

BEE-Hintergrundpapier: Warum müssen wir nicht auf den Netzausbau warten?

Das Ausbautempo von Erneuerbaren Energien wegen des vermeintlich flächendeckend verzögerten Netzausbaus weiter zu drosseln ist nicht notwendig. Die vollständige Ertüchtigung unserer Netzinfrastruktur wird zwar noch eine angemessene Zeit benötigen, aber:

1. Der Netzausbau im Übertragungsnetz kommt sichtbar voran.
2. Vorgezogene und zusätzliche Maßnahmen der NOVA Prinzipien (Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau) erhöhen kurzfristig und günstig die Nord-Süd Übertragungskapazitäten.
3. Abgeregelter erneuerbare Energiemengen sind oft ein lokal begrenztes Problem, dem schnell mit Netzoptimierungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen begegnet werden kann.
4. Ein zeitnah und strategisch organisierter Kohleausstieg entlastet den Nord-Süd-Engpass. Die Netze werden zudem durch einen nicht für den Netzbetrieb notwendigen konventionellen Erzeugungssockel zusätzlich belastet (ca. 20 GW). Die Reduktion dieses Sockels ist möglich und schafft Platz für Erneuerbare Energien.
5. In den nächsten Jahren ist mit einer deutlichen Entlastung der Netze durch Veränderungen in der Erzeugungsstruktur zu rechnen (Ausstieg aus der Atomenergie sowie teilweiser Rückbau der ältesten norddeutschen Windenergieanlagen).
6. Die Netzinfrastruktur ist keineswegs an der Auslastungsgrenze und kann, z.B. durch die Nutzung von Flexibilitäten und Umstrukturierungen im Netzbetrieb höher ausgelastet werden.

1) Wichtige Netzausbauprojekte sind bereits fertig, im Bau oder kurz davor

Die prominenteste Herausforderung bei der Ertüchtigung der Netzinfrastruktur ist die Verknüpfung der hohen Produktion aus Erneuerbaren Energien im Norden und Osten von Deutschland mit den Verbrauchszentren im Süden und Westen. Hierzu sind folgende Ausbaumaßnahmen in der Planung oder befinden sich bereits in der Umsetzung:

- Die Netzausbaumaßnahme EnLAG Nr. 4, die Thüringer Strombrücke¹ (auch ‚Südwest-Kuppelleitung‘) zwischen den Umspannwerken Bad Lauchstädt (Sachsen-Anhalt) und Redwitz (Bayern) mit einer Länge von 190 km hat am 14.09.2017 den Testbetrieb beendet und den vollständigen regulären Betrieb aufgenommen².
- Der HGÜ-Korridor nach Süddeutschland (SuedLink) befindet sich seit Sommer 2017 in der Bundesfachplanung. Eine Planfeststellung ist bis 2021 und die Inbetriebnahme bis 2025 anvisiert.
- Die Gesamtlänge aller Leitungen, die sich aus dem EnLAG ergeben und zu denen auch SuedLink gehört, liegt aktuell bei rund 1.800 km. Die Übertragungsnetzbetreiber rechnen mit einer Fertigstellung von rund 80 Prozent der EnLAG-Leitungskilometer bis Ende 2020.³

Die zügige Umsetzung der hier genannten weiteren Netzausbaumaßnahmen wird die Aufnahmefähigkeit des Netzes für EE Strom signifikant erhöhen.

¹ <https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/enlag/04/de.html>

² <http://www.50hertz.com/de/News/Detail/id/3451/meilensteinprojekt-der-energiegewende-ist-in-betrieb-suedwest-kuppelleitung-steht-komplett-unter-strom->

³ https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html?cms_map=2

2) NOVA Prinzipien (Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau)

Durch die konsequente Anwendung der NOVA Prinzipien kann kurzfristig und kostengünstig eine deutliche Erhöhung der Nord-Süd Übertragungskapazitäten erreicht werden, wie die Arbeitsergebnisse der von BMWi und dena beauftragten Studie „Höhere Auslastung des Bestandsnetzes“ zeigen.⁴

„Bereits die technische Modernisierung von fünf bestehenden Streckenabschnitten in Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg kann nach Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber die Kosten für Netzengpassbewirtschaftung jährlich um etwa 180 Millionen Euro reduzieren. Das entspricht rund 20 Prozent der Gesamtkosten für den Redispatch.“

