



Deutschlands Stromnetz ist eine Großbaustelle. Hier die Errichtung eines Hochspannungsmastes für eine 380-Kilowatt-Leitung in der Nähe von Erfurt.

Fotos: Imago, Siemens, Fraunhofer IZM, ALA & Anup, www.designdepot.ru, Gustafson Porter / Atelier One / Pfisterer

70	NETZAUSBAU
73	MONITORING
75	GEBÜHREN
76	GRAFIK
78	MEINUNG
80	E-MOBILITÄT
82	HAUSTECHNIK

Wie viele neue Höchstspannungstrassen Deutschland benötigt, ist strittig
 Mit Sensoren lässt sich die Auslastung von Freileitungen optimieren
 Die Politik will die Kosten des Netzanschlusses flexibler regeln
 Fahrplan fürs Leitungssystem
 Hängt Deutschlands Versorgungssicherheit am Netzausbau? Zwei Standpunkte
 Elektroautos sollen ein wichtiger Bestandteil des Energieverbands werden
 In Bürogebäuden könnten sich Gleichstromnetze lohnen

ZU LANGE LEITUNG?

Um die Energiewende zu meistern, wollen die großen Stromnetzbetreiber fast **3000 Kilometer neue Höchstspannungstrassen** in Deutschland bauen. Experten halten das für übertrieben.

VON RALPH DIERMANN UND SASCHA RENTZING

Die Konfliktlinien sind zentimeterdick, schwarz, bestehen zumeist aus mehreren Leitungsbündeln und werden mehr als 70 Grad warm, wenn Strom in voller Leistung durch sie hindurchjagt. Alle wollen sie haben – aber keiner in der Nähe seines Hauses. Insofern ist der Begriff „Stromautobahn“ völlig zutreffend für die Trassen, die künftig Energie von der Nordseeküste in den Süden Deutschlands bringen sollen. Die große Frage ist: Wie viele dieser neuen Leitungen braucht Deutschland für den Umstieg auf erneuerbare Energien tatsächlich?

Während in der Bevölkerung der Widerstand gegen neue Trassen wächst, halten die vier für den Netzausbau verantwortlichen Netzbetreiber Tennet, Amprion, 50Hertz und TransnetBW an ihren ehrgeizigen Ausbauzielen fest. Um Versorgungsengpässe zu vermeiden, sei der Bau von drei Höchstspannungsleitungen nach Süddeutschland Grundvoraussetzung, heißt es in ihrem im November veröffentlichten Entwurf für einen neuen Netzentwicklungsplan. „Ohne sie ist die Energiewende nicht zu schaffen“, erklärt Tennet-Sprecherin Ulrike Hörchens. In dieser Eindeutigkeit sei das „falsch“, sagt dagegen der Infrastruktur-Experte Christian von Hirschhausen von der Technischen Universität Berlin. „Unsere Rechnungen zeigen, dass sie aus energiewirtschaftlicher Perspektive gar nicht notwendig sind.“

Die Stromtrassen sind die großen Konfliktlinien der Energiewende – gleich nach der Angst um ausufernde Energiepreise. Gegenüber stehen sich Bürger und Netzbetreiber, Forscher und Ingenieure. Die einen wollen bremsen, die anderen drücken aufs Tempo, da die Trassen spätestens mit Auslaufen des letzten deutschen Atomkraftwerks im Jahr 2022 in Betrieb sein sollen. Die Vorplanungen für die als Hauptschlagader der Energiewende gedachte „SuedLink“-Verbindung sind bereits abgeschlossen. Sie soll über zwei HGÜ-Leitungen (Hochspannung-Gleichstrom-Übertragung) bis zu vier Gigawatt Windstrom von Schleswig-Holstein nach Bayern transportieren (siehe Grafik S. 76). Im Dezember hat Tennet Vorschläge für den Verlauf

der Leitung zwischen Itzehoe und Schweinfurt bei der Bundesnetzagentur eingereicht. Damit kann das offizielle Planungs- und Genehmigungsverfahren für SuedLink beginnen.

