

Netzstresstest

Studie im Auftrag der

TenneT TSO GmbH

Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth

Abschlussbericht

25.11.2016

Consentec GmbH

Grüner Weg 1
D-52070 Aachen

Tel. +49. 241. 93836-0

Fax +49. 241. 93836-15

E-Mail info@consentec.de

www.consentec.de

Inhalt

Abkürzungen	ii
1 Hintergrund und Zielsetzung	1
2 Betrachtete Szenarien	3
2.1 Energiewirtschaftliche Szenarien	5
2.1.1 DE 100 % kohlestromfrei	5
2.1.2 DEzentral	6
2.1.3 Flexibilisierung der Nachfrage	9
2.1.4 Kombinationsszenario	10
2.2 Technologische Szenarien	11
2.2.1 NOVA-Prinzip weiter gedacht	11
2.2.2 Automatisierte Systemführung	14
3 Methodik, Ergebnisse und Schlussfolgerungen	17
3.1 Energiewirtschaftliche Szenarien	17
3.1.1 DE 100 % kohlestromfrei	18
3.1.2 DEzentral	21
3.1.3 Flexibilisierung der Nachfrage	25
3.1.4 Kombinationsszenario	30
3.2 Technologische Szenarien	32
3.2.1 NOVA-Prinzip weiter gedacht	33
3.2.2 Automatisierte Systemführung	36
4 Zusammenfassung und Ausblick	41
Literatur	45

Abkürzungen

AC	Alternating Current (Wechselstrom)
BBPIG	Bundesbedarfsplangesetz
DC	Direct Current (Gleichstrom)
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
GuD	Gas- und-Dampf(-Kraftwerk)
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstromübertragung
KraftNAV	Kraftwerks-Netzanschlussverordnung
NEP	Netzentwicklungsplan
NNF	Netznutzungsfall
NOVA	Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau (Planungsprinzip der ÜNB)
PV	Photovoltaik
STATCOM	Static Synchronous Compensator
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

1 Hintergrund und Zielsetzung

Der Ausbau der Übertragungsnetze wird für die fortschreitende Umsetzung der Energiewende in Deutschland zu einem zunehmend kritischen Faktor. Bedingt durch den fortschreitend starken Ausbau erneuerbarer Energien – insbesondere der Windenergie an Land und auf See – und nach wie vor erheblichen Verzögerungen in der Umsetzung wichtiger Netzausbauprojekte auf Höchstspannungsebene, steigen die technischen und ökonomischen Aufwendungen für die Gewährleistung der Systemsicherheit durch die systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber weiter stark an.¹

Der Umbau der Energieversorgung hin zu 80% Anteil erneuerbarer Energien im Jahr 2050 soll gemäß der aktuellen energiepolitischen Pläne auf dem wirtschaftlich effizienten Weg eines systematischen und großangelegten Ausbau des Übertragungsnetzes überwunden werden. Allein innerhalb der nächsten 10 Jahre müssen hierzu deutschlandweit rund 7.200 km² Höchstspannungsnetze neu errichtet und umgebaut werden, um die Integration von 45% erneuerbarer Energien in das Netz zu ermöglichen. Weiterer Zubau erneuerbarer Energien wird – in Abhängigkeit von Ort und Technologie – weitere Netzaus- und -umbaumaßnahmen nach sich ziehen.

Zur Steigerung der Akzeptanz für diese Vorhaben wurden in den vergangenen Jahren die Rahmenbedingungen für die Netzplanung und den Netzausbau wiederholt angepasst. Diesbezügliche Regelungen wie die vorrangige Erdverkabelung der in den Bundesbedarfsplan aufgenommenen HGÜ-Verbindungen nehmen dabei auch erhebliche Mehrkosten gegenüber technisch-wirtschaftlich optimalen Lösungen in Kauf. Dennoch – und trotz der nach wie vor hohen grundsätzlichen Unterstützung für die Ziele der Energiewende – gibt es weiterhin erhebliche lokale wie überregionale Widerstände gegen den Netzausbau auf der Höchstspannungsebene. Insbesondere wird dessen Notwendigkeit zur Erreichung der Energiewendeziele von den Gegnern

¹ Die Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement betragen in 2014 187 Mio. € (Redispatch) bzw. 83 Mio. € (Einspeisemanagement) und sind in 2015 auf 402 Mio. € bzw. 478 Mio. € angestiegen. Für den Zeithorizont 2023 schätzt die Bundesnetzagentur die Gesamtkosten für Redispatch und Einspeisemanagement auf über 4 Mrd. € ab.

² Dieser Wert setzt sich aus EnLAG: (630 km bereits fertiggestellt, 1.170 km noch in Planung und Genehmigung) und BBPIG (70 km realisiert, 6.030 km noch in Planung und Genehmigung) zusammen. Im NEP 2025 Basisszenario B1 sind von den ÜNB 9.600 km an Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen (inkl. Startnetzmaßnahmen) ausgewiesen, um 45% Anteil erneuerbarer Energien engpassfrei ins Netz zu integrieren.

immer wieder in Frage gestellt. Ein wesentliches Argument ist dabei die relative Ähnlichkeit der im Netzentwicklungsplan (NEP) betrachteten Szenarien. Hierdurch würden alternative Energiewendepfade und mögliche technologische Entwicklungen nicht betrachtet.

Die TenneT TSO GmbH als größter Übertragungsnetzbetreiber Deutschlands und Vorhabenträger für einen wesentlichen Teil der im Netzentwicklungsplan ausgewiesenen Vorhaben sieht durch die andauernden Diskussionen um mögliche zukünftige Projekte die Realisierung der aktuell geplanten Vorhaben in Gefahr und ist daher an einer Versachlichung dieser Debatte interessiert. Daher hat TenneT Consentec mit der Durchführung eines Stresstests für die Netzausbauplanung (kurz: Netzstresstest) beauftragt. Der Netzstresstest soll die Frage beantworten, wie eine Umsetzung der Energiewende entlang alternativer Pfade oder die Erschließung von Innovationspotenzialen im Bereich der Übertragungsnetzplanung und des Übertragungsnetzbetriebs den Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz signifikant verändern würden.

