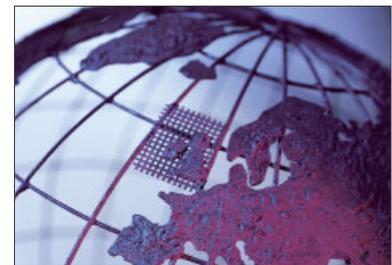


| | | |
|--|---|--|
| Kommentar W. Sturbeck | Der Domino-Effekt | 370 |
| Bericht aus Berlin W.-D. Michaeli | Neue energiepolitische Ausgangslage | 372 |
| Bericht aus Brüssel S. Froning | Energieeffizienz im Mittelpunkt europäischer Energiepolitik | 373 |
| Kraftwerke A. Pauksztat et al. | Produktbezogene Referenzwerte für Energieeffizienz und CO ₂ -Emissionen | 374 |
| J. Lambertz | Moderne fossil gefeuerte Kraftwerke – Rückgrat der zukünftigen Stromerzeugung | 376 |
| H.-U. Tschätsch | Schlüsseltechnologien der nächsten Jahrzehnte | 382 |
| V. Quaschnig | Zukunftsaussichten von Solarstrom | 386 |
| K. Niehörster | Effizientes Kraftpaket | 389 |
| Energiepolitik Interview mit W. Brinker | Deutschland braucht mehr Nachhaltigkeit in der Energiepolitik | 390 |
| Wettbewerb E. Lieb-Doczy, I. McKenzie | Hochspannungsnetze mit mehreren Eigentümern – internationale Erfahrungen | 394 |
| Stromnetze L. Jarass, G. Obermair | Netzeinbindung von Windenergie: Erdkabel oder Freileitung? | 398 |
| Energiemarkt Interview mit F. R. Elsässer F. Lamprecht | „Unsere wichtigsten Ressourcen sind Kreativität und die Freiheit von Vorurteilen“ Versorgungskapazität am Anschlag | 404 406 |
| Regenerative Energien G. Reinhardt et al. | Flächen- und Nutzungskonkurrenzen in der Biomassennutzung | 410 |
| „et“-Redaktion | Klimaschonende Energiewandlung aus Altholz | 416 |
| EVU/EDU J. Ruffer, B. Krieg | Wirtschaftliche Erhebung und Verarbeitung von Geoinformationen in der Versorgungswirtschaft | 418 |
| Kernenergie H.-H. Sander | Endlagerung radioaktiver Abfälle als gesamtstaatliche Aufgabe | 420 |
| International W. Riesner | Energiewirtschaftliche Situation in den Transformationsländern Mittel-Osteuropas | 425 |
| M. Konermann, E. Herková | Die Privatisierung der Elektrizitätswirtschaft in der Slowakei | 427 |
| Recht M. Litpher, A. Böwing | Langfristige Gaslieferverträge im Wettbewerb | 430 |
| Aktuelles aus Gesetzgebung und Rechtsprechung | Energiewirtschaft | 436-438 |
| Nachrichten | Energiewirtschaft / International / Unternehmen / Termine / Zur Person | 439-440 |
| Sonstiges | EU-Projekt „REALISE Forum“ Schweizer Stromnetze vor dem Hintergrund der Marktöffnung EON Ruhrgas mit neuem Absatzrekord Unsichere Regulierungs- und Gesetzeslage bremst Investoren Impressum/Themenvorschau | 447 447 426 429 440 |



Der Emissionshandel stellt die Unternehmen der Energiewirtschaft vor die Aufgabe, interne Reduktionspotenziale zu erschließen. Hierzu ist die Ermittlung zuverlässiger, objektiver Referenzwerte zum Vergleich zahlreicher Anlagen erforderlich. Ein Projekt der RWTH Aachen entwickelt das geeignete Verfahren
Seiten 374-376



Am 1. April ist der englische und walisische Elektrizitätsmarkt auf Schottland ausgeweitet worden. Dies brachte radikale Veränderungen mit sich wie einen Systemwandel hin zu einem unabhängigen Netzbetreiber und mehreren Netzeigentümern. Internationale Erfahrungen mit Hochspannungsnetzen mit mehreren Eigentümern
Seiten 394-397



Der Ausbau der Windenergie in Deutschland erfordert 110-kV-Netzverstärkungen an der Küste. Hierfür sind Erdkabel technisch gleichwertig mit Freileitungen und normalerweise wirtschaftlich zumutbar. Beispielhaft untersuchter Fall auf Basis eines Gutachtens im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr des Landes Schleswig-Holstein
Seiten 398-403

Internet: <http://www.et-energie-online.de>

Beilagenhinweis: Diese Ausgabe enthält eine Beilage von Innovation Congress, Köln. Wir bitten unsere Leser um Beachtung!

Titelbild: Signbase, Mülheim/Ruhr

GEDRUCKT AUF CHLORFREI GEBLEICHTEM PAPIER MIT 50% ALTPAPIERANTEIL

Netzeinbindung von Windenergie: Erdkabel oder Freileitung?

Lorenz Jarass, Wiesbaden; Gustav M. Obermair, Regensburg

Der Ausbau der Windenergie in Deutschland erfordert 110-kV-Netzverstärkungen an der Küste. Hierfür sind Erdkabel technisch gleichwertig mit Freileitungen und normalerweise wirtschaftlich zumutbar. Ihre höheren Investitionskosten werden bei guter Auslastung durch die geringeren Verlustkosten teilweise kompensiert. Im beispielhaft untersuchten Fall ist nur eine Erdkabel-Ausführung unverzüglich realisierbar und deshalb vom Erneuerbare-Energien-Gesetz geboten.

