

L. Jarass | G. M. Obermair

Welchen **Netzumbau** erfordert die **Energiewende?**



mit **Netzentwicklungsplan 2012**



MV-Verlag, Münster, 2012
280 S., 21 €
ISBN 978-3-86991-641-5

Welchen Netzbau erfordert die Energiewende?

unter Berücksichtigung des Netzentwicklungsplans 2012

Energiewende – eine Einführung.....	15
Teil I : Änderung der Stromversorgung durch die Energiewende	21
1 Struktur und Entwicklung der Stromversorgung.....	22
2 Erneuerbare Energieträger: räumliche und zeitliche Verteilung des Angebots	42
Teil II : Grundlagen des Netzbaus	58
3 Zuverlässige Stromversorgung bei hohen Anteilen stark fluktuierender erneuerbarer Erzeugung.....	59
4 Repowering bestehender Leitungen	95
5 Leitungsneubau durch Erdkabel statt Freileitung	117
Teil III : Optimierung des Netzbaus	138
6 Netzbau: nicht zu viel und nicht zu wenig.....	140
7 Maßnahmen zur Optimierung des Netzbaus.....	163
Teil IV : Realisierung des Netzbaus.....	196
8 Maßnahmen zur Erhöhung der Akzeptanz des Netzbaus.....	197
9 Überschätzung des Übertragungsbedarfs führt zu falschen gesetzlichen Vorgaben	218
10 Netzentwicklungsplan 2012.....	237

Teil III : Optimierung des Netzbbaus

Der Begriff **Netzbau** umfasst die Gesamtheit aller Maßnahmen zur Erhöhung der maximalen Übertragungsleistung mittels Optimierung und Verstärkung bestehender Leitungen sowie Leitungsneubau. Dieser Netzbau muss Zug um Zug abgestimmt auf den Umbau der Kraftwerksstruktur in Richtung des Primats erneuerbare Energien erfolgen. Die Netzbauplanung sieht für die verschiedenen Beiträge von erneuerbarer Energie Folgendes vor (vgl. die früheren Tab. 1.3 und 1.4):

Nach 2020 sollen etwa 15% des erneuerbaren Stroms aus **Biomasse-** und **Wasserkraftwerken** geliefert werden:

- Diese sind schnell über ihren gesamten Leistungsbereich regelbar, können zumindest im Stunden- bis Tagesbereich auch Speicherung ermöglichen und sind grundsätzlich als Regel- und Reservekraftwerke nutzbar.
- Sie speisen überwiegend in das Mittel- und Hochspannungsnetz (20kV bis 110kV) ein und verursachen dadurch eher eine Netzentlastung als einen Netzbaubedarf, wenn man von kurzen Anschlussstücken bis zum nächsten 110kV-Knoten absieht.
- Dieser Netzanschluss lässt sich kostengünstig mit Erdkabeln bewerkstelligen.

Photovoltaik, die ebenfalls rund 15% der erneuerbaren Energien liefern soll, speist in das Niederspannungs- bis Mittelspannungsnetz (bis 20kV) ein. Die Nennleistung wird nur bei nicht zu starker Bewölkung täglich für einige Stunden eingespeist. Dadurch entsteht ein hoher Bedarf an Regel- und Reserveleistung.

- Photovoltaikanlagen in den sonnenbegünstigten südlichen Bundesländern mit relativ hoher Dichte der Stromnachfrage werden überwiegend den regionalen Bedarf decken und daher ggf. Verstärkungen des 110kV-Netzes, aber wenig Fernübertragungsbedarf im 380kV-Netz erfordern.
- Anders steht es hingegen mit Photovoltaikanlagen in den sonnenbegünstigten östlichen Bundesländern mit dort relativ niedriger Dichte der Stromnachfrage. Zusammen mit Wind und Biomasse werden sie zukünftig nicht nur die lokale und regionale Stromnachfrage decken, sondern immer häufiger einen Überschuss erzeugen. Dieser Überschuss muss hochtransformiert und über Höchstspannungsleitungen nach Süden und Westen zu den nachfragestarken Regionen übertragen werden, soweit dort nicht schon durch eigene erneuerbare Erzeugung die Stromnachfrage gedeckt ist.

Damit sind wir bei der **Windenergie**, die nach 2020 gut die Hälfte der erneuerbaren Stromerzeugung beisteuern soll, davon ein beträchtlicher Teil durch Offshore-Windkraftwerke vor der norddeutschen und ostdeutschen Küste. Für diesen Windstrom muss ausreichend Übertragungsleistung in die Verbrauchsschwerpunkte vorhanden sein, die größtenteils im westlichen und südlichen Deutschland liegen.

Für diese Höchstspannungs-Fernverbindungen stellen sich dann vordringlich die Fragen, die in den folgenden Kapiteln behandelt werden sollen:

- Welche Übertragungsleistung muss für eine prognostizierte installierte Leistung aus erneuerbaren Energien zur Verfügung gestellt werden, damit das volkswirtschaftliche Optimum des erforderlichen Netzbbaus sichergestellt ist: nicht zu viel und nicht zu wenig (Kap. 6)?
- Welche Maßnahmen sind für einen effizienten und kostenminimalen Netzbau angezeigt (Kap. 7)?

6 Netzbau: nicht zu viel und nicht zu wenig

6.1 Netzbau muss wirtschaftlich zumutbar sein

6.1.1 Beschränkung des Netzbaus und damit der maximalen Stromeinspeisung gesetzlich geboten

Die Netzbetreiber müssen die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien sicherstellen [§ 8 Abs. 1 EEG], bei Engpässen sind die Netzbetreiber *„verpflichtet, unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen“* [§ 9 Abs. 1 EEG].

Andererseits besteht aber auch eine gesetzliche Beschränkung der Verpflichtung zum Netzbau, da der Umfang des Netzbaus wirtschaftlich zumutbar sein muss:

- *„Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.“* [§ 11 Abs. 1 S. 1 EnWG].
- *„Der Netzbetreiber ist nicht zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau seines Netzes verpflichtet, soweit dies wirtschaftlich unzumutbar ist.“* [§ 9 Abs. 3 EEG].

Die zitierte Verpflichtung zur Integration erneuerbarer Energien [§ 8 Abs. 1 EEG] beinhaltet also keineswegs (auch wenn das Gegenteil immer wieder behauptet wurde und wird), dass der Netzbetreiber sicherstellen müsse, dass jede in seinem Einzugsgebiet erzeugbare Kilowattstunde erneuerbare Energie auch jederzeit gesichert übertragen werden kann. Dies würde z.B. das Folgende bedeuten:

Für den (wenn überhaupt höchstens einige Stunden im Jahr auftretenden) Fall, dass eine simultane Windfront alle Windkraftwerke an der gesamten Nordseeküste gleichzeitig bis zur Generatornennleistung auslastet, müsste nach einer derartigen Gesetzesauslegung eine Erhöhung der Übertragungsleistung der Höchstspannungs-Fernübertragungsleitungen bis zur Summe aller Nennleistungen der installierten Windkraftwerke erfolgen. Dies stünde im Widerspruch nicht nur zum gesunden Menschenverstand, sondern auch zu den oben zitierten gesetzlichen Vorgaben zur wirtschaftlichen Zumutbarkeit des Netzbaus.

Welcher Netzbau ist wirtschaftlich zumutbar, und v.a. für wen soll der Netzbau 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 des EEG [§ 1 Abs. 1 EEG]: „... *die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern ...*“, sondern auch aus der unveränderten Regelung, dass der Netzbetreiber die Kosten der Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung und Ausbau des Netzes bei der Ermittlung des (letztlich von den Stromkunden zu bezahlenden) Netznutzungsentgelts in Ansatz bringen kann. Somit erstatten die Stromkunden dem Netzbetreiber die notwendigen Netzbaukosten über die Netznutzungsentgelte. Auch die Netzbetreiber stellen mittlerweile nicht mehr auf ihre einzelwirtschaftlichen Kosten, sondern auf die gesamtwirtschaftlichen Kosten ab [VDN 2006c, S. 5].

Dies zeigt, dass wirtschaftliche Zumutbarkeit des Netzbaus keinesfalls im Sinne der einzelwirtschaftlichen Leistungsfähigkeit des Netzbetreibers zu verstehen ist, da dieser ja die Umbaukosten 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 Netzbaus: 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 Netzbau verpflichtet ist, aber nur, soweit dieser Netzbau (volks)wirtschaftlich zumutbar ist.

Insoweit ist z.B. den Ausführungen in einem Planfeststellungsbeschluss [TLVwA 2012a, Ordner 14, S. 8, Kap. 1.4] in mindestens zwei Punkten zu widersprechen:

- Es sei darauf abzustellen, ob der Netzbau dem Übertragungsnetzbetreiber (betriebs-)wirtschaftlich zumutbar sei und
- ein Herunterregeln der Einspeisung erneuerbarer Energie sei in der Netzbauplanung nur für den Notfall, etwa einer netzgefährdenden Störung, zulässig.

6.1.2 Volle Zustimmung bei der Bundesnetzagentur für eine Begrenzung des Netzbaus

Die Bundesnetzagentur schreibt zum Thema „*effizienter Netzausbau als Ziel*“ [Bundesnetzagentur 2012a, S. 21]:

- *„Der Netzausbau muss sowohl volkswirtschaftlich als auch betriebswirtschaftlich effizient sein. Dies bedeutet, dass die Netze in der Energiezukunft nicht zur Aufnahme von jeder beliebig angebotenen Strommenge ausgebaut werden sollten.*
- *Ein gesamtwirtschaftlich sinnvolles Verhältnis zwischen Netzausbau und Abschaltmaßnahmen muss ermittelt werden und im Zusammenhang mit Förderregi-*

men sowie dem prinzipiell zu erhaltenden Einspeisevorrang Erneuerbarer Energien diskutiert werden.