Die im Netzstresstest betrachteten Szenarien für das Zieljahr 2035 wurden in einem Steuerkreis bestehend aus TenneT, Consentec und Agora Energiewende erarbeitet:

Die Studie soll eine gesellschaftspolitische Debatte für die Fortführung der Energiewende nach 2030 anstoßen und stellt keinen alternativen Netzentwicklungsplan dar. Sie erhebt auch nicht den Anspruch, die diskutierten Szenarien vollumfänglich untersucht zu haben. Vielmehr soll durch Variationen des Erzeugungssystems und einzelne konkrete aber nicht maßnahmenscharfe Netzberechnungen das Potential alternativer Entwicklungen nach 2030 abgeschätzt werden. Sofern diese erste Abschätzung nennenswerte Potenziale zeigt, können sie einen Hinweis auf mögliche weitergehende und notwendigerweise detailliertere Untersuchungen geben. Diese könnten in Einzelstudien und/oder Netzentwicklungsplänen der ÜNB erfolgen.

Unabhängig davon ob und welche der vorgeschlagenen Maßnahmen zukünftig Eingang in die gesetzlich festgelegte Netzausbauplanung Eingang finden sollten, stellen die aktuell im Gesetz verankerten Netzausbaumaßnahmen (EnLAG und BBPIG) eine solide und notwendige Grundlage dar, die auch unter der Voraussetzung einer technologisch veränderten Energiewende für die Integration von rund 80% erneuerbarer Energien bis 2050 notwendig werden.

Im Folgenden beschreiben wir die untersuchten Szenarien und vergleichen die Parametrierungen mit den Annahmen aus weiteren Studien zum Netzausbaubedarf (Kapitel 2). Anschließend diskutieren wir die Ergebnisse der Analysen und die daraus resultierenden Konsequenzen für den Netzausbaubedarf (Kapitel 3). Schließlich fassen wir die Resultate zusammen und ordnen die gewonnen Erkenntnisse in den künftigen Netzplanungsprozess ein (Kapitel 4).

2 Betrachtete Szenarien

Grundlage des Netzstresstests sind - anders als im NEP - Szenarien, die nicht den aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen entsprechen und ohne eine Veränderung der Rahmenbedingungen für die erneuerbaren Energien sowie weitere energiewirtschaftliche Aspekte daher nicht die wahrscheinliche Entwicklung widerspiegeln. Vielmehr sollen sowohl in energiewirtschaftlicher als auch in technologischer Hinsicht Entwicklungsrichtungen betrachtet werden, die zwar grundsätzlich möglich und umsetzbar erscheinen, aber dennoch „extreme“ Annahmen enthalten. In diesem Sinne spielt auch die ökonomische Vorteilhaftigkeit der betrachteten energiewirtschaftlichen Szenarien im Rahmen des Netzstresstests keine entscheidende Rolle³. Insbesondere erhebt keines der betrachteten Szenarios den Anspruch, die Energiewende kostengünstiger erreichen zu können als die dem NEP zugrundeliegenden Szenarien.

Im Netzstresstest wurden unterschiedliche Veränderungen der Rahmenparameter untersucht, die sowohl mögliche energiewirtschaftliche und -politische Entwicklungen („energiewirtschaftliche Szenarien“) als auch Innovationen in Netztechnik und -planung („technologische Szenarien“) abdecken.

Bei der Definition der zu untersuchenden energiewirtschaftlichen Szenarien wurden verschiedene in der Debatte relevante mögliche Politikmaßnahmen und Entwicklungen, die den weiteren Verlauf der Energiewende erheblich beeinflussen könnten, aufgegriffen und die möglichen Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf diskutiert. Solche Auswirkungen wurden insbesondere für möglich erachtet bei

- einem mittelfristigen Ausstieg aus der kohlebasierten Stromerzeugung,
- einem beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien,
- einem starken Preisverfall bei Batteriespeichern,
- einer steigenden Bedeutung der Eigenversorgung,
- einer zunehmenden Kopplung der Sektoren Strom und Wärme bzw. Verkehr und

³ Aufgrund der technologischen Entwicklungen und dem damit verbundenen Kostenrückgang gehen wir davon aus, dass die hier betrachteten energiewirtschaftlichen Szenarien zwar aus heutiger Sicht kein wirtschaftliches Optimum darstellen, jedoch in Zukunft ökonomisch erstrebenswerte Optionen bieten können. Beispielhaft sei hier der zu erwartende technologische Fortschritt in der Speichertechnik verbunden mit der Reduktion der Herstellungs- und Betriebskosten zu nennen.

- einer zunehmenden Flexibilisierung des Verbrauchs insbesondere großer industrieller Verbraucher.

Vor diesem Hintergrund wurden drei energiewirtschaftliche Szenarien definiert (vgl. Abschnitt 2.1), die einzelne der o. g. Entwicklungen aufgreifen. Für diese Szenarien haben wir die Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf betrachtet. Ergänzend dazu wurde die Auswirkung einer Kombination dieser drei Szenarien untersucht. Hierbei wurde im Berechnungsmodell eine Optimierung im Hinblick auf einen möglichst geringen Transportbedarf und damit eine möglichst geringe Belastung der Netze vorgenommen.

Neben den energiewirtschaftlichen Szenarien wurden auch zwei technologische Szenarien untersucht. Gegenstand der technologischen Szenarien sind innovative Entwicklungen, die eine Auswirkung auf die Übertragungsnetzplanung und Übertragungsnetzbetrieb haben (vgl. Abschnitt 2.2) könnten. Die in den Szenarien enthaltenen Maßnahmen und Konzepte entsprechen zwar heute noch nicht dem Stand der Technik, sind aber von den Fachexperten von TenneT als zumindest mittelfristig wahrscheinlich umsetzbare Entwicklungen eingeschätzt worden.

