

Deutschland braucht ein neues Stromnetz

Investitionen in das Stromnetz sind zentral im Kampf gegen den Klimawandel. Der Umbau kostet aber mindestens 165 Milliarden Euro - und wird nur durch grundlegende Innovationen möglich. Das sind die drei entscheidenden Baustellen bei der klimagerechten Umgestaltung.

Es sind seltsame Begriffe, die im neuen Koalitionsvertrag zum Thema Netzausbau stehen: Von "hybriden Interkonnektoren" ist da die Rede, von "vermaschten Offshore-Netzen" und von "Multiterminalanbindungen". Bei der Frage, was diese Ausdrücke mit der **Energiewende** zu tun haben, muss selbst der ein oder andere Wissenschaftler passen.

Doch Konzepte wie diese sind von grundlegender Bedeutung für Deutschlands Kampf gegen den Klimawandel und die Umstellung auf **erneuerbare Energien**. Wie viel im Netz passieren muss, wird deutlich bei den Kosten, die Deutschland auf sich nimmt.

Für den Ausbau der großen deutschen Stromautobahnen rechnet die Bundesnetzagentur bis 2035 mit Ausgaben von rund 70 Milliarden Euro, bis 2040 mit weiteren 50 Milliarden. Hinzu kommen bis 2030 noch einmal bis zu 45 Milliarden Euro, um das kleinteiligere Verteilnetz für die **Energiewende** zu rüsten.

Was aber muss alles geschehen im deutschen Stromnetz? Bei den tiefgreifenden Veränderungen geht es um die kryptischen Begriffe aus dem Koalitionsvertrag, um Digitalisierung, um eine grundlegende Umstrukturierung. Das gesamte System wird neu gedacht, um die **Energiewende** überhaupt möglich zu machen.

Die folgenden Innovationen sind dabei zentral: Neue Trassen für den Nordseestrom. Die Stromerzeugung wird zukünftig dezentral erfolgen, etwa durch Windparks. Am besten bläst der Wind auf dem Meer, auch stört sich dort kein Nachbar an den Windrädern. Laut Koalitionsvertrag sollen bis 2030 Offshore-Anlagen mit einer Leistung von mindestens 30 Gigawatt installiert sein. Aktuell sind es noch nicht einmal acht Gigawatt.

Aber wie die saubere Elektrizität aufs Land bekommen? Keine triviale Sache beim gegenwärtigen technologischen Stand. Damit das effizient gelingt, braucht es bestimmte Neuerungen in den Netzen. Krzysztof Rudion, Leiter des Fachgebiets Netzintegration Erneuerbarer **Energien** an der Universität Stuttgart, sagt: "Ohne integrierte Anschlusslösungen bräuchten wir für jeden neuen Windpark im Meer eine eigene Stromtrasse zum Land. Die Nordsee würde zugespachtelt mit Kabeln, bis es nicht mehr geht."

Die notwendigen Neuerungen sind zum einen neuartige Kabel mit deutlich höherer Spannungsebene und Übertragungsleistung. Laut dem Netzbetreiber Tennet sind mithilfe von solchen Kabeln statt 25 nur elf neue Leitungen notwendig, um die bis 2030 geplanten zusätzlichen Offshore-Windparks anzuschließen.

Darüber hinaus sollen die Stromtrassen künftig vermascht, also miteinander verbunden werden - etwa so, wie man mehrere Haushaltsstromkabel per Mehrfachsteckdose verknüpft. Um große Gleichstromleitungen zu verbinden, braucht es statt einer Mehrfachsteckdose einen sogenannten Multi-Terminal-Hub. Ein Windpark hängt dann nicht mehr nur an einer Trasse, sondern ist über den Hub mit verschiedenen Leitungen verbunden.

So braucht man nicht nur weniger Kabel, sondern spart auch Milliardensummen für Konverter. Das sind gigantische Kästen mit der Grundfläche eines Fußballfeldes, die laut Bundesnetzagentur etwa 600 Millionen Euro pro Stück kosten und jeweils am Anfang und am Ende einer Offshore-Übertragungsleitung stehen.

Sie wandeln den Wechselstrom aus den Windkraftanlagen in Gleichstrom um - damit der mit wenig Verlusten über eine große Distanz fließen kann. Am Ziel wandelt ein weiterer Konverter den Strom wieder in netzkompatiblen Wechselstrom zurück.

