

Stellungnahme

zum Antrag der
Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN
Drucksache 60/710:

Priorität für Erdkabel beim Ausbau der Stromnetze in Schleswig-Holstein

Heinrich Brakelmann

Universitätsprofessor an der
Universität Duisburg-Essen/ Campus Duisburg
Energie-Transport und -Speicherung

Duisburg, im Juli 2006

Kabel oder Freileitung: Was wird diskutiert?

- a) Technik: Realisierbarkeit, technische Vor- und Nachteile; betrieblicher Aufwand
- b) Versorgungssicherheit/Auslegungskriterien
- c) Kosten für Investitionen, Betrieb, Verluste und Erneuerung
- d) Umweltaspekte: Landschafts- und Denkmalschutz (optische Beeinträchtigungen); Vogelschlag; elektromagnetische Felder; Wirkungsgrad (Verlustwärme)
- e) Nutzungsbeschränkungen im Trassenbereich
- f) Folgekosten; soziale Kosten
- g) Realisierungsdauer und Verfahrensfragen
- h) Schnelle Kompromißlösung ?

Zu a) Realisierbarkeit, technische Vor- und Nachteile; betrieblicher Aufwand

Es besteht bei allen Beteiligten Übereinstimmung, daß die diskutierten 110-kV-Trassen mit 110-kV-Erdkabeln ohne besondere technische Probleme realisiert werden können. 110-kV-Kabeltrassen sind ein Stand der Technik, der in den Großstädten, in Ermangelung von Alternativen, regelmäßig realisiert wird.

Eingesetzt werden 110-kV-VPE-Kabel mit einer elektrischen Isolierung aus vernetztem Polyäthylen. Die Fertigungs-, Montage- und Prüftechnologien für solche Hochspannungskabel und ihre Garnituren (Endverschlüsse, Verbindungsmuffen) haben in den letzten Jahren eine enorme Weiterentwicklung zu einem sehr hohen Standard erfahren.

Kabel können wegen ihres geringeren Wechselstromwiderstandes Strom aus dem Netz „auf sich ziehen“. Je nach Netzkonfiguration kann dies (es muß aber nicht) den Einsatz zusätzlicher Spulen (Längsdrosseln) erforderlich machen. Andererseits kann dieser Effekt insgesamt geringere Netzverluste wegen der Entlastung paralleler, stärker verlustbehafteter Freileitungen ermöglichen.

Bei zunehmender Verkabelung in 110-kV-Netzen ohne sogenannte starre Sternpunktterdung kann eine einmalige, aufwendige Umstellung der Sternpunktterdung im gesamten Netzbereich erforderlich werden, was bei den drei diskutierten Trassen aber noch nicht der Fall sein wird.

Der betriebliche Aufwand ist bei den Freileitungen (regelmäßige Inspektion der Trasse; in großen Zeitabständen Neu-Beschichtungen der Masten) ähnlich gering wie bei den Erdkabeln (in mehrjährigen Abständen Überprüfung der Cross-Bondung-Anlage, falls vorhanden). Die Kosten für diese Aufwendungen gehen in den Gesamtkosten unter.

Zu b) Versorgungssicherheit und Auslegungskriterien

Wegen des erreichten hohen Standards der VPE-Kabel sind die VDN-Schadenstatistiken für die infragestehenden außerstädtischen Trassen nicht ohne weiteres zu verwenden, da sie sich pauschal auf alle 110-kV-Kabel, also auch auf Kabel älterer oder anderer Bauart beziehen und auch nicht unterscheiden zwischen städtischen oder ländlichen Trassen, was entscheidend ist für die äußeren Einwirkungen (durch Bagger, Erdbohrer etc.) als häufigste Schadensursache bei Erdkabeln.

In einer vom schwedischen STRI sowie den Firmen ABB und Vattenfall verfaßten Studie zu 130-kV-VPE-Kabeln [CIGRE, 2002] wird aus einer umfangreichen Statistik von 110 kV bis 170 kV-Kabeltrassen eine mittlere Fehlerrate abgeleitet, die weitaus geringer ist als die VDN-Ausfallrate mit in den letzten Jahren weiter abnehmender Tendenz.

Störungen an Kabeln führen wegen der längeren Reparaturzeiten insgesamt zu einer geringeren Verfügbarkeit, treten aber seltener auf als an Freileitungen. Bei den hier diskutierten Trassen in vorwiegend ländlichen Gebieten können besondere Maßnahmen zum mechanischen Schutz der Kabel verringerte Fehlerraten ermöglichen.