Bild 2.1 zeigt einen Überblick über die betrachteten Szenarien, die in den folgenden Abschnitten im Detail beschrieben werden.



Bild 2.1: Betrachtete Szenarien für den Netz-Stresstest im Überblick

2.1 Energiewirtschaftliche Szenarien

2.1.1 DE 100 % kohlestromfrei

In diesem Szenario wird unterstellt, dass der Kohleausstieg mit dem langfristigen politischen Ziel der Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors gegenüber den derzeitigen Plänen weiter forciert wird. Grundlage für dieses Szenario sind die Annahmen der Agora Energiewende im Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors („Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens“ [1]), die einen vollständigen Ausstieg aus der Kohleverstromung als logische Folge aus den nationalen mittelfristigen Klimaschutzziele vorschlägt. Demzufolge wird in dem ambitioniertesten dort betrachteten Szenario von einem ambitionierten Kohleausstieg (sowohl Braun- als auch Steinkohle) bis 2035 ausgegangen. Im Vergleich dazu wird im Szenariorahmen⁴ 2025 und 2030 jeweils für das Szenario B 2035 von ca. 20 GW im Betrieb befindlicher Kohlekraftwerke ausgegangen. Auch die Untersuchungen im Rahmen des 50Hertz Energiewende Outlook [2] weisen selbst im Szenario mit dem geringsten Anteil an Kohlekraftwerken für das Jahr 2035 eine installierte Leistung von 16 GW aus.

Die gegenüber den Annahmen aus dem Netzentwicklungsplan 2025 für das Zieljahr 2035 wegfallenden Energieerzeugungsmengen aus Braun- und Steinkohlekraftwerken werden durch einen gegenüber den aktuellen Plänen forcierten Ausbau der Windenergie substituiert. Dabei wird angenommen, dass bei offshore Anlagen die derzeitige Entwicklung weiter Bestand hat (d. h. Ausbau in Höhe von 800 MW pro Jahr bis zu einer maximal installierten Leistung von 16 GW) und bei onshore Anlagen eine Erhöhung des aktuellen Entwicklungspfads unterstellt. Die zusätzlichen onshore Windenergieanlagen werden zu 70 % in den windstarken Bundesländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern und zu 30 % den restlichen südlichen Bundesländern zugeordnet. Die Höhe der zusätzlich installierten Leistungen ergibt sich dabei aus den zu substituierenden Energiemengen je Bundesland (gemäß Szenario-

⁴ Der Szenariorahmen beschreibt die wahrscheinliche Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten und des Stromverbrauchs in unterschiedlichen Zieljahren (Szenariorahmen 2025: 2025 und 2035; Szenariorahmen 2030: 2030 und 2035). Er enthält ein konservatives Szenario, ein Transformationsszenario (u. a. das Szenario B 2035) und ein Innovationsszenario. Der Szenariorahmen wird von den ÜNB erarbeitet und unter Einbeziehung der Öffentlichkeit von der Bundesnetzagentur genehmigt. Der genehmigte Szenariorahmen bildet die Grundlage für die Ermittlung des zukünftig erforderlichen Netzausbaubedarfs durch die ÜNB im Rahmen des Netzentwicklungsplans (NEP).

rahmen des NEP) und typischen Volllaststundenzahlen für Windenergieanlagen im Norden bzw. Süden Deutschlands.

Daraus ergeben sich folgende installierte Leistungen für Windenergieanlagen (on- und offshore) und Braun-/Steinkohlekraftwerke (Bild 2.2):

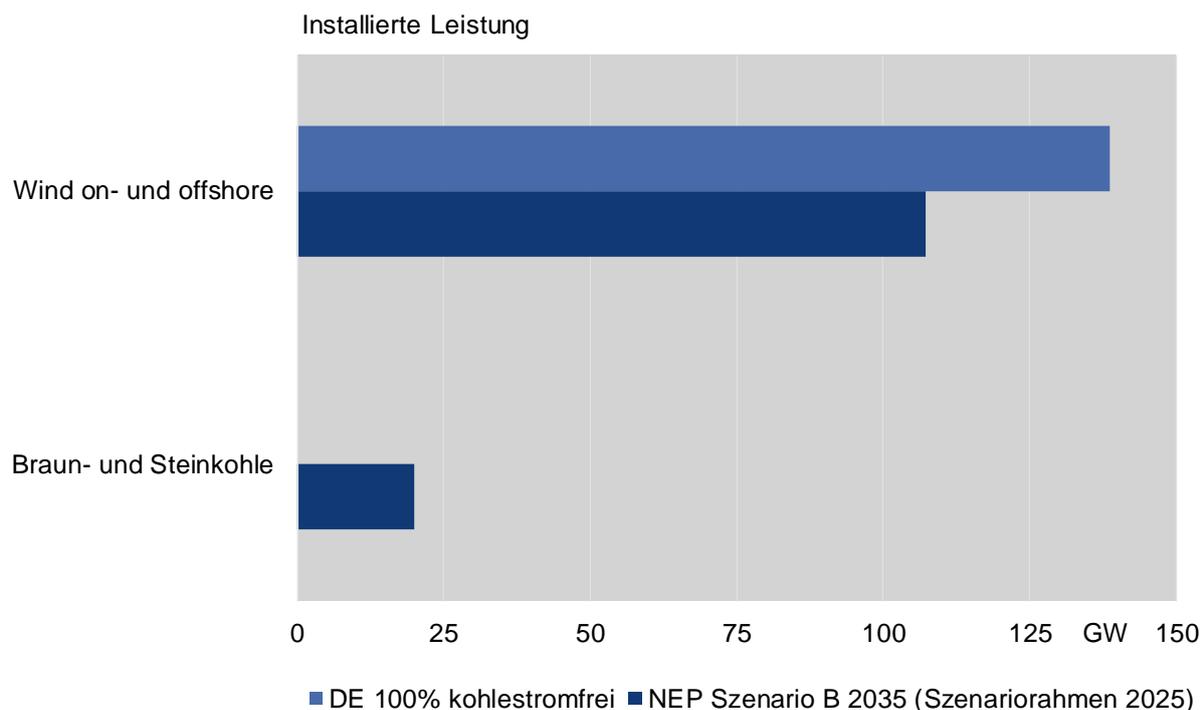


Bild 2.2: Vergleich der installierten Leistung von Kohlekraftwerken und Windenergieanlagen zwischen NEP (Szenariorahmen 2025) und Szenario „DE 100 % kohlestromfrei“ (Anteil Braun- und Steinkohle zu Null angenommen)