An der norddeutschen Küste insgesamt, aber insbesondere in Schleswig-Holstein steht schon jetzt zu wenig Netzkapazität für die Windenergieeinspeisung zur Verfügung [1].

Immer häufigere Windkraftanlagen-Abschaltungen

Im Rahmen des Erzeugungsmanagements (ErzMan) wird deshalb bestehenden Anlagen zeitweise die Einspeisung verweigert, vgl. Tabelle 1. Damit werden Netzbetriebsmittel wie Freileitungen oder Transformatoren vor Überlastungen geschützt; es könnte sonst bei Starkwind zur Überlastung von Netzabschnitten und zu Versorgungsausfällen kommen. Das Erzeugungsmanagement ermöglicht so eine optimale Nutzung der Netze für die Aufnahme von Windstrom,



Windkraftzubau erfordert Netzverstärkung
IFA-Photo Digital

Der Beitrag beruht auf einem Gutachten zur „Netzeinbindung von Windenergie“ im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr des Landes Schleswig-Holstein (siehe Fn. 1). Die Autoren haben seit 1977 sechs Bücher zu Energiethematiken verfasst (u. a. gemeinsam zu Integration von Windenergie, zu Hochspannungsleitungen und zu Freileitung versus Kabel) sowie mehr als 50 Energieaufsätze veröffentlicht (vgl. hierzu auch www.JARASS.COM). In den letzten Jahren waren sie auch im Bereich von Energie- und Unternehmenssteuern wissenschaftlich und beratend tätig.

ohne dabei die Versorgungssicherheit zu gefährden. Einzige Alternative wäre ein Stopp des Windkraftzubaus bis zum Abschluss der notwendigen Netzverstärkungsmaßnahmen.

Bei einem weiteren Zubau von Windenergieanlagen werden diese Einspeisungsengpässe in absehbarer Zeit erheblich zunehmen. Der erforderliche Netzausbau könnte allerdings durch sich abzeichnende Einsprüche im Genehmigungsverfahren so verzögert werden, dass der weitere vom Gesetzgeber gewünschte Ausbau der Windenergie in Schleswig-Holstein massiv behindert wird.

Da das bestehende 110-kV-Netz für die Versorgung des nördlichen Schleswig-Holstein ohne Windenergieeinspeisung ausreichend ausgelegt ist, treten

die Engpässe, die in Tabelle 1 dokumentiert sind, jeweils dann auf, wenn Starkwind und entsprechend hohe Windenergieerzeugung zeitlich mit – im Vergleich dazu – geringer regionaler Stromnachfrage (Schwachlast) zusammenfallen. Es muss dann der überwiegende Teil der Windenergieproduktion, soweit er nicht regional verbraucht wird, von der Westküste Richtung Flensburg ins überlagerte 380-kV-Netz transportiert werden [2].

Zum 1.8.2004 wurde das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 1.4.2000 novelliert. Es schreibt vor, dass jegliche erneuerbare Energie, also auch Windenergie, in das bestehende öffentliche Netz unverzüglich und vorrangig eingespeist werden muss. Reicht die bestehende Netzkapazität nicht aus, muss der Netzbetreiber unverzüglich sein Netz ausbauen [3]. Diese Vorschrift

Prof. Dr. L. Jarass, ATW-Forschung, Wiesbaden;
Prof. Dr. G. M. Obermair, Regensburg
www.JARASS.COM

ist allerdings unter dem Vorbehalt der „wirtschaftlichen Zumutbarkeit“ des Netzausbaus gestellt [4].

Unter den Beteiligten ist unbestritten, dass Versorgungssicherheit zum einen, die Vorschriften des EEG zum anderen den Bau zusätzlicher Leitungen zwingend erfordern. Entsprechend plant E.ON-Netz z. B. in Schleswig-Holstein drei neue 110-kV-Leitungen: Für die geplante 110-kV-Leitung Lübeck-Göhl (ca. 55 km) läuft bereits ein Raumordnungsverfahren. E.ON-Netz will die Planfeststellungsunterlagen für die geplanten 110-kV-Leitungen Breklum-Flensburg (ca. 30 km) und Heide-Pöschendorf (ca. 30 km) bis Mitte 2005 bei der Landesregierung Schleswig-Holstein einreichen [5].

Freileitungen stoßen auf massiven Widerstand

Die zuständige Landesregierung hat es beim Ausbau des 110-kV-Übertragungsnetzes mit drei Interessengruppen zu tun, die sich jeweils auf ihr Recht berufen:

- Das zuständige Energieversorgungsunternehmen (bzw. der zuständige Netzbetreiber) beruft sich auf das alte Energiewirtschaftsgesetz und die jahrzehntelange Übung: Minimierung der Investitionskosten.
- Die Windkraftwerksbetreiber berufen sich auf das Erneuerbare-Energien-Gesetz: Anspruch auf Einspeisung und entsprechenden Netzausbau.
- Bürger und Bürgerinnen, meist vertreten durch Gemeinden und Naturschutzbehörden, berufen sich auf den Natur- und Landschaftsschutz: Minimierung von Eingriffen in die Natur [6].

