



Braunkohlekraftwerke werden 2022 die fehlende Grundlast der Atommeiler ersetzen. Das darf nicht zur Dauerlösung werden.

Foto: Tom Baeyer/fotolia.com

# Wem nutzt das Netz?

Helfen die geplanten Stromautobahnen nicht nur den Erneuerbaren, sondern erlebt durch sie auch die Kohle eine Renaissance?

Wenn der Strommast ruft, setzt sich Deutschland in Bewegung: Ein Großstädter führt seine Stehlampe durch sonnengeflutete Straßen spazieren, ihm folgen Büroangestellte mit ihren Monitoren im Schlepptau und ein Rentnerhepaar samt Waschmaschine. Gemeinsam mit allerlei Hausmännern, -frauen und ihren Haushaltsgeräten ziehen die Massen durch Stadt und Wald, bis sie auf einem Hügel den ersehnten Strommast erblicken. Er hält genügend Steckdosen für alle bereit.

Was sollen die Bürger tun, damit sie nicht zum Strom kommen müssen, sondern dieser zu ihnen, fragt das Bundeswirtschaftsministerium in dem aktuellen Kinospot. Einfach „ja“ sagen, heißt es im Clip: „Ja zum Netzausbau! Damit die Energiewende gelingt.“ Und damit freilich auch zu 5.700 Kilometer neuen und modernisierten Hochspannungstrassen und Kosten von zehn bis 20 Milliarden Euro. Inwiefern diese Vorhaben allein der Energiewende dienen, ist unter Experten durchaus strittig. „In seiner jetzigen Form ist der Netzausbau schlicht falsch“, sagt etwa Lorenz Jarass. Der Professor für Wirtschaftswissenschaften an der Hochschule Rhein-Main berät Bundesregierung und EU-Kommission als Mitglied verschiedener Ausschüsse, un-

ter anderem in Fragen zum Trassenbau. „Mit dem Ausbauplan wurde ein wichtiger Zwischenschritt gemacht, der die heutigen Erkenntnisse widerspiegelt“, sagt dagegen Clemens Hoffmann, der sich als Leiter des Fraunhofer Instituts für Windenergie- und Energiesystemtechnik (IWES) mit der Netzintegration der Erneuerbaren beschäftigt.

Bis 2022 soll die Netzinfrastruktur nach den Plänen der Bundesregierung erweitert werden, um mit wachsendem Grünstromanteil eine zuverlässige Stromversorgung zu gewährleisten. Das verlange auch der bis 2022 abgeschlossene Atomausstieg, nach dem insbesondere im Süden Unterkapazitäten drohen. Die Regierung hat daher von den Übertragungsnetzbetreibern 2012 einen Netzentwicklungsplan (NEP) erstellen lassen. Er wurde von der Bundesnetzagentur geprüft und daraufhin im ersten Bundesbedarfsplangesetz festgehalten. Das Kabinett hat ihn bereits beschlossen, Bundestag und Bundesrat sollen noch folgen.

Konsens des Ausbauplans: Um eine stabile Stromversorgung langfristig sicherzustellen, sollen in 32 Projekten neue Übertragungsleitungen entstehen und bestehende Netze verstärkt werden. Die größten Einzelprojekte bilden dabei vier Trassen

sen mit Hochspannungsgleichstromübertragung, die als Stromautobahnen die Energie aus dem Norden Deutschlands in den Süden transportieren. Das sichert die Energiewende, sagt das IWES – es könnte sie aber auch blockieren, sagt Jarass.

Jarass kritisiert die Annahmen, nach denen der Netzausbauplan entwickelt wurde: „Es ist ein Wahnsinn, dass auch die letzte erzeugbare Kilowattstunde gesichert eingespeist werden soll.“ Der NEP sieht vor, auch bei Netzausfällen jede Leistungsspitze Windenergie einzuspeisen. Gleichzeitig könnte noch genügend Kapazität für Kohlekraft mit voller Leistung im Netz sein. Das zumindest steht im NEP zur Beurteilung des ostdeutschen Netzgebiets nach dem Ausbau 2022: Demnach kann das Netz von 50 Hertz zusätzlich zu 20,2 Gigawatt (GW) Wind noch 14 GW konventionelle Energie aufnehmen. Laut NEP speisen „in diesem Netznutzungsfall zahlreiche konventionelle Einheiten flächendeckend mit Nennleistung ein.“