Gegenwärtig besteht eine gesetzliche Ausbaupflichtung der Netze im Falle von dauerhaften Netzengpässen. Die Energiezukunft mit einem stark fluktuierenden Angebot erneuerbarer Energie wird aber aus Gründen der Netzeffizienz dazu führen, nicht zu jedem Zeitpunkt sämtliche Mengen aufnehmen zu können. Ansonsten müssten die Netze viel zu stark ausgebaut werden, was bedeuten würde, dass ihre durchschnittliche Auslastung zu stark zurückgehen und die Netzentgelte dadurch zu stark ansteigen würden.

Bei einer Netzdimensionierung, die geeignet ist, 'jede verfügbare' Kilowattstunde aus schwankenden Erneuerbaren Energien aufnehmen und weiträumig abführen zu können, liegt ein Teil der entsprechend benötigten Netzkapazität theoretisch solange brach, bis eine entsprechend hohe Einspeiseleistung für einige Stunden wieder erreicht wird. Entsprechende Probleme und damit verbundene Entscheidungen werden insbesondere ab einer Situation auftreten, ab der Erneuerbare Energien mehr Energie erzeugen als dauerhaft Last vorhanden ist und Export- bzw. Speicherkapazitäten bestehen. Derartige Überlegungen werden angestellt, damit rechtzeitig alternative Mechanismen politisch diskutiert und umgesetzt werden können, um den Netzausbau im Sinne eines effizienten Mitteleinsatzes zu begrenzen.

Entsprechende Untersuchungen müssen dabei sowohl auf Übertragungsnetzebene als auch auf Verteilernetzebene geführt werden. Dabei muss der Ausbaubedarf der Netze in Fragen nach dem optimalen Verhältnis von Netzausbau und Abschaltung (oder alternativer Maßnahmen wie z.B. Speicherung) sowie eines Förderregimes für Erneuerbare Energien, das eine Marktintegration dieser Energien unterstützt ohne an ihrem Einspeisevorrang zu rütteln, eingebettet werden.“

Diese Anweisung zu einer gewissen Beschränkung der Höhe des Netzbbaus 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.

Es müssten für eine solche Erhöhung der Übertragungsleistung, bis hin zum Neubau von Nord-Süd-Leitungen, Millionen von Euro investiert werden, um einen Mehrertrag an erneuerbaren Energien im Wert von einigen Tausend Euro zu erzielen, indem nämlich die gesicherte Einspeisung auch der sehr seltenen und sehr kurzen simultanen Spitzen der Erzeugung erneuerbarer Energien ermöglicht würde. Dies steht im Widerspruch nicht nur zum gesunden Menschenverstand, sondern auch zu den gesetzlichen Vorgaben zur wirtschaftlichen Zumutbarkeit des Netzbbaus [§ 9 Abs. 3 EEG].

Entgegen einer weit verbreiteten EEG-Interpretation muss als unvermeidliche Folge dieses gesetzlichen Gebots der Wirtschaftlichkeit die **Einspeisung** erneuerbarer Energien bei Erzeugungsspitzen kurzzeitig heruntergeregelt werden. Andernfalls wür-

den die Stromverbraucher, die die Erhöhung der Übertragungskapazität letztlich bezahlen müssen, unnötig belastet [Jarass/Obermair/Voigt 2009, Kap. 10.1].

Dies steht im Gegensatz zum Netzbau für die Versorgung von Verbrauchern, wo auch sehr seltene Nachfragespitzen durch das Netz abgedeckt werden müssen, um Abschaltungen von Verbrauchern im Regelfall zu verhindern.

6.2 Objektive Bestimmung des wirtschaftlich zumutbaren Netzbaus

Der Gesetzgeber hat allerdings bisher mit Ausnahme von zwei Faustregeln [EEG-Begründung 2004, S. 34] kein Verfahren zur Bestimmung von Art und Umfang des wirtschaftlich zumutbaren Netzbaus vorgegeben, weder im Erneuerbare-Energien-Gesetz noch im Energiewirtschaftsgesetz.

Faustregeln sind bei Netzinvestitionen für stark fluktuierende erneuerbare Energien, wie z.B. Windenergie, nicht ausreichend [Jarass/Obermair/Voigt 2009, Kap. 10.1.5], weil – wie im Folgenden gezeigt – der Grenznutzen des Netzbaus, also der zusätzliche Nutzen pro zusätzlicher Übertragungsleistung, bei Annäherung an die Summe der installierten Nennleistungen aller Einzelanlagen wegen des zeitlich wie räumlich stark fluktuierenden Windangebots drastisch abnimmt. Dies ist bei der Bestimmung des wirtschaftlich zumutbaren Netzbaus von entscheidender Bedeutung.

Ein simpler Vergleich von **Gesamtnutzen** und **Gesamtkosten** über Faustregeln wie 'nicht zu viel und nicht zu wenig' kann, insbesondere angesichts der am Ende auf die Stromverbraucher überwälzten Netzbaukosten von mehreren Milliarden Euro eine wissenschaftlich begründete genaue Bestimmung des Optimums nicht ersetzen. Auch deshalb ist z.B. der zitierte Planfeststellungsbeschluss zur Südthüringenleitung [TLVwA 2012a, S. 204/205], der sich einzig auf diese Faustregeln stützt, defizitär.

Es ist also eine objektive Bestimmung des wirtschaftlich zumutbaren Netzbaus erforderlich.

6.2.1 Wirtschaftlich zumutbar ist das volkswirtschaftliche Optimum

In einem ersten Schritt muss geprüft werden, ob überhaupt eine Erhöhung der Übertragungsleistung für die Einspeisung zusätzlicher erneuerbarer Energien erforderlich und volkswirtschaftlich zumutbar ist. In einem zweiten Schritt ist dann im Einzelnen zu bestimmen, in welchem Umfang der wirtschaftlich zumutbare Netzbau zu erfolgen hat: wie viel?

Für das Optimum der Höhe von Investitionen gilt ein Standard-Theorem der Wirtschaftswissenschaften ('Grenznutzentheorie', 'Pareto-Optimum'): Das Optimum liegt dort, wo der netto resultierende volkswirtschaftliche Ertrag der Investition ein Maximum hat.

Diese für den Mathematiker befriedigende präzise Definition des Pareto-Optimums ist in der praktischen Anwendung häufig wenig hilfreich, weil eine Monetarisierung, also eine von den Betroffenen als plausibel anerkannte geldliche Bewertung der volkswirtschaftlichen Kosten und Nutzen, nicht erreicht werden kann. Im Fall von Erneuerbare-Energien-Einspeisung ist der Fall aber sehr viel günstiger. Die Rechtslage und bewährte Verfahren der Bewertung erlauben es, Nutzen und Kosten in Abhängigkeit von nur **einer** Variablen zu betrachten, nämlich der durch den Netzbau erreichbaren Grenzleistung der Energieübertragung. Die unter diesen Umständen mögliche einfache mathematische Herleitung der Optimum-Bedingung ist im späteren Kasten 6.1 dargestellt. Das Resultat ist: Das Optimum liegt dort, wo der

- **Grenznutzen** der Investition, hier also der zusätzliche Nutzen pro zusätzlicher Übertragungsleistung,

gleich ist den

- **Grenzkosten**, hier also den zusätzlichen Kosten pro Erhöhung der Übertragungsleistung.

(1) Volkswirtschaftlicher Nutzen des Netzbbaus

Der volkswirtschaftliche Nutzen des Netzbbaus resultiert aus den dadurch zusätzlich einspeisbaren erneuerbaren Energien und dem dadurch bewirkten einzelwirtschaftlichen und sozialen Nutzen:

- **Einzelwirtschaftlicher Nutzen** resultiert u.a. aus der Einsparung von Brennstoffkosten und der fortlaufenden Verbesserung der Exportchancen deutscher Technologien im Bereich der erneuerbaren Energien.
- **Sozialer Nutzen** resultiert v.a. aus der bewirkten Vermeidung der Emissionen von CO₂ und weiteren Schadstoffen, weiterhin auf der Verringerung der Importabhängigkeit von laufend knapper und teurer werdenden fossilen Brennstoffen aus häufig instabilen Ländern sowie die dadurch bewirkte Verringerung von regionalen und internationalen Spannungen und militärischen Auseinandersetzungen.

Zur Monetarisierung dieses volkswirtschaftlichen Nutzens können die vom Gesetzgeber festgelegten Mindest-Einspeisevergütungen für elektrische Energie aus erneuerbaren Ressourcen verwendet werden, die die Stromverbraucher bezahlen müssen. Der volkswirtschaftliche Nutzen wird demnach gleichgesetzt mit dem energetischen Nutzen: Die in einem gegebenen Zeitraum tatsächlich eingespeiste elektrische Energie aus erneuerbaren Quellen wird in monetären Nutzen umgerechnet durch Bewertung mit dem jeweils anwendbaren Einspeisepreis, in Deutschland also mit dem jeweiligen EEG-Mindesteinspeisepreis.

Solange die EEG-Vergütung angebots- und nachfrageunabhängig ist, also gleich hoch für jede eingespeiste Kilowattstunde, ist dieser Wert proportional zur eingespeisten erneuerbaren Energie. Wird allerdings die Höhe der Vergütung zeitlich variabel, etwa von einem Spotmarktpreis abhängig gestaltet, so sinkt offenbar der rechnerische

Nutzen in Perioden hoher Erzeugung erneuerbarer Energien und niedriger Stromnachfrage, da dann der Spotmarktpreis besonders niedrig ist [Obermair/Jarass 2010]. Die Vergütung ist z.B. in Dänemark schon seit längerem vom Börsenpreis abhängig, seit 2011 in wachsender Zahl von Fällen auch in Deutschland bei Direktvermarktung [§ 33a bis i EEG].

