

## Stellungnahme der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) zur öffentlichen Anhörung des Ausschusses Wirtschaft und Technologie des Deutschen Bundestages am 15.12.2008 zum Entwurf des Energieleitungsausbaugesetzes

### Inhalt

1. Dena-Netzstudie I, Netzoptimierung und Netzausbau .....	1
2. Dena-Netzstudie I, Spannungstrichterproblematik .....	3
3. Notwendigkeit zur kurzfristigen Realisierung der Trassenprojekte der dena-Netzstudie I .....	4
4. Freileiterseiltemperatur-Monitoring .....	6
5. dena-Netzstudie II .....	7
6. Pilottrassen als Erdkabel .....	7
Anhang mit Abbildungen .....	8

### 1. Dena-Netzstudie I, Netzoptimierung und Netzausbau

Für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien ist insbesondere die Integration von Windenergieleistungen an Land und auf See in das elektrische Verbundsystem wichtig. Windenergie hat mittelfristig das größte Potenzial, den Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch zu erhöhen. Ein Stromnetz, das die neuen Erzeugungsstandorte im Norden und Osten mit den Verbrauchsschwerpunkten in der Mitte und im Süden des Landes verbindet und das weiterhin eine hohe Versorgungssicherheit der Verbraucher gewährleistet, ist dazu absolut erforderlich.

Zur Lösung dieser Fragen gab die Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) die Studie „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020 (dena-Netzstudie I)“ an ein Konsortium unter Leitung des Energiewirtschaftlichen Instituts der Universität Köln<sup>1</sup> in Auftrag. Die Studie ermöglicht eine grundlegende und von vielen Akteuren einvernehmlich getragene, langfristige energiewirtschaftliche Planung. Die Ergebnisse der dena-Netzstudie I wurden

---

<sup>1</sup> Mitglieder des ewi-Konsortiums: Deutsche Windenergie Institut, E.ON Netz, RWE Transportnetz Strom, Vattenfall Europe Transmission und Energiewirtschaftliche Institut an der Universität Köln (Leitung),

von zwei Sachverständigen<sup>2</sup> studienbegleitend auf Qualität geprüft. Im Frühjahr 2005 wurde der Abschlussbericht und eine von allen Projektbeteiligten einvernehmlich getragene Ergebniszusammenfassung veröffentlicht<sup>3</sup>.

In der dena-Netzstudie I wurden zunächst Szenarien einer verstärkten Nutzung regenerativer Energieträger erarbeitet. Untersucht wurde dabei eine räumlich sehr differenzierte Entwicklung des Windenergieausbaus an Land und auf See und die Zuordnung des Windenergieausbaus zu einzelnen Netzknoten. Aufbauend auf Wetterdaten und den Szenarien zum Windenergieausbau wurden die Auswirkungen der Windenergie auf die Übertragungsnetze und die Auswirkungen der Windenergieeinspeisung auf den übrigen Kraftwerkspark untersucht.

Die dena-Netzstudie I untersuchte im Detail Engpässe und Überlastungen im Höchstspannungsübertragungsnetz, die den sicheren Betrieb des Netzes gefährden würden. Maßnahmen waren so zu entwickeln, dass die Versorgungssicherheit auf heutigem Niveau gewährleistet werden kann, auch unter Berücksichtigung von Wirtschaftlichkeitskriterien. In den Untersuchungen zum Netzausbau hatte die Verstärkung bereits vorhandener Trassen Priorität, vor dem weiteren Ausbau.

Ausgehend von einem im Normalzustand betriebenen Höchstspannungsübertragungsnetz, in dem alle verfügbaren Höchstspannungsleitungen gemäß der DIN EN 50182 betrieben werden und alle Transformatoren eingeschaltet sind, wurden in der dena-Netzstudie I Netzfehler simuliert. Folgende für die Entwicklung der Übertragungs- und Versorgungsaufgaben des Höchstspannungsübertragungsnetzes besonders aussagekräftige Situationen wurden für die Jahre 2003, 2007, 2010 und 2015 jeweils miteinander kombiniert und die Auswirkungen trassenspezifisch analysiert: sehr große Stromnachfrage (Starklast), kleine Stromnachfrage (Schwachlast), sehr große Windenergieeinspeisung und keine Windenergieeinspeisung.

In der dena-Netzstudie I wurde die Leistung konventioneller Kraftwerke sowohl in Schwachlast als auch in Starklastzeiten zurückgefahren, um den EEG-Vorrang für Erneuerbare Energien umzusetzen. In Schwachlastzeiten wurde die Leistung konventioneller Kraftwerke auf das technische Mindestmaß reduziert. Diese Randbedingungen vermeiden einen überdimensionierten Netzausbau zu Gunsten der konventionellen Erzeugung.