Abgesehen von den Einsparungen: Das System wird durch die neue Technologie robuster und die Versorgungssicherheit erhöht. "Bisher ist es so: Wenn ein Kabel ausfällt, etwa weil ein Schiffsanker es zerreißt, dann kann der Strom aus dem angeschlossenen Windpark nicht mehr abtransportiert werden", sagt Peter Hoffmann, Leiter **Energiesystemplanung** bei Tennet. Künftig könnte der Strom aber in solchen Fällen dank der Offshore-Verknüpfung über die anderen Kabel laufen, wenn dort noch Kapazitäten frei sind.

Das soll in einigen Jahren auch die Windstromkooperation mit anderen Ländern an der Nordsee erleichtern. Wenn die Windparks und Gleichstromleitungen mehrerer Staaten zusammengeschlossen sind, können die Leitungen sowohl Strom von den Windparks an die Küsten befördern als auch dem europäischen Stromhandel dienen. Diese zweifach nutzbaren

Verbindungen heißen "hybride Interkonnektoren".

So logisch die Konzepte klingen: In der Praxis sind sie noch technologisches und regulatorisches Neuland. Zwar ist die Vermaschung in Übertragungsnetzen mit Wechselstrom laut Netzexperte Rudion gang und gäbe. Es gebe allerdings noch keine praktische Erfahrung mit großen vermaschten Gleichstromnetzen, wie sie im Offshore-Bereich eingesetzt werden sollen.

Erstmals wurden entsprechende Konzepte jetzt von der Bundesnetzagentur im Rahmen eines neuen Netzentwicklungsplans bestätigt. "Der Koalitionsvertrag hat hier noch mal Rückenwind gegeben", sagt Hoffmann. Einen ersten Multi-Terminal-Hub will Tennet nun gemeinsam mit dem Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz in Schleswig-Holstein bauen. Das Ziel: vier Gigawatt Offshore-Windenergie bereits 2032 ins Netz zu speisen - drei bis fünf Jahre früher als ohne den Hub.

Neue Aufgaben für Betreiber von Netzen und Anlagen Damit das Netz stabil bleibt, müssen Kraftwerke genauso viel Strom einspeisen, wie Haushalte und Unternehmen verbrauchen. Übertragungsnetzbetreiber passen die Produktion von konventionellen Kraftwerken ab einer Leistung von zehn Megawatt an die Nachfrage an. Das heißt: Wenn zu viel Strom im Netz ist, müssen Kraftwerke ihre Einspeisung drosseln. Das nennt man Redispatch, praktisch eine erneuerte Entsendung von Strom.

Die erneuerbaren Energien machen das alles viel komplizierter. Durch die vielen kleineren Windkraftparks oder Solaranlagen wird ein Redispatch 2.0 erforderlich: Sowohl konventionelle als auch erneuerbare Kraftwerke ab einer Leistung von 100 Kilowatt werden einbezogen. Das kann bereits die kleinere Solaranlage auf einem Bauernhof oder Gewerbegebäude betreffen.

Ziel des Ganzen: Kosten reduzieren. Bashkim Malushaj, Verwaltungsrat der Horizonte Group, sagt: "Es ist wichtig, wirtschaftlich sinnvoll abzuschalten. Denn diejenigen, die dann keinen Strom produzieren dürfen, müssen ja den Ausfall vergütet bekommen." Die Horizonte Group berät andere Firmen zur Digitalisierung der Energiewende.

Damit die komplexe Steuerung der Einspeiser gelingen kann, erhalten im Redispatch 2.0 Verteilnetzbetreiber und kleinere Anlagenbetreiber neue Aufgaben - und sehen sich überfordert. In einem Webinar der Horizonte Group, an dem hauptsächlich Netzbetreiber, Systemdienstleister und Anlagenbetreiber teilnahmen, fühlten sich 49 Prozent der Befragten nicht gut für den Marktstart des Redispatch 2.0 vorbereitet.

Der Marktstart für den Redispatch 2.0 war offiziell am 1. Oktober 2021. Allerdings sagen 87 Prozent der Webinar-Teilnehmer, sie hätten keine Gelegenheit gehabt, alle Systeme und Prozesse vor diesem Datum ausgiebig zu testen. "Es gab regulatorische Unsicherheit: Erst ein halbes Jahr vor dem offiziellen Start wurden wichtige Datenformate definiert", kritisiert Malushaj. "IT-Entwicklung funktioniert aber nicht von heute auf morgen. Es ist, als würde man ein Flugzeug umbauen, während man fliegt."