Was theoretisch möglich ist, muss natürlich nicht Realität werden. „Durch den Netzausbau sollen netzseitig keine Reduktionen der Einspeisung erneuerbarer Energien mehr notwendig sein. Inwiefern die konventionellen Energien aber markt- und systemseitig reguliert werden, steht auf einem anderen Blatt“, sagt Kurt Rohrig, Bereichsleiter für Energiewirtschaft und Netzbetrieb beim Fraunhofer IWES. Bleibt die Frage, ob der Netzausbau nicht geringer ausfallen darf, wenn bei Starkwind

keine konventionelle Quelle mit Nennleistung am Netz hängen soll. Denn schon wenn nur ein Prozent Energieeinbuße zugelassen würde, könnte die Netzkapazität merklich geringer ausfallen, sind sich Rohrig und Jarass weitgehend einig. Vielleicht hätte das im Netzentwicklungsplan stärker berücksichtigt werden können.

### Ersatzleitungen für stille Meiler

Geplant sind nun folgende Trassen: Bis 2017 entsteht die Hochspannungsgleichstromleitung (HGÜ) zwischen Osterath im Ruhrgebiet und Phillipsburg in Baden-Württemberg (Karte Seite 16). Wenn die 1,4 GW Erzeugerkapazitäten des AKW Phillipsburg 2 im Jahr 2019 vom Netz gehen, kann die entstehende Lücke mit Kohlestrom aus dem Ruhrgebiet aufgefangen werden. Die zwei GW Übertragungsleistung werden zunächst zum größten Teil von konventionellen Quellen geliefert. Erst 2020 folgt die Trasse von Emden nach Osterath, die es dann ermöglicht, Offshore-Windstrom in den Süden zu leiten. Auch abgeschaltete Atommeiler werden durch die Trassen kompensiert: Die HGÜ-Leitungen drei und vier führen bis zu den Meilern Neckarwestheim, Abschaltdatum 2022, und Grafenrheinfeld, das 2015 außer Betrieb geht. Leitung fünf verläuft von Lauchstädt bei Leipzig bis kurz vor Grundremmingen, wo 2017 eine AKW-Leistung von knapp 1,3 GW vom Netz geht.



## ENGINEER SUCCESS

New technologies  
New solutions  
New networks

## Wie kann Ihr Unternehmen den Herausforderungen der Energiewende erfolgreich begegnen?

- Auf der Leitmesse Energy finden Sie innovative Lösungsstrategien und neueste technologische Entwicklungen im Bereich der erneuerbaren Energien.
- Sichern Sie sich wichtiges Branchen-Know-how und treten Sie mit Experten zu aktuellen Fragestellungen, wie z. B. Netzausbau, Smart Grids, Versorgungssicherheit oder Finanzierung, in den Dialog.

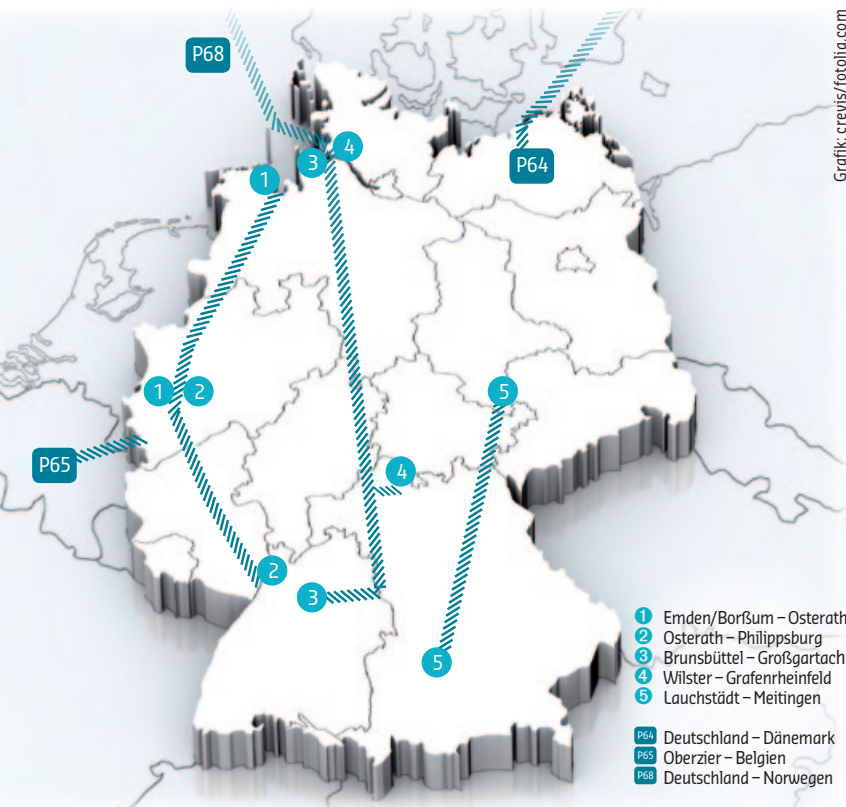
Besuchen Sie das weltweit wichtigste Technologieereignis.

