenzkosten als horizontales Band von rechts her im Bereich von 110 €/kW (zukünftig vielleicht 80 €/kW) eingezeichnet.

Wie in Abbildung 2 dargestellt, liegt unter den zugrunde gelegten Annahmen die wirtschaftlich zumutbare Grenzleistung der Netzanbindung bei $p^* = 83\%$ der insgesamt installierten Generatorleistung der Offshore-Windenergieanlagen. Selbst bei doppelt so hohen Netz-Grenzkosten sinkt der wirtschaftlich zumutbare Netzausbau nur auf rund 80 %, bei deutlich niedrigeren Netz-Grenzkosten steigt der wirtschaftlich zumutbare Netzausbau auf gut 85 % der installierten Windleistung.

Die Offshore-Windenergie kann nicht in Norddeutschland verbraucht werden, sondern muss häufig zu den weit entfernt liegenden Verbrauchsschwerpunkten in West- und Süddeutschland übertragen werden. Bei anteiliger Berücksichtigung dieser Übertragungskosten, die im folgenden Fallbeispiel 3 dargestellt werden, sinkt der wirtschaftlich zumutbare Netzausbau auf weit unter 80 % der insgesamt installierten Generatorleistung aller Offshore-Windparks.

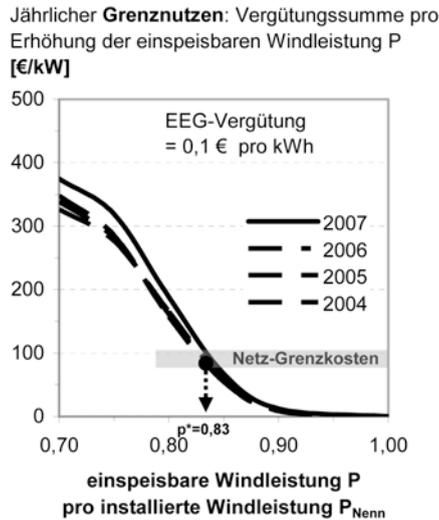


Abbildung 2 : Wirtschaftlich zumutbare Netzanbindung für einen Windpark am Offshore-Standort FINO1 nördlich Borkum

3.3 Netzverstärkung von Höchstspannungsfernleitungen

3.3.1 Technik der Netzanbindung

Verstärkungen oder Neubauten im Bereich der 380-kV-Höchstspannungsfernleitungen zur Übertragung von Windenergie aus den Küstenregionen zu den Verbrauchsschwerpunkten und Speicherkraftwerken im Westen und Süden: Technische Alternativen sind je nach Bedarf eine Verstärkung bestehender Leitungen mit Hochtemperaturseilen und Leitungsmonitoring oder ein Neubau als Freileitung oder bei Querung besonders sensibler Landschaft auch als Teilverkabelung; typische Leitungslängen sind 100 km bis über 500 km. Wenn zukünftig 20 GW und mehr Offshore-Windenergie über Hunderte von Kilometern bis weit nach Westen und Süden zu übertragen sind, werden sowohl nach dem Stand der Technik als auch zum Schutz der Landschaft auf ganzer Länge Gleichstromkabel eingesetzt werden müssen.

3.3.2 Wirtschaftlich zumutbarer Netzausbau

Der wirtschaftlich zumutbare Netzausbau liegt im Bereich von 65 % und weniger der Nennleistung des anzuschließenden Windparks [Jarass/Obermair/Voigt 2009, Kap. 10.3.3]. Die Begrenzung bedeutet nicht, dass jede einzelne Windenergieanlage auf z. B. 65 % ihrer individuellen installierten Leistung reduziert wird. Nur bei momentan sehr hohem simultanen Windangebot in größeren Gebieten der Regelzone, das im Mittel sehr selten und nur für kurze Zeitab-

schnitte vorkommt, kann die zur 380-kV-Ebene durchgeleitete Windleistung die Grenzlast des Netzes von z. B. 65 % der installierten Gesamtleistung der Windgeneratoren überschreiten. Während dieser seltenen und meist kurzen Perioden müssen die Windenergieanlagen soweit heruntergeregelt werden, dass die momentan zulässige Belastbarkeit des Netzes nicht überschritten wird. Wird diese Belastbarkeit durch Temperaturmonitoring der 380-kV-Leitungen gemessen und variabel geregelt, so treten solche Beschränkungen der Einspeisung (›Einspeisemanagement‹) noch seltener auf.