Darüber hinaus wird angenommen, dass zu Spitzenlastzeiten und bei geringer EE-Einspeisung zusätzliche Gaskraftwerke (GuD oder Gasturbinen) an netztechnisch günstigen Standorten zur Verfügung stehen. Sonstige Entwicklungen im Erzeugungssystem wurden dem Szenariorahmen 2025, Szenario B 2035 entnommen.

2.1.2 DEzentral

Kernpunkt dieses Szenarios ist ein ambitionierter Ausbau der PV-Anlagen in Verbindung mit flexibel einsetzbaren Kleinspeichern, ohne dass sich die insgesamt eingespeisten EE-Energiemengen ggü. dem Szenariorahmen 2025 im Szenario B 2035 ändern.

Dieses Szenario variiert den Anteil der PV-Anlagen in Deutschland und unterstellt eine insgesamt installierte Leistung von 150 GW im Jahr 2035⁵. Dies entspricht einer Vervielfachung im Vergleich zum Jahr 2015.

Im Hinblick auf die Standorte der zusätzlichen PV-Anlagen wurden zwei Sensitivitäten betrachtet. In der ersten Ausprägung befinden sich die zusätzlichen PV-Anlagen schwerpunktmäßig im Süden und in geringerem Umfang im Osten Deutschlands. Die Aufteilung erfolgt zu 80 % auf Bayern, Baden-Württemberg und die südlichen Teile von Rheinland-Pfalz und Hessen sowie zu 20 % auf die östlichen Teile von Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Sachsen. Die zweite Ausprägung sieht eine Aufteilung gemäß Dachflächenpotenzialen (vgl. NEP 2025 für Zieljahr 2035) auf Deutschland vor.

Dabei wird allerdings nicht davon ausgegangen, dass die installierte Leistung vollumfänglich mit dezentralen Speichermöglichkeiten verbunden ist. Allerdings wird unterstellt, dass Kleinspeichieranlagen in einem beträchtlichen Umfang bis 2035 realisiert werden. Dabei handelt es sich um PV-Speicher-Kombination in Haushalten und Elektromobilität. Für beide Speicheroptionen wird angenommen, dass die heutigen Annahmen zur kurz- bis mittelfristigen Entwicklung im Hinblick auf Bestand und technisches Potenzial auch für einen Zeitbereich 2035 und darüber hinaus fortgeschrieben werden können. D. h. es wird unterstellt, dass kurzfristig ca. 30 % der erzeugten Energiemenge in PV-Speicher-Kombination gespeichert werden können und der Bestand von Elektrofahrzeugen bis 2025 auf etwa 5 Mio. Stück und bis 2035 auf etwa 8 Mio. Stück ansteigt. Im Hinblick auf die Speicheroptionen der Elektrofahrzeuge wird unterstellt, dass das Speicherpotenzial von rund 150 GWh in 2025 und 240 GWh in 2035 in vollem Umfang zur Speicherung von Überschussenergie aus den PV-Anlagen zur Verfügung steht (Bild 2.3).

Die Regionalisierung des Speicherpotenzials von Elektrofahrzeugen erfolgt dabei über einem auf den Gebäudezahlen je Bundesland basierenden Aufteilschlüssel.

⁵ Im Vergleich zu ca. 70 GW im genehmigten Szenariorahmen 2025 bzw. 75 GW im Szenariorahmen 2035 jeweils für das Szenario B 2035

