

# Umbau der Stromerzeugung – Engpass Übertragungsnetz?

Zur Erfüllung der energiepolitischen Ziele für den Zubau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten ist ein massiver Ausbau des Übertragungsnetzes erforderlich. Es ist jedoch fraglich, ob die angestrebten Netzausbauziele so realisierbar sind. Bei Nichterfüllung sind die geplanten Ausbaupfade der Erneuerbaren Energien (EE) gefährdet. Ein Abweichen von diesen Ausbaupfaden hätte jedoch weitreichende Konsequenzen für die strategische Ausrichtung der Energiewirtschaft, insbesondere im Erzeugungssegment. Diese enerviews analysieren den Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes, stellen ihm die bisherigen Netzzubauten gegenüber und beleuchten mögliche Konsequenzen eines ungenügenden Netzausbaus. Die Dringlichkeit dieser Fragestellung zeigt sich insbesondere vor dem Hintergrund des wieder aktuellen Atomausstiegs.

## 1. Übersicht der Netzstudien

In verschiedenen Studien wurde der Bedarf an Netzausbau ermittelt. Die maßgeblichen Studien (Vergleichsstudien) sind in Tabelle 1 aufgelistet. Bis zum Jahr 2010 setzte die Dena-Netzstudie-I die maßgeblichen Rahmenbedingungen des Netzausbaus in Deutschland. Ihre Ergebnisse flossen direkt in das Energieleitungsausbaugesetz (ENLAG) ein. Inzwischen sind die Dena-Netzstudie II und der Monitoringbericht des BMWi von Bedeutung.

In diesen Studien wird jeweils analytisch ein Netzausbaubedarf ermittelt, der jedoch auf unterschiedlichen Annahmen basiert. Diese werden im Folgenden vergleichend dargestellt.

Studie	Von	Zeithorizont	Atomausstieg	Lastentwicklung
Dena-Netzstudie-I <sup>1</sup>	2005	2015	Ja	Abnehmend
Dena-Netzstudie-II <sup>2</sup>	2010	2020	Ja	Abnehmend
Monitoring BMWi <sup>3</sup>	2011	2030	Ja <sup>4</sup>	Zunehmend

Tabelle 1: Studien zum Netzausbaubedarf in der Übersicht

## 2. Prämissen im Vergleich

In diesem Abschnitt werden die wichtigsten Parameter der Vergleichsstudien herausgefiltert und mit den politischen Vorgaben verglichen. Als Maßstab für die politischen Ziele wird das Leitszenario 2010 des BMU gewählt.

Als Indikator für die Entwicklung der Netzlast wird der Stromverbrauch angenommen. In den Dena-Netzstudien (I+II) wurde ein abnehmender Stromverbrauch analog zu den politischen Vorgaben zugrunde gelegt, während der Monitoringbericht des BMWi eine leicht steigende Netzlast annimmt.

Die Studien der Dena gehen von einem Atomausstieg aus, das Monitoring zur Versorgungssicherheit berechnet hierfür zwei verschiedene Szenarien. Die Annahme eines Atomausstieges ist momentan wieder als realistisch einzustufen. Somit treffen die Vergleichsstudien hier (wieder) aktuelle Annahmen.

1 dena: „dena-Netzstudie I – „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“, 2005