#### Starklast-Starkwind-Situation:

Bei Starklast (großer Stromnachfrage) in Verbindung mit Starkwind (hohe Windenergieeinspeisung) kommt es zwischen 2003 und 2015 zu einem Anstieg des Lastflusses von Ost nach Südost, von Nordwest nach Mitte und West sowie aus der Region Mitte nach West. Die Abbildung 1 zeigt, wie die Lastflüsse zwischen den einzelnen Regionen von 2003 bis zum Jahr 2015 ansteigen.

---

<sup>2</sup> Dr. Schmieg (DIGSILENT, Gomaringen) und Prof. Schmid (ISET, Kassel)

<sup>3</sup> siehe <http://www.offshore-wind.de/page/index.php?id=2605>

#### Schwachlast-Starkwind-Situation:

In der Situation Schwachlast, also bei kleiner Stromnachfrage, in Verbindung mit Starkwind treten ähnliche Effekte auf, allerdings fließen zusätzlich große Strommengen in die Netze in Polen und in den Niederlanden (siehe Abbildung 2).

Zusammenfassend kommt die dena-Netzstudie I zum Ergebnis, dass die regionale Konzentration des Windenergieausbaus zu stark veränderten Leistungsflüssen führt, für die das Höchstspannungsübertragungsnetz derzeit nicht ausgelegt ist. In den Situationen Starklast mit Starkwind sowie Schwachlast mit Starkwind treten in den Jahren 2007, 2010 und 2015 sowohl im Normalzustand des Netzes als auch im (n-1)-Fall auf verschiedenen Höchstspannungstrassen kritische Netzengpässe auf.

Im Ergebnis stellte die dena-Netzstudie I fest, dass Netzoptimierungsmaßnahmen notwendig sind. In der dena-Netzstudie I ausgewiesene Optimierungsmaßnahmen betreffen den Bau von Querreglern, die Erweiterung bzw. Ertüchtigung von Schaltanlagen, die Bereitstellung von Anlagen zur Blindleistungskompensation, den Bau neuer Transformatoren vom 380 kV zum 110 kV Netz, die Umstellung bestimmter Stromkreise auf eine höhere Spannungsebene und die Verstärkung von 400 km bestehender Trassen. Darüber hinaus ist das Höchstspannungsübertragungsnetz bis zum Jahr 2015 auf 851 km, d.h. sechs Trassen zum Nord-Süd-Transport auszubauen. Das entspricht 5 % des bestehenden Höchstspannungsnetzes. Neben den Trassen in Thüringen sind Netzausbauten u.a. in Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Schleswig-Holstein, Nord-Rhein Westfalen, Hessen und Bayern notwendig (siehe Abbildung 3).

Die dena befürwortet ausdrücklich die Aufnahme dieser Trassen in das Energieleitungsausbaugesetz. Die Trassen sind die Grundlage für die Integration Erneuerbarer Energien in die Stromversorgung und vermeiden, dass das Übertragungsnetz zum Engpass bzw. zur begrenzenden Größe beim Ausbau der Erneuerbaren Energien wird. Wichtig ist in diesem Zusammenhang, dass die einzelnen Trassenabschnitte Bausteine einer Gesamtstrategie sind, mit der mindestens 20% Erneuerbarer Energien in die Stromversorgung integriert werden können.

## 2. Dena-Netzstudie I, Spannungstrichterproblematik

Die Sicherheit bzw. Stabilität des Höchstspannungsübertragungsnetzes wurde in der dena-Netzstudie I bis 2015 umfassend untersucht. Dabei wurden kritische Netzzustände identifiziert, mögliche Auswirkungen beschrieben und Lösungsansätze entwickelt.

Für das Jahr 2003 kommt die dena-Netzstudie I zu dem Ergebnis, dass Sicherheitskriterien des europäischen Stromverbundes UCTE verletzt worden wären, weil die Netzanschlussbedingungen der Windenergieanlagen dazu führen, dass die Windenergieanlagen im Störfall sich schon sehr früh vom Netz trennen und Fehler verstärken würden.

Die „alten“ Netzanschlussbedingungen wurden ab 2003 durch wesentlich verbesserte Netzanschlussbedingungen ergänzt. Die dena-Netzstudie I zeigt, dass die aus den neuen Netzanschlussbedingungen resul-

tierenden verbesserten Eigenschaften von Windenergieanlagen dazu führen, dass sich bei einem weiteren Ausbau der Windenergie die diesbezügliche Systemsicherheit verbessern wird. Problematisch bleibt in diesem Zusammenhang der große Bestand an Windenergie-Altanlagen. Zur Lösung des Problems müssen verstärkte Repowering-Maßnahmen (Ersatz von Windenergie-Altanlagen durch Neuanlagen) oder Nachrüstungen der Altanlagen realisiert werden.