Nun gibt es eine Übergangsphase bis zum 31. Mai 2022. Erst dann müssen wirklich alle Prozesse so ablaufen, wie im Zielbild der Behörden festgelegt. Klar ist aber: Die Neuerung muss kommen. "Nur mit einem sinnvollen Redispatch-Konzept und klaren politischen Rahmenbedingungen kann sich eine Reduzierung des teuren Netzausbaus realisieren lassen", sagt Malushaj.

Intelligente Verbrauchssteuerung Nicht nur die Stromerzeugung muss intelligenter werden, sondern auch der Stromverbrauch, sagt Thorsten Lenck, Strommarktexperte bei dem Thinktank Agora Energiewende: "Sämtliche neue Verbraucher wie Elektroautos, Wärmepumpen oder bestimmte industrielle Prozesse müssen flexibel betrieben werden."

Die Idee: einer flexiblen Einspeisung mit einem flexiblen Verbrauch begegnen. Wind- und Solarkraftwerke erzeugen je nach Wetter unterschiedlich viel Strom. An windigen, sonnigen Tagen kann also sehr viel Strom ins Netz gelangen, an dunklen, windstillen Tagen hingegen wenig. Um das auszugleichen, muss der Strom entweder gespeichert werden - oder er wird genau dann verbraucht, wenn er entsteht.

Noch stammt weniger als die Hälfte des produzierten Stroms in Deutschland aus erneuerbaren Energien, sodass regelbare Kohle- und Gaskraftwerke die Schwankungen ausgleichen können. Doch je höher der Erneuerbaren-Anteil wird, umso mehr Flexibilität und Speichermöglichkeiten werden benötigt.

Von einem Lösungsansatz berichtet Jutta Hanson, Professorin für Elektrische Energieversorgung unter Einsatz erneuerbarer Energien an der TU Darmstadt. In einem Parkhaus auf dem Campus sollen nur Elektroautos parken dürfen, deren Batterien gleichzeitig auch zur Energieversorgung eingesetzt werden. Immer wenn genügend Strom im Netz verfügbar ist, werden die Akkus der Autos aufgeladen. Langfristig ist auch ein bidirektionaler Betrieb vorgesehen, bei dem die Autoakkus Strom wieder ins Netz abgeben.

Eine ähnliche Funktion können Wärmepumpen übernehmen, mit deren Hilfe immer mehr Menschen heizen. Hier stellt das Gebäude selbst einen Wärmespeicher dar. Wird der Strom gerade anderswo gebraucht, können sich die Wärmepumpen vorübergehend abschalten. Der Besitzer zahlt dafür weniger für seinen Strom. Einen entsprechenden Tarif hat etwa Agora-Experte Lenck, berichtet er.

Und auch Industrieanlagen können dazu beitragen, das Stromnetz zu stabilisieren. Das Essener Start-up Esforin hat Algorithmen entwickelt, die für Industriekunden Strom genau dann einkaufen, wenn die Netze voll und überlastet sind - und der Strom preiswert. Die Unternehmen können dann zum Beispiel Öfen und Anlagen zeitweise stärker hoch- und später

wieder herunterfahren.

Essenziell für all diese Anwendungen ist ein intelligentes Verteilnetz. Bislang wird laut Lenck aber noch überwiegend mit altmodischen Methoden ermittelt, auf welche Höchstlast das Netz ausgelegt sein müsse. " Das wird mit einem Schleppzeiger gemessen. Der steigt jedes Mal, wenn mehr Leistung durchs Netz fließt als bisher, und wird nur einmal im Jahr abgelesen."

ZITATE FAKTEN MEINUNGEN

Neue Verbraucher wie Elektroautos oder Wärmepumpen müssen flexibel betrieben werden.