(2) Volkswirtschaftliche Kosten des Netzbbaus

Diesem volkswirtschaftlichen Nutzen des Netzbbaus stehen seine volkswirtschaftlichen Kosten gegenüber, die sich aus einzelwirtschaftlichen plus sozialen Kosten ergeben:

- **Einzelwirtschaftliche Kosten** des Netzbbaus resultieren aus Optimierung, Netzverstärkung bzw. Leitungsneubau und den jeweiligen Verlust- und Betriebskosten. Pro zusätzlich übertragbare Leistung sind sie bei gegebener technischer Ausführung etwa proportional zur Länge der Strecke. Die einzelwirtschaftlichen Kosten für den Netzbau werden vom Netzbetreiber vorfinanziert und in Gestalt von Netznutzungsentgelten auf die Stromverbraucher überwält.
- Das Energiewirtschaftsgesetz schreibt in § 1 neben einer möglichst sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen und effizienten Stromversorgung gleichrangig eine umweltverträgliche Gestaltung vor. Beeinträchtigungen von Natur und Umwelt werden volkswirtschaftlich unter dem Begriff der sozialen Kosten gefasst [Jarass/Nießlein/Obermair 1989, Kap. 2]. **Soziale Kosten** des Netzbbaus bestehen insbesondere in der Beeinträchtigung von Naturhaushalt, Erholungsmöglichkeiten, Siedlungsstrukturen, Landschaftsinanspruchnahme und Landschaftsbild, v.a. bei der Durchquerung von landschaftlich besonders schützenswerten Regionen durch Freileitungen (z.B. Thüringer Wald durch die Südhüngenleitung).

(3) Volkswirtschaftlicher Nettoertrag des Netzbbaus

Das Netz muss demnach bis zu dem Punkt umgebaut werden, bei dem der volkswirtschaftliche Nettoertrag, also Nutzen minus Kosten, sein Maximum annimmt [Jarass/Obermair/Voigt 2009, Kap. 8 und 10] (vgl. Abb. 6.1a). Eine von dem so abgeschätzten Optimum abweichende Bestimmung der wirtschaftlichen Zumutbarkeit des Netzbbaus würde den Grundsätzen der Ökonomie widersprechen und erhebliche Fehlinvestitionen zulassen.

Als Nebenbedingung muss **zugleich** gelten, dass der volkswirtschaftliche Gesamtnutzen bis zu diesem Optimum größer ist als die Gesamtkosten, da sonst die Maßnahme für die Gesamtgesellschaft mehr Kosten als Nutzen brächte.

Der folgende Kasten 6.1 zeigt anhand von typischen Nutzen- und Kostenkurven den volkswirtschaftlichen Nettoertrag als Funktion der Leistungserhöhung des Netzes und

die Bestimmung des optimalen Grads dieser Leistungserhöhung ('Netzausbaugrad'), bei dem der Nettoertrag sein Maximum erreicht [Obermair/Jarass 2010].

Kasten 6.1 : Bestimmung des volkswirtschaftlichen Nettoertrags des Netzaubaus

Nutzen N , Netzausbaukosten K und damit auch der Nettoertrag $Y = N - K$ hängen ab von der Höhe der übertragbaren Leistung P_{Grenz} , bis zu der das Netz ausgebaut ist.

Setzt man diese Grenzleistung P_{Grenz} ins Verhältnis zur Nennleistung P_{Nenn} aller in dieses Netz einspeisenden Generatoren, so resultiert ein (dimensionsloses) $p = P_{Grenz} / P_{Nenn}$, im Folgenden als Netzausbaugrad p bezeichnet, der je nach Ausbaugrad des Netzes von 0 bis 1 variiert. Der Netzausbaugrad p ist so festzulegen, dass der Nettoertrag $Y(p) = N(p) - K(p)$ ein Maximum annimmt. Dieser optimale Netzausbaugrad ergibt sich zu $p^* = 0,67$.

Abb. 6.1a : Nutzen, Kosten und Nettoertrag in Abhängigkeit vom Netzausbaugrad

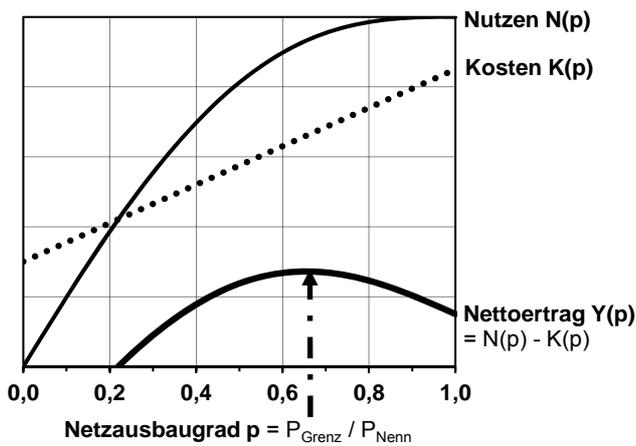
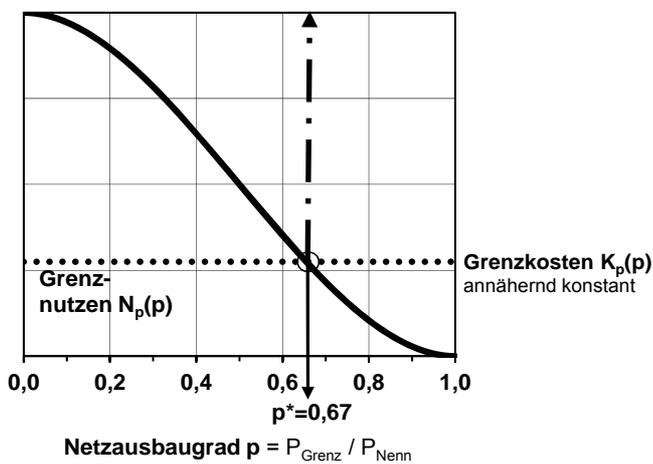


Abb. 6.1b : Grenznutzen und Grenzkosten in Abhängigkeit vom Netzausbaugrad



Fortsetzung von Kasten 6.1:

Die Kurven in den Abb. 6.1a und 6.1b wurden entsprechend den für die Windenergie relevanten typischen Fällen gewählt:

- Die Nutzenkurve $N(p)$ in Abb. 6.1a steigt mit zunehmendem Netzausbaugrad p (also mit wachsender Investition für den Netzbau) immer weniger an, d.h. die Steigung der Kurve wird mit zunehmendem Netzausbaugrad p immer flacher, eine zusätzliche Erhöhung des Netzbaus bringt also immer weniger zusätzlichen Nutzen. Mit anderen Worten: Die Ableitung der Funktion $N(p)$, also der Grenznutzen $N_p(p) = dN(p)/dp$, fällt, wie in Abb. 6.1b gezeigt, mit zunehmendem Netzausbaugrad p kontinuierlich ab und geht gegen Null für $p \rightarrow 1$: Das ist die 'goldene Regel' vom abnehmenden Grenznutzen.
- Die Kostenkurve $K(p)$ in Abb. 6.1a steigt annähernd linear an, die Grenzkosten $K_p(p)$ sind also annähernd konstant, können sich aber bei Überschreitung einer Leistungsgrenze und einer entsprechenden Notwendigkeit einer anderen Leitungstechnik stufenweise erhöhen (vgl. die spätere Tab. 6.1).

Abb. 6.1a zeigt die Kurve des Nettoertrags $Y(p) = N(p) - K(p)$ in Abhängigkeit vom Netzausbaugrad $p = P_{\text{Grenz}} / P_{\text{Nenn}}$.

Beim gesuchten Maximum ist ihre Steigung $Y_p(p) := dY(p)/dp$ gleich Null.

Abb. 6.1b zeigt die beiden Ableitungen:

Grenznutzen $N_p(p) = dN(p)/dp$ und

Grenzkosten $K_p(p) = dK(p)/dp$,

wiederum in Abhängigkeit vom Netzausbaugrad $p = P_{\text{Grenz}} / P_{\text{Nenn}}$.

Die beiden Kurven $N_p(p)$ und $K_p(p)$ in Abb. 6.1b schneiden sich aufgrund des bei wachsendem Netzausbaugrad p sinkenden Bruttogrenznutzens $N(p)$ bei einem Wert $p^* = P_{\text{Grenz}}^* / P_{\text{Nenn}}$ mit $0 < p^* < 1$. Diese Höhe des Netzbaus P_{Grenz}^* stellt das wirtschaftliche Optimum dar, bis zu der das Netz ausgebaut werden muss. Man beachte: Je nach Höhe der Grenzkosten $K_p(p)$ liegt die Höhe des optimalen Netzbaus P_{Grenz}^* mehr oder weniger deutlich unterhalb der nominalen Generatorleistung P_{Nenn} aller in die relevante Netzregion einspeisenden erneuerbaren Kraftwerke (wie schon in Kap. 6.1.1 dargestellt).

Liegt allerdings die Grenzkosten-Kurve $K_p(p)$ für jeden Wert des Netzausbaugrads p über der Grenznutzen-Kurve $N_p(p)$, so schneiden sich die beiden Kurven $N_p(p)$ und $K_p(p)$ nicht; in diesem Fall extrem hoher Netzanschlusskosten ist das gesamte Netzbauvorhaben volkswirtschaftlich nicht zumutbar.

6.2.2 Bestimmung des optimalen Netzbaus am Beispiel der Windenergie

Die objektive Bestimmung des wirtschaftlich zumutbaren Netzbaus soll am Beispiel der Windenergie gezeigt und durch Fallstudien (vgl. das spätere Kap. 6.3.2) erläutert werden.

Es ist dabei für jeden Anwendungsfall das volkswirtschaftliche Optimum des Netzbaus für die Gesamtheit der in ein bestimmtes Teilnetz einspeisenden bzw. geplanten und genehmigten Windparks abzuschätzen, also das Maß der maximal übertragbaren Leistung, bei dem die

- **Grenzkosten**, nämlich die volkswirtschaftlichen Kosten für die zusätzlich zu erstellende Übertragungsleistung des Netzes,

gleich hoch sind wie der

- **Grenznutzen**, nämlich der volkswirtschaftliche Nutzen der dadurch zusätzlich ermöglichten Stromeinspeisung.

Wirtschaftlich zumutbar ist der Netzbau bis zu diesem Optimum aber nur, wenn der Gesamtnutzen der Windenergieeinspeisung deutlich größer ist als die Gesamtkosten für Netzbau und Errichtung der Windkraftwerke.