3.4 Exkurs: dena-Netzstudien

Die dena-I-Netzstudie [dena 2005a] hält den Neubau von 850 km 380-kV-Leitungen v. a. in Norddeutschland, aber auch in Zentral- und Süddeutschland für erforderlich [Jarass/Obermair/Voigt 2009, Abschn. 10.3.4]. Bei dieser Abschätzung blieben allerdings sowohl die sozialen Kosten dieses Ausbaus als auch insbesondere die Möglichkeiten zur Netzoptimierung und zur Netzverstärkung, etwa durch Freileitungsmonitoring und Hochtemperaturseile, unberücksichtigt. Zudem wird – im klaren Widerspruch zum geltenden EEG-Recht – die Netzauslegung für den Fall *maximaler* simultaner Einspeisung von Windenergie berechnet, nämlich 90 % der insgesamt installierten Nennleistung aller Windenergieanlagen, obwohl z. B. in Deutschland 2006 nur während 100 Stunden mehr als 70 % der installierten Nennleistung eingespeist wurden [Jarass/Obermair/Voigt 2009, Tab. 10.2, Sp. 4a]. Mit anderen Worten: Wie schon in den Fallbeispielen gezeigt, widerspricht ein Ausbau des Höchstspannungsnetzes für 90 % der insgesamt installierten Nennleistung der Windenergieanlagen der gesetzlich gebotenen wirtschaftlichen Zumutbarkeit des Netzausbaus.

Zudem lassen die dena-I-Abschätzungen unberücksichtigt, dass die externen Kosten von Freileitungen (Landschaftsbelastung, Strahlung, langjährige Gerichtsverfahren wegen des Widerstands der Bevölkerung etc.) sehr hoch sind, die von Erdkabeln hingegen sehr niedrig. Die Einbeziehung dieser externen Kosten in die Kosten-Nutzen-Analyse lässt die Vorteile von Alternativen zu einer Freileitungsausführung deutlich hervortreten, wie auch die beiden studienbegleitenden Stellungnahmen feststellen [dena 2005b/c]. Zudem wurden die gesetzlich vorgesehenen Untersuchungen der wirtschaftlichen Zumutbarkeit des Netzausbaus gänzlich unberücksichtigt gelassen.

Für die technische Ausführung werden ausschließlich Leitungsneubauten diskutiert, neben herkömmlichen 380-kV-Freileitungen auch Erdkabel (z. B. Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung), nicht jedoch innovative bipolare Drehstromsysteme. Kostengünstigere Lösungen, wie Netzoptimierung und

Netzverstärkung durch Freileitungsmonitoring und Hochtemperaturseile auf schon bestehenden Trassen, bleiben bei dena-I völlig unberücksichtigt.

Es steht zu hoffen, dass die bis ca. 2010 fertiggestellte dena-II-Netzstudie [dena 2009] soziale Kosten, die gesetzlich vorgegebene wirtschaftliche Zumutbarkeit des Netzausbaus sowie alle technischen Möglichkeiten des Netzausbaus berücksichtigt.

4. Netzanbindungszusage – Positionspapier der Bundesnetzagentur vom 29.09.2009

Müssten die Investoren der Offshore-Windkraftwerke auch die Netzanbindung an das Onshore-Hochspannungsnetz bauen und bezahlen, gäbe es keinen Interessenwiderspruch: Die Investoren der Offshore-Windkraftwerke könnten nach eigenem Ermessen Höhe und Zeitpunkt der Fertigstellung der Netzanbindung festlegen.

§ 17 Abs. 2a Satz 1 EnWG sieht aber eine unbedingte und uneingeschränkte Pflicht des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers zur rechtzeitigen Bereitstellung der Netzanbindung für Offshore-Anlagen vor:

- Die Netzbetreiber wollen die Netzanbindung erst errichten, wenn sichergestellt ist, dass anschließend auch tatsächlich Windkraftanlagen gebaut werden. Der zuständige Netzbetreiber TRANSPOWER (früher E.ON-Netz) hat allein für den Netzanschluss des ersten 400-MW-Windkraftwerks, das die Firma BARD von 2009–2011 bauen wird, fast 400 Mio. € vorab investiert.
- Windmüller wollen hingegen, dass die Netzanbindung schon steht, bevor sie definitive Beschlüsse über den Bau von Offshore-Windkraftanlagen treffen [BNetzA-Stellungnahme 2009]. Die Firma BARD fordert z. B. eine Netzzusage auch für nicht vollständig durchfinanzierte Projekte [Offshore 2009], weil z. B. Finanzierungszusagen von der vorherigen Bereitstellung der Netzanschlüsse abhängig seien.

Zur Erleichterung der Anbindung von Offshore-Anlagen hat die Bundesnetzagentur im September 2009 Konkretisierungen der Anbindungspflicht des § 17 Abs. 2a EnWG und des daraus resultierenden Rechtsverhältnisses veröffentlicht [BNetzA 2009], die im Folgenden dargestellt werden sollen.