2 dena: „dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025“, 2010

3 Für das BMWi: „Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung“, 2010

4 Hier werden zwei verschiedene Szenarien berechnet.

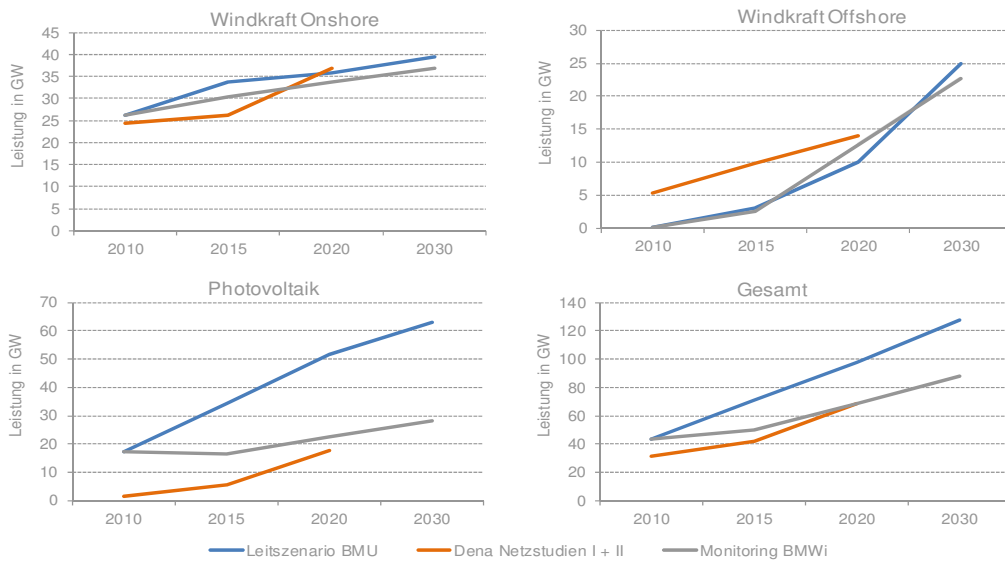


Abbildung 1: Entwicklung der EE-Kapazitäten in den Vergleichsstudien

Den vermutlich wichtigsten Einflussfaktor auf den Netzausbaubedarf stellt der Zubau an fluktuierend einspeisenden EE-Kapazitäten dar. In Abbildung 1 sind die in den Studien zugrunde gelegten Ausbaupfade im Vergleich zu den politischen Vorgaben (BMU Leiststudie) dargestellt.

Es lassen sich Gemeinsamkeiten feststellen: Alle Studien gehen von einem im Vergleich zum Leitszenario des BMU deutlich geringeren Zubau an Photovoltaik aus. Diese Abweichung lässt sich nur bei der Dena-Netzstudie-I durch ihr Alter erklären. Auch das Entwicklungspotenzial der Onshore-Windenergie schätzen die Vergleichsstudien ähnlich ein.

Zu größeren Abweichungen kommt es hingegen bei der Entwicklung der Offshore-Kapazitäten. Die für die aktuelle Netzausbauplanung bis 2015 noch maßgebliche Dena-Netzstudie-I überschätzt die Geschwindigkeit der Offshore Entwicklung um etwa 5 Jahre. Sie geht bereits für 2015 von rd. 10 GW aus,

ein Wert dessen Realisierung aus heutiger Sicht sogar bis 2020 fraglich ist. Auch die aktuelle Dena-Netzstudie-II ist mit einer Annahme von 14 GW in 2020 optimistisch. Der Monitoringbericht folgt hier realistischeren Annahmen.

In den Studien wird übereinstimmend ein Netzausbaubedarf in Nord-Süd-Richtung festgestellt. Dieser wird aus dem stärkeren Zubau von On- und Offshore Windkraft in Norddeutschland abgeleitet. Fraglich ist, ob nicht aufgrund der überschätzten Offshore-Kapazitäten im Norden und deutlich unterschätzten PV-Kapazitäten im Süden gegensätzliche Lastfälle auslegungsrelevant sind.

Der aktuelle Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit (BMWi) trifft die politischen Vorgaben zwar nur unvollständig, jedoch im Vergleich zu den Dena-Studien zu einem höheren Grad. Der dort ausgewiesene Netzzubaubedarf ist also vermutlich der zuverlässigste Schätzwert des mindestens notwendigen Netzausbaus.