Zwei weitere Gleichstromtrassen mit jeweils zwei Gigawatt Transportkapazität sollen parallel zur 800 Kilometer langen SuedLink-Trasse verlaufen. Im Westen ist eine als Ultramet bezeichnete HGÜ-Leitung von Osterath im rheinischen Braunkohlerevier nach Philippsburg bei Karlsruhe geplant, im Osten soll die sogenannte Süd-Ost-Passage Magdeburg und Gundremmingen verbinden. Zusätzlich zum Bau der neuen Höchstspannungsleitungen mit 2800 Kilometern Gesamtlänge sollen 2900 Kilometer im bestehenden Netz optimiert werden. Mindestens 22 Milliarden Euro sind für alle Maßnahmen veranschlagt. Die Bundesnetzagentur muss die Vorschläge noch genehmigen. Später werden Bundesregierung, Bundestag und Bundesrat darüber beraten und können noch ihr Veto einlegen.

Die Gegner der Trassen haben gute Argumente auf ihrer Seite. Denn die Bundesregierung hat ihre energiepolitischen Ziele in der Zwischenzeit geändert. Vor allem die Kohleenergie soll hierzulande eine geringere Rolle spielen, als ihr die Netzplanung zuspricht. Deutschland will seine Kohlendioxid-Emissionen bis 2020 im Vergleich zu 1990 um 40 Prozent senken – dieses Ziel wird nach aktuellem Stand deutlich verfehlt. Um es doch noch zu erreichen, sollen die Energieversorger nach dem im Dezember verabschiedeten Klimaschutzpaket der Bundesregierung in den kommenden fünf Jahren mindestens 22 Millionen Tonnen CO₂ einsparen. Die Vorgaben könnten das kurzfristige Aus für etwa acht alte Braun- und Steinkohlekraftwerke bedeuten. Gerade die Süd-Ost-Passage hält von Hirschhausen von der TU Berlin daher für verzichtbar. Sie sei dafür ausgelegt, auch bei starker Windstromproduktion noch möglichst viel Braunkohlestrom einzuspeisen. Das zeige sich unter anderem daran, dass die Netzbetreiber mit einem neuen



Braunkohlekraftwerk am Standort Profen in Sachsen-Anhalt rechneten. „Die Süd-Ost-Passage dient somit nicht der Versorgungssicherheit in Süddeutschland, sondern maximierten Braunkohle-Exporten aus Ostdeutschland“, sagt von Hirschhausen.

Auch die westliche Trasse Ultratnet soll vor allem Kohlestrom aus dem Kölner Braunkohle-Revier in den Süden bringen. Mit dem Auslaufen der Braunkohle-Verstromung könnte diese Leitung ebenfalls überflüssig werden, da kaum Windstrom aus Nordrhein-Westfalen abzutransportieren ist. Zudem soll Ultratnet durch das stark bewohnte Rhein-Main-Gebiet verlaufen – in Gemeinden dieser Region sowie bei Mannheim formiert sich heftiger Widerstand gegen die als Freileitung geplante Trasse.

Gegen drei Trassen spricht auch, dass im Norden vermutlich weniger Windstrom anfallen wird als angenommen. Die Bundesregierung hat ihre Ausbauziele für die Windenergie mit der letzten Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im August reduziert: Ab diesem Jahr erlauben die Vorgaben an Land nur noch jährliche Neuinstallationen von 2500 Megawatt. 2014 lag der Zubau noch bei rund 3500 Megawatt. Beim Ermitteln der Leistungskapazitäten für den Netzentwicklungsplan sei zudem kalkuliert worden, auch die letzte Kilowattstunde Windstrom einzuspeisen, kritisiert der Ökonom Lorenz Jarass von der Fachhochschule Wiesbaden. „Würde man die Windspitzen kappen, würde sich der Netzausbau stark reduzieren.“