Mehr unter [hannovermesse.de](http://hannovermesse.de).

Jetzt Termin vormerken:  
**8.-12. April 2013**



**NEW TECHNOLOGY FIRST**  
8.-12. April 2013 · Hannover · Germany



Grafik: crevis/fotohila.com

Geplante Leitungen mit Hochspannungsgleichstromübertragung im Bundesbedarfsplan. Die innerdeutschen Leitungen haben je zwei GW Kapazität, mit Ausnahme von Wilster-Grafenrheinfeld und Lauchstädt-Meitingen mit je 1,3 GW.

Wermutstropfen: Die Leitungen aus Nord- und Mitteldeutschland werden preiswerte, unflexible Braunkohlekraftwerke beflügeln, so die Annahmen im Szenario des NEP: Bis 2022 soll Braunkohle mit über 1.000 Volllaststunden zusätzlich ausgelastet werden im Vergleich zu 2011 (siehe Tabelle). „Wenn die Atomenergie wegfällt, bleibt Braunkohle zunächst als Grundlast übrig, weil sie die günstigsten Stromgestehungskosten hat“, sagt Rohrig. Lorenz Jarass befürchtet, der Netzausbau ermögliche Kohlestrom eine verlustarme Verbreitung. Gut regelbare Gaskraftwerke, die für den Ausgleich volatiler Regenerativenergie wichtig sind, sollen dagegen mit 1.500 Volllaststunden im Szenario nur halb so stark ausgelastet werden wie heute. „Die Einsatzpläne der Kraftwerke ergeben

sich aus einer marktwirtschaftlichen Simulation basierend auf dem Szenariorahmen“, kommentiert die Bundesnetzagentur die prognostizierte Kohlerenaissance. Die marktwirtschaftliche Situation der Gaskraft aber sieht schon heute kritisch aus: Ende 2012 kündigte Eon an, den 415-Megawatt-Block 5 des bayerischen Gaskraftwerks Irsching wegen schlechter Auslastung abzuschalten. Zuvor setzte Eon aus gleichem Grund die Blöcke Irsching 3 und Staudinger 4 außer Betrieb. „Wenn sich schon heute nicht der Betrieb bestehender Gaskraftwerke lohnt, ist der dringend benötigte Zubau von gut regelbaren Gaskraftwerken in jedem Fall unrentabel“, sagt Lorenz Jarass. Ökonomische Anreize sind laut Bundesnetzagentur zwar aktuell nicht vorgesehen, aber: „Die Frage nach wirtschaftlichen Anreizen insbesondere für Gaskraftwerke ist in einer Vielzahl wissenschaftlicher Untersuchungen bereits thematisiert.“