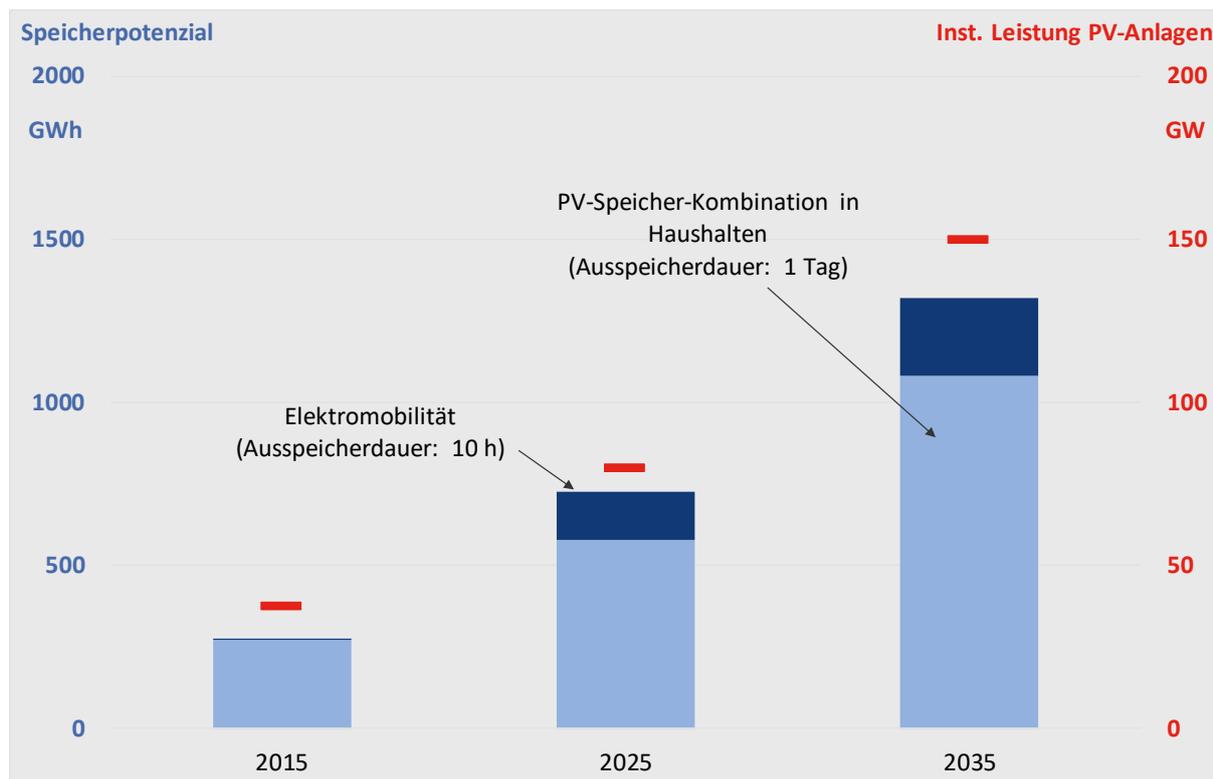


Bild 2.3: Annahmen zu installierter PV-Leistung und Speicherpotenzial

Im Szenario wird grundsätzlich ein netzdienlicher Betrieb der Speicher zur Kappung der Einspeisespitze unterstellt.⁶

Da sich gegenüber den Annahmen des Szenariorahmens ein deutlicher Zuwachs der PV-Anlagen ergibt, müssen die zusätzlich erzeugten Energiemengen aus PV-Anlagen an anderer Stelle reduziert werden. Unter Beibehaltung der insgesamt erzeugten Energiemengen aus EE-Anlagen und im Sinne einer höheren Dezentralität der Erzeugung wird entsprechend die Energieerzeugung aus onshore Windenergieanlagen reduziert. Im Hinblick auf die regionale Verteilung der von dieser Substituierung betroffenen Windenergieanlagen wird ein Verhältnis von 70 % im Norden und 30 % im Süden Deutschlands angenommen.

Die Entwicklungen des weiteren Erzeugungsparks entsprechen dem Szenariorahmen 2025, Szenario B 2035.

⁶ Im Gegensatz zu PV-Speicher-Kombinationen ist ein netzdienlicher Einsatz von Batteriespeichern in Elektroautos aufgrund der zeitlichen Kopplung der Lade- und Entladezyklen nur in geringem Maße zu realisieren, so dass aus diesen Speichern nur kurzfristige Flexibilitäten genutzt werden können. In jedem Fall sind die hier getroffenen Annahmen zur Speichernutzung aus heutiger Sicht als optimistisch zu bezeichnen.

Die Einordnung der Parameter des Szenarios im Hinblick auf die installierte Leistung der PV-Anlagen zeigt, dass vergleichbare Studien sogar für das Jahr 2050 noch von geringeren PV-Leitungen ausgehen als im Netz-Stresstest für das Jahr 2035 angenommen (Bild 2.4), so dass dieses Szenario von einem sehr ambitionierten Ausbau von PV-Anlagen in Kombination mit Kleinspeichieranlagen ausgeht.

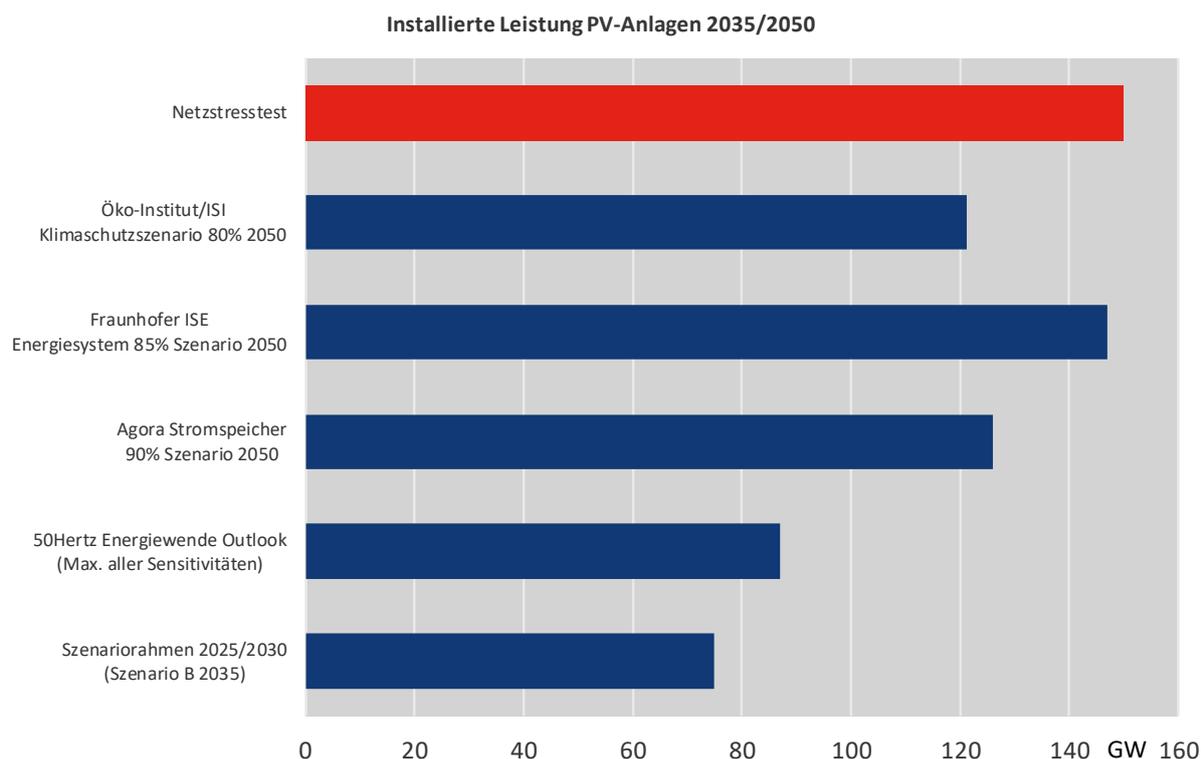


Bild 2.4: Vergleich der installierten Leistung von PV-Anlagen zwischen Netzstresstest und weiteren Studien