Jarass hat die Situation in Süd-Thüringen und Nord-Bayern bereits genauer untersucht, wo im Korridor Erfurt–Coburg die umstrittene „Südthüringen-Leitung“ quer durch den Thüringer Wald gebaut wird. Sie soll eine vorhandene Fernleitung ergänzen. Für die bestehende Trasse analysierte Jarass die Daten des Netzbetreibers 50Hertz für 2012 und 2013. Er wollte wissen, wann sehr starke Belastungen auftraten – wann ihre Kapazität also zu mehr als 70 Prozent ausgelastet war. Ergebnis: Kritische Stunden gab es durchaus. Aber der Grund war nicht die Einspeisung von Wind- und Sonnenstrom, dessen Anteil im ostdeutschen Netz in diesen Stunden nur bei 20 bis 50 Prozent lag. Sondern der zusätzlich zur Windkraft ins Netz gespeiste Braunkohle-Strom. Nur während drei Sturmfronten im Frühjahr 2013 hatte Wind laut Jarass jeweils für fünf bis acht Stunden einen Anteil von 50 bis 60 Prozent.

In solchen Situationen könnten Windparks künftig vom Netz gehen. Die Anlagen bei Leistungsspitzen vorübergehend zu drosseln, könne sich als eine sinnvolle Alternative zum Netzausbau erweisen, heißt es in einem Positionspapier des Bundesverbands WindEnergie. Die Bedingung der Windmüller: Sie wollen

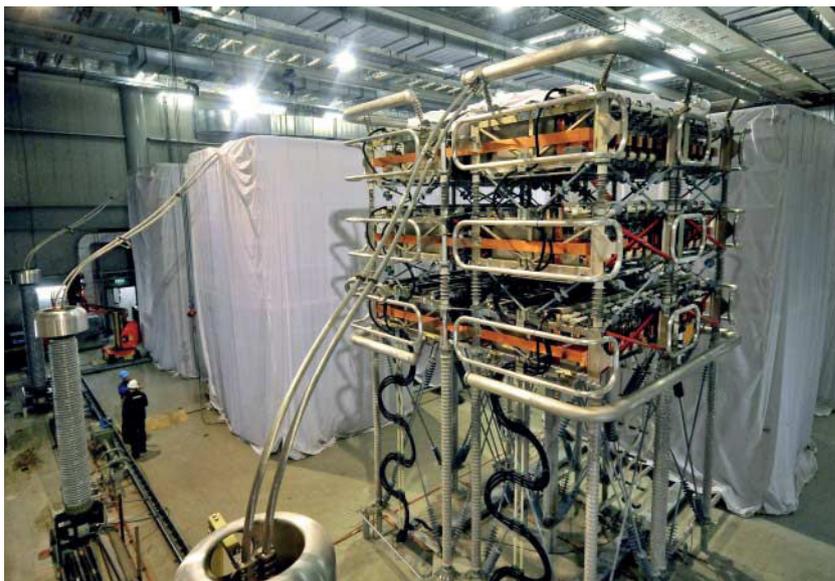
Fast der gesamte Netzausbau soll auf Gleichstromübertragung beruhen. Das bedeutet weniger Verlust, aber auch eine aufwendigere Technik. Das Bild zeigt einen Gleichrichter für Windparks in der Nordsee.

die abgeregelten Kilowattstunden als „Netzdienstleistung“ vergütet haben. Schließlich könnte die Methode im Gegenzug Geld sparen. Um die Übertragungsnetze bei stark schwankender Erzeugung zu stabilisieren, regeln bisher Großkraftwerke ihre Produktion häufiger kurzfristig hoch und herunter. Sie arbeiten damit ineffizient, ihre Betriebskosten steigen. Als Zweites fordern die Windmüller, dass die Netzbetreiber vorher alle anderen Optionen der Netzoptimierung ausschöpfen. Ansatzpunkte für Verbesserungen gibt es einige, etwa das Freileitungs-Monitoring oder der Einsatz hitzeresistenter Hochtemperatur-Leiterseile. Ob hier jedoch großes Potenzial liegt, ist fraglich (siehe Kasten rechts).

Vielversprechender sind andere Ideen. Wenn Strom immer stärker regional erzeugt wird – warum ihn dann nicht auch vermehrt regional verbrauchen?