Das Energieversorgungsunternehmen wird zunächst immer die bisher bei 110-kV-Leitungen noch vorherrschende Ausführung als Freileitung bevorzugen, um nach bisheriger Übung die Investitionskosten des Unternehmens zu minimieren, ohne die bei Erdkabelaus-

führung erheblich geringeren laufenden Kosten durch Leitungsverluste zu berücksichtigen. Zudem sollen damit wohl auch Präzedenzfälle in Richtung einer generellen Erdkabelausführung neuer 110-kV-Leitungen vermieden werden.

Selbst bei vorbehaltloser Unterstützung von Freileitungsplanungen durch die Landesregierung könnte der massive Widerstand der betroffenen Gemeinden und Grundstückseigentümer gegen die Freileitungen deren Bau jedenfalls jahrelang verzögern, wenn nicht gar ganz verhindern. In jedem Fall kann dann der zuständige Netzbetreiber die EEG-Einspeisenotwendigkeiten – jedenfalls für weitere Windkraftwerke – nicht erfüllen und wird deshalb zusätzlicher Windleistung in wachsendem Umfang den Netzzugang verweigern.

E.ON-Netz beharrt darauf [7], dass jede Netzausbauvariante, auch falls sie ausschließlich für die Entsorgung der Windenergie gebaut wird, den bisher für

| 1x110-kV-Freileitung, Doppel-Seile 2x264/34 Al/St | 1 x 11 0-kV-Erdkabel, VPE mit Seele 1.400 mm ² Cu |
|--|--|
| Thermischer Grenzstrom je Doppelseil | ca. 1.420 A |
| Widerstandsbelag je Doppelseil | 0,060/km |
| Grenzleistung je System | 270 MVA |
| Wirtschaftliche Leistung pro System bei ca. 470 A pro Doppelseil | 90 MVA |
| Thermischer Grenzstrom je Ader bei optimaler Verlegung | ca. 1.420 A > 2.000 A |
| Widerstandsbelag je Ader | 0,0190/km |
| Grenzleistung je System bei optimaler Verlegung | 270 MVA > 360 MVA |
| Wirtschaftliche Leistung pro System bei ca. 470 A je Ader | 90 MVA |

Quelle: Werte aus [27] hochgerechnet.

Tabelle 2: Technische Daten für 110-kV-Freileitung und für 110-kV-Erdkabel

die Versorgung von Verbrauchern verwendeten Standards genügen muss, insbesondere hinsichtlich der Redundanz der Betriebsmittel: (n-1)-Kriterium. Wollte die Landesregierung nun E.ON-Netz veranlassen, diese Standards nicht strikt einzuhalten (z. B. Einsystem – statt Zweisystem-Kabel), läuft sie Gefahr, für Versorgungsstörungen verantwortlich gemacht zu werden.

Technische Alternativen der 110-kV-Netzverstärkungen

Die zu erbringende Grenzleistung einer Leitung, gemessen in MVA (d. h. die phasenrichtige Addition von Wirk- und Blindleistung) ergibt gemäß der thermisch zulässigen Grenzstromdichte (etwa 2,5 A/mm² für Al/St-Freileitungen, etwa 1 A/mm² für Erdkabel) den erforderlichen Leitungsquerschnitt. Da die Widerstandsverluste mit dem Quadrat der Stromstärke ansteigen, werden Leitungen so ausgelegt, dass sie im zeitlichen Mittel des Lastverlaufs mit etwa 1/3 bis 1/2 des Grenzstroms belastet sind; die so definierte „wirtschaftliche Leistung“ entspricht also 1/3 bis 1/2 der Grenzleistung.

Daraus ergeben sich die in Tabelle 2 angegebenen technischen Daten der hier zu vergleichenden Leitungsausführungen, die für eine Grenzleistung

| Einsätze des Erzeugungsmanagements in 2004/05 (Stand 3.3.2005) | | | |
|--|------------------|---|----------------------|
| Datum | Dauer Stunden | Region | max. Reduzierung auf |
| 2005 | | | |
| 12.02. | 3,5 | Raum Nordfriesland-Dörpum | 60% |
| 30.02. | 3,5 | Raum Nordfriesland-Dörpum | 60% |
| 20.01. | 3,5 | Raum Nordfriesland-Dörpum | 60% |
| 20.01. | 7,5 | Raum Nordfriesland-Dörpum, Raum Husum-Audorf, Raum Breklum, Raum Heide-Breklum und Raum Westküste | 0% |
| 12.01. | 5 | Raum Nordfriesland-Dörpum | 0% |
| 09.-10.01. | 28,5 | Raum Nordfriesland-Dörpum | 30% |
| 06.-08.01. | 39 | Raum Nordfriesland-Dörpum und Raum Breklum | 30% |
| 04.01. | 21 | Raum Nordfriesland-Dörpum | 30% |
| 01.-02.01. | 19 | Raum Nordfriesland-Dörpum | 30% |
| 2004 | | | |
| 25.12. | 0,5 | Raum Nordfriesland-Dörpum | 60% |
| 24.12. | 6 | Raum Nordfriesland-Dörpum | 30% |
| 23.11. | 1 | Raum Nordfriesland-Dörpum | 60% |
| 18.11. | 3,5 | Raum Nordfriesland-Dörpum | 60% |
| 17.-18.11. | 4 | Raum Nordfriesland-Dörpum | 30% |
| 23.10. | 5,5 | Raum Westküste | 60% |
| 20.09. | 3,5 | Raum Westküste | 30% |
| 15.09. | 3,5 | Raum Niebüll-Flensburg-Breklum | 0% |
| 12.09. | 12 | Raum Niebüll-Flensburg-Breklum | 30% |
| 25.06. | 8 | Raum Niebüll-Flensburg-Breklum und Raum Breklum | 30% |
| 24.-25.06. | 10 | Raum Niebüll-Flensburg-Breklum und Raum Breklum | 0% |
| 16.06. | 5 | Raum Niebüll-Flensburg-Breklum | 0% |
| 22.05. | 6 | Raum Niebüll-Flensburg-Breklum und Raum Breklum | 0% |
| 20.03. | 5 | Raum Niebüll-Flensburg-Breklum | 30% |
| 19.-20.03. | 20,5 | Raum Niebüll-Flensburg-Breklum | 60% |
| 15.03. | 2 | Raum Niebüll-Flensburg-Breklum | 60% |
| 02.03. | 4 | Raum Heide-Husum-Breklum | 60% |
| 04.-05.02. | 5,5 | Raum Niebüll-Flensburg-Breklum | 0% |