2.1.3 Flexibilisierung der Nachfrage

Dieses Szenario beschreibt ein Energieversorgungssystem, indem Verbraucher ihre Nachfrage in Extremsituationen flexibel bis zu ihrer Maximalabnahme erhöhen somit insbesondere in Überschusssituationen zu einer Entlastung hoch bis kritisch ausgelasteter Leitungen beitragen können. Hierfür geeignete Potenziale bestehen bspw. in Industrieprozessen aber auch in Sektorkopplungstechnologien wie Power-to-Heat bzw. stromgeführten Heizungsanlagen in Privathaushalten.

Konkret geht das Szenario von einer systematischen Erschließung von Lastmanagementpotenzialen in der Industrie und der Nutzung von flexiblen Wärmeversorgungskonzepten mit Power-

To-Heat und Wärmespeichern aus. Die Abschätzung des bundeslandscharfen Potenzials dieser Verbrauchsflexibilitäten basiert auf der Studie „Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien“ von Agora Energiewende [3], in der die entsprechenden Zahlenwerte für Schleswig-Holstein und Hamburg ermittelt wurden. Unter Einbeziehung von Industrie- und Wärmeverbrauch (Daten des statistischen Bundesamts sowie der statistischen Landesämter) sowie Gebäudezahlen je Bundesland wurden die ermittelten Potenziale für Schleswig-Holstein und Hamburg skaliert und somit das Potenzial für alle Bundesländer abgeschätzt.

Bei einer solchen Abschätzung beläuft sich das maximal nutzbare Potenzial aus Industrieprozessen auf 10 GW und aus Power-to-Heat auf 45 GW. Dabei ist zu beachten, dass diese Zahlen die maximale Abnahme der flexiblen Verbraucher widerspiegeln. Das in einer Situation mit regionalem EE-Überschuss tatsächlich einsetzbare Potenzial hängt jedoch stark von der vorliegenden Last-/Einspeisesituation ab, so dass das tatsächliche Potenzial zur Lastflexibilität situativ deutlich geringer ist als o. g. Maximalabschätzungen.

Als Sensitivitäten innerhalb dieses Szenarios haben wir zudem bewertet, inwiefern die Resultate bei Annahme von regional unterschiedlich ausgeprägter Flexibilisierung der Nachfrage beeinflusst werden. Dies erfolgt durch den Vergleich einer bundesweiten gleichmäßigen Erschließung und Verteilung mit einer Beschränkung auf die erschließbaren Potenziale in den Regionen mit hohem Windenergieüberschuss (Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg).

2.1.4 Kombinationsszenario

In einem weiteren Szenario wird ergänzend eine Ausprägung einer Kombination der drei zuvor beschriebenen energiewirtschaftlichen Szenarien untersucht, die nach Voranalysen besonders starke Auswirkungen auf den Transportbedarf haben könnte.

Dabei haben wir folgende Parameter der einzelnen Szenarien überlagert und teilweise modifiziert:

- In 2035 gibt es keine Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken mehr.
- Die laut NEP 2025 Szenario B 2035 erzeugten Kohlestrommengen werden in PV-Anlagen substituiert (nicht in onshore Windenergieanlagen wie im Szenario *DE 100 % kohlestromfrei* angenommen).

- Die insgesamt installierte Leistung der PV-Anlagen ist auf 150 GW beschränkt.
- Die Aufteilung der neu zu errichtenden PV-Anlagen erfolgt zu 80 % auf Bayern, Baden-Württemberg und die südlichen Teile von Rheinland-Pfalz und Hessen sowie zu 20 % auf die östlichen Teile von Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Sachsen.
- Die Annahmen zum Ausbau von PV-Dachanlagen in Verbindung mit Kleinspeichieranlagen und zur Nutzung von Speicherpotenzial aus E-Mobility werden aus dem Szenario „DEzentral“ übernommen.
- Die Annahmen zum Potential für dynamische Lasterhöhung wird aus dem Szenario „Flexibilisierung der Nachfrage“ übernommen unter der Annahme einer bundesweiten Erschließung der Potenziale Verbrauchsflexibilisierung.

2.2 Technologische Szenarien

2.2.1 NOVA-Prinzip weiter gedacht

Dieses Szenario untersucht die Umsetzung mehrerer technischer Weiterentwicklungen und Optimierungen der Netzplanungspraxis.

Bereits heute wird im Netzentwicklungsplan eine technische Fortentwicklung im Hinblick auf die Erhöhung der Übertragungsfähigkeit von Betriebsmitteln angenommen. Dies umfasst insbesondere die Leiterseilausführung bei Freiluftstrecken im AC-Netz (statische Übertragungsfähigkeit) und den Einsatz des Leiterseilmonitorings (dynamische Übertragungsfähigkeit).