Speichern etwa Batterien überschüssigen Strom aus Wind- oder Solarparks an Ort und Stelle, muss weniger Energie über teure HGÜ-Leitungen abtransportiert werden. Die Gesellschafter des Bürgerwindparks Braderup-Tinningstedt bei Husum zeigen, dass dieses lokale Lastmanagement schon heute funktioniert. Sie haben ihren 20-Megawatt-Park mit einer Lithium-Ionen-Batterie mit zwei Megawatt und einer Vanadium-Redoxflow-Batterie mit 325 Kilowatt Leistung gekoppelt. Die von der Hybridbatterie vorrätig gehaltene Kapazität wird dem Netzbetreiber gemeldet und kann auf elektronische Anfrage hin zügig und automatisch zur Verfügung gestellt werden. „So lassen sich Spannungsschwankungen ausgleichen, die anderenfalls das Stromnetz beschädigen können“, erklärt Jan Martin Hansen, Geschäftsführer der Betreiber-Gesellschaft.

Werden mehrere dezentrale Stromproduzenten und Speicher über eine Steuerung zu einem virtuellen Kraftwerk verbunden, entlastet das die Netze noch wirkungsvoller. Fällt ein Erzeuger wegen Dunkelheit oder Flaute aus, erhält ein anderer im Cluster das Startsignal. Auch Betreiber privater Blockheizkraftwerke (BHKW) können sich an einem solchen Kraftwerk



beteiligen. Vattenfall hat in Berlin bereits ein Netz von BHKWs errichtet, die als virtuelles Kraftwerk Schwankungen beim Solar- und Windstrom ausgleichen können. Die BHKWs erzeugen fehlende Kilowattstunden für die nötige Netzstabilität und produzieren dabei Wärme, die sich in den Gebäuden, in denen sie stehen, nutzen oder speichern lässt. Siemens wiederum koppelt in München BHKWs mit Wind und Wasserkraft und entwickelt automatische Regelungen für das Mittelspannungsnetz. Derartige virtuelle Kraftwerke böten auch einen Ausweg aus Bayerns Energiedilemma. Bis 2022 verliert der Freistaat 5000 Megawatt Kernkraftwerks-Kapazität, die mit SuedLink und der Süd-Ost-Passage ausgeglichen werden sollen. Würde Bayern mehr Energie selbst produzieren, ließe sich zumindest die Ostleitung sparen, sagt Ökonom Jarass.

Damit gerät ein Teil des Stromsystems in den Fokus, das in öffentlichen Debatten um den Trassenbau selten auftaucht: das Verteilungsnetz. Es erhält seinen Strom vom Übertragungsnetz, dessen Ausbau derzeit so heftig in der Diskussion steht, und leitet ihn zu den einzelnen Haushalten (siehe Grafik S. 76). Mit der Energiewende hat dieses Netz eine völlig neue Aufgabe bekommen: Ursprünglich allein für den Transport der Energie zu den Verbrauchern konzipiert, muss es nun zusätzlich große Mengen an Strom aufnehmen – die auch noch stark schwanken. Für die Betreiber wird es damit aufwendiger, das Netz stabil zu halten. Das betrifft vor allem die unterste Ebene des Verteilnetzes, das Niederspannungsnetz. An ihm hängen 98 Prozent aller hierzulande installierten Solaranlagen. So sind zum Beispiel allein im bayerischen Teil Schwabens mittlerweile 67 000 Photovoltaikanlagen in Betrieb. Wenn dort die Sonne lacht, fluten zeitweise bis zu 1,2 Gigawatt in die Leitungen des lokalen Netzbetreibers LEW Verteilnetz. In der Folge passiert es immer häufiger, dass Strom aus den Verteilnetzen in das Übertragungsnetz abfließt. Im Netzgebiet der LEW kam es 2009 an neun Tagen zu einer solchen Rückspeisung. Vier Jahre später war das schon an 85 Tagen der Fall. Die Netzsteuerung wird damit komplexer.