Darunter nehmen Windparks mit einer Einspeiseleistung von insgesamt 720 MW in der E.ON-Regelzone am Erzeugungsmanagement teil, deren Anschluss an das Netz ohne diese Übergangslösung nicht mehr möglich gewesen wäre. Quelle: Angaben nach [26], S. 1.

von gut 250 MVA pro System ausgelegt sind.

Eine der unbestritten notwendigen neuen 110-kV-Netzspannen führt von der Westküste Schleswig-Holsteins im Raum Breklum zum 380-kV-Netz bei Flensburg. Als technische Alternativen hierfür kommen in Frage:

- 110-kV-Freileitung – zwei Systeme,
- 110-kV-Kabel – zwei Systeme,
- 110-kV-Kabel – ein System.

Die Grenzleistung dieser Spange wird nach allgemeiner Übung von E.ON-Netz mit der thermischen Grenzleistung einer schweren 110-kV-Freileitung identifiziert, die mit Zweierbündeln Al/St $2 \times 264/34$ pro System 270 MVA beträgt. Das äquivalente Kabel kann je nach Art der Verlegung als Dauerlast 270 MVA bis etwa 360 MVA pro System übertragen. Wegen der hohen thermischen Trägheit ist bei Kabeln eine Überlastbarkeit von bis zu 25 % für bis zu drei Tagen gegeben [8], sodass bei überwiegendem Transport von Windstrom wegen dessen Fluktuationen sogar Spitzen von über 400 MVA pro System für kürzere Zeit zulässig sind.

Es stellt sich die Frage, bei welcher Auslegung das Netz als „technisch geeignet“ (unbeschadet der wirtschaftlichen Zumutbarkeit) zur Aufnahme von Windenergie im Sinne von § 4 Absatz 2 Satz 1 und 2 EEG anzusehen ist. Hierfür gilt als unstrittig, dass ein Netzausbau technisch geeignet ist, wenn er die Abnahme des gesamten EEG-Stroms gewährleistet. Wie Tabelle 2 zeigt ist ein Einsystem-Kabel bei entsprechender Verlegung hierzu in der Lage; auf die Frage der versorgungstechnischen Zulässigkeit dieser Ausführung wird unten noch eingegangen.

Es stellt sich des Weiteren die Frage, ob unter technischen Gesichtspunkten eine 110-kV-Leitung von der Westküste zum 380-kV-Hochspannungsnetz gleichwertig als Freileitung oder als Kabel ausgeführt werden kann. Hierzu stimmen Prof. Brakelmann [9] und E.ON-Netz [10] insoweit überein, dass bei Kabelausführung ohne zusätzliche technische Maßnahmen die 10-mal niedrigere Impedanz immer den größten Anteil des Stroms auf das Kabel ziehen würde. Allerdings sind Längsdrosseln bei einer Leitungslänge von rund 30 km ausreichend, um diesen Effekt vollständig zu kompensieren. Das so implementierte Kabel hat mit einer Impedanz von rund 350 Ohm zwischen zwei gege-

benen Knotenpunkten exakt die gleiche Stromaufnahme wie sie eine Freileitung an dieser Stelle hätte.

Die Entscheidung, ob unter diesen Umständen eine Freileitungs- oder eine Erdkabelauführung gewählt wird, kann demnach nicht nach technischen Gesichtspunkten getroffen werden, sondern muss sich nach den Kriterien des Energiewirtschaftsgesetzes richten: Sicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit. Das Kabel hat wegen seines gegenüber der Freileitung gut 3-mal geringeren ohmschen Widerstandes auch gut 3-mal geringere Verluste bei gleicher Strombelastung. Entsprechend sind die Verlustkosten in jedem Betriebsfall niedriger als bei einer Freileitung, andererseits ist der Bauaufwand für Erdkabel größer.

Falls Kabelausführung, ist dann ein System ausreichend?

Versorgungssicherheit, Kosten und Umweltverträglichkeit sind gemäß Energiewirtschaftsgesetz für Entscheidungen über Alternativen bei der Stromversorgung maßgeblich.