(1) Bestimmung des Grenznutzens einer Erhöhung der Übertragungsleistung

Kasten 6.2 zeigt die Bestimmung des energetischen und des monetären Grenznutzens einer Windenergieeinspeisung mittels ihrer Dauer-Leistung-Kurve. Die Dauer-Leistung-Kurve einer Gesamtheit von in das Netz einspeisenden Windenergieanlagen stellt die **energetische** Grenznutzen-Leistung-Beziehung dar. Durch die monetäre Bewertung der Energieerzeugung mittels der EEG-Einspeisevergütung wird sie zur **monetären** Grenznutzen-Leistung-Beziehung, kurz als **Grenznutzen-Kurve** bezeichnet [Jarass/Obermair/Voigt 2009, Kap. 8.3].

Kasten 6.2 : Energetischer und monetärer Grenznutzen von Windenergieeinspeisung

Der zeitliche Verlauf der jeweils verfügbaren elektrischen Windenergieleistung einer einzelnen Windturbine, aber auch eines Windparks oder einer ganzen Region (z.B. alle Offshore-Anlagen in der Nordsee) wird laufend aufgezeichnet. Die Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen für ihre Netzregion diese Daten in Form von 15-Minutenintervallen [50Hertz 2012a]. Derartige Daten stehen mittlerweile für eine ganze Reihe von Jahren zur Verfügung.

Abb. 6.2a zeigt zur Veranschaulichung der Herleitung der Grenznutzen-Kurve $N_p(p)$ stark vereinfacht einen Jahresverlauf solcher Aufzeichnungen, wie er für die Einspeisung eines Windparks denkbar ist, der über eine größere, topografisch uneinheitliche Fläche mit guten Windverhältnissen verteilt ist.

Die schräg schraffierte Fläche in Bild 6.2a, multipliziert mit der installierten Leistung P_{Nenn} des Windparks, ergibt die gesamte Energie, die vom Windpark in dem betrachteten Zeitraum von einem Jahr produziert werden kann, denn

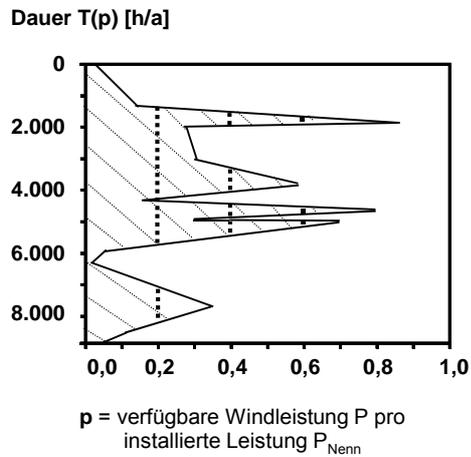
Energie $E = \text{Leistung } P * \text{Dauer } T$.

Betrachtet man z.B. die gepunkteten senkrechten Linien bei $p = 0,2$, so gibt die Summe der Länge der einzelnen Linienabschnitte die Dauer an, für die die momentan verfügbare Leistung mindestens $p = 0,2$ beträgt. Diese Summe ist in Bild 6.2b über der relativen Windleistung p angetragen. Bild 6.2b gibt also die gesuchte Dauer-Leistung-Kurve. Gemäß Konstruktion ist die schraffierte Fläche in Abb. 6.2b gleich der schraffierten Fläche in Abb. 6.2a, und damit proportional zu der Energie E , die im betrachteten Zeitraum mit den verwendeten Windkraftwerken in der untersuchten Standortregion pro Kilowatt installierter Leistung produzierbar ist.

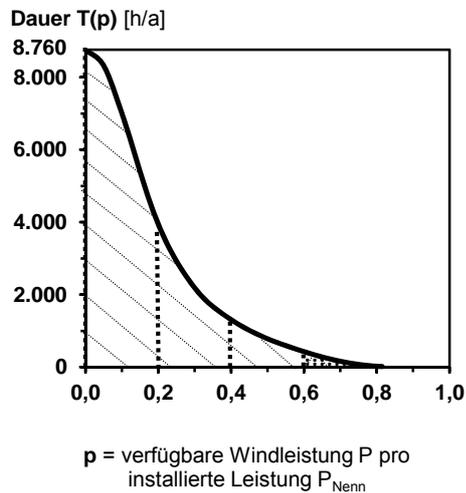
Fortsetzung von Kasten 6.2:

Abb. 6.2 : Erstellung einer Grenznutzen-Kurve aus der Dauer-Leistung-Kurve – Schema

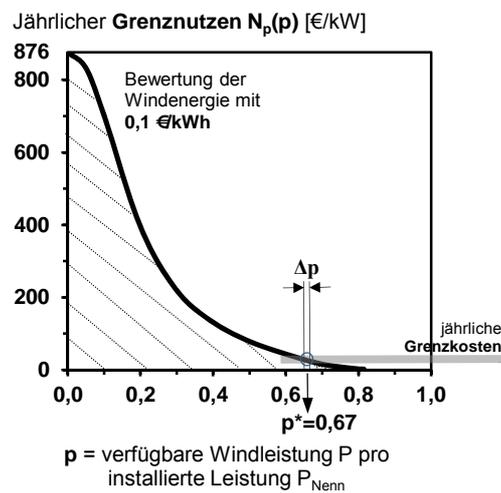
(a) Verfügbare relative Leistung eines Windparks



(b) Dauer-Leistung-Kurve



(c) Grenznutzen-Kurve



Wird die in das Netz einspeisbare Leistung allerdings durch das Netz begrenzt, etwa wie in Abb. 6.2b eingezeichnet durch einen Netzausbaugrad $p = 0,6$ auf $p_{Grenz} = 0,6$ (also auf 60% der installierten Nennleistung des Windparks), so kann eine Energie proportional zu der in Bild 6.2b rechts von $p = 0,6$ doppelt schraffierten Fläche nicht eingespeist werden.

Erhöht man nun den Netzausbaugrad p um Δp , so wird die Begrenzung der Windenergie-einspeisung (ganz rechts unten in Abb. 6.2c) um ein Δp erhöht. Damit kann zusätzlich eine Energie proportional zur Fläche des eng linierten Streifens in das Netz eingespeist werden. Diese Fläche hat eine Breite von Δp und eine Höhe von $T(p_{Grenz})$.

Dies entspricht einer Energie von

$$\Delta E = P_{Nenn} * \Delta p * T(p_{Grenz}).$$

Fortsetzung von Kasten 6.2:

Der energetische Grenznutzen einer Erhöhung der einspeisbaren Grenzleistung um Δp ist also

$$dE(p) / dp =: E_p(p) \approx \Delta E / \Delta p = P_{\text{Nenn}} * T(p) \text{ [kWh]}.$$

Die Grenznutzen-Kurve in Abb. 6.2c, in der Form identisch mit der Dauer-Leistung-Kurve in Abb. 6.2b, ergibt sich aus dieser durch Multiplikation der Dauer mit der hier mit 0,1 €/kWh angenommenen EEG-Mindesteinspeisevergütung.

Dies ist das zentrale Ergebnis der Untersuchung des Grenznutzens stark fluktuierender Energieerzeugung: Bis auf den Normierungsfaktor P_{Nenn} ist die Dauer-Leistung-Kurve der Erzeugung gleich der energetischen Grenznutzen-Kurve.

Die monetäre Grenznutzen-Kurve $N_p(p)$ (entsprechend der schematischen Grenznutzenkurve in der früheren Abb. 6.1b) ist, wie in Abb. 6.2c gezeigt, identisch mit der Dauer-Leistung-Kurve in Abb. 6.2b. Die Werte längs der vertikalen Achsen in Abb. 6.2c ergeben sich durch Multiplikation der Werte der Dauer $T(p)$ [h] mit der EEG-Mindesteinspeisevergütung m [€/kWh]. Der Grenznutzen ergibt sich damit korrekt als $N_p(p)$ [€/kW], nämlich zusätzlicher Nutzen [€] pro zusätzlich einspeisbarer Leistung [kW], ausgehend von einem gegebenen Netzausbaugrad p .

Der optimale Netzausbaugrad p^* ergibt sich durch den Schnittpunkt der Grenznutzen-Kurve mit der Grenzkosten-Kurve. Die eingezeichneten jährlichen Grenzkosten von rund 34 €/kW beziehen sich auf einen 200 km langen 380kV-Doppelsystem-Freileitungsneubau mit Teilverkabelung (vgl. die spätere Tab. 6.1, Z. 3.4a: $0,17 \text{ €/}(km \cdot kW) * 200 \text{ km} = 34 \text{ €/kW}$ bzw. die spätere Abb. 6.7, mittlere Kostenlinie).

Es resultiert in diesem Beispiel ein optimaler Netzausbaugrad $p^* = 0,67$.

(2) Bestimmung der Grenzkosten einer Erhöhung der Übertragungsleistung

Die **volkswirtschaftlichen Kosten** einer Erhöhung der Übertragungsleistung sind gegeben durch (vgl. das frühere Kap. 6.2.1(2)):

- einzelwirtschaftliche Kosten für Optimierung, Netzverstärkung bzw. Leitungsneubau zzgl.
- soziale Kosten (v.a. Umweltkosten).

Die jährlichen **einzelwirtschaftlichen Kosten** pro zusätzlich übertragbare Leistung im Netz sind bei gegebener technischer Ausführung etwa proportional zur Länge der Strecke. Für die drei Fallgruppen

- Netzanschluss von Onshore-Windparks,
- Netzanschluss von Offshore-Windparks,
- Fernübertragung (per 380kV-Drehstrom bzw. HGÜ-Gleichstrom)

können je unterschiedliche technische Ausführungen gewählt werden, etwa Netzverstärkung von Freileitungen durch Hochtemperaturleiterseile und Leiterseiltemperaturmonitoring, Neubau als Freileitung oder als Erdkabel oder schließlich für den Offsho-

re-Netzanschluss Ausführung als Seekabel in Gleichstromtechnik (bei kurzen Netzan-
schlüssen, z.B. in der Ostsee auch in Drehstromtechnik) einschließlich Umformern.