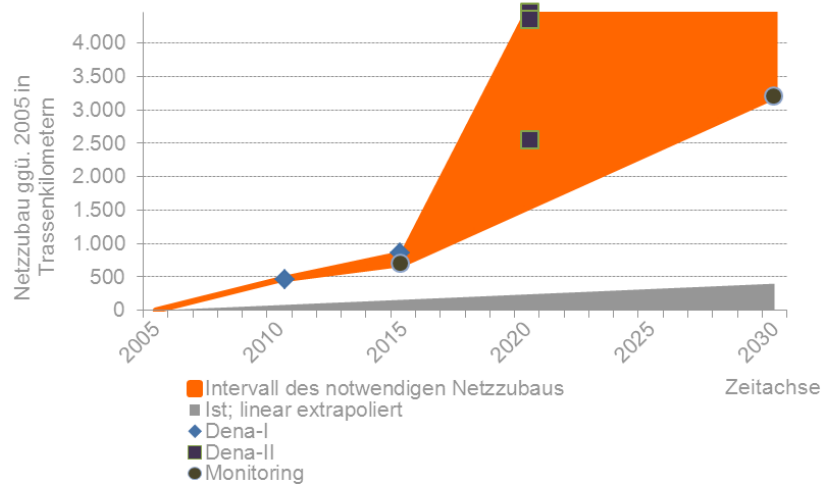


Abbildung 2: Zeitliche Entwicklung des Netzausbaubedarfs

### 3. Ergebnisse und Einordnung

Der Ausbaubedarf der Übertragungsnetze ist wesentliches Ergebnis der jeweiligen Studien.

Die dort ermittelten Werte gewinnen an Aussagekraft, wenn man ihre zeitliche Entwicklung aufschlüsselt und sie dem bisherigen Netzausbau gegenüberstellt (Vgl. Abbildung 2). Die in den Vergleichsstudien enthaltenen Angaben über den Zubaubedarf wurden dabei linear auf die Zeitintervalle umgelegt. Die minimal und maximal angegebenen Werte bilden einen Entwicklungskorridor (orange Fläche in Abbildung 2).

Die seit der ersten Dena-Netzstudie zwischen 2005 und 2010 umgesetzten Baumaßnahmen von 90 km Trasse geben eine historische Baugeschwindigkeit wieder, die vereinfachend linear bis 2030 extrapoliert wurde (graue Fläche). Mehr als eine Versechsfachung der historischen Baugeschwindigkeit wäre notwendig, um den minimal notwendigen Netzausbau bis 2030 zu realisieren.

Der Ausbaubedarf auf Verteilnetzebene bleibt unberücksichtigt, wird aber aufgrund der Transformation des Energiesystems als beträchtlich eingeschätzt.

### 4. Konsequenzen

Es erscheint unwahrscheinlich, dass der notwendige Netzausbau vollumfänglich realisiert werden kann. In einer solchen Situation sind grundsätzlich vier (anteilig kombinierbare) Vorgehensweisen denkbar:

1. Anpassung der Ausbauziele für die Erneuerbaren Energien.

2. Tolerierung einer Zunahme der Häufigkeit kurativer Maßnahmen gegen Netzengpässe (z.B. Redispatch)<sup>5</sup>.
3. Netzentlastung durch Schaffung einer verbrauchsnahe Erzeugungsstruktur<sup>6</sup>.
4. Präventive Bewirtschaftung und damit Vermeidung von Netzengpässen.

Alle diese Optionen könnten weitreichende Konsequenzen für die Marktteilnehmer mit sich führen. Diese sollen im Folgenden erläutert werden.

Zu (1): Eine Abweichung von den bisherigen politischen Zielvorgaben bzgl. des Zubaus erneuerbarer Stromerzeugung würde die strategische Planung der Marktteilnehmer in Frage stellen. Geschäftsmodelle müssen auch bei Abweichung von den politischen Zielen wirtschaftlich tragfähig sein.

Zu (2): Hier steht insbesondere der heute schon vermehrt praktizierte erzeugungsseitige Redispatch im Vordergrund. Kraftwerke werden dabei durch den Übertragungsnetzbetreiber zur Vermeidung eines Netzengpasses geregelt. Dabei handelt es sich um einen sogenannten kostenbasierten Redispatch - die geregelten Kraftwerke werden für die ihnen entstehenden Kosten entschädigt, bzw. müssen die Ihnen entstehenden Einsparungen auszahlen. Vorstellbar wäre auch eine Umstellung auf eine neue Form des

<sup>5</sup> Für die BNetzA: „Methodische Fragen bei der Bewirtschaftung innerdeutscher Engpässe im Übertragungsnetz“; 2008

<sup>6</sup> Für das BMWi: „Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke“; 2008

Redispatch, die für die abzuregelnden Erzeuger finanzielle Nachteile mit sich bringen würde. Alternativ könnten auch marktbasierte Formen der Engpassvermeidung entstehen. Die Netzbetreiber müssten das Recht, Kraftwerke zur Vermeidung von Netzengpässen zu regeln, an Märkten erwerben. Diese wären ähnlich zu den heutigen Regelleistungsmärkten.