Als erstes stellt sich die Frage, ob aus Gründen der Versorgungssicherheit für eine Netzspange, die überwiegend durch die zu transportierende Windenergie veranlasst wird, eine Ausführung als Einsystem-Kabel zulässig ist. Generell gilt nach den allgemeinen Planungs- und Betriebsgrundsätzen [11,12], dass im Netz grundsätzlich eine hinreichende Redundanz der Betriebsmittel gemäß (n-1)-Kriterium vorzusehen ist. Im Fall von Leitungen stellt das (n-1)-Kriterium sicher, dass auch nach Ausfall einer wichtigen Netzkomponente der Strom(hin)transport von den Kraftwerken zum Endverbraucher im Regelfall weiter erfolgen kann und damit eine hohe Versorgungssicherheit der Endverbraucher erreicht wird. Von entscheidender Bedeutung für die Beantwortung der anstehenden Windeinspeisefragen ist, inwieweit dieses (n-1)-Kriterium auch beim Strom(weg)transport von Windkraftwerken in das überlagerte Höchstspannungsnetz unabdingbar Anwendung finden muss.

In Deutschland gibt es eine Vielzahl von Hochspannungsleitungen in Einsystem-Ausführung. Dies wird von den zuständigen Netzbetreibern in vielen Fällen damit gerechtfertigt, dass die einzelne Leitung Teil eines vermaschten Netzes ist

und deshalb im betreffenden Netzbereich insgesamt ein Betriebsmittel ausfallen kann, ohne nennenswerte Versorgungsbeschränkungen zu verursachen, das (n-1)-Kriterium also eingehalten wird.

Vor der Entscheidung für ein Einsystem-Kabel für die Verbindung Breklum-Flensburg ist also zu prüfen, ob bei Ausfall dieses Kabels

- die Sicherheit der Versorgung im Versorgungsgebiet beeinträchtigt wird, oder
- die übrigen Betriebsmittel in der Netzregion etwa durch Überlastung gefährdet werden könnten.

Die Sicherheit der Versorgung ist wohl nicht gefährdet: Das bestehende vermaschte Regionalnetz ist dafür ausgelegt, die Region ohne die neue Netzspange sicher zu versorgen, wenn keine Windenergieeinspeisung vorliegt.

Eine mögliche Überlastung des Regionalnetzes nach Ausfall des dann einzigen Systems der neuen Netzspange durch bis zu 300 MW Windenergieeinspeisung kann auf Grund der geltenden Richtlinien zum Trennen von Energieerzeugungsanlagen vom Netz ebenfalls ausgeschlossen werden:

„Die Erzeugungsanlagen müssen bei Über- oder Unterschreitung der durch den Netzbetreiber vorgegebenen Grenzwerte für Frequenz oder Spannung am Anschlusspunkt automatisch vom Netz getrennt werden, um ... unzulässige Betriebszustände auszuschließen“ [13].

Die Betriebszustände des Netzes, bei denen die automatische Trennung vom Netz erfolgen muss, können vom Netzbetreiber vorgegeben werden. Darüber hinaus sind die neueren Windenergieanlagen in ein Engpassmanagement (z.B. ErzMan) einbezogen, sodass außer der Schnellabschaltung ein schnelles Herunter- und Wiederaufregeln zwischen 100 und 0 % der Einspeiseleistung sichergestellt ist. Der Bundesverband WindEnergie hat angekündigt [14], Maßnahmen zur Erhöhung der Akzeptanz von ErzMan zu unterstützen.

Da nach der Fehlerstatistik der Ausfall eines 110-kV-Kabels sich im Mittel einmal in etwa 10 Jahren ereignet – mit einer Reparaturdauer von typischerweise 2 bis 3 Tagen –, ist die dadurch zu erwartende Minderung der Einspeisung viel geringer als die durch ErzMan der-

Tabelle 3: Kosten des Netzbetreibers für Freileitung und Kabel sowie die resultierenden Mehrkosten für Kabel

| | Investitions- plus Betriebskosten in Mio. € | | | | | |
|---------------------------|---|-------------------|----------------------|-------------------|----|------|
| | (1) E.ON-Netz | (2) Brakelmann | (3) E.ON-Netz | (4) Brakelmann | | |
| (1) Freileitung | 13 | 19,5 | Mehrkosten für Kabel | | | |
| (2a) Kabel mit 1 System | 18 | 18 | | | 5 | -1,5 |
| (2b) Kabel mit 2 Systemen | 24 | 24,5 | | | 11 | 5 |
| Quelle: [8] | | | | | | |

zeit bewirkten Einspeiserreduzierungen von über 100 Stunden pro Jahr (vgl. Tabelle 1), wobei diese Einspeiserreduzierungen nach einvernehmlicher Auffassung von Einspeisern und Netzbetreibern ohne Netzverstärkung in den nächsten Jahren noch deutlich zunehmen werden.

Alles in allem ist also die geplante 110-kV-Leitung Breklum-Flensburg in einer Ausführung als Einsystem-Kabel sicherheitstechnisch vertretbar. Die Entscheidung, welche der beiden Kabelvarianten beantragt wird, obliegt nach geltendem Recht dem Netzbetreiber.

Kostenvergleich der Alternativen: Kabel versus Freileitung

- ca. 0,3 Mio. € pro km für eine 110-kV-Freileitung mit zwei Systemen,
- ca. 0,7 Mio. € pro km für ein 110-kV-Kabel mit zwei Systemen,
- ca. 0,4 Mio. € pro km für ein 110-kV-Kabel mit einem System.

E.ON-Netz geht von 15% bis 20% höheren Kosten für Kabellieferung und Verlegung aus [16].