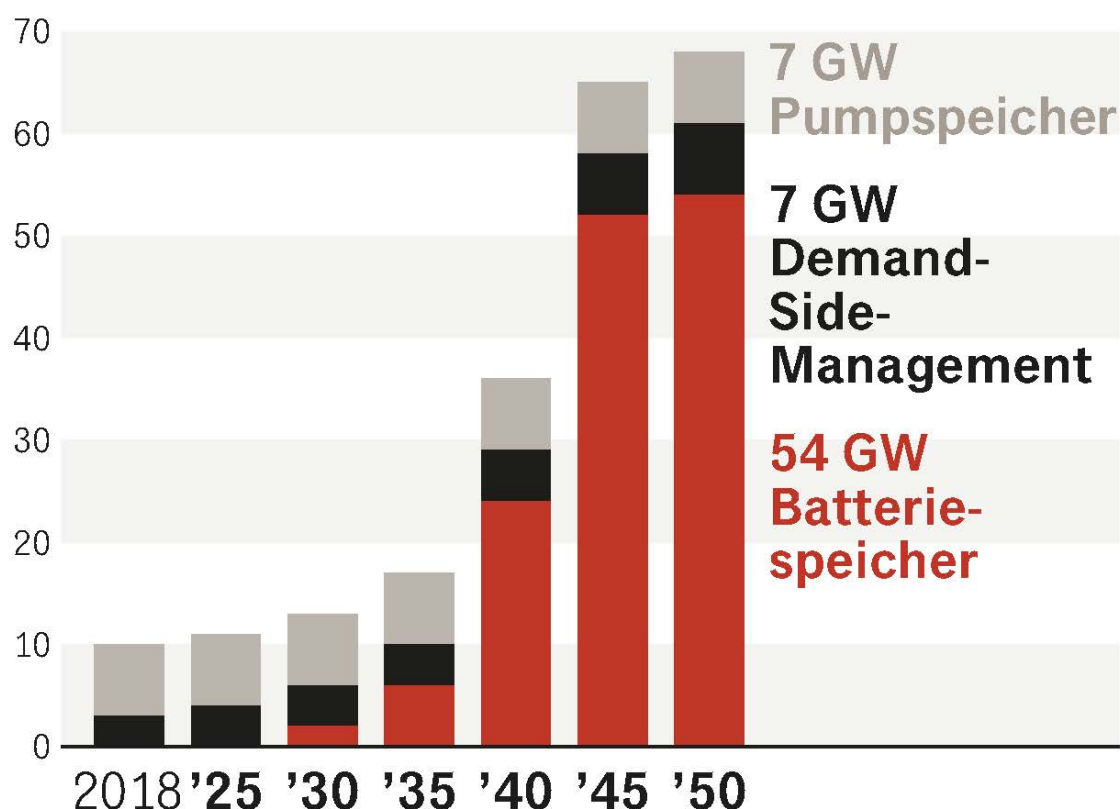
Thorsten Lenck Strommarktexperte bei Agora.

Insight Innovation Innovation ist Wirtschaft der Zukunft. Daher lohnt sich ein genauer Blick auf neue Produkte, Technologien und Verfahren. In der Serie " Insight Innovation" will das Handelsblatt im Detail analysieren, wie Innovationen in Unternehmen funktionieren, welche Technologietrends auf uns zukommen und wie diese Branchen, Geschäftsmodelle und ganze Volkswirtschaften verändern.

Stromnutzung

Flexibilitäten zur Leistungsabsicherung: Speicher und Demand-Side-Management

Prognostizierte Nettoleistung in Gigawatt (GW)



HANDELSBLATT

Quelle: Prognos

Handelsblatt Nr. 021 vom 31.01.2022

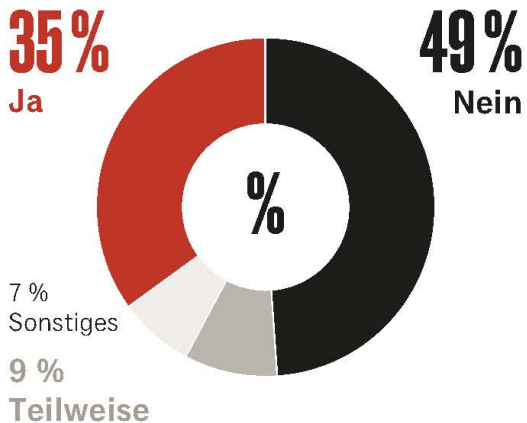
© Handelsblatt Media Group GmbH & Co. KG. Alle Rechte vorbehalten.

Zum Erwerb weitergehender Rechte wenden Sie sich bitte an nutzungsrechte@vhb.de.