Die dena-Netzstudie I begründet den ermittelten Netzausbaubedarf nicht mit der Windenergie-Altanlagenproblematik.

### **3. Notwendigkeit zur kurzfristigen Realisierung der Trassenprojekte der dena-Netzstudie I**

In Situationen starker nationaler und internationaler Handelsaktivitäten in Kombination mit guten Windverhältnissen und somit hoher Windenergieeinspeisung, treten in einzelnen Regionen Deutschlands zunehmend Netzengpässe auf. Als Übergangsmaßnahme, bis ausreichend große Übertragungskapazität in Betrieb genommen werden kann, dürfen Netzbetreiber Netzbetriebsmittel wie Freileitungen oder Transformatoren in bestimmten Situationen vor Überlastungen schützen, indem sie die Einspeisung von Strom in die Systeme drosseln oder die Einspeiser vollständig vom Netz trennen (sog. Erzeugungsmanagement). Bei drohendem Verlust der allgemeinen Versorgungssicherheit wegen zu hoher Netzauslastung, bei Instandhaltungsmaßnahmen, die eine Abschaltung von Teilbereichen des Netzes erfordern, oder bei Netzstörungen greifen Netzbetreiber auf das Erzeugungsmanagement zurück.

Das Erzeugungsmanagement wird zurzeit noch vornehmlich für Windenergieanlagen im Norden und Osten Deutschlands, d.h. in Regionen mit hoher installierter Windenergieleistung (insbesondere bei Starkwind in Kombination mit Schwachlast) mit steigender Tendenz angewendet. Beispielsweise stellte E.ON Avacon Windenergieanlagen in 2006 für 55 Std., in 2007 für 160 Std. und in 2008 (Januar bis März) bereits für 200 Std. ins Erzeugungsmanagement. E.ON Hanse wendete das Erzeugungsmanagement in 2007 über 202 Std. und in 2008 über 230 Std. an. Damit wurden im Wesentlichen Engpässe im Verteilnetz überbrückt. In Zukunft wird aber auch das Höchstspannungsübertragungsnetz zum begrenzenden Faktor für die Einspeisung von Windenergie. Dieses gilt insbesondere für Windparks, die nördlich der erwarteten Netzengpässe liegen.

Das Erzeugungsmanagement hat zwar den Vorteil, dass der Windkraftzubau nicht bis zum Abschluss der notwendigen Netzverstärkungsmaßnahmen ausgesetzt werden muss. Allerdings kann im Falle des Erzeugungsmanagements der eigentlich erzeugbare Windstrom den Verbrauchern nicht in vollem Umfang zur Verfügung gestellt werden. Der „verworfenen Windstrom“ muss in konventionellen Kraftwerken mit entsprechenden CO<sub>2</sub>-Emissionen bzw. negativen Auswirkungen für die Klimabilanz Deutschlands produziert werden. Da Windenergie-Altanlagen Bestandsschutz genießen, müssen nur die neu ans Netz angeschlossene Windparks die gesamte Drosselung der Einspeisung und die damit verbundenen Einnahmeausfälle tragen. Höhe und Dauer des Erzeugungsmanagements können nur mit erheblichen Unsicherhei-

ten prognostiziert werden. Diese Unsicherheiten erschweren bereits heute die Finanzierung der Windenergiealtanlagenmodernisierung (sog. Repowering) und der neuen Windparkprojekte, obwohl gerade moderne Anlagen besonders effizient sind und mit wesentlich besseren netztechnischen Eigenschaften produzieren könnten. Das Erzeugungsmanagement stellt ein wesentliches Investitionshemmnis für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien dar. Mit der Umsetzung der EEG-Novelle zum finanziellen Ausgleich des Einspeisemanagements kompensiert der Netzbetreiber die Erneuerbaren Energien Erzeuger für das Einspeisemanagement in Höhe der verlorenen Einspeisevergütung. Diese Kompensationszahlungen dürfen die Netzbetreiber in die Netznutzungsentgelte einpreisen. In diesem Fall steigen die Netznutzungsentgelte für die Endkunden und der CO<sub>2</sub>-frei erzeugte Strom geht für die Klimabilanz verloren.