Tab. 6.1 : Einzelwirtschaftliche Kosten des Netzanschlusses von Windkraftwerken

(1.1)	(1.2)	(1.3)	(2.1)	(2.2)	(2.3)	(2.4)	(3)
Typische Leistung	Zahl der Systeme	Leitungs- länge max. ca.	Investitions- kosten	Soziale Kosten mindestens	$= (2.1) + (2.2)$ Gesamt- kosten	$= (2.3) / (1.1)$ Gesamt- kosten pro kW	$= 10\% * (2.4)$ Jährliche Gesamt- kosten
[GW]	[-]	[km]	[Mio. €/km]	[Mio. €/km]	[Mio. €/km]	[€/km*kW]	[€/km*kW*a]
(1) Netzanschluss von Onshore-Windparks (110kV-Drehstrom)							
(1.1) Netzoptimierung durch Leiterseiltemperaturmonitoring > +50%	2	50	0,03	0	0,03	0,1	0,01
(1.2) Netzverstärkung durch Hochtemperaturleiterseile > +50%	2	50	0,09	0	0,09	0,3	0,03
(1.3) Neubau-Freileitung 0,3	2	50	0,3	0,3	0,6	2	0,2
(1.4) Neubau-Erdkabel 0,3	2	50	0,6	0	0,6	2	0,2
(2) Netzanschluss von Offshore-Windparks (150/320kV-Gleichstrom)							
(2.1) Seekabel, 150kV-Gleichstrom 0,4	1	250	2,5	0	2,5	6,2	0,62
(2.2) Seekabel, 320kV-Gleichstrom 0,8	1	250	3,5	0	3,5	4,4	0,44
(3) Fernübertragung (380kV-Drehstrom)							
(3.1) Netzoptimierung durch Leiterseiltemperaturmonitoring > +50%	2	500	0,1	0	0,1	0,2	0,02
(3.2) Netzverstärkung durch Hochtemperaturleiterseile > +50%	2	500	0,3	0	0,3	0,3	0,03
(3.3a) Neubau-Freileitung, Doppelsystem 2	2	500	1	1	2	1	0,1
(3.3b) Neubau-Freileitung, Vierfachsystem 2	4	500	1,5	1,2	2,7	0,7	0,07
(3.4a) Neubau-2/3 Freileitung-1/3 Zwischenverkabelung, Doppelsystem 2	2	200	3	0,3	3,3	1,7	0,17
(3.4b) Neubau-Erdkabel, Doppelsystem 2	2	50	7	0,1	7,1	3,6	0,36
(4) Fernübertragung (HGÜ)							
(4.1) Neubau-Erdkabel-HGÜ (Höchstspannung-Gleichstrom-Übertragung) 2	2	>1000	<8	0,1	<8	<4	<0,4

Quelle: nach [Jarass/Obermair/Voigt 2009, Tab. 10.1].

Erläuterungen zu Tab. 6.1:

Zu Sp. (9): für Zins und Tilgung sowie für Wartung und Verluste bezogen auf die Investitionskosten pauschal 10%.

Zu Z. (1.1) und (3.1), Sp. (2.1): pauschal mit 10% der Kosten von Neubau-Freileitung angesetzt.

Zu Z. (1.2) und (3.2), Sp. (2.1): pauschal mit 30% der Kosten von Neubau-Freileitung angesetzt.

Zu Z. (1) und (3), Sp. (2.4): Bei Fernübertragung muss die Leitung (n-1)-gesichert sein, deshalb wird nur die Hälfte der Systeme berücksichtigt.

Zu Z. (3.3b), Sp. (2.2): gegenüber Doppelsystem etwas höhere Kosten wegen größerer Höhe und Breite.

Zu Z. (3.4a), Sp. (2.2): Durch eine Teilverkabelung können die Abschnitte mit besonders hohen sozialen Kosten geschont werden; deshalb deutliche Verringerung der sozialen Kosten.

Zu Z. (4.1), Sp. (2.1): Schätzung basierend auf den Kosten des ersten Offshore-Netzanschlusses: 800 €/kW ergeben bei einer Leitungslänge von 200 km 4 €/(kW*km), bei 2 Systemen also 8 €/(kW*km). Es entfällt zudem eine Gleich- und eine Wechselrichteranlage, falls ab Offshore-‘Steckdose’ in Gleichstrom ≥ 300 kV übertragen wird.

Ende der Erläuterungen zu Tab. 6.1.

Tab. 6.1 gibt eine Übersicht über die zu erwartenden **einzelwirtschaftlichen** Kosten für den Netzanschluss von Windparks und die Kosten der Fernübertragung. Für die Bestimmung der jährlichen Kosten für Abschreibung, Zinsen, Wartung und Verluste wird dabei pauschal von 10% der Gesamtkosten ausgegangen (‘Annuisierung’).

Zu den genannten einzelwirtschaftlichen Kosten treten die **sozialen Kosten** (v.a. Umweltkosten) der jeweiligen Netzbaumaßnahmen hinzu (siehe Tab. 6.1, Sp. 2.2). Frühere Arbeiten der Verfasser zur Quantifizierung von Landschafts- und Umweltbelastungen von 110kV-Freileitungen haben soziale Kosten von 0,1 Mio. € bis 0,3 Mio. € (Barwert in heutigen Preisen für die gesamte Lebensdauer der Leitungen) pro km Freileitung ergeben, je nach Bauausführung und Art der durchschnittlichen Landschaft, dagegen vernachlässigbare soziale Kosten für VPE-Erdkabel, sofern sie nicht durch Naturschutz- oder Feuchtgebiete verlegt werden [Obermair/Jarass/Gröhn 1985, Kap. 8; Jarass/Nießlein/Obermair 1989, S. 67; Apfelstedt/Jarass/Obermair 1996; Jarass/Obermair 2005c, S. 48/49]. Für 380kV-Freileitungen ergeben sich entsprechend höhere soziale Kosten (vgl. das frühere Kap. 5.3.1(2)).

Um diese sozialen Kosten von Freileitungen muss der vorher angegebene einzelwirtschaftliche Kostenvergleich von Freileitung versus Kabel noch korrigiert werden. Auch die beim Versuch der Durchsetzung einer Freileitungslösung zu erwartenden erheblichen Mehrkosten durch langwierige Verwaltungsverfahren und gegebenenfalls gerichtliche Auseinandersetzungen sind den sozialen Kosten zuzurechnen (vgl. das spätere Kap. 8.3.1).

Die **volkswirtschaftlichen Kosten sind stark unterschiedlich für die einzelnen** technischen Maßnahmen zur Erhöhung der Übertragungsleistung:

- Optimierung und Verstärkung bestehender Freileitungen durch Leiterseiltemperaturmonitoring und (in kritischen Abschnitten) Hochtemperaturleiterseile haben sowohl niedrige einzelwirtschaftliche wie auch soziale Kosten und damit bei weitem die niedrigsten volkswirtschaftlichen Kosten.
- Der Neubau einer Freileitung hat hohe einzelwirtschaftliche und besonders hohe soziale Kosten, seine volkswirtschaftlichen Kosten sind also beträchtlich.

- Der Neubau einer Freileitung mit Drehstromteilverkabelung hat deutlich höhere einzelwirtschaftliche Kosten, aber im Regelfall deutlich niedrigere soziale Kosten, seine volkswirtschaftlichen Kosten sind ebenfalls beträchtlich.
- Der Neubau von HGÜ-Leitungen in Erdkabelausführung mit Umformern zum Drehstromnetz hat sehr hohe einzelwirtschaftliche Kosten, aber im Regelfall sehr niedrige soziale Kosten; seine volkswirtschaftlichen Kosten können bei starker Gewichtung der sozialen Kosten niedriger sein als der Neubau von Freileitungen mit Teilverkabelung.

Die volkswirtschaftlichen Netzgrenzkosten, d.h. die Kosten pro zusätzlich übertragbare Leistung bei gegebener technischer Ausführung zur Erhöhung der Übertragungsleistung und gegebener Leitungslänge, sind im untersuchten Bereich weitgehend unabhängig von der Grenzleistung der Leitung ('konstante Skalenkosten'). Deshalb sind die Grenzkosten-Kurven in guter Näherung horizontale Geraden in der Höhe, die den jeweiligen Kosten der verwendeten Übertragungsmittel entspricht.

6.3 Optimierung und Netzbauplanung

Empirische Daten, v.a. die bei den Betreibern vorliegenden Dauer-Leistung-Kurven von Windenergieanlagen gegebener technischer Auslegung in einer gegebenen Standortregion, können mit den exakten Methoden der ökonomischen Grenznutzentheorie kombiniert werden. Daraus ergeben sich die für die realisierten und geplanten Windparks an einem bestimmten Einspeisepunkt relevanten Ergebnisse:

- Richtwerte für den volkswirtschaftlich optimalen Netzbau, zu dem der Netzbetreiber in der betroffenen Region gesetzlich verpflichtet ist;
- Abschätzungen für die auch nach optimiertem Netzbau noch zumutbaren gelegentlichen Leistungsbeschränkungen, die – zeitlich variabel und nachfrageabhängig – erforderlich bleiben, um Überinvestitionen zu vermeiden.

Angestrebtes Ergebnis ist Maßstab und Ermächtigung für eine, von der momentanen Netzbelastung abhängige und gegenüber den Betreibern der Windenergieanlagen zu begründende dynamische Begrenzung der momentan zulässigen Einspeisung bei kurzzeitigen Erzeugungsspitzen.

6.3.1 Beschränkung von Einspeisungsspitzen auch bei optimiertem Netz erforderlich

Durch das gesetzliche Gebot der 'wirtschaftlichen Zumutbarkeit' wird der Netzbau auf das volkswirtschaftlich vernünftige Maß beschränkt, sodass Nutzen und Kosten im Gleichgewicht stehen (vgl. Kap. 6.1 und 6.2). Nicht nur im Notfall einer Netzstörung, sondern schon im Rahmen der Netzbauplanung müssen seltene Einspeisungsspitzen unter

Berücksichtigung des Einspeise- und Verbrauchsvorrangs der erneuerbaren Energien 'ausgesperrt' werden.

Zur Bestimmung des optimalen Maßes des Netzbbaus zeigt Kasten 6.3 im Einzelnen das Verfahren zur Bestimmung der optimalen Übertragungs-Grenzleistung.