3) Regional begrenzte Netzprobleme und Lösungen

Zwei Drittel der bundesweiten Abregelungen (2.706 GWh = 72%) fanden im Jahr 2016 in Schleswig-Holstein statt (BNetzA, 2017, S. 23⁵). Es zeigt sich aber auch, dass im Jahr 2016 in Schleswig-Holstein trotz weiterem Zubau insbesondere von Windkraftanlagen und rund 7 Prozent gesteigener Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien rund 8 Prozent weniger EE-Strom abgeregelt wurde als im Vorjahr. Grund für den Rückgang ist, neben einem vergleichsweise windschwachen Jahr 2016, der fortlaufend erfolgende Netzausbau und Netzmanagementmaßnahmen durch TenneT und die Schleswig-Holstein Netz AG (Melund, 2017, S. 3⁶). Zusätzlich zu diesen Fortschritten können weitere Maßnahmen das Einspeisemanagement reduzieren:

- Nutzung von Netzmaßnahmen (Melund, 2017, S. 13):
 - Freileitungsmonitoring ausweiten (wird in Schleswig-Holstein seit 2006 auf der 110 kV Ebene eingesetzt⁷)
 - Auslastungsmonitoring ausweiten (wird seit 2012 in Nordfriesland getestet⁸, seit 2015 auch in Dithmarschen in Betrieb)
- Umsetzung des Netzausbaus (Melund, S. 14 ff):
 - Der erste Abschnitt der Westküstenleitung (Brunsbüttel nach Süderdonn) ist seit Ende 2016 in Betrieb. Nach der Planung soll die Leitung bis zum Jahr 2019 bis Niebüll (neues UW Klixbüll/Süd) in Betrieb sein
 - Mittelachse bis Flensburg (neues UW Handewitt) soll bis Mitte 2020 in Betrieb sein
 - Ostküstenleitung soll bis 2022 realisiert werden
 - Das Leitungsbauprojekt Hamburg/Nord – Dollern soll bis Mitte 2019 vollständig in Betrieb sein

⁴ <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2017/20170915-bessere-auslastung-der-stromnetze-spart-200-millionen-euro-pro-jahr.html>

⁵ Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, Viertes Quartal und Gesamtjahr 2016

⁶ Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung (MELUND): Bericht zum Engpassmanagement in Schleswig-Holstein, Einspeisemanagement in den Jahren 2010 - 2016 und Redispatch im Jahr 2016; Kiel, den 6. Oktober 2017

⁷ „Dadurch kann die Übertragungsleistung temporär (abhängig von den Witterungsverhältnissen) um bis zu 50% gesteigert werden. Freileitungs-Monitoring hat in Regionen mit hoher Einspeisung aus Windenergie-Anlagen einen besonderen Charme, da die hohe Strombelastung der Leitungen mit der bei starkem Wind hohen Transportkapazität günstig zusammenfallen und so eine kontrollierte und stärkere Auslastung der Leitungen ermöglichen“

⁸ „Dabei werden Leitungskapazitäten genutzt, die bisher aus Gründen der n-1 Sicherheit freigehalten wurden. Im Falle einer Störung im Netz werden im Zuge des dynamischen Auslastungsmonitorings die Einspeisungen aus Erneuerbare-Energien-Anlagen automatisiert sofort abgestellt, um die notwendige Sicherheitsreserve freizuschalten. Diese alternative Fahrweise ermöglicht es, die Sicherheitsreserven in die Übertragungskapazität dynamisch einzubinden.“

4) Entscheidenden Einfluss auf die Netzaufnahmekapazität für Erneuerbare Energien hat der Kohleausstieg und die Reduzierung der starren fossilen Resterzeugung

Umfang, Geschwindigkeit und Strategie des Kohleausstiegs werden darüber entscheiden, wann, wo und in welchem Umfang Übertragungskapazitäten für sauberen EE-Strom frei werden. Die Stilllegung bestimmter Kraftwerksblöcke führt zu einer sofortigen Entlastung aktuell bestehender Netzengpässe.