Um die Notwendigkeit der kurzfristigen Realisierung der mit dem Windenergieausbau begründeten Trassenprojekte der dena-Netzstudie I zu verdeutlichen, schätzte die dena die zukünftige Höhe des Erzeugungsmanagements für die Windenergieeinspeisung bis 2015 ab. Das im Folgenden beschriebene Vorgehen wird in Abbildung 4 dargestellt. Für die Abschätzung wurde die Windenergieerzeugung unterteilt in die Region nördlich der Trassenneubauten (Nord) und die Region südlich dieser Trassenneubauten (Süd). In den Bereich Nord fällt die installierte Windenergieleistung der Bundesländer Thüringen, Sachsen, Sachsen-Anhalt, Brandenburg, Niedersachsen, Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Hamburg, Bremen und die Offshore-Windenergie in der Nord- und der Ostsee. Aus der Region Nord muss der Strom aufgrund der Erzeugungs- und Nachfragestruktur in Deutschland in die Region Süd transportiert werden. D.h. alle Windparks in der Region Nord liegen räumlich vor den in der dena-Netzstudie I aufgezeigten Netzengpässen und sind potenziell vom Erzeugungsmanagement betroffen. Die Frage ist, welche Windleistung im Jahr 2015 in der Region Nord nicht eingespeist werden könnte, wenn die Netzengpässe nicht beseitigt werden. Dabei werden im Folgenden zwei Fälle untersucht, nämlich dass die in der Region Nord im Fall A im Jahr 2007 mit 16,7 GW Windenergie an Land und im Fall B mit 16,7 GW Windenergie an Land zuzüglich 3 GW Offshore-Windenergie maximal eingespeiste Windenergie gerade noch ohne Erzeugungsmanagement in das deutsche Höchstspannungsübertragungsnetz eingespeist werden kann. Für den Fall B wurden zusätzlich 3 GW Offshore-Windenergie addiert. Der installierten Leistung des Jahres 2015 liegt die Ausbauprognose der dena-Netzstudie I zugrunde. Die Windeinspeisung für die Region Nord wurde auf der Basis von Windeinspeisereihen generiert<sup>4</sup>. Aus der Häufigkeit der Ereignisse wird die „verworfenen“ Arbeit aus Windenergie im Jahre 2015 errechnet. Die Abschätzung kommt zum folgenden Ergebnis:

- Wenn die für den Nord-Süd-Transport notwendigen Infrastrukturmaßnahmen bis zum Jahr 2015 nicht realisiert werden, so muss ein erheblicher Anteil der im Bereich Nord erzeugten Windenergie ins Erzeugungsmanagement gehen.

---

<sup>4</sup> Da die Windverhältnisse nach Jahren sehr unterschiedlich sein können, berücksichtigte diese Abschätzung Daten aus 10 verschiedenen Jahren (1995 bis 2003).

- Unter der Annahme, dass die Einspeiseleistung des Jahres 2007 gerade noch ins Netz integriert werden kann (Fall A), können im Jahr 2015 je nach Güte des Windjahres während etwa 475 bis 1.277 Stunden nicht die gesamte Windenergie in das Netz eingespeist werden. Dieses führt zu Verlusten von 1.200 bis 4.500 GWh.
- Unter der Annahme, dass das Erzeugungsmanagement im Übertragungsnetz erst ab einer installierten Leistung des Jahres 2007 zuzüglich 3.000 MW Offshore Windenergie relevant wird (Fall B), könnten je nach Güte des Windjahres während etwa 236 bis 788 Stunden nicht die gesamte Windenergie in das Netz eingespeist werden und 400 bis 2.200 GWh gingen verloren.

Das Erzeugungsmanagement hätte negative Folgen für die Treibhausgasbilanz Deutschlands. Im Jahr 2015 könnten, auf Basis der CO<sub>2</sub>-Einsparfaktoren für Erneuerbare Energien [BMU 2008b], je nach Szenario bis zu 3,9 Mio t Kohlendioxid weniger eingespart werden, da der Strom anderweitig in konventionellen Anlagen mit entsprechenden Emissionen produziert werden müsste. Die aufgrund von Netzengpässen nicht ins Netz einspeisbare Arbeit aus Windenergie kann bis 2015 auf 4.500 GWh ansteigen und liegt damit in ähnlicher Größenordnung wie die im Jahr 2007 ins Netz eingespeiste Arbeit aus Photovoltaik-Anlagen (3.500 GWh) bzw. des Stromverbrauchs von 1,3 Mio. Haushalten.