Kasten 6.3 : Energieeinbuße durch Optimierung der Netzbeschränkung

Wie im früheren Kasten 6.2, Abb. 6.2a/b gezeigt, gibt die Dauer-Leistung-Kurve für jeden Bruchteil p der insgesamt an das betreffende Netz angeschlossenen Generatorenleistung P_{Nenn} die relative Zahl τ der Jahresstunden an mit $\tau = T(p) / 8.760$ h, für die eine Leistung bis zu p zur Verfügung steht.

In Abb. 6.4a ist der typische Graph einer solchen Dauer-Leistung-Kurve noch einmal gezeigt, hier wie in Abb. 6.2a wieder so, wie er für eine Gruppe von Windparks an guten Standorten zu erwarten ist:

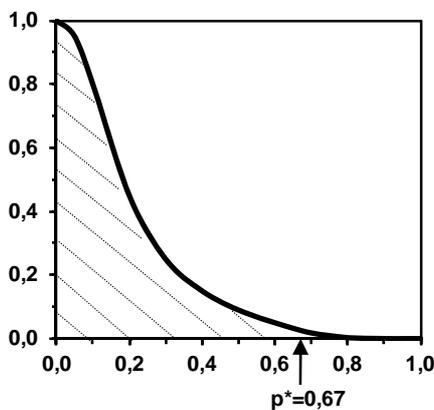
- Nahezu immer laufen einige wenige Anlagen zumindest mit einem kleinen Teil ihrer Leistung, daher z.B. $\tau = 0,8$ für $p = 0,1$.
- Für knapp die Hälfte der Jahresstunden stehen mindestens 20% der Nennleistung zur Verfügung, also $\tau = 0,5$ für $p = 0,2$.
- Nur für rund 5% des Jahres stehen mindestens 60% der Nennleistung zur Verfügung, daher $\tau = 0,05$ für $p = 0,6$ etc..
- Typisch ist, dass die Kurve für Werte von p oberhalb 0,8 rasch gegen Null geht, d.h., es ist äußerst selten, dass der Wind fast alle Anlagen gleichzeitig mit annähernd ihren Nennleistungen laufen lässt.

Abb. 6.4 : Optimierte Netzbeschränkung bewirkt sehr geringe Energieaussperrung

(a) Dauer-Leistung-Kurve

= energetische Grenznutzen-Kurve $\tau(p)$

relative Dauer τ
= Dauer $T(p)$ / 8.760 h

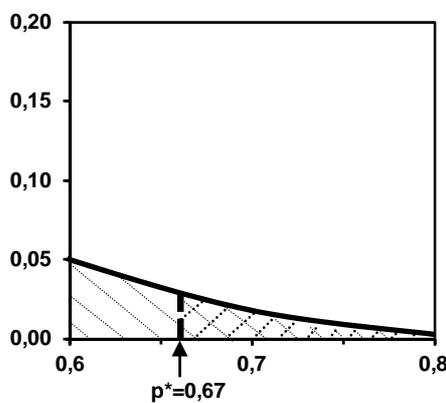


p = verfügbare Windleistung P pro installierte Leistung P_{Nenn}

(b) Ausschnitt von Abb. 6.4a

im Maßstab horizontal und vertikal
5fach vergrößert gegenüber Abb. 6.4a

relative Dauer τ
= Dauer $T(p)$ / 8.760 h



p = verfügbare Windleistung P pro installierte Leistung P_{Nenn}

Fortsetzung von Kasten 6.3:

Der rasche Abfall der Kurve oberhalb von $p = 0,8$ ist der Grund dafür, dass die Beschränkung der maximal einspeisbaren Leistung P_{Grenz} durch die Wahl des optimalen Netzausbaugrads p^* , hier wie in Abb. 6.1 mit $p^* = 0,67$ angenommen, nicht etwa 33% der verfügbaren Windenergieproduktion führt, sondern deutlich weniger als 1%.

Der rasche Abfall der Kurve und damit die geringe Menge an 'ausgesperrter' Windenergieproduktion beruhen auf der hohen räumlichen und zeitlichen Inhomogenität des typischen Windfeldes in einer größeren, topografisch uneinheitlichen Fläche, die sich in dem typischen stark gegen Null abfallenden Verlauf der Dauer-Leistung-Kurve in Abb. 6.4a widerspiegelt.

Es wurde in Kasten 6.2 gezeigt, dass die Dauer-Leistung-Kurve zugleich die energetische Grenznutzen-Kurve ist, und die in Abb. 6.4 einfach schraffierte Fläche der insgesamt von den installierten Windenergieanlagen produzierbaren Windenergie entspricht.

Ist das Netz, wie es die wirtschaftliche Zumutbarkeit vorschreibt, nur bis zu einer Übertragungsleistung P_{Grenz} ausgebaut, entsprechend dem optimalen Netzausbaugrad $p^* = P_{\text{Grenz}} / P_{\text{Nenn}}$, bei dem der Grenznutzen gleich den Grenzkosten ist, so müssen die aufgrund der Windverhältnisse erzielbaren seltenen kurzen simultanen Spitzen der Erzeugung durch rasches Herunterregeln so beschränkt werden, dass die zulässige Übertragungsleistung des Netzes P_{Grenz} nicht überschritten wird.

Abb. 6.4b, ein in horizontaler und vertikaler Richtung jeweils 5fach vergrößerter Ausschnitt aus Abb. 6.4a für den Bereich $0,6 < p < 0,8$, zeigt die energetische Grenznutzen-Kurve im Detail. Die Menge der erzeugbaren Energie, die durch das erforderliche Wegregeln 'ausgesperrt' wird, entspricht der doppelt schraffierten Fläche rechts von p^* zzgl. der in Abb. 6.4b nicht mehr gezeigten Fläche rechts von $p = 0,8$, die allerdings verschwindend klein ist. Ein maßstabsgerechter Vergleich der großen einfach schraffierten Fläche in Abb. 6.4a mit der 'ausgesperrten' Fläche zeigt etwa ein Verhältnis von 200 zu 1. Das ist das oben schon angegebene typische Verhältnis: Deutlich weniger als 1% muss wegen des wirtschaftlich optimierten Netzausbaus weggeregelt ('ausgesperrt') werden.

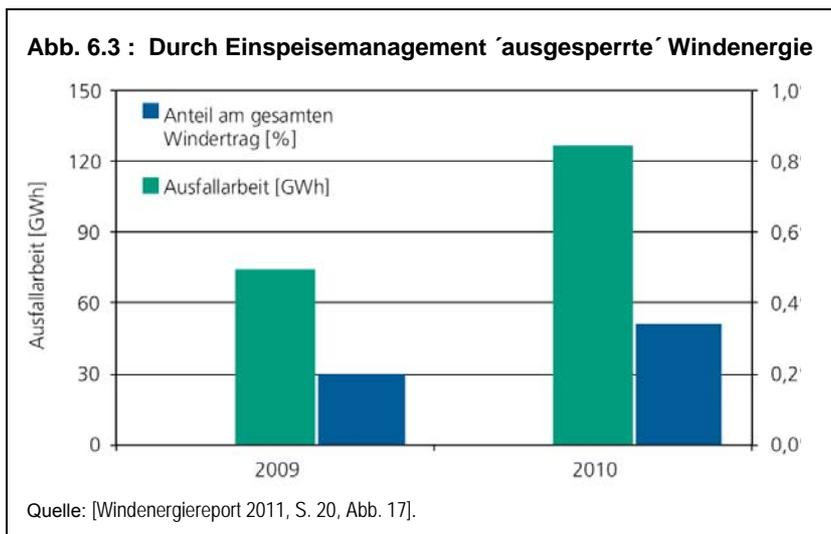
Die grundsätzliche Vorgehensweise in Kasten 6.3 kann man sich am Beispiel der Windenergie wie folgt klar machen:

- Bestimmung der Kosten für einen Netzbau, der 100% der installierten Generatorleistung der Windenergieanlagen als maximale Übertragungsleistung sicherstellt.
- Schrittweise Verringerung des geplanten Netzbaus und dabei jeweils Bestimmung einerseits der Ersparnis beim Netzbau, andererseits der Verringerung der Vergütungssummen wegen der 'ausgesperrten' Menge an Windenergie.
- Solange jeweils die ausgesperrten Vergütungssummen kleiner sind als die Verringerung der Netzbaukosten, wird der Netzbau schrittweise weiter verringert (vgl. das vorherige Kap. 6.2).

Nach Abschluss des optimierten Netzbaus muss die Begrenzung der Einspeisung dadurch eingehalten werden, dass die sehr seltenen und kurzen simultanen Leistungsspitzen, die bei Starkwind und gleichzeitig geringer Stromnachfrage im betreffenden Netzbereich eintreten können, durch zeitabhängige Drosselung der abgege-

benen Leistung so heruntergeregelt werden, wie es die momentane Höchstaufnahmeleistung des bereits Kosten-Nutzen-optimiert ausgebauten Netzes zulässt. Es zeigt sich, dass in jedem der nachfolgend untersuchten Fälle deutlich weniger als 1% der verfügbaren Windenergie durch die Beschränkung des Netzbbaus 'ausgesperrt' wird.

Abb. 6.3 zeigt beispielhaft die Auswirkungen des Einspeisemanagements für 2009 und 2010. Im Jahr 2010 betrug die abgeregelte Energie, „die zu rund 99% der Windenergie zugeordnet werden kann, 127 GWh (74 GWh in 2009), was einem Anteil an der Windstromproduktion in Deutschland von 0,34% (0,2% in 2009) entspricht. ... Die Entschädigungszahlungen nach § 12 EEG lagen bei rund 10 Mio. € (6 Mio. € in 2009).“ [Windenergiereport 2011, S. 20]. Vor allem die Überlastung von Verteilnetzen verursachte gemäß Windenergiereport die Notwendigkeit des gezeigten Einspeisemanagements.