Kabel haben den Vorteil, nicht in so starkem Maße wie die Freileitung der Biosphäre (Sturm, Gewitter, Schnee und Eis, Bäume) ausgesetzt zu sein, so daß bei ihnen keine großflächigen Mehrfachausfälle durch Naturgewalten wie z.B. bei den wochenlangen Ausfällen in Frankreich und in Südschweden durch Sturm oder jetzt im Münsterland durch die extremen Winterverhältnisse befürchtet werden müssen.

Die Stromnetze im Europäischen Verbund werden im allgemeinen (n-1)-sicher ausgelegt, was aber nicht heißen muß, daß in jede neue Trasse zwei Übertragungssysteme gelegt werden müssen. Entscheidend ist, daß bei Ausfall eines Übertragungssystems dessen Funktion vom Gesamtnetz übernommen werden kann. Von daher könnte für die betroffenen Trassen (n-1)-Sicherheit bei einsystemiger Ausführung auch dann gegeben sein, wenn die technischen und rechtlichen Voraussetzungen geschaffen werden, im Störfall Windkraftanlagen entsprechend der Ausfalleistung abzuschalten oder herunterzuregeln.

Bei den zweisystemig ausgeführten Freileitungstrassen geht die (n-1)-Redundanz dann verloren, wenn Mastumbrüche auftreten. Dieser Redundanzverlust kann bei Kabel-Doppelsystemen dann auftreten, wenn z.B. der Bagger die Möglichkeit hat, zwei Kabeladern benachbarter Kabelsysteme gleichzeitig zu beschädigen.

Durch Zusatzmaßnahmen auf den parallelen Freileitungsstrecken, wie Temperaturmonitoring und/oder Einsatz sogenannter „heiße Seile“, könnten erhebliche zusätzliche Übertragungsreserven geschaffen werden. Solche Systeme werden derzeit von den Netzbetreibern untersucht. Sie sind nicht zuletzt auch interessant für erweiterte Möglichkeiten des Stromhandels.

Zu c) Kosten für Investitionen, Betrieb, Verluste und Erneuerung

Aussagen zum Kostenverhältnis Erdkabel/Freileitung müssen fallweise getroffen werden, Verallgemeinerungen sind mit großer Vorsicht zu genießen. Entscheidende Faktoren sind beispielsweise die Trassenverhältnisse, die momentanen Rohstoffkosten, die Übertragungs-Höchstleistung und die zeitliche Auslastung der Strecke, die Kostenbewertung der Netzverluste und die Frage einer ein- oder zweisystemigen Ausführung bei Erhaltung der (n-1)-Systemredundanz.

Außerdem muß bei Kostenaussagen unterschieden werden in die Investitionskosten und in die unter Berücksichtigung der Betriebskosten (Übertragungsverluste) ermittelten Vollkosten (Barwerte). Nach den heute vorliegenden Erkenntnissen lassen sich für Hoch- und Höchstspannungstrassen *in ländlichen Bereichen* folgende Kostenspannen Kabel/Freileitung überschlägig abschätzen:

Spannung	Investkosten-Faktor		Vollkosten-Faktor	
	1 System	2 Systeme	1 System	2 Systeme
380 kV	2...4	4...7	1,5...3	2...3,5
110 kV	1,5...2,0	2,5...4,0	0,9...1,8	1,2...2,5

Je nach Auslegung der Kabelstrecke kann demnach nahezu Vollkostengleichheit zur Freileitung erreicht werden.

Ungewiß ist in diesem Zusammenhang die weitere Entwicklung der Rohstoffpreise. Den derzeit überhitzten Kupferpreisen sollte gegenüber den bisherigen Planungen mit geänderten Kabelkonstruktionen begegnet werden, indem *Kabel mit Aluminiumleitern* eingesetzt werden.

Bei allen Anlagen- und Kostenanalysen zeigt sich, daß Freileitungen weitaus mehr Verlustwärme erzeugen als Kabel. Für die Höhe der Verlustkosten ist es entscheidend, ob sie unter betriebswirtschaftlichen Aspekten mit den normalen Gestehungskosten des Netzbetreibers (z.B. mit 3,5...6 ct/kWh) oder aber unter energiepolitischen Gesichtspunkten nach EEG als „verlorene Windenergie“ (z.B. mit 7,5 ct/kWh) bewertet werden.

Ob die Lebensdauer der jetzt gefertigten VPE-Kabel auf 30...40 Jahre beschränkt oder größer sein wird, kann naturgemäß heute noch nicht verlässlich prognostiziert werden. Dem gegebenenfalls dann fälligen Austausch der Kabel stehen zusätzliche Maßnahmen an der Freileitung wie das Austauschen der Seile gegenüber. Bei Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen (Barwertmethode) spielen diese künftigen Kosten jedoch eine eher untergeordnete Rolle.