- Insbesondere Kraftwerksabschaltungen im mitteldeutschen und im Lausitzer Braunkohlerevier würden sehr entlastend auf die Nord-Süd-Engpässe wirken.
- Nach §13g Strommarktgesetz (Stilllegung von Braunkohlekraftwerken) wird Jänschwalde Block F (465 MW) zum 1. Oktober 2018 und Jänschwalde Block E (465 MW) zum 1. Oktober 2019 stillgelegt. Jänschwalde liegt in der Lausitz und die Abschaltung wirkt netzentlastend auf den Nord-Südengpass.
- Um einen wesentlichen Beitrag für die Erreichung des 40%-Ziels für 2020 und die Netzentlastung zu leisten, sollten über die Sicherheitsbereitschaft hinaus weitere der ältesten Braunkohlekraftwerke in den nächsten Jahren aus dem Strommarkt austreten.
- Im Bericht über die Mindestenerzeugung⁹ zeigt die Bundesnetzagentur, dass die notwendige Mindestenerzeugung für den stabilen Betrieb des heutigen Stromsystems 3,2 bis 4,6 Gigawatt (GW) beträgt (für netztechnische Gründe/ Systemdienstleistungen). Den deutlich größeren Anteil der im System dauerhaft mitlaufenden fossilen Kraftwerkskapazität macht der konventionelle Erzeugungssockel mit 18,8 bis 23,1 GW aus.
- Es besteht Einigkeit darüber, dass die Reduktion dieser starren Resterzeugung notwendig ist. Das besagen u. a. der Bericht über die Mindestenerzeugung der Bundesnetzagentur, das Grün- und Weißbuch des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWi) von 2014/15 sowie das gemeinsame Dialogpapier des BEE, VKU und BDEW mit dem Bundesumweltministerium (BMU) zum Strommarkt aus dem Jahr 2013.

5) Entlastung der Netze durch Veränderungen in der Erzeugungsstruktur

Ab dem Jahr 2020 enden bei ca. 4 GW der Windenergieanlagen die Vergütungszahlungen aus dem EEG. Dabei befinden sich ca. 44 Prozent dieser Anlagen im Netzausbaubereich. Je nachdem, ob sich der Weiterbetrieb betriebswirtschaftlich lohnt, könnte ein (großer) Teil dieser Anlagen abgebaut werden und würde Platz für neue Anlagen schaffen.

⁹ BNetzA (04/2017) | Bericht über die Mindestenerzeugung
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Mindestenerzeugung/Mindestenerzeugung_node.html

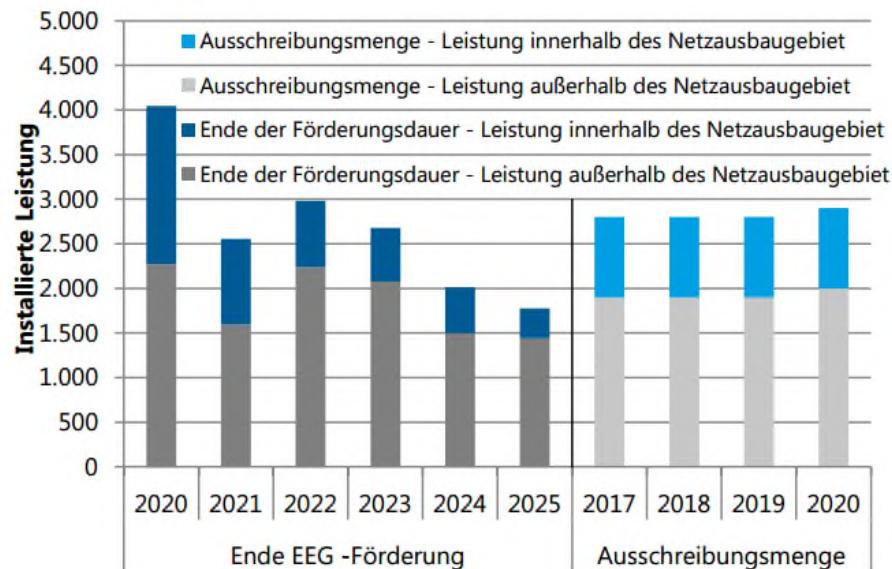


Abb. 1: Übersicht Anlagen mit Ende der Förderungsdauer (Windguard, Perspektiven für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020)

Die verbliebenen drei Kernkraftwerke im Norden – davon zwei¹⁰ im Netzausbaugesbiet – gehen aufgrund der gesetzlichen Laufzeitbeschränkung bis Ende 2022 vom Netz. Dies schafft ebenfalls freie Übertragungskapazität für Erneuerbare Energien. Das dritte nordeutsche Atomkraftwerk (Grohnde) liegt zwar nicht im Netzausbaugesbiet, aber an einem Netzknoten im Bereich des Übertragungsnetzbetreibers TenneT, weshalb dessen Abschaltung besonders netzentlastend wirkt.