Es ist zu prüfen, ob die Menge an 'ausgesperrten' erneuerbaren Energien optimal ist. Überschreiten die hierdurch entgangenen Einspeisevergütungen im mehrjährigen Mittel die Nutzen-Kosten-Verhältnismäßigkeit, so ist das Netz offensichtlich unzureichend ausgebaut und die Übertragungsleistung ist zu erhöhen.

Für jede einzelne Maßnahme des Netzbbaus, etwa den

- 110kV-Netzanschluss einer bestimmten Gruppe von Windparks, oder für den
- Netzanschluss von Offshore-Windparks, oder für den
- Ausbau von 380kV-Fernleitungen zur Übertragung von großenteils aus erneuerbaren Quellen erzeugter Energie,

lässt sich dieses optimale Maß des Netzbbaus bestimmen.

Erforderlich ist lediglich die Kenntnis des (gemessenen oder projektierten) zeitlichen Verlaufs der Energieproduktion der in das betreffende Netz einspeisenden Kraftwerke für typische Jahre, üblicherweise als Liste der Viertelstunden-Mittelwerte.

Dabei zeigt sich, dass die Windparks in einer Region, soweit sie über eine größere, topografisch uneinheitliche Fläche verteilt sind, je nach Gleichmäßigkeit höchstens einige Dutzend Stunden pro Jahr gleichzeitig die Summe ihrer installierten Generatorleistungen produzieren (vgl. die vorherige Abb. 6.2a/b).

6.3.2 Fallbeispiele

Die nachfolgenden konkreten Fälle von EE-bedingtem Netzbau zeigen beispielhaft die Anwendung des in diesem Kapitel erläuterten Optimierungsverfahrens. Dabei wird je ein Fallbeispiel zu den drei verschiedenen Standardfällen des Netzbbaus im Bereich des Übertragungsnetzes dargestellt:

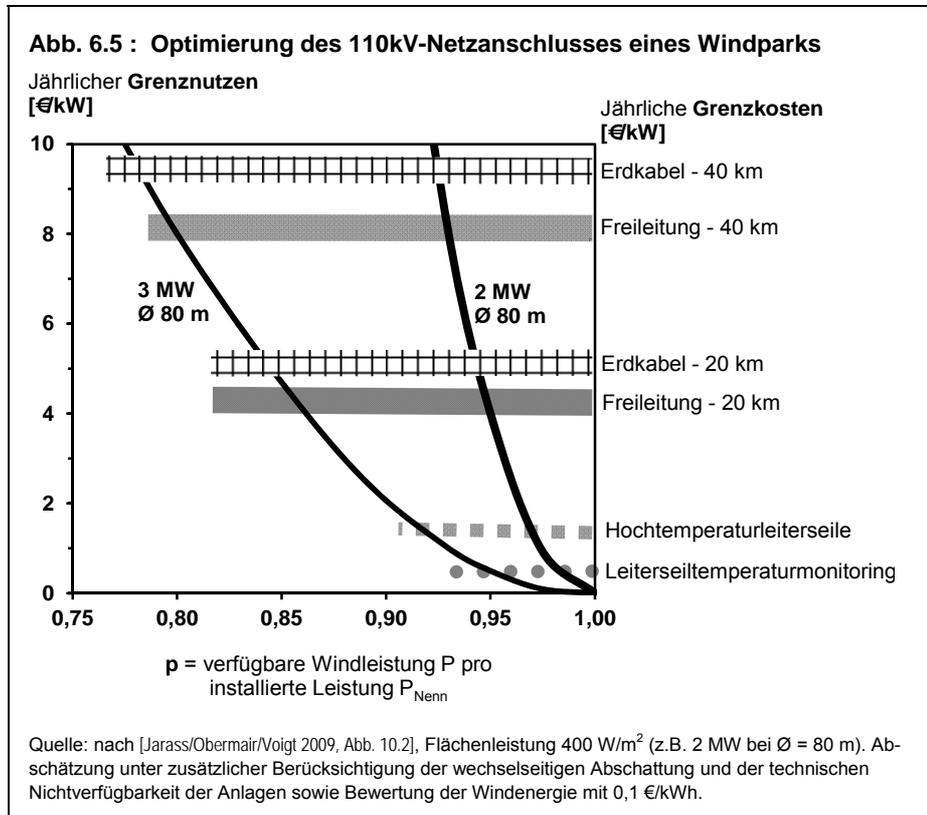
- 110kV-Anschluss eines Onshore-Windparks an einen starken Übergabepunkt (meist 380kV-Höchstspannungsnetz), wobei als technische Alternative je nach Bedarf eine Verstärkung bestehender regionaler Leitungen mit Hochtemperaturleiterseilen und Leiterseiltemperaturmonitoring oder ein Neubau als Freileitung oder als Erdkabel in Frage kommen; typische Leitungslängen 20 km bis 40 km.
- Anschluss der großen neuen Offshore-Windparks bis zur Küste und dann weiter bis zum 380kV-Höchstspannungsnetz. Dabei kommt als technische Alternative nur ein Neubau mit Seekabeln in Frage, für längere Strecken zwingend in Gleichstromausführung, die Fortführung an Land dann wohl auch als Gleichstrom-Erdkabel; typische Leitungslängen einschließlich Fortführung bis zum nächsten Knotenpunkt an Land sind 100 km bis 200 km.
- Verstärkungen oder Neubauten im Bereich der 380kV-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 Hochtemperaturleiterseilen und Leiterseiltemperaturmonitoring 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, wird sowohl nach dem Stand der Technik als auch zum Schutz der Landschaft HGÜ-Technik eingesetzt werden müssen.

Die dargestellten Überlegungen zur Bestimmung des wirtschaftlich zumutbar zu deckenden Übertragungsbedarfs werden im Folgenden für die drei Fallbeispiele zur Beantwortung genutzt, um den wirtschaftlich zumutbaren Netzbau zu bestimmen. Dabei spielen, wie schon erläutert, folgende drei Größen eine wesentliche Rolle:

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

(1) Fallbeispiel 1 : 110kV-Netzanschluss eines Windparks

Abb. 6.5 zeigt die Optimierung des 110kV-Netzanschlusses eines Windparks in guter Küstenlage für unterschiedliche technische Möglichkeiten beispielhaft für einen Park von Windkraftanlagen mit 80 m Rotordurchmesser und einer Generatorgröße von alternativ 2 MW und 3 MW.



Bei einer Generatorgröße von 2 MW liegen die Schnittpunkte, die das volkswirtschaftliche Optimum des Netzbaus anzeigen, bei 92% der Nennleistung des Windparks, falls der gesetzlich vorgeschriebene Netzanschluss per Erdkabel für 40 km erforderlich ist (vgl. das frühere Kap. 5.1.2(2)), pro Windenergieanlage also rund 1,84 MW. Für windschwächere und topografisch stärker gegliederte Gebiete, z.B. weit südlich der Küste oder im Mittelgebirge, resultiert ein Umbaubedarf des Netzes von deutlich unter 90% der im betrachteten Gebiet insgesamt installierten Windleistung [Jarass/Obermair 2007, Abschn. 7.2].

Wird bei 80 m Rotordurchmesser die Generatorgröße von 2 MW auf 3 MW erhöht, so mag beispielsweise das volkswirtschaftliche Optimum des Netzbaus auf knapp 80% sinken, pro Windenergieanlage muss dann also eine Netzanschlussleistung von knapp 2,4 MW sichergestellt werden, also rund 0,6 MW mehr als bei einer Generatorgröße von nur 2 MW.

Die Jahresenergieproduktion erhöht sich zwar durch die höhere Generatorleistung, die Mehrproduktion fällt aber ausschließlich in Starkwindperioden an. Eine derartige Erhöhung der installierten Leistung bei gegebenem Rotordurchmesser erhöht also den Netzbau unnötig.

Für Anlagenbetreiber könnte allerdings die einheitliche EEG-Vergütung gesamtwirtschaftliche Fehlanreize setzen, Anlagen mit relativ großen Generatoren mit sehr hohen Flächenleistungen und damit hohem Netzanschlussbedarf zu installieren, da sie für die zusätzliche Stromproduktion die volle EEG-Einspeisevergütung erhalten, aber für die Kosten des zusätzlichen Netzanschlusses nicht aufkommen müssen. Bei gegebenem Rotordurchmesser kleinere Generatoren sowie zudem größere Turmhöhen zu bauen, würde hingegen die Windenergieproduktion vergleichmäßigen und damit den erforderlichen Netzanschlussbedarf verringern.

Wo heute schon ein gut ausgebautes Netz existiert, mag ein Teil der im Rahmen des Netzanschlusses erforderlichen Netzverstärkung erreichbar sein, indem Online-Temperaturüberwachungssysteme installiert und die herkömmlichen Leiterseile durch Hochtemperaturleiterseile auf kritischen Leitungsabschnitten ersetzt werden (vgl. das frühere Kap. 4).

(2) Fallbeispiel 2 : Netzanschluss von Offshore-Windenergieanlagen

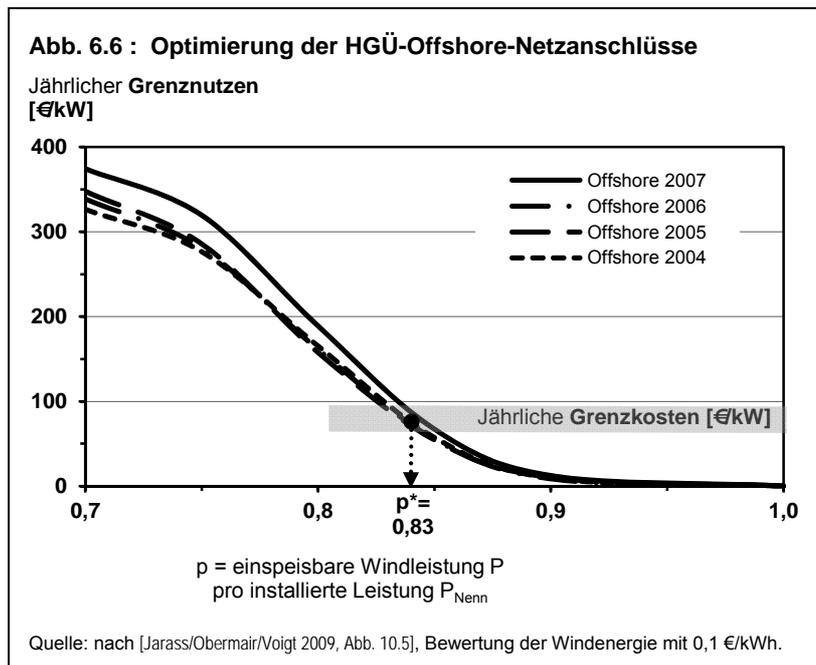
Die Übertragung der offshore gewonnenen elektrischen Energie muss über Entfernungen von 100 km und mehr erfolgen. Zuerst am Meeresgrund bis zur Küste, dann weiter an Land bis zur Einspeisung in das Höchstspannungsnetz. Dabei sollen bereits nach 2013 Leistungen von mehreren GW aus den Nordseeregionen vor den Ost- und den Nordfriesischen Inseln übertragen werden.