Zu d) Umweltaspekte: Landschafts- und Denkmalschutz ; Vogelschlag; elektromagnetische Felder; Wirkungsgrad (Verlustwärme)

Freileitungen in der Nähe von Wohnsiedlungen und ökologisch wertvollen Bereichen treffen in der Bevölkerung und bei den Umwelt- und Naturschutzverbänden auf geringe Akzeptanz, z. B. wegen ihrer Auswirkungen auf die Natur, des Landschaftsbildes und des Denkmalschutzes. Deshalb kann die Genehmigung von Freileitungen bis zu 10 Jahren oder länger dauern.

Die Legung von Erdkabeln bedeutet zunächst umfangreiche Bodenbewegungen und, im Betrieb, eine Bodenerwärmung im unmittelbaren Nahbereich der Kabel. In 2 m Abstand beträgt die Bodenerwärmung weniger als 2 K.

Bei der Errichtung von Freileitungen sind nur in den Mastbereichen, d.h. in Abständen von 200...400 m, Erdbewegungen und Gründungsarbeiten erforderlich. Freileitungen geben ihre Verlustwärme, die zwei- bis viermal so groß ist wie beim Kabel, unmittelbar an die Atmosphäre ab.

Verluste an Vögeln gibt es bei Kabeln nicht. Bei Freileitungen sind die Verluste differenziert nach Arten und Lebensräumen zu betrachten. Besonders hoch ist das Risiko des Vogelschlags in Durchzugs- und Rastgebieten mit großen Vogelzahlen wie beispielsweise in küstennahen Niederungen und Feuchtgebieten.

Das elektrische Feld in der Nähe von 110-kV-Freileitungen liegt immer unterhalb des gesetzlichen Grenzwertes von 5 kV/m. Kabel weisen kein äußeres elektrisches Feld auf. Der für die menschliche Dauerexposition gültige gesetzliche Grenzwert der magnetischen Flußdichte von 100 μ T wird bei entsprechender Auslegung sowohl direkt unter der Freileitung als auch direkt oberhalb des Kabelsystems (in 1 m Höhe) unterschritten. Wegen des geringen Phasenabstandes fällt das Magnetfeld der Kabel mit zunehmendem Abstand sehr viel rascher ab als bei der Freileitung und liegt z.B. in einem seitlichen Abstand von 10 m schon weit unter 1 μ T.

Zu e) Nutzungsbeschränkungen

Entlang der Freileitungstrasse ist ein Schutzstreifen von mehreren 10 m Breite von Bebauung und hohem Bewuchs freizuhalten. Eine landwirtschaftliche Nutzung unterhalb der Freileitungen ist, unter Aussparung der Mastfundamente, möglich.

Kabeltrassen sind von tiefwurzelnden Pflanzen freizuhalten. Ein Schutzstreifen von etwa 8 m Breite ist im Hinblick auf Reparaturen von Bebauung freizuhalten. Bei hinreichender Legetiefe von 1,2...1,5 m ist oberhalb der Kabel eine landwirtschaftliche Nutzung möglich.

Zu f) Folgekosten; soziale Kosten

Es bleibt der Politik vorbehalten, sogenannte soziale Kosten durch Umweltbeeinträchtigungen, Grundstücks-Wertminderungen etc. sowie mögliche Folgekosten wie entgangene Vergütungen durch Verhinderung der Windenergie-Einspeisung und mögliche Folgen wie z.B. Arbeitsplatzverluste in der Windenergiebranche zu beurteilen.

Im 110-kV-Bereich sind die in Norddeutschland gegebenen Netzengpässe bezüglich des Windenergie-transportes mit der Konsequenz von Windparkabschaltungen in Starkwindphasen (Erzeugungsmanagement) hinlänglich bekannt. Ein verzögerter Netzausbau bedeutet aber nicht nur weitere Abschaltungen, d.h. finanzielle Einbußen der Windparkbetreiber, sondern auch - wegen der ungewissen Gewinnerwartungen für neu zu errichtende Windenergieanlagen - die Gefahr von Investitionsverzögerungen und der Gefährdung von Arbeitsplätzen.

Zu g) Realisierungsdauer und Verfahrensfragen

Wie schon die Anhörung im Niedersächsischen Landtag zur 380-kV-Ausbautrasse Ganderkesee-St.Hülfe mit den Stellungnahmen aller politischen Fraktionen, des Städte- und Gemeindebundes und vieler anderer Betroffener verdeutlichte, ist die Akzeptanz für neue Freileitungstrassen in der Bevölkerung stark eingeschränkt.