Manche Netzbetreiber reagieren auf die neue Situation, indem sie die konventionellen Transformatoren in den Ortsnetzstationen durch flexiblere Anlagen ersetzen. Während die althergebrachten Geräte nur eine vergleichsweise geringe Toleranz gegenüber Schwankungen bei der Netzspannung zeigen, sind die regelbaren Ortsnetztrafos deutlich

Bloß nicht durchhängen

Gleiche Leitung, mehr Strom – Freileitungs-Monitoring soll es möglich machen. Die Idee dahinter: Je mehr Strom durch einen Draht fließt, desto heißer wird er. Wenn man also die Temperatur der Leitungen misst, kennt man die Belastung der Kabel und kann kalkulieren, ob sie noch Leistungsreserven haben. Heute fahren die Netzbetreiber ihre Hochspannungsleitungen sehr konservativ, um alle Sicherheitsnormen einzuhalten.

Um das zu ändern, hat das Fraunhofer-Institut für Zuverlässigkeit und Mikrointegration in Berlin im Projekt Astrose („Autarke Stromsensoren“) faustgroße Sensoren entwickelt. Sie sitzen in Abständen von 200 bis 500 Metern auf dem Kabel, messen die Temperatur und erstmals auch direkt am Kabel dessen Neigung. Beides zusammen erlaubt Rückschlüsse auf die Ausdehnung infolge der Erwärmung und den Abstand zur Erde – und damit, ob das Kabel noch Reserven besitzt. Die Datenübertragung erfolgt per Funk: Der erste Sensor sendet seine Messwerte an den nachfolgenden Messpunkt. Der packt seine Daten dazu und reicht sie an den nächsten Sensor weiter. Die winzige Energieportion fürs Messen und Funken beziehen die Sensoren aus dem elektrostatischen Feld des Kabels, auch wenn kein Strom fließt. Der Netzbetreiber Mitnetz in Halle testet Astrose seit September im Harz an einer zwölf Kilometer langen Leitung mit 110 Kilovolt.

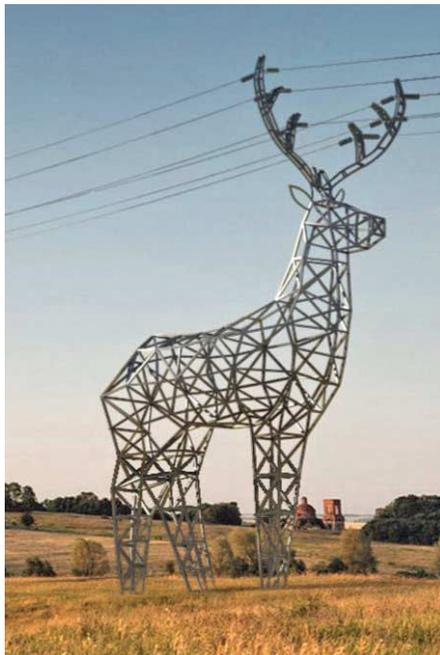
Freileitungs-Monitoring wurde bereits in anderen Projekten untersucht. Theoretisch soll es bis zu 50 Prozent höhere Stromstärken ermöglichen. Sebastian Lissek, Abteilungsleiter für das strategische Anlagenmanagement bei Mitnetz, rechnet allerdings eher mit Steigerungsraten von weniger als zehn Prozent. „Wir starten ja nicht im luftleeren Raum, sondern nutzen bereits Modelle zur Wetterprognose. Bei kühler Witterung oder bei Wind werden die Leitungen gekühlt, dann können wir die Leistung auch heute schon erhöhen.“ Im Sommer soll sich entscheiden, ob Mitnetz das System im Dauerbetrieb einsetzt. Klar ist schon jetzt, dass nicht alle Leitungen damit aufgerüstet werden. „Wir machen es nur dort, wo wir aufgrund erhöhter Einspeisung von Windenergie Engpässe haben und neue Leitungen bauen müssten“, so Lissek. BERND MÜLLER



Die Sensoren können Temperatur und Neigung von Freilandleitungen ermitteln. Daraus lässt sich die Auslastung der Kabel berechnen.



Dass Strommasten nicht zwangsläufig hässlich sein müssen, beweisen verschiedene neue Designstudien.



anpassungsfähiger. „Sie können automatisch auf Spannungsschwankungen reagieren, die durch fluktuierende Einspeisungen der Solaranlagen verursacht werden“, erklärt Peter Schwaegerl, Leiter der Netzleitstelle der LEW. Die Technik ist allerdings vergleichsweise teuer.