Ein einzelwirtschaftlicher Kostenvergleich muss aber nicht allein die Kosten der Erstinvestition, sondern ebenfalls die laufend anfallenden Betriebs- und Unterhaltskosten angemessen (Kapitalwert, „Barwertierung“) berücksichtigen; diese in den Wirtschaftswissenschaften allge-

mein anerkannte Vorgehensweise sei hier noch einmal betont.

Die Ausführungen von E.ON-Netz für diesen Kostenvergleich sind allerdings irreführend. Erst kürzlich hat E.ON verlautbart:

„Im Rahmen der ... bisher realisierten Netzprojekte sei die Erfahrung gewonnen worden, dass eine elektrische Verbindung über der Erde um den Faktor drei günstiger errichtet werden könne als unter der Erde.“

Entsprechend schreibt E.ON-Netz in ihrer Bewertung des Gutachtens Brakelmann [17]:

„Die in der Studie zu Grunde gelegten Investitionskostenansätze für die Ausführungsvarianten im 110-kV-Bereich bestätigen die einschlägigen Mehrkosten einer Kabellieferung, die um den Faktor 2 bis 3 über den Kosten einer gleichwertigen Freileitung liegen. Die vermeintlichen Vorteile einer Erdkabellieferung werden demgegenüber an Betriebskosten festgemacht“ [18].

Die Vorteile, die ein Kabel bei den jährlichen Betriebskosten gegenüber der Freileitung zeigt, sind nicht vermeintliche, sondern reale, deren Höhe durch den physikalischen Wert „ohmscher Widerstand der Leitung“ und die Zahl der übertragenen kWh eindeutig gegeben ist. Für jede der technischen Alternativen, auch für Kabel, sind in der Tat die Kosten der ohmschen Verluste der mit weitem Ab-

stand führende Beitrag zu den Betriebskosten; Wartungs- und Überwachungskosten sind demgegenüber fast zu vernachlässigen.

Tabelle 3 zeigt für eine ca. 30 km lange Verbindung von der schleswig-holsteinischen Westküste zum 380-kV-Netz bei Flensburg die projektierten Gesamtkosten (Investitionen plus Barwert der Betriebskosten) nach den Angaben von E.ON-Netz (Spalte 1) und nach einer revidierten, nachvollziehbar begründeten Abschätzung nach Brakelmann (Spalte 2).

Die Mehrkosten der Kabellieferung für den Netzbetreiber sind in den Spalten 3 und 4 dargestellt. Interessanterweise kommen Brakelmann und E.ON-Netz bei den beiden Kabelvarianten zu etwa gleichen Gesamtkosten. Dagegen gibt E.ON-Netz bei Freileitungen ein ganz anderes Ergebnis an, nämlich mit 13 Mio. € nur rund zwei Drittel der von Brakelmann angegebenen 19,5 Mio. €. Die Unterschiede zwischen Brakelmann und E.ON-Netz beruhen neben den schon oben erwähnten unterschiedlichen Annahmen zu den Investitionskosten, nämlich laut E.ON-Netz 15 % bis 20 % höhere Kosten für Kabellieferung und Verlegung, auf Unterschieden in der Bestimmung der Verlustkosten [19]. Die Verlustkosten wurden von uns mit Annahmen nochmals abgeschätzt, die nach unserer Einschätzung der Realität noch näher kommen:

Die neue Leitung sollte wohl so dimensioniert werden, dass von dem für die

nächsten 10 Jahre erwarteten Windenergieaufkommen von bis zu 300 MVA in diesem Bereich der Westküste ein Anteil über die neue Leitung fließt, der bei Vollast jedes der beiden Systeme einer Zweisystem-Leitung mit der „wirtschaftlichen“ Leistung von ca. 90 MVA belastet, ein Einsystem-Kabel also mit etwa 180 MVA. In der Region ist mit mindestens 2 000 Volllaststunden zu rechnen.

Für die Bewertung der Verluste wird eine durchschnittliche EEG-Vergütung von 7 ¢ pro kWh für die ersten 10 Jahre und danach 5 ¢ pro kWh angenommen. Der offizielle Windenergiereport [20] gibt für Windenergieanlagen, die 2005 in windstarken Gebieten in Betrieb gehen, eine mittlere Vergütung über 20 Jahre von 6,18 ¢ pro kWh an.

Bei einem Kalkulationszinssatz von 5 % pro Jahr (wie bei [21]) ergibt sich für die Aufwendungen und Erträge der ersten 10 Jahre ein Barwertfaktor von 7,72, für die folgenden 15 Jahre ein Barwertfaktor von 6,37. Unter Verwendung dieser Annahmen resultiert für die Zweisystem-Freileitung ein Barwert der Verluste von 4,3 Mio. €, für das Zweisystem-Kabel von nur 1,4 Mio. €. Wird die gleiche Leistung von 180 MVA über ein Einsystem-Kabel transportiert, so verdoppelt sich der Barwert der Verlustkosten auf rund 2,8 Mio. €.

Nach diesen Abschätzungen [22] ergeben sich Mehrkosten des Netzbetreibers von wenigen Mio. € für das Einsystem-Kabel und unter 10 Mio. € für das Zweisystem-Kabel gegenüber der Freileitung. Bezogen auf mindestens 25 Jahre Lebensdauer liegen die jährlichen Mehrkosten also unter 0,2 Mio. bzw. 0,4 Mio. € pro Jahr. Die jährliche Vergütungssumme für die über die Leitung transportierbare Windenergie beträgt unter den gemachten Annahmen von 2 000 Volllaststunden mit 180 MVA Windenergieeinspeisung etwa 25 Mio. €.