Dementsprechend ist die Planungs- und Genehmigungsdauer einschließlich der zu führenden Gerichtsverfahren bei Freileitungen weitaus größer anzusetzen als bei Kabeln. Hingegen ist die technische Realisierungsdauer bei Freileitungs- und Kabeltrassen ähnlich gering.

Insofern geht der Entwurf der Bundesregierung zum Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz in die richtige Richtung. Seine Erweiterung im Hinblick auf die 110-kV-Ebene ist allerdings geboten. Denn gerade auch im 110-kV-Bereich erscheint es wünschenswert, den Netzbetreibern durch entsprechend flexible Regelungen erweiterte Gestaltungsmöglichkeiten an die Hand zu geben mit dem Ziel, auch alternative technische Möglichkeiten rasch und kostenneutral angehen zu können.

Zu h) Schnelle Kompromißlösung ?

Es spricht vieles dafür, daß die Kabellösung rascher zu realisieren ist als die beantragte Freileitungstrasse, so daß durch eine Verkabelung die angesprochenen nachteiligen Folgen eingeschränkt würden. Folgende Überlegungen können hierbei vielleicht im Sinne einer Kompromißlösung hilfreich sein:

- a) Die Planungen der E.ON Netz sehen eine Reservekapazität von **2*84 MW = 168 MW** wegen Prognoseunsicherheit vor, um nicht im kommenden Jahrzehnt gegebenenfalls schon wieder das Netz verstärken zu müssen.
- b) Das zur Zeit vorgenommene Erzeugungsmanagement gleicht die Differenz zwischen vorhandener Übertragungskapazität von 310 MW und erforderlicher Übertragungskapazität von 564 MW in der Netzregion Nordfriesland mit einer abgeschalteten Windleistung von **254 MW** aus.

Wird diese Abschaltmöglichkeit künftig nur noch für den Störfall beibehalten, d.h. als **Störungs-Management** eingesetzt, so ergibt sich aus a) und b) insgesamt eine Reserveleistung von **mehr als 400 MW**. Technisch muß hierzu für eine hinreichend schnelle Abschaltmöglichkeit gesorgt werden, da die thermischen Zeitkonstanten der Freileitungsseile im Minutenbereich liegen.

Man geht hierbei einerseits das Risiko ein, daß ein gegenüber den Prognosen beschleunigter Ausbau der Windenergie das Übertragungsnetz in einigen Jahren wieder überfordern könnte, so daß weiter ausgebaut oder wieder zeitweise abgeschaltet werden müßte. Dieses Risiko muß abgewogen werden gegenüber den jetzt durch die Ausba verzögerung angerichteten Schäden.

Andererseits kann der durch die Störungs-Abschaltungen entstehende wirtschaftliche Verlust als gering bewertet werden, da selbst nach den hohen VDN-Ausfallraten mit einer mittleren Nichtverfügbarkeit eines einzelnen 30 km langen Kabelsystems von 18 h/a zu rechnen ist, was einem mittleren Ausfall an Windenergie über 4 Vollaststunden/Jahr oder **0,2 %** entspricht. Tatsächlich sind die Ausfallraten der VPE-Kabel, wie erwähnt, weitaus geringer anzunehmen.

Zudem kann die Trasse auch für diesen Fall zweisystemig ausgelegt werden, und zwar mit **zwei Kabelsystemen à 190 MW**. Diese beiden Kabelsysteme können mit Aluminiumleitern versehen und gebündelt verlegt werden, - die Trasse wird dadurch wesentlich kostengünstiger als bisher prognostiziert.

Bei Ausfall eines Kabels (190 MW) bietet die oben erwähnte Reserveleistung von rd. 170 MW nahezu vollständige Redundanz. Die restlichen 20 MW können vom zweiten Kabelsystem zumindest über einige Stunden bis Tage problemlos übernommen werden. Fällt eine parallele 110-kV-Freileitung mit einer maximalen Übertragungsleistung von 260 MW aus, so stehen wiederum diese 170 MW zur Verfügung, wobei die restliche Leistung von 90 MW über einige Stunden, außerhalb der seltenen, langdauernden Starkwindphasen sogar dauernd von den beiden Kabelsystemen übernommen werden kann. Mithin ist auch ohne Abschaltungen schon - zumindest über Stunden bis Tage - eine Netzredundanz von etwa 260 MW gegeben, so daß die Funktion jedes möglicherweise ausfallenden Übertragungssystems unverzögert übernommen werden kann.

Die obengenannten Ausfallraten durch Windanlagen-Abschaltung werden damit noch sehr viel kleiner, da Abschaltungen nur in extrem seltenen Fällen erforderlich wären.