In diesem Szenario werden konkret die folgenden beiden darüberhinausgehenden technischen Entwicklungen betrachtet:

- Es wird angenommen, dass zukünftig im deutschen 380-kV-Übertragungsnetz flächendeckend – und nicht nur, wo es heute schon technisch möglich bzw. genehmigungsrechtlich machbar ist – für bestehende Leitungen Hochstromleiterseile mit einer Stromtragfähigkeit

von 3.600 A (heutiger Standard bei 4er-Bündelleitern: ca. 2.720 A⁷) eingesetzt werden können, um die Übertragungsfähigkeit des Netzes ohne Erschließung neuer Trassen und möglichst auch ohne den Bau neuer Masten zu erhöhen. Dabei wird angenommen, dass durch den Einsatz leistungselektronischer Betriebsmittel wie STATCOMs⁸ heute noch bestehende Beschränkungen, z. B. aufgrund von Risiken für die Spannungsstabilität, überwunden werden können. Um die Maßnahmen vor Ort möglichst verträglich umsetzen zu können, wird eine Netzoptimierung angenommen, die einen Umbau der Maste und damit einen Ersatzneubau der Leitung möglichst vermeidet. Grundsätzlich erscheint dies durch die Verwendung von heute bereits existierenden innovativen Leiterseilmaterialien möglich, die bei größerem Querschnitt das gleiche Gewicht wie herkömmliche Leiterseile aufweisen und somit im Hinblick auf die Maststatik keine zusätzlichen Anforderungen mit sich bringen. Bei einigen dieser Technologien ist die Frage noch offen, inwiefern die bestehenden Masten die höheren Wind- und Eislasten (in Folge der größeren Leiterquerschnitte) beherrschen können. Für die Erhöhung der Stromtragfähigkeit bzw. eine Neubeseilung bedürfte es aber der Anpassungen von immissionsschutzrechtlichen Grenzwerten im Zulassungs- und Genehmigungsrecht (vor allem 26. BImSchV und TA Lärm), um den technisch möglichen Einsatz genehmigungsrechtlich auch zu erlauben. Wenn derartige Anpassungen nicht möglich bzw. aus Gründen des Immissionsschutzes nicht wünschenswert sind, können die hier diskutierten technischen Potenziale vermutlich größtenteils nicht erschlossen werden.

- Es wird angenommen, dass der Netzausbau innerhalb Deutschlands verstärkt durch den Einsatz der DC-Übertragungstechnik (als Erdverkabelung) erfolgt unter der Annahme, dass

⁷ Aufgrund von unterschiedlichen Baujahren, Leiterseiltypen und -ausführungen sind die Stromtragfähigkeiten im bestehenden Übertragungsnetz nicht einheitlich, sondern variieren in einer erheblichen Bandbreite.

⁸ Der Static Synchronous Compensator (STATCOM) ist ein leistungselektronisches Betriebsmittel zur Erzeugung von induktiver oder kapazitiver Blindleistung, welches dadurch stabilisierend auf die Netzspannung wirken kann. Im heutigen Übertragungsnetz wird die Blindleistung hauptsächlich in den Generatoren von konventionellen Großkraftwerke erbracht. Da viele dieser Generatoren künftig außer Betrieb genommen werden, wird künftig ein verstärkter Einsatz von leistungselektronischen Betriebsmitteln erforderlich.

ein Multi-Terminal-Betrieb von Gleichstrom bis 2035 technologisch entwickelt und einsatzbereit ist und dadurch den Ausbau im AC-Netz ersetzen kann⁹. Ein solches DC-Overlaynetz kann dabei sowohl als innerdeutsches als auch als ein Europa überspannendes Netz ausgeführt sein.

Für die Analysen haben wir exemplarisch den Teil der TenneT-Regelzone nördlich der Linie Aschaffenburg-Grafenrheinfeld-Würgau betrachtet und über das existierende AC-Netz ein DC-Overlaynetz modelliert. Dieses besteht aus 3 Korridoren mit Querverbindungen, wobei jede Verbindung eine Übertragungsleistung von 4 GW (analog SuedLink) aufweist. Die Struktur des Overlaynetzes wurde frei modelliert und entspricht daher nicht zwangsläufig der detaillierten Planung im NEP. Ein Multi-Terminal-Betrieb ließe sich aber bei Bedarf über die Verbindung bzw. Vermaschung der jetzt in Planung befindlichen HGÜs realisieren.

In den Untersuchungen haben wir den Effekt der höheren Stromtragfähigkeit der Leitungen sowohl separat als auch in Kombination mit einem DC-Overlaynetz quantifiziert.

Bei Erhöhung der Stromtragfähigkeit wird die zulässige Belastungsgrenze einer Leitung erst bei höheren Übertragungsleistungen erreicht, so dass auch ohne zusätzliche Leitungen die Leistungsfähigkeit des Netzes erhöht werden kann. Dabei entspricht zum Beispiel eine Auslastung von 150 % für eine Leitung mit einer Stromtragfähigkeit von 2720 A nur noch einer Belastung von 113 %, wenn die Stromtragfähigkeit auf 3600 A erhöht werden kann. Wird zusätzlich ein DC-Overlaynetz realisiert, kann die zu übertragene Leistung gezielt von diesem Overlaynetz übernommen werden und auf diese Weise können mögliche Überlastungen im AC-Netz vermieden werden (schematische Darstellung der prinzipiellen Effekte in Bild 2.5).

⁹ Alternativ zu einem DC-Overlaynetz wäre auch ein Netzausbau in AC-Freileitungstechnik mit höherer Nennspannung (z. B. 500 kV) möglich. Vor dem Hintergrund der politischen Diskussion (Stichwort: „Monstermasten“) insbesondere in Deutschland erscheint jedoch der Einsatz der DC-Übertragungstechnik als deutlich wahrscheinlicher.