#### **4. Freileitertemperatur-Monitoring**

Die Versorgungszuverlässigkeit des deutschen Höchstspannungsnetzes als Teil des europäischen UCTE-Elektrizitätssystems muss auch im bisherigen Umfang erhalten bleiben, wenn neue Techniken zur Erweiterung von Übertragungskapazitäten im Höchstspannungsnetz eingeführt werden. Die Techniken müssen daher nicht nur hinsichtlich ihrer Investitionskosten und Betriebskosten sondern auch hinsichtlich ihres Verhaltens in schwierigen Netzsituationen (Netzstabilität / Sicherheit der Stromversorgung) bewertet werden. Das vermaschte deutsche Höchstspannungsnetz als Teil des europäischen Elektrizitätssystems muss nach anerkannten Standards der *Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity* (UCTE) geplant und betrieben werden.

Angesichts des sehr schnellen Ausbaus der Erneuerbaren Energien und der erkennbaren Engpässe beim Stromtransport von Norddeutschland in die Lastzentren, die in der Mitte und im Süden Deutschlands liegen, entwickelte die dena-Netzstudie I technische Lösungen, die verfügbar und kurzfristig einsetzbar sind, also auf mit Sicherheit realisierbarer Technik aufsetzen. Dieser konservative Ansatz stellt sicher, dass die Technikentwicklung im Höchstspannungsnetz nicht zu einer Begrenzung oder Verzögerung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien führt.

Für die 110-kV-Hochspannungsebene steht das Temperaturmonitoring von Freileitungen zur Verfügung. Feldversuche auf der 110-kV-Ebene legen den Schluss nahe, dass es unter Umständen auch in der 380 kV Höchstspannungsebene zur wetterabhängigen Steuerung der zulässigen Leitungsbelastung verwendet werden könnte. Das Freileitungsmonitoring kann jedoch nicht in der Leitungssystemplanung als eine

dauerhaft die Leitungskapazität erhöhende Maßnahme einbezogen werden. Diese Technik ist Gegenstand der dena-Netzstudie II (siehe unten).

## 5. dena-Netzstudie II

Die dena-Netzstudie II soll eine langfristige Perspektive zur Integration der Erneuerbaren Energien, insbesondere der Windenergie, in das deutsche Verbundsystem entwickeln. Hatte die dena-Netzstudie I noch das Ziel, Lösungen für einen Anteil von 20 Prozent Erneuerbarer Energien an der Energieversorgung bis 2015 zu erarbeiten, ist die dena-Netzstudie II auf das 30 Prozent-Ziel der Bundesregierung bis 2020 hin ausgelegt.

Die dena-Netzstudie II wird auf den Ergebnissen des (abgeschlossenen) Teils I aufsetzen, d.h. die in der dena-Netzstudie I ermittelten Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen werden als realisiert vorausgesetzt. Maßnahmen, die eine zeitlich begrenzte Überlastung von Stromleitungen zulassen (z.B. Freileitertemperatur-Monitoring), sowie der Einsatz von Hochtemperaturseilen sind Teil der Untersuchungen. Varianten zum Transport des Windstroms in die Verbrauchsschwerpunkte im Landesinneren (Gleichstrom- und Drehstromsysteme für Freileitung und Erdkabel oder gasisolierte Leiter) sollen miteinander hinsichtlich ihrer Entwicklungspotenziale, der Investitions- und Betriebskosten, der Stromverluste und der Akzeptanzfähigkeit verglichen werden. Besonders geeignete Varianten werden im Detail netztechnisch bewertet.

Wie auch in der dena-Netzstudie I hat die Netzoptimierung in der dena-Netzstudie II Vorrang vor dem Netzausbau.

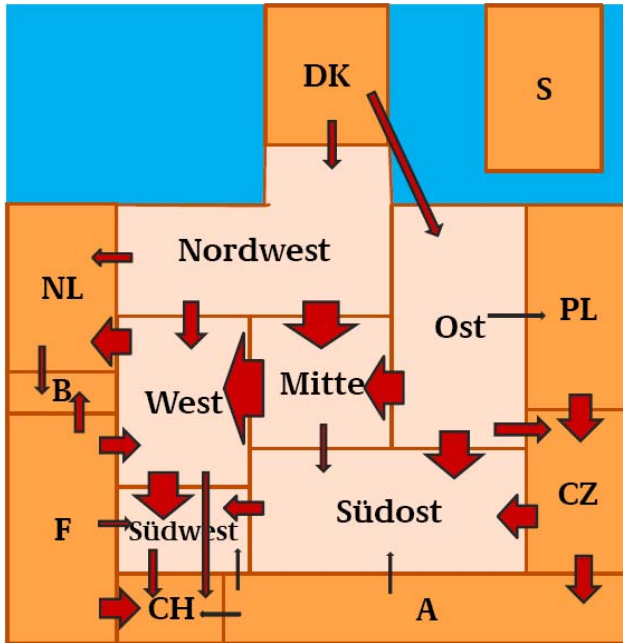
Ergebnisse werden Anfang 2010 erwartet.