Als technische Alternative für den Anschluss der großen neuen Offshore-Windparks bis zur Küste und dann weiter bis zum 380kV-Höchstspannungsnetz kommt nur ein Neubau mit Seekabeln in Frage, für längere Strecken zwingend in Gleichstromausführung, ebenso die Fortführung an Land als Gleichstromerkabel (vgl. das frühere Kap. 5.1.4). Typische Leitungslängen sind 100 km bis 200 km.

Der Offshore-Netzanschluss besteht aus vom öffentlichen Netz vollständig getrennten reinen Windenergie-**Entsorgungsleitungen**. Sie werden deshalb nicht (n-1)-gesichert als Doppelleitungen, sondern nur als Einfachleitungen ausgeführt, was die Kosten fast halbiert. Bei einem der sehr seltenen Kabelschäden (vgl. das frühere Kap. 5.2.1) sind zwar lange Reparaturdauern zu erwarten, mittelfristig wird aber bei Annäherung an das Ausbauziel jeder Netzknoten im Meer ('Steckdose') mit mehreren Kabelsystemen ans Festland angeschlossen und wird damit annähernd die Versorgungssicherheit eines vermaschten Systems aufweisen.

Die **Kosten des Offshore-Netzanschlusses** hängen stark vom Abstand zur Küste und der entsprechend erforderlichen Leitungslänge ab (vgl. die frühere Tab. 6.1, Z. 2). Zudem führen größere Verlegungstiefen und ein schwieriger Untergrund, z.B. in der Nordsee

häufig anzutreffende Treibsände, zu Kostenerhöhungen. Die tatsächliche Kostenentwicklung wird auch stark von Art und Umfang neuer Kabel- und Verlegetechniken abhängen.



Die wirtschaftlich zumutbare Grenzleistung des Netzanschlusses von Offshore-Windkraftwerken liegt im Bereich von **80% bis 85%** der insgesamt installierten Generatorleistung der Offshore-Windkraftwerke (vgl. Abb. 6.6). Nach einigen Jahren Betriebserfahrung mit den Anlagen wird man sehen, ob der Wert eher etwas größer oder etwas kleiner gewählt werden sollte.

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

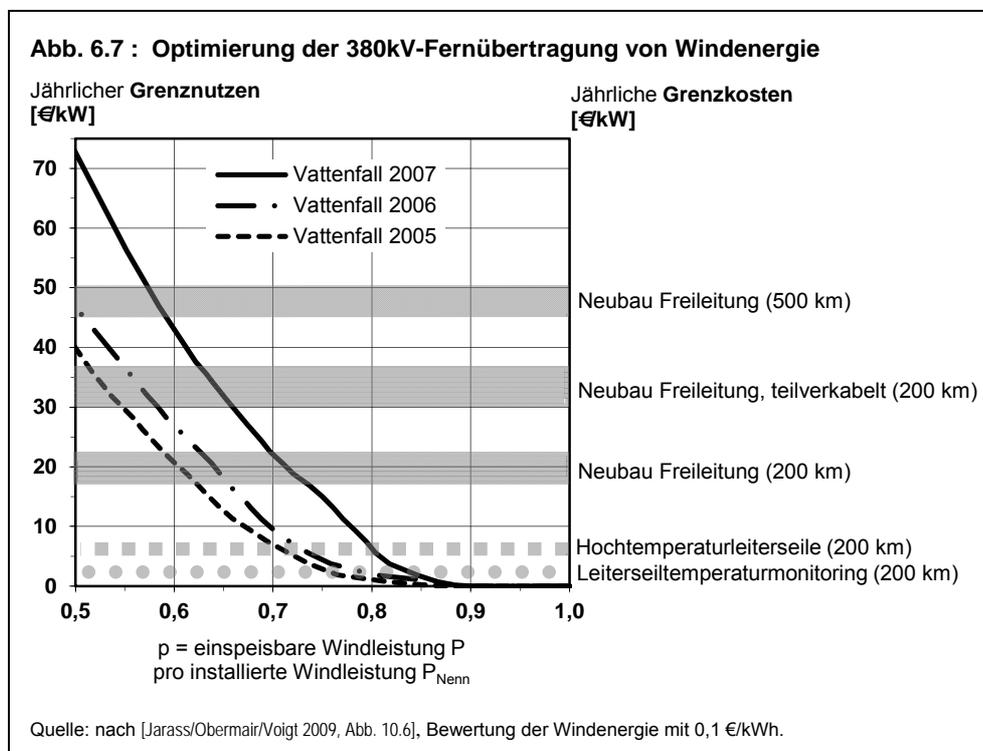
(3) Fallbeispiel 3 : Fernübertragung von Windenergie

Dies betrifft Verstärkungen oder Neubauten im Bereich der Höchstspannungsfernleitungen zur Übertragung von Windenergie aus den Küstenregionen zu den Verbrauchsschwerpunkten und Speicherkraftwerken im Westen und Süden Deutschlands, mit typischen Leitungslängen von 200 km bis weit über 500 km.

Technische Alternativen sind je nach Bedarf:

- Leitungsoptimierung, z.B. mittels Leiterseiltemperaturmonitoring (vgl. das frühere Kap. 4.1),
- Verstärkung bestehender Leitungen, z.B. mittels Hochtemperaturleiterseilen (vgl. das frühere Kap. 4.2),
- Leitungsneubau
 - o als Freileitung in Dreh- oder Gleichstromtechnik,
 - o bei Querung besonders sensibler Landschaft oder Annäherung an Siedlungen als Teilverkabelung (vgl. das frühere Kap. 5.3.1(3)),
 - o auf ganzer Länge als Gleichstromerkabel (vgl. das frühere Kap. 5.1.4).

Abb. 6.7 zeigt die Optimierung der 380kV-Fernübertragung von Windenergie. Der wirtschaftlich zumutbare Netzbau im Bereich der 380kV-Höchstspannungsfernleitungen ist abhängig von der erforderlichen Leitungslänge und der verwendeten Leitungsart. Er liegt z.B. für die Übertragung von Windstrom von Ostdeutschland nach Süddeutschland durch die geplante Südthüringenleitung von Erfurt nach Redwitz bei **weniger als 65%** der maximal abzuführenden Windkraftwerksleistung [Jarass/Obermair/Voigt 2009, Kap. 10.3.3].



Die optimale Netzbauleistung ist mit unter 65% der insgesamt installierten Windleistung deshalb so niedrig, weil sich die gesamte in Ostdeutschland produzierte Windenergie wegen der großen räumlichen Ausdehnung und des topologisch stark gegliederten Gebiets stark mittelt. Dies steht im Gegensatz von räumlich konzentrier-

ten Netzanschlüssen eines Windkraftwerks onshore oder offshore, wo die optimale Netzbauleistung deutlich über 80%, häufig über 90% liegt [Jarass/Obermair 2007; Jarass/Obermair/Voigt 2009, Kap. 10.1.1]. Der Planfeststellungsbeschluss zur Südthüringenleitung verwendet diese Ergebnis irrigerweise für die hier in Rede stehende Fernübertragung von Windenergie [TLVwA 2012a, S. 209/210].

Wichtig: Die Begrenzung bedeutet nicht, dass jedes einzelne Windkraftwerk auf 65% seiner jeweils installierten Leistung reduziert wird. Nur bei momentan sehr hohem simultanen Windenergieangebot in größeren Gebieten der Regelzone, was im Mittel sehr selten und nur für kurze Zeitabschnitte vorkommt, kann die zur 380kV-Ebene durchzuleitende Windkraftwerksleistung die Grenzlast des Netzes von z.B. 65% der installierten Gesamtleistung der Windkraftwerke überschreiten. Nur während dieser seltenen und meist kurzen Perioden müssen die Windkraftwerke soweit heruntergeregelt werden, dass die momentan zulässige Belastbarkeit des Netzes nicht überschritten wird.

Eine statistische Analyse der Windenergieeinspeisung in das 380kV-Netz der 50Hertz-Regelzone hat beispielsweise gezeigt, dass bei optimiertem Netzbau durch das dann erforderliche Abregeln seltener Leistungsspitzen weit weniger als 1% der möglichen jährlichen Windenergieausbeute 'ausgesperrt' wird [Jarass/Obermair/Voigt 2009, Kap. 10.3.3]. Gemäß einer unbelegten Behauptung in einer Dena-Stellungnahme [TLVwA 2012a, S. 209] werden sehr viel höhere Verluste erwähnt; dies liegt vermutlich an den defizitären und rechtswidrigen Annahmen in der Dena-Netzstudie-II (vgl. das spätere Kap. 9.1).

Wird die Leitungsbelastbarkeit durch Leiterseiltemperaturmonitoring der 380kV-Leitungen gemessen und variabel geregelt, so treten solche Beschränkungen der Einspeisung ('Einspeisemanagement') noch seltener auf.

Eine Bewertung der Windenergie nicht mit EEG-Einspeisetarifen, sondern zu Börsenpreisen, würde den Wert der Windenergie gerade zu Starkwindzeiten, die den Netzbau wesentlich bestimmen, deutlich verringern und damit auch den Umfang des wirtschaftlich zumutbaren Netzbbaus noch weiter absenken.