## Keine Wende ohne Regulierung

„In einem Szenario mit 100 Prozent Erneuerbaren brauchen wir Kraftwerke, die im Hintergrund zu bestimmten Zeiten mehr als 80 Prozent der Last übernehmen können, wenn es nötig ist“, sagt IWES-Leiter Clemens Hoffmann. Da neu zu bauende Gaskraftwerke mit den Stromkosten aus abgeschriebenen Braunkohleleibern nicht konkurrieren können, sind neue Marktstrategien nötig. „Die Erneuerbaren könnten als Brot-und-Butter-Klasse zu niedrigen Preisen einspeisen, für die Sicherheitsreserven aus Gaskraft müssen wir bereit sein einen deutlich höhere Preis zu zahlen. Das ist wie eine Versicherung, die wir zahlen müssen“, sagt Hoffmann. Und um zu verhindern, dass sich die Braunkohle für die Energieversorger dauerhaft als Goldesel etabliert, seien schlicht höhere CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreise oder schärfere Auflagen nötig, ergänzt IWES-Energiewirtschaftsexperte Rohrig. Gelingt die Regulierung nicht und im Süden entstünden tatsächlich keine Gaskraftwerke, wäre das „das Ende der Energiewende“, prognostiziert Lorenz Jarass.

Die Kraftwerksbranche bereitet sich vor: RWE nahm 2012 den Braunkohleleiber Grevenbroich-Neurath in Betrieb, Vattenfall rüstete sich mit neuem Kraftwerksblock im sächsischen Boxberg. Fast 2,9 GW erreichen die beiden Bauten – Kraft-Wärme-Kopplung: Fehlanzeige. Hinzu kommen acht Steinkohle-Kraftwerke, die bis 2014 vor allem in Nord- und Mitteldeutschland entstehen sollen.

Laut Hoffmann führt an den Nord-Süd-Trassen zur langfristigen Vollversorgung aus erneuerbaren Energien jedoch kein Weg vorbei. „In unseren Breiten fällt die energetische Mischung zugunsten des Windes aus.“ Am Äquator würde man zu 100 Prozent auf die Sonne setzen, in Deutschland liegt das ideale Verhältnis etwa bei 64 Prozent Wind, vorrangig im Norden – der Rest ist Solar. „In diesem Verhältnis entstehen die wenigsten Stromlücken, was auch wichtig für die Kapazität künftiger Großspeicher ist“, sagt Hoffmann. Er mahnt an, einen Masterplan mit sauberen Berechnungen zu entwickeln. „Es ist nicht unmöglich, Ziele festzulegen, wie viele Terawattstunden in 25 oder 35 Jahren aus welcher Energieform kommen. Auf dieser Basis lassen sich alle technischen und wirtschaftlichen Maßnahmen ableiten.“ ■ DENNY GILLE

### Entwicklung der Energieerzeugung zwischen 2010 und 2022

	Jahr	Braunkohle	Steinkohle	Gas	Wind Onshore	Wind Offshore	Photovoltaik	Bioenergie
Installierte Leistung in GW	2010	20,2	25	24	27,1	0,1	18	5
	Sz. B 2022	18,5	25,1	31,3	47,5	13	54	8,4
Volllaststunden pro Jahr	2011*	6.850	3.790	3.210		1.650	970	6.030
	Sz. B 2022	8.000	3.953	1.509	2.130	4.223	901	5.604
Energieproduktion in TWh	2010**	139	115	78,6		37,8***	11,7***	29***
	Sz. B 2022	148,2	99,2	47,2	101,2	55,1	48,7	47,1

Quelle: Netzentwicklungsplan; \* Quelle: BDEW, \*\* Quelle: AGEB, AGEE-Stat., \*\*\* Quelle: BMU

Der Netzentwicklungsplan beschreibt verschiedene Prognosen über die Entwicklung der Stromerzeugung bis 2022. Im Szenario B, dem für den Netzausbau maßgeblichen Leitszenario, verringert sich der insgesamt produzierte Strom bis 2022 um neun Terawattstunden auf 594 im Jahr. Der Energieverbrauch der Republik soll dabei konstant bleiben. Strom aus Sonne und Wind nehmen laut Szenario stark zu. Die regelfähige Bioenergie soll ausgebaut werden, aber weniger jährliche Volllaststunden einspeisen. Auch die installierte Leistung der Gaskraftwerke erhöht sich, allerdings sollen sich die Volllaststunden halbieren. Dafür wächst die Auslastung von Braun- und Steinkohlekraftwerken deutlich, während sich deren installierte Leistung nur geringfügig verringert.