## 6. Pilottrassen als Erdkabel

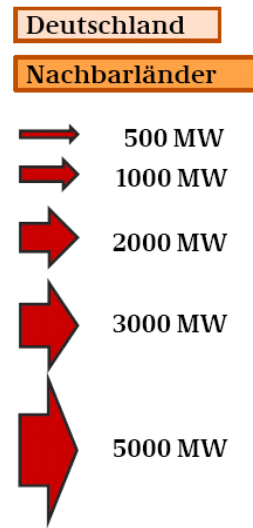
Der Transport großer Strommengen über längere Strecken erfolgt in Deutschland bzw. Europa über das 380-kV-Höchstspannungsnetz, das derzeit fast ausschließlich aus Freileitungen besteht. Neben Freileitungen sind grundsätzlich auch Kabel und gasisolierte Leiter (GIL) möglich – so werden derzeit z.B. in Großstädten wie Berlin und London unterirdisch verlegte 380-kV-Kabel eingesetzt. Von insgesamt 110.000 km Höchstspannungsleitungen in Europa sind an Land jedoch nur einige hundert Kilometer verkabelt. Mit Seekabeln wurden bereits längere Strecken realisiert (z.B. Deutschland/Schweden und Deutschland/Dänemark). Bei der GIL-Technik liegen noch weniger Erfahrungen vor, da sie bisher erst für Strecken mit einer Länge von wenigen hundert Metern verlegt wurde. Die Verwendung von Freileitungen beruht auf einer Betriebserfahrung von mehr als 50 Jahren. Die dena befürwortet die im Energieleitungsausbaugesetz vorgesehene Pilotstreckenregelung für Erdkabel, um auf ausgewählten Trassen Erfahrungen sammeln zu können und eine bessere Grundlage für die Technikbewertung zu erhalten.

**Anhang mit Abbildungen**

Regionale Lastflüsse bei Starklast mit Wind im Jahr 2003:

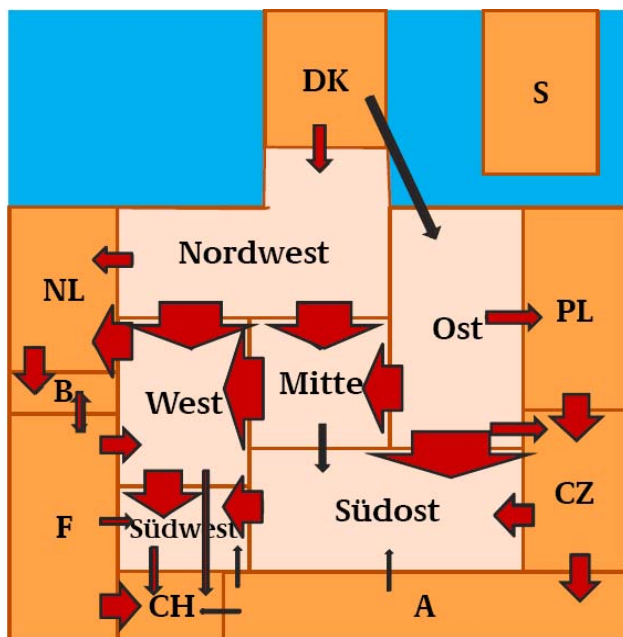


Lastflüsse:



NL = Niederlande,  
B = Belgien,  
F = Frankreich,  
DK = Dänemark,  
S = Schweden,  
PL = Polen,  
CZ = Tschechische Republik,  
A = Österreich,  
CH = Schweiz

Regionale Lastflüsse bei Starklast mit Wind im Jahr 2015:



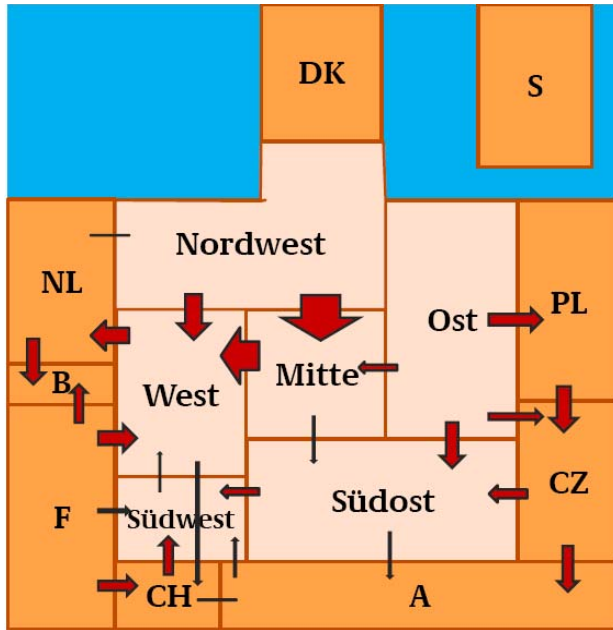
Netzregionen in Deutschland:  
siehe Abbildung 3