4.1 Anbindungskriterien

»Zur Gewährleistung einer bezahlbaren und effizienten Elektrizitätsversorgung sowie im Interesse eines bedarfsgerechten Ausbaus des Energieversorgungsnetzes ist es angemessen und erforderlich, dass ein Offshore-Windpark-Entwickler /-Betreiber die Realisierungswahrscheinlichkeit seiner Offshore-Anlagen hinreichend nachweist.« [BNetzA 2009, S. 4 oben].

»Der hinreichende Nachweis der Realisierung von Offshore-Anlagen wird insbesondere vermutet, wenn dem Übertragungsnetzbetreiber *nachgewiesen werden:*

1. die nach öffentlichem Recht erforderlichen Genehmigungen der Offshore-Anlagen ...,
2. ein plausibler Bauzeitenplan,
3. die Durchführung der Baugrunduntersuchung für sämtliche Standorte der Offshore-Anlagen, ...
4. die Verträge ... über die Bestellung der Windenergieanlagen und
 - a. eine verbindliche Finanzierung der Windenergieanlagen ..., die ggf. unter dem Vorbehalt der Erteilung einer Netzanbindungszusage steht, oder
 - b. die »Vor«-Verträge über die Bestellung der wesentlichen Großkomponenten« [BNetzA 2009, S. 5 oben].

»Die Kriterien haben insbesondere folgende rechtliche Funktionen:

- Wird durch den Übertragungsnetzbetreiber trotz Erfüllung der Anbindungskriterien der Nummern 1 bis 4 nicht investiert oder wird im Sinne der nachfolgenden Regelungen nicht rechtzeitig mit der Planung und Realisierung begonnen, ist dies grundsätzlich missbräuchlich.
- Wird durch den Übertragungsnetzbetreiber nach Erfüllung der Anbindungskriterien investiert oder werden sonstige Aufwendungen getätigt, wird die Bundesnetzagentur dem Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen von Kosten- und Effizienzprüfungen eine verspätete Realisierung bzw. die Nichtrealisierung der Offshore-Anlagen nicht entgegenhalten.« [BNetzA 2009, S. 4 unten].

4.2 Netzanbindungszusage

4.2.1 Bedingte Netzanbindungszusage nach Erfüllung eines Teils der Anbindungskriterien

»Werden dem Übertragungsnetzbetreiber die Anbindungskriterien der Nummern 1 bis 3 oder der Nummern 1, 2 und 4 ... nachgewiesen, so hat er dem Anbindungsberechtigten unverzüglich eine bedingte Netzanbindungszusage zu erteilen.« [BNetzA 2009, S. 13 unten].

4.2.2 Unbedingte Netzanbindungszusage nach Erfüllung aller Anbindungskriterien

»Werden dem Übertragungsnetzbetreiber die Anbindungskriterien der Nummern 1 bis 4 ... nachgewiesen, so hat er dem Anbindungsberechtigten unverzüglich eine unbedingte Netzanbindungszusage zu erteilen. ... Der Übertragungsnetzbetreiber ist verpflichtet, die Netzanbindung so früh wie möglich, spätestens jedoch binnen einer Frist von 30 Monaten zu schaffen.«

4.3 Bewertung des Positionspapiers

Das Positionspapier der Bundesnetzagentur ist ein guter Kompromiss zwischen den einzelnen Interessen und schützt die Netzbetreiber und die Gesamtgesellschaft unter weiter Auslegung des § 17 Abs. 2a EnWG vor Fehlinvestitionen.

Die weitere technische Entwicklung der Netzanbindung wird den Streit über den richtigen Zeitpunkt von Baubeginn und Fertigstellung des Netzanschlusses allerdings ohnehin entschärfen: Die Bundesnetzagentur sieht als Regelfall eine Sammelanbindung für räumlich benachbarte Offshoreprojekte vor. Dabei werden ab 2011 neue 300-kV-Gleichstromleitungen mit Übertragungsleistungen von über 1 GW eingesetzt (mittelfristig sogar mit 500 kV zum Direktanschluss an die zukünftigen Gleichstromleitungen nach Norwegen und in die Alpen). Die zentralen Einspeisepunkte in der Nordsee werden damit ohnehin mit deutlich höheren Übertragungsleistungen angeschlossen als die installierte Leistung von ca. 0,4 GW, die die ersten Offshore-Windkraftwerke aufweisen.

Sobald eine erste derartige Gleichstromleitung gelegt ist, kann man zudem mit weiteren Leitungen warten, bis zusätzliche Windkraftwerke tatsächlich im Bau sind. Erste fertig gestellte Windkraftanlagen können dann über die bestehende Leitung ihren Strom abführen, erst nach Fertigstellung des gesamten Windparks müssen dann auch die neuen Leitungen fertig sein.