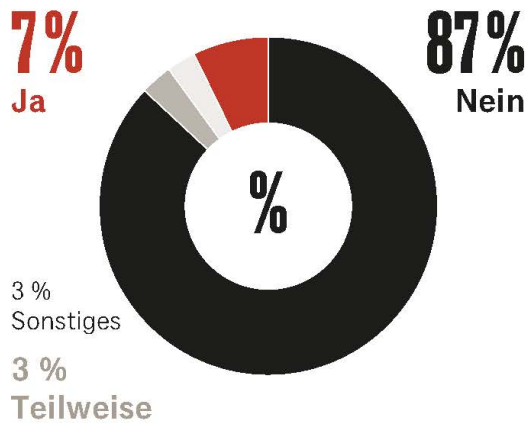
Stromnutzung: Flexibilitätsentwicklung zur Leistungsabsicherung von 2018 bis 2050 (MAR / Grafik)

Redispatch 2.0

Sind Sie für den Marktstart Redispatch 2.0 gut vorbereitet und können produktiv gehen?*



Hatten Sie die Gelegenheit, alle Systeme und Prozesse vor dem Marktstart am 1. Oktober ausgiebig zu testen?



*Umfrage im Horizonte Group Webinar zum Thema Redispatch 2.0

HANDELSBLATT

Quelle: Horizonte Group

Handelsblatt Nr. 021 vom 31.01.2022

© Handelsblatt Media Group GmbH & Co. KG. Alle Rechte vorbehalten.

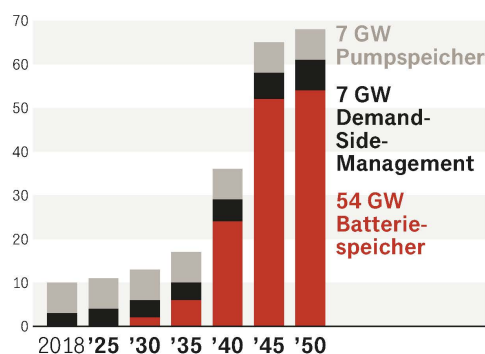
Zum Erwerb weitergehender Rechte wenden Sie sich bitte an nutzungsrechte@vhb.de.

Redispatch 2.0: Umfrage - Wie sind Sie vorbereitet auf den Marktstart und konnten Sie Systeme und Prozesse testen? (MAR / Grafik / Tabelle)

Krapp, Catiana

Stromnutzung

Flexibilitäten zur Leistungsabsicherung:
Speicher und Demand-Side-Management
Prognostizierte Nettoleistung in Gigawatt (GW)



HANDELSBLATT

Quelle: Prognos

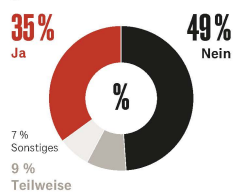
Handelsblatt Nr. 021 vom 31.01.2022

© Handelsblatt Media Group GmbH & Co. KG. Alle Rechte vorbehalten.

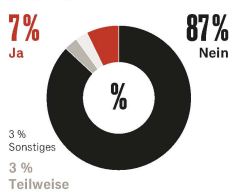
Zum Erwerb weitergehender Rechte wenden Sie sich bitte an nutzungsrechte@vhb.de.

Redispatch 2.0

Sind Sie für den Marktstart Redispatch 2.0 gut vorbereitet und können produktiv gehen?*



Hatten Sie die Gelegenheit, alle Systeme und Prozesse vor dem Marktstart am 1. Oktober ausgiebig zu testen?



*Umfrage im Horizonte Group Webinar zum Thema Redispatch 2.0

HANDELSBLATT

Quelle: Horizonte Group

Handelsblatt Nr. 021 vom 31.01.2022
© Handelsblatt Media Group GmbH & Co. KG. Alle Rechte vorbehalten.
Zum Erwerb weitergehender Rechte wenden Sie sich bitte an nutzungsrechte@vhb.de

Quelle: Handelsblatt print: Heft 21/2022 vom 31.01.2022, S. 26

Ressort: Unternehmen

Serie: Insight Innovation (Handelsblatt-Serie)

Branche: ENE-16 Strom
ENE-16-03 Stromversorgung P4910

Dokumentnummer: 8DB227C2-A44D-43C7-BB1F-B3B715787723

Dauerhafte Adresse des Dokuments:

https://www.wiso-net.de/document/HB_8DB227C2-A44D-43C7-BB1F-B3B715787723%7CHBPM_8DB227C2-A44D-43C7-BB1F

Alle Rechte vorbehalten: (c) Handelsblatt GmbH



© GBI-Genios Deutsche Wirtschaftsdatenbank GmbH