Zu (3): Durch die Einführung eines ortsabhängigen Tarifsystems für Kraftwerke ("G-Komponente") kann ein Anreiz geschaffen werden, Last und Erzeugung ortsnah zu gestalten. Ähnliche Systeme sind in Schweden und Großbritannien bereits umgesetzt. Auch für erneuerbare Erzeuger wäre die Schaffung von Anreizen für einen lastnahen Zubau denkbar.

Zu (4): Die Auktionierung innerdeutscher Netzengpässe bietet eine Methode, Netzengpässe zu bewirtschaften. Dies würde den deutschen Markt jedoch in mehrere Preiszonen teilen. Aufgrund der weitreichenden Konsequenzen wäre dies sicherlich die am wenigsten gewünschte Maßnahme.

## 5. Fazit

Allen Vergleichsstudien ist die Erkenntnis gemein, dass die Transformation des Energiesystems einen immensen Netzausbaubedarf notwendig macht.

Im Vergleich zur bisherigen historischen Geschwindigkeit des Zubaus wäre eine Versechsfachung notwendig. Die vollständige Umsetzung aller Netzausbauanforderungen erscheint daher zumindest zweifelhaft.

Hieraus können weitreichende Konsequenzen für die Marktteilnehmer folgen.

Diese liegen kurzfristig in einer Zunahme der Häufigkeit kurativer Eingriffe (z.B. Redispatch).

Langfristig könnten auch präventive Instrumente (z.B. eine steuernde G-Komponente) zum Einsatz kommen. Für EEG-Anlagen könnten sich Änderungen der bisherigen Mechanismen des Engpassmanagements ergeben. Wird der Ertragsverlust bei Abregelung nicht mehr vollständig ersetzt, so besteht auch für EEG-Anlagen ein Anreiz die lokalen Netzkapazitäten in die Standortentscheidung einfließen zu lassen.

Die politische Zielsetzung weitere Flächen für Windkraftanlagen in Süd- und Mitteldeutschland (z.B. Winderlass NRW; Windatlas Baden-Württemberg) auszuweisen, könnte zu neuen Standorten mit be-

züglich dieser Faktoren günstigem Risikoprofil führen.

Die wichtigsten Einflussmöglichkeiten zur Senkung der hier bestehenden Risiken sind die Wahl eines lastnahen Erzeugungstandorts und einer flexiblen Kraftwerkstechnik. Hier ist es gut vorstellbar, dass eine stärkere Regionalisierung der Erzeugungseinheiten (erneuerbar und konventionell) auch mit dem Fokus einer regionalen Lastabdeckung an Bedeutung gewinnen kann. Dies würde eine weitere Bewertungskomponente von insbesondere konventionellen Erzeugungseinheiten in Ergänzung zum Großhandelsmarkt bedingen.

Ambitionierte politische Entwicklungsvorgaben für die Einspeisung Erneuerbarer, die heute bereits in Investitionsentscheidungen einfließen, sind diesbezüglich eventuell zu hinterfragen.

In die Risikobeurteilung einer Investition sollte also zukünftig verstärkt die Stabilität des Geschäftsmodells gegenüber den möglichen Folgen eines Netzausbaurückstandes einfließen.

## Ansprechpartner bei enervis

Herr Eckhard Kuhnhenne-Krausmann	eckhard.kuhnhenne@enervis.de Tel. 030 695 175 16
Herr Julius Ecke	Julius.Ecke@enervis.de Tel. 030 695 175 17

Nachdruck oder Veröffentlichung, ganz oder teilweise, nur mit schriftlicher Zustimmung der enervis energy advisors GmbH.