Das Investitionsrisiko für die Netzbetreiber und damit für die Allgemeinheit wird mit weiterem Ausbau der Offshore-Windenergie damit systemimmanent immer geringer.

Literaturverzeichnis

[BNetzA 2009]

Positionspapier zur Netzanbindungsverpflichtung gemäß § 17 Abs. 2a EnWG, 29.09.2009, Bundesnetzagentur, Bonn.

http://www.bundesnetzagentur.de/enid/5ee4fc046dff00c22528ce3eb6aa529c,0/Sonderthemen/Anbindung_OffShore-Windparks_5 mg.html, abgerufen am 18.10.2009.

[BNetzA-Stellungnahme 2009]

Gemeinsame Stellungnahme des Wirtschaftsverbands Windkraftwerke e.V. und des Bundesverbands WindEnergie e.V. zum Entwurf des Positionspapiers der Bundesnetzagentur vom 20. April 2009 zu § 17 Abs. 2a EnWG, 29. Mai 2009.

[dena 2005a]

Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Durchgeführt im Auftrag der Deutschen Energieagentur – dena, Berlin, Februar 2005.

<http://www.dena.de/de/themen/thema-reg/projekte/projekt/netzstudie-i/>, abgerufen am 15.08.2009.

[dena 2005b]

Studienbegleitende Plausibilisierung der Untersuchung: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Erstellt für dena GmbH, Berlin, Schmidt J, Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. – ISET, Universität Kassel, Januar 2005.

[dena 2005c]

Stellungnahme zum 2. vorläufigen Endbericht Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Studienbegleitende Plausibilitätsprüfung, Fachbeirat und Projektsteuerungsgruppe, Schmiege M E, DIgSILENT, Gomaringen, Januar 2005.

[dena 2009]

dena-Netzstudie II, Strategien für die Netzintegration. Ergebnisse werden in 2010 erwartet. Deutschen Energieagentur – dena, Berlin, 2009.

<http://www.dena.de/de/themen/thema-reg/projekte/projekt/netzstudie-ii/>, abgerufen am 15.08.2009.

[EEG 2004]

Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 21. Juli 2004. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2004, Teil I, Nr. 40, ausgegeben zu Bonn am 31. Juli 2004, S. 1918 – 1930.

<http://217.160.60.235/BGBL/bgbl1 f/bgbl104 s1918.pdf>, abgerufen am 25.08.2009.

[EEG-Begründung 2004]

Bericht des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit vom 1.4.2004. BundestagsDrucksache 15/2864, S. 20 – 55.

<http://dip.bundestag.de/btd/15/028/1502864.pdf>, abgerufen am 02.07.2008.

[EEG 2008]

Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG). Verabschiedet vom Deutschen Bundestag, 6.6.2008.

http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/40508.php, abgerufen am 9.9.2008.

[EEG-Umweltausschuss 2008]

Beschlussempfehlung und Bericht zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksache 1681/48, 16/8393 – zum Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften. Drucksache 16/9477, 4.6.2008, S. 22.

<http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/16/094/1609477.pdf>, abgerufen am 17.07.2008.

[EnLAG 2009]

Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze: Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG.

<http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Service/gesetze,did=300658.html?view=renderPrint>, abgerufen am 25.08.2009.

[EnWG 2008]

EnWG – Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung.

http://bundesrecht.juris.de/enwg_2005/index.html, abgerufen am 7.9.2008.

[Heuck/Dettmann/Schulz 2007]

Heuck K, Dettmann K-D, Schulz D: Elektrische Energieversorgung – Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis. Vieweg Verlag, Wiesbaden, 7., vollständig überarbeitete und erweiterte Auflage, 2007.

[Jarass/Obermair 2005]

Jarass L, Obermair G M: Marktgemäße Netznutzungsentgelte statt Nettosubstanzerhaltung. In: InfrastrukturRecht, Beck-Verlag, Heft 7/2005, S. 146 – 149.

<http://www.JARASS.com>, Energie, B. Aufsätze.

[Jarass/Obermair/Voigt 2009]

Jarass L, Obermair G M, Voigt W: Windenergie – Zuverlässige Integration in die Energieversorgung. 2., vollständig neu bearbeitete Auflage, Springer-Verlag, Juni 2009.

<http://www.JARASS.com>, Energie, A. Bücher und umfangreiche Gutachten.

[Offshore 2009]

Interview mit BARD-Geschäftsführer Ross H zu den laufenden Offshoreprojekten. Neue Energie 8/2009, S. 81.

[VDN 2006]

Erzeugungsmanagement zur Umsetzung des § 4 Abs. 3 EEG. Verband der Netzbetreiber e.V. – VDN beim VDEW, Berlin, 27.2.2006.