Fazit: Erdkabel unverzüglich realisierbar und wirtschaftlich zumutbar

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz fordert eine unverzügliche Netzverstärkung. Die von E.ON-Netz beantragte Ausführung als Freileitung stößt auf massive Ablehnung in der Bevölkerung, den Widerstand vieler der betroffenen Grundstückseigentümer und erhebliche Bedenken der Naturschutzbehörden und Gebietskörperschaften. Die Realisierung einer Freileitung kann deshalb,

wenn überhaupt, nur mit einer Verzögerung von fünf bis zehn Jahren erfolgen, während ein Erdkabel voraussichtlich in absehbarer Zeit in Betrieb gehen könnte [23]. Die in fünf Jahren nicht realisierten Vergütungssummen durch Abschaltung bestehender Anlagen durch Erzeugungsmanagement und durch verhinderten Zubau neuer Windenergieanlagen liegen selbst bei niedriger Abschätzung beim Fünf- bis Zehnfachen der Mehrkosten der Kabelausführung gemäß den hoch angesetzten Angaben des Netzbetreibers E.ON-Netz; die Erdkabel-Ausführung erfüllt demnach das EEG-Kriterium der wirtschaftlichen Zumutbarkeit.

Darüber hinaus schreibt der Entwurf des Energiewirtschaftsgesetzes [24] in § 1 neben einer preisgünstigen gleichrangig eine umweltverträgliche Energieversorgung vor. Erdkabel führen zu einer verschwindend geringen Umweltbelastung, Freileitungen durch Landschaftsbeeinträchtigung etc. hingegen zu einer deutlich höheren. Ein Netzausbau des Betreibers in Kabelausführung ist deshalb als unverzüglich realisierbare, besonders umweltverträgliche und wirtschaftlich zumutbare Lösung vom Erneuerbare-Energien-Gesetz geboten.

Bis 2007 [25] wird für Deutschland mit einer installierten Leistung von rund 23 GW gerechnet, bis 2010 von rund 30 GW (davon nur 4 GW offshore), eine Verdoppelung gegenüber 2003. Nur bei umgehendem Netzausbau können diese ambitionierten Ziele erreicht werden.

Anmerkungen/Literatur

[1] L. Jarass und G. M. Obermair: Netzeinbindung von Windenergie in Schleswig-Holstein. Im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr des Landes Schleswig-Holstein. ATW-Forschung, Wiesbaden, 1/2005 (abrufbar unter <http://www.jarass.com/jarass.de/dat/pub/0305/Windenergie,%20Netzeinbindung.pdf>); siehe auch E.ON-Netz: Netzsicherheit und erneuerbare Energien im Einklang. Erzeugungsmanagement in Schleswig-Holstein. E.ON Netz GmbH, Bayreuth, 2004 (abrufbar unter http://www.eon-netz.com/Resources/downloads/EON_Netz_Folder_Erzeugungsmanagement_ger.pdf)

[2] Dieser Fall hoher Windenergieeinspeisung bei geringer momentaner Stromnachfrage wird von E.ON-Netz als „Entsorgung“ bezeichnet, im Gegensatz zur bei Schwachwind herrschenden Notwendigkeit der „Versorgung“, bei der in umgekehrter Richtung Strom aus dem 380-kV-Netz zu den Verbrauchern transportiert wird. Allerdings treten Starkwinde im langjährigen Mittel vor allem von Oktober bis März auf (vgl. Windenergie Report Deutschland 2004, Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), Kassel, 2004 (Informationen abrufbar unter www.iset.uni-kassel.de)), also gerade in den Monaten mit insgesamt hoher Strom-

nachfrage, die Wahrscheinlichkeit des „Entsorgungsfalls“ wird dadurch verringert.

[3] 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, § 4. (abrufbar unter <http://www.bundesanzeiger.de/index.php?main=5&sub=2>)

[4] Zur Präzisierung dieses im Gesetz unbestimmten Begriffs siehe Bericht des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit vom 14.2004. Bundestagsdrucksache 15/2864, S. 20-55 (abrufbar unter <http://dip.bundestag.de/btd/15/028/1502864.pdf>) sowie L. Jarass und G. M. Obermair: Angemessene Netznutzungsentgelte mit sinnvollen Anreizwirkungen. Im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr des Landes Schleswig-Holstein. ATW-Forschung, Wiesbaden, 4/2005 (abrufbar unter <http://www.JARASS.com>).

[5] E.ON-Netz gibt für das Gesamtprojekt mit diesen drei Leitungen, Gesamtlänge ca. 110 km, bei der geplanten Ausführung als Zweisystem-Freileitung Investitionskosten von 70 Mio. € an. Windbedingte Netzengpässe in der E.ON Netz-Regelzone, Aktuell in Planungen – und Genehmigungsverfahren. E.ON Netz GmbH, Bayreuth, 2004 (abrufbar unter http://www.eon-netz.com/frameset_reloader_homepage.phtml?top=Ressources/frame_head.jsp&bottom=frameset_german/energy/ene_windenergie/ene_win_erzeugung/ene_win_erzeugung.jsp).