- Kernkraftwerk Brokdorf
 - Abschaltung spätestens 31.Dezember 2021, elektrische Nettoleistung: 1.410 MW
- Kernkraftwerk Emsland
 - Abschaltung bis 31.Dezember 2022; elektrische Nettoleistung: 1.335 MW
- Kernkraftwerk Grohnde
 - Abschaltung bis 31.Dezember 2021; elektrische Nettoleistung: 1.360 MW

6) Flexibilitäten nutzen - bestehende Netze besser auslasten

In einem Energiesystem, das maßgeblich durch die Einspeisung fluktuierender Erneuerbarer Energien geprägt ist, wird die Last zunehmend zur Folgegröße. Das heißt sie muss flexibilisiert werden. Die zügige Erschließung von Flexibilitätpotenzialen dient nicht nur der Versorgungssicherheit, sondern trägt auch zur besseren Nutzung der Netzinfrastruktur bei und führt zur Reduktion klimawirksamer Gase.

- Heutzutage wird die Übertragungskapazität nicht vollständig genutzt. Das sogenannte (n-1) Kriterium sieht vor, dass die Netze deutlich unterhalb ihrer Belastungsgrenze betrieben werden, um bei Ausfall eines Netzbetriebsmittels (Leitung/ Transformator) auf diese freigehaltenen Kapazitäten ausweichen zu können. Diese Sicherheitsstrategie kann in Zeiten der Digitalisierung als veraltet angesehen und durch eine reaktive Netzbetriebsführung abgelöst werden (vgl. TenneT-Netzstresstest-Studie¹¹).

¹⁰ Emsland und Brockdorf

¹¹ <https://www.tennet.eu/de/unsere-netz/rund-um-den-netzausbau/netzstresstest/>

Echtzeit-Überwachung und eine automatisierte Steuerung von Erzeugung und Verbrauch ermöglichen es, innerhalb von Sekunden auf Störungen im Übertragungsnetz zu reagieren.

- Die Einführung des sogenannten „On-Line Dynamic security assessment“ (on-line DSA)¹² würde es zudem ermöglichen die vorhandene Netzinfrastruktur wesentlich effizienter zu nutzen.
- Im SINTEG-Projekt „Norddeutsche Energiewende“ (NEW 4.0)¹³ wird heute die Nutzung von weiteren Flexibilitäten erprobt. Wesentlicher Bestandteil ist die intelligente Vernetzung von Erzeugung und Verbrauch durch den Einsatz innovativer Netztechnologien und –betriebskonzepten. Das Ziel ist aufzuzeigen, dass Schleswig-Holstein und Hamburg mit deren 4,5 Millionen Einwohnern ab 2025 mit 70 Prozent und ab 2035 mit 100 Prozent Strom aus Erneuerbaren Energien versorgt werden können.
- Um erneuerbaren Strom auch bei Netzengpässen sinnvoll nutzen zu können, müssten die Rahmenbedingungen für zuschaltbare Lasten so angepasst werden, dass der Strom vor dem Engpass durch zusätzliche Lasten genutzt werden darf. So ließen sich zusätzliche Einnahmen generieren mit denen z.B. das EEG-Konto entlastet werden könnte. Als erster Schritt sollten Maßnahmen umgesetzt und genutzt werden:
 - Umsetzung: § 13 Abs. 6 EnWG: ÜNB müssen eine Plattform zur marktlichen Beschaffung von zu- oder abschaltbaren Lasten einrichten¹⁴
 - Anpassung: § 13 Abs. 6 a EnWG für alle Standorte von netztechnisch geeigneten KWK Anlagen auch südlich des Netzausbaugesbietes¹⁵ ausgeweitet vom ÜNB kontrahiert und zur Beseitigung von Netzengpässen genutzt werden

Kontakt:

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
Invalidenstraße 91
10115 Berlin
Tel. 030 / 275 81 70 – 10
info@bee-ev.de

¹² Fichtner, GGSC (2016) Beschleunigungs- und Kostensenkungspotenziale bei HGÜ-Offshore-Netzanbindungsprojekten, S. 128

¹³ Melund, 2017, S. 15

¹⁴ Auf der Plattform der ÜNB werden bisher nur (schnell bzw. sofort) abschaltbare Lasten ausgeschrieben <https://www.regelleistung.net/ext/static/abla> (letzter Abruf: 1.11.2017)

¹⁵ Das Netzausbaugesbiet nach §36c Abs. 3 EEG 2017 ist nicht deckungsgleich mit dem Gebiet, dass nördlich des Nord-Süd-Engpasses im Übertragungsnetzgebiet liegt, sondern deutlich kleiner https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Netzausbaugesbiete/NetzausbauGV_node.html