Netzregion Nordwest und Ost enthalten auch die Windparks von der jeweiligen Küste

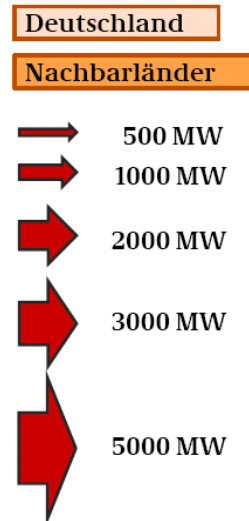
Abbildung 1: Veränderung der Lastflüsse zu Starklast- und Starkwindzeiten von 2003 zu 2015  
(Quelle: dena 2005, Graphik bearbeitet)



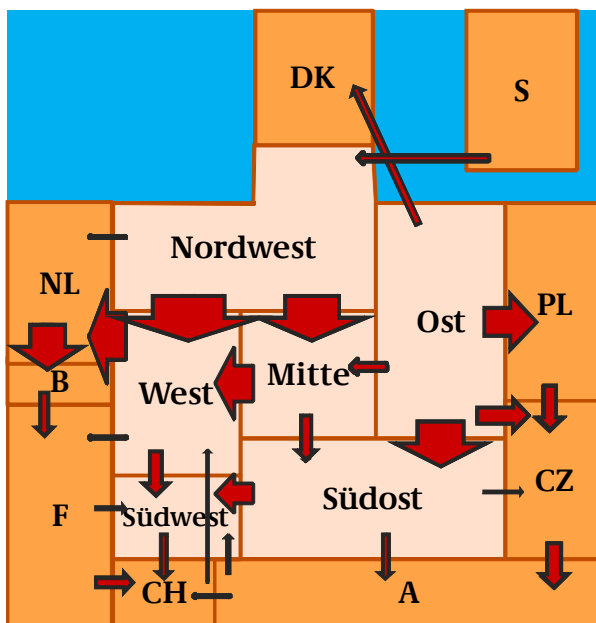
**Regionale Lastflüsse bei Schwachlast mit Wind im Jahr 2003:**



Lastflüsse:



**Regionale Lastflüsse bei Schwachlast mit Wind im Jahr 2015:**



NL = Niederlande,  
B = Belgien,  
F = Frankreich,  
DK = Dänemark,  
S = Schweden,  
PL = Polen,  
CZ = Tschechische Republik,  
A = Österreich,  
CH = Schweiz

Netzregionen in Deutschland:  
siehe Abbildung 3

Netzregion Nordwest und Ost  
enthalten auch die Windparks von  
der jeweiligen Küste

Abbildung 2: Veränderung der Lastflüsse zu Schwachlast- und Starkwindzeiten von 2003 zu 2015 (Quelle: dena 2005, Graphik bearbeitet)

Abbildung 3: Ausbau des Höchstspannungsnetzes zur Integration 20% erneuerbarer Energien in die Stromversorgung in Deutschland



**Netzverstärkungen und Netzausbau im Höchstspannungsübertragungsnetz bis zum Jahr 2015 (Quelle: dena-Netzstudie)**

<b>Bis zum Jahr 2010:</b>	<b>461 km</b>
1. Hamburg/Nord-Dollern	45 km
2. Ganderkesee-Wehrendorf	80 km
3. Neuenhagen-Bertikow/Vierraden	110 km
4. Lauchstädt-Vieselbach	80 km
5. Vieselbach-Altenfeld	80 km
6. Altenfeld-Redwitz	60 km
7. Franken (179 km Netzverstärkung)	6 km
8. Thüringen (187 km Netzverstärkung)	
<b>Bis zum Jahr 2015:</b>	<b>Zusätzliche 390 km</b>
9. Diele-Niederrhein	200 km
10. Wahle-Mecklar	190 km

<span style="color: red;">—</span> 380 kV	● Städte
<span style="color: green;">—</span> 220 kV	● Umspannwerke
<span style="color: purple;">—</span> HGÜ Freileitung/ Kabel	○ Stromrichterstationen
<span style="color: green;">▬▬▬</span> Ausbaustrecken	