[6] Die Argumente, mit denen die Ausführung als Freileitung durch die Bevölkerung, durch Gebietskörperschaften, durch Verbände des Naturschutzes u. Ä. sowie durch die unmittelbar von der Trasse Berührten abgelehnt wird, lassen sich mit den Kriterien der Sozialen Kosten präzisieren und quantifizieren. L. Jarass, G. Apfelstedt, G. M. Obermair: Die Umweltverträglichkeitsprüfung von Hochspannungsleitungen. In: Handbuch der Umweltverträglichkeitsprüfung (HdUVP). Hrsg. von P.-C. Storm und Th. Bunge. Schmidt-Verlag Berlin/Bielefeld/München, 19. Lieferung, V/ 1996.

[7] Vgl. Fn. 2.

[8] H. Brakelmann: Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel? Im Auftrag von Bundesverband Windenergie e. V., 2004 (abrufbar unter <http://www.wind-energie.de/informationen/downloads/brakelstudie.pdf>). Bewertung dieser Studie, E.ON Netz GmbH, Bayreuth, undatiert, ca. 11/2004 (abrufbar unter http://www.eon-netz.com/frameset_reloader_homepage.phtml?top=Ressources/frame_head.jsp&bottom=frameset_german/news/news_release/pm_neu/press_detail_neu.php%3Fpress_id%3D17043). H. Brakelmann: Anmerkungen zur E.ON-Stellungnahme. mimeo, 24.11.2004.

[9] Siehe Fn. 8.

[10] Siehe Fn. 2.

[11] EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz. Verband der Netzbetreiber VDN e. V. beim VDEW, 25.8.2004 (abrufbar unter http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Publikationen/Fachberichte/RL_EEG_HH_2004-08.pdf).

[12] Netzanschlussregeln Hoch- und Höchstspannung. E.ON Netz GmbH, Bayreuth, 1.8.2003 (abrufbar unter http://www.eon-netz.com/Resources/downloads/ENE_NAR_HS_01082003.pdf).

[13] Siehe Fn. 11, S. 81.

[14] Windenergie in Schleswig-Holstein. Fachveranstaltung am 4.11.2004 in Husum. Veranstaltet vom Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr des Landes Schleswig-Holstein. Powerpoint-Vortragsfolien, mimeo, 2004.

[15] Siehe Fn. 8.

[16] Siehe Fn. 2.

[17] Schleswig-Holsteinischer Landtag: Vermerk über die Informationsreise einer Delegation des Umweltausschusses und des Agrarausschusses mit den Firmen E.ON Netz GmbH und GEO mbH.

3.11.2004, Absatz 5. (abrufbar unter <http://www.sh-landtag.de/infotek/wahl15/ausssch/umwelt/niederschrift/2004/Informationsreise.html>).

[18] Siehe Fn. 2.

[19] Siehe Fn. 2, S. 4f., Punkte 3, 4 und 5. Anscheinend stellt E.ON-Netz die Verluste in der Freileitung mit einem erheblich niedrigeren Barwert in die Rechnung ein als Brakelmann, macht allerdings zu den hierbei verwendeten Parametern keine Angaben (z. B. bezüglich Auslastung, Kalkulationszinssatz etc.). Dies müsste von E.ON-Netz noch nachvollziehbar dargestellt werden.

[20] Windenergie Report Deutschland 2004. Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), Kassel, 2004 (Informationen abrufbar unter www.iset.uni-kassel.de).

[21] H. Brakelmann: Anmerkungen zur E.ON-Stellungnahme (vgl. Fn. 8) mimeo, 24.11.2004.

[22] L. Jarass und G.M. Obermair: Netzeinbindung von Windenergie in Schleswig-Holstein. Im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr

des Landes Schleswig-Holstein. ATW-Forschung, Wiesbaden, 2/2005, Kapitel 3. (abrufbar unter <http://www.jarass.com/jarass.de/dat/pub/0305/Windenergie,%20Netzeinbindung.pdf>).

[23] Die Europäische Union hat Ende 2003 ein Hintergrundpapier zu "Verkabelung von Stromleitungen in Europa" veröffentlicht, das die Vorteile einer Verkabelung insbesondere zur Beschleunigung des Leitungsbaus betont. EU: Undergrounding of Electricity Lines in Europe. Background Paper. Commission of the European Communities, Brussels, 10 December 2003 (abrufbar unter <http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/publications/doc/undergrounding.pdf>), S. 15 und S. 23).

[24] Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts. Deutscher Bundestag, 15. Wahlperiode, Drucksache 15/3917 vom 14.10.2004 (abrufbar unter <http://dip.bundestag.de/btd/15/039/1503917.pdf>).

[25] DENA: Energiewirtschaftliche Planung für

die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Durchgeführt im Auftrag der Deutschen Energieagentur, Berlin. Endbericht v. 25.2.2005, S. 46. (abrufbar unter <http://www.offshore-wind.de/media/article004593/dena-Netzstudie,%20Haupttext,%20or.pdf>).

[26] E.ON-Netz: Wie funktioniert das Erzeugungsmanagement? E.ON Netz GmbH, Bayreuth, 2004 abrufbar unter http://www.eon-netz.com/frameset_reloader_homepage.html?top=Resources/frame_head.jsp&bottom=frameset_german/energy/ene_windenergie/ene_win_erzeugung/ene_win_erzeugung.jsp, "So funktioniert's".

[27] G.M. Obermair, L. Jarass, D. Gröhn: Hochspannungsleitungen – Technische und wirtschaftliche Bewertung von Trassenführung und Verkabelung. Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg/New York, 1985.