Viele Betreiber setzen daher lieber auf die Verstärkung und Erweiterung der bestehenden Netze, etwa durch einen größeren Leiterquerschnitt, das Verlegen paralleler Leitungen oder gar den Bau neuer Kabeltrassen. Aber auch das kostet viel Geld. Die Deutsche Energie-Agentur (dena) hat vor zwei Jahren in einer Studie ausgerechnet, dass bis 2030 abhängig vom weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien insgesamt 27,5 bis 42 Milliarden Euro in die Verteilnetze fließen müssen.

Beide Ansätze lassen zudem einen zentralen Akteur im Verteilnetz außer Acht: den Endkunden. Wenn sich nämlich dessen Verbrauch an der lokalen Erzeugung orientiert, wird das Verteilnetz entlastet, was wiederum den Ausbaubedarf mindert. Dies ist der Leitgedanke des wohl bundesweit ambitioniertesten Pilotprojekts zur Modernisierung der Verteilnetze, das zurzeit in der Wertachau stattfindet, einer einsam gelegenen Einfamilienhaus-Siedlung dreißig Kilometer südlich von Augsburg. Dort hat die RWE-Tochter LEW zusammen mit Partnern aus Industrie und Forschung das Niederspannungsnetz mit einem komplexen Steuersystem versehen. Zusätzlich haben die Planer die 110 teilnehmenden Haushalte mit Smart Metern ausgestattet und in einigen Häusern kleine elektrische Solarspeicher installiert. 55 fernsteuerbare Waschmaschinen, Trockner und Geschirrspüler, die sich die Teilnehmer mit finanzieller Unterstützung der LEW angeschafft haben, sind in den Verbund integriert, dazu sechs bestehende Wärmepumpen. Darüber hinaus haben die Projektpartner in der Siedlung eine Car-Sharing-Plattform

mit drei Elektroautos eingerichtet und einen zentralen Blei-Gel-Batteriespeicher mit einer Leistung von 70 Kilowatt.

Herzstück des Systems ist der in der Ortsnetzstation installierte „Smart Operator“. Die taschenbuchgroße Box erfasst im Minutenabstand die Einspeisung der 26 Solaranlagen in der Wertachau, die Last der einzelnen Haushalte, den Ladestand der Speicher und die lokale Sonneneinstrahlung. Zudem greift sie auf Wetterprognosen zu. In den Haushalten sind kleine Steuergeräte installiert. Sie erstellen täglich mögliche Lastprofile für die folgenden 24 Stunden. Die Basis bilden historische Verbrauchsdaten sowie die Programmierung der Elektrogeräte durch die Bewohner. Ein Algorithmus wertet all diese Daten aus und weist den Haushalten dann automatisch individuelle Lastprofile zu. Sie sollen dafür sorgen, dass möglichst viel Solarstrom im Haus selber oder in den Nachbargebäuden verbraucht wird. Die Steuergeräte in den Haushalten setzen die Vorgaben schließlich um, etwa indem sie den Geschirrspüler innerhalb der von den Bewohnern vorgegebenen Zeitspanne einschalten.

„Aufgabe des Algorithmus ist es, automatisch die aus Netzsicht beste Entscheidung zu finden“, erläutert Philipp Goergens von der RWTH Aachen, der die Software mitentwickelt hat. Ein generelles Zwischenfazit mag LEW-Projektleiter Roland Dölzer noch nicht ziehen. „Die Entwicklungsarbeit hat im Grunde erst so richtig letzten Juli begonnen.“ Mit der Stabilität des Systems ist er aber zufrieden: „Nach den üblichen Anfangsschwierigkeiten läuft es trotz seiner Komplexität störungsfrei.“ Nadja Koch-Hadek, eine der Projektteilnehmerinnen, kann das bestätigen. Im Alltag mache sich die Fernsteuerung der Verbraucher kaum bemerkbar. „Der einzige Unterschied zu früher ist, dass wir uns jetzt Gedanken machen müssen, bis wann wir die Wäsche gewaschen oder das Geschirr gespült haben wollen.“ ☺