Quelle: dena

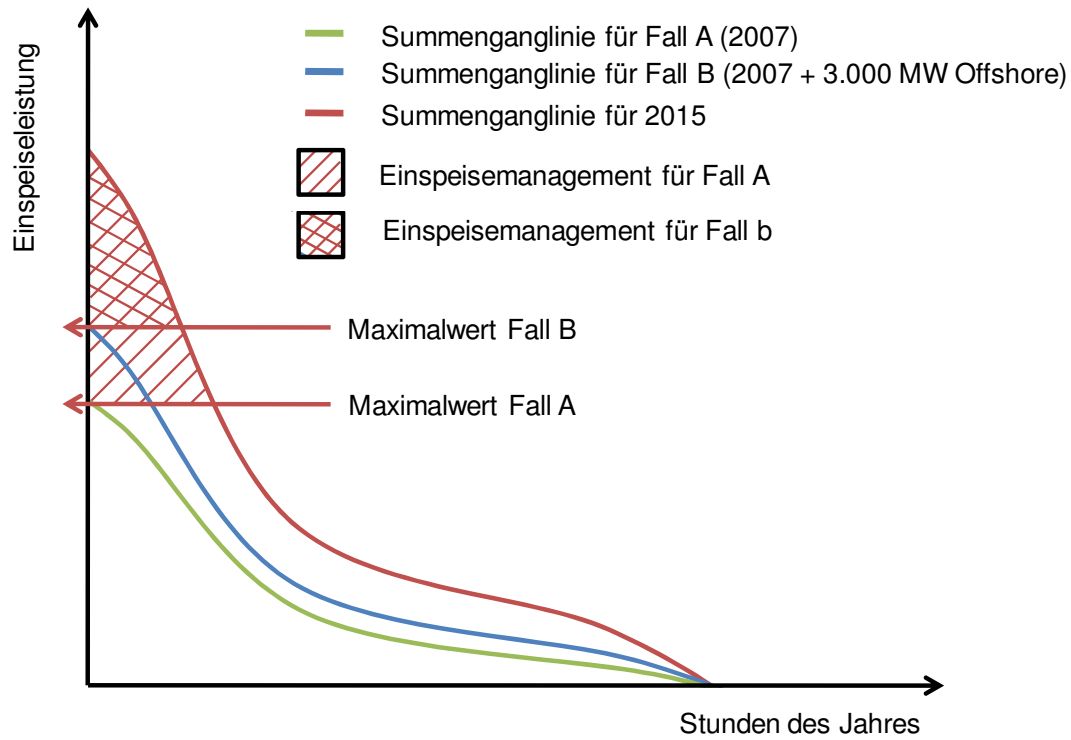


Abbildung 4: Schematische Darstellung zur Abschätzung des Einspeisemanagements im Jahr 2015

Quellen:

BDEW 2007: TransmissionCode 2007, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber

BMU 2008a: „Begründung zum Kabinettsentwurf des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, Teil B zu den einzelnen Vorschriften“, 05.12.2008, Datenabruf von [www.eeg-aktuell.de](http://www.eeg-aktuell.de) am 31.01.2008

BMU 2008b: „Erneuerbare Energien in Zahlen“, Stand November 2007, BMU, Berlin

BReg 2007: „Das Integrierte Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung“, Berlin 2007

dena 2005: „Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse der Studie „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“ durch die Projektsteuerungsgruppe, Berlin, [www.dena.de](http://www.dena.de), Februar 2005

dena 2005: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020 (dena-Netzstudie I), Berlin 2005

dena2006: „Ausbau des Stromtransportnetzes: Technische Varianten im Vergleich.“, [www.dena.de](http://www.dena.de), 2006

E.ON 2008: „Erzeugungsmanagement / Einspeisemanagement“, Datenabruf von [www.eon-avacon-netz.com](http://www.eon-avacon-netz.com) und [www.eon.com](http://www.eon.com) am 31.03.2008

DEWI 2008: „DEWI Magazin“ Nr. 32

KOM 2007a: „Bericht über die Erfahrungen mit der Anwendung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 „Verordnung über den grenzüberschreitenden Stromhandel“, Mitteilung der Kommission an den Rat und das europäische Parlament, KOM(2007) 250 endgültig, Brüssel, den 15.5.2007

UCTE 2004: UCTE Operation Handbook

VDN 2004a: „Basisdaten zum Stromnetz in Deutschland - Stromkreislängen in Deutschland, Verband der Netzbetreiber“, [www.vdn-berlin.de](http://www.vdn-berlin.de), Abfrage vom 16.12.2004

VDN 2006 a: „Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2005“, Februar 2006, Berlin