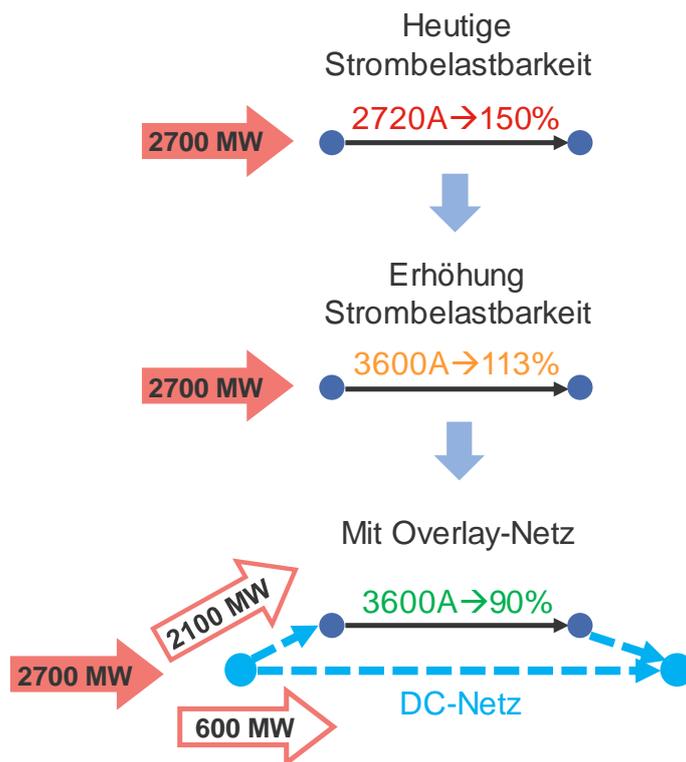


Bild 2.5: Prinzipielle Effekte auf die Leitungsauslastung durch Erhöhung der Strombelastbarkeit und in Verbindung mit einem Overlaynetz (schematische Darstellung)

2.2.2 Automatisierte Systemführung

Die heutige Praxis der Netzplanung ist darauf ausgerichtet, netzauslegungsrelevante Belastungssituationen zu identifizieren, in denen ein einfacher Ausfall (der sogenannte (n-1)-Fall) bestimmter Leitungen zu sehr hohen bis unzulässig hohen Belastungen führen würde. Solche Situationen verletzen das sogenannte (n-1)-Kriterium¹⁰, welches besagt, dass der Ausfall eines Netzbetriebsmittels nicht zu einer Versorgungsunterbrechung führen darf. Mit der Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen werden solche netzkritische Situationen in erheblich geringerem Ausmaß auftreten oder gänzlich behoben. Die operative Praxis in der Systemführung zeigt, dass typischerweise nicht alle Betriebsmittel eines Übertragungskorridors gleichzeitig die Belastungsgrenze erreichen, sondern einige Leitungen sowohl im Mittel, aber insbesondere auch in den netzauslegungsrelevanten Situationen noch keine vollen Auslastungen aufweisen und so-

¹⁰ Das (n-1)-Kriterium ist ein allgemein anerkanntes Kriterium zur Gewährleistung der Netzsicherheit und wird bei den Netzplanungsprozessen der deutschen und ausländischen ÜNB zugrunde gelegt.

mit grundsätzlich noch Potenzial für den Leistungstransport vorhanden wäre. Diese inhomogene Netzauslastung stellt sich aufgrund der physikalischen Gegebenheiten des AC-Netzes ein, da sich die Verteilung der zu übertragenden Leistung aus den Impedanzverhältnissen, also den elektrischen Eigenschaften der Leitungen und deren Verschaltung ergibt.

Dieses Szenario stellt eine mittelfristige Vision für die Weiterentwicklung des Netzbetriebs durch forcierte Anwendung mit der Digitalisierung ermöglichter Regel- und Steuerungstechniken dar. Alle dazu notwendigen Daten- und Steuerungskanäle werden als vorhanden vorausgesetzt.

Dabei wird davon ausgegangen, dass ein fehlertoleranter, (n-1)-sicherer Netzbetrieb unter Ausnutzung von temporären Überlastungen der Betriebsmittel zukünftig durch erst im Fehlerfall erfolgende automatische, schnelle Eingriffe in das Netznutzungsverhalten von ausgewählten Einspeisern und Verbrauchern sichergestellt werden kann. Bei einem Ausfall einer Leitung können somit unmittelbar Regel- und Steuerungsautomatismen in den Leitstellen aktiviert werden, bevor es zu einem unzulässigen Durchhang von Leiterseilen und damit einer Gefährdung für Leib und Leben kommt. Diese Automatismen regeln sofort entsprechend Einspeiseleistung vor dem Engpass ab, während hinter dem Engpass aus vorhandenen Speichern oder auch durch Regelung von Last sofort die fehlende Energiemenge ausgespeist wird, um das Bilanzgleichgewicht nicht zu stören. Somit können bestehende Leitungen im Normalbetrieb bis an ihre thermische Leistungsgrenze ausgenutzt werden.

Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass Übertragungsnetzstationen zukünftig mit speziellen leistungselektronischen Betriebsmitteln (z. B. DC-Kurzkupplungen) zur Steuerung des Lastflusses ausgerüstet werden können, die eine weitgehend gleichmäßige Auslastung der Leitungen unabhängig von den physikalischen Gegebenheiten (Impedanzverhältnissen¹¹) erlaubt.

¹¹ Die Verteilung der zu übertragenden Energie im europäischen Verbundnetz folgt gemäß physikalischer Gesetze den Impedanzverhältnissen der einzelnen Verbindungen, so dass der Stromfluss vorzugsweise über widerstandsarme Leitungen fließt. Daher kann die insgesamt vorhandene Übertragungskapazität des Netzes nicht gleichzeitig voll ausgenutzt werden, d. h. wenn eine bestimmte Leitung bereits bis an ihre Grenze belastet ist, kann eine andere Leitung noch freie Übertragungskapazität aufweisen. Durch Einsatz von leistungselektronischen Betriebsmitteln kann der ansonsten freie Stromfluss im passiven Netz aktiv gesteuert werden und somit eine gleichmäßigere Auslastung der Leitungen erreicht werden.

Gleichzeitig können die grenzüberschreitenden Flüsse im Übertragungsnetz so geregelt werden, dass sie dem kommerziellen Austausch entsprechen und keine unerwünschten Loop Flows entstehen.

Beispielhaft ist in Bild 2.6 schematisch dargestellt, wie durch die Steuerungsmöglichkeiten die inhomogene Verteilung der zu übertragenden Leistung durch Ausnutzen der noch vorhandenen Übertragungsfähigkeit der Leitungen vergleichmäßigt wird und dabei die Leitungsauslastungen im ungestörten („n-0“) und gestörtem („n-1“) Betrieb nach dem unmittelbar erfolgten Eingriff in Erzeugung und Lasten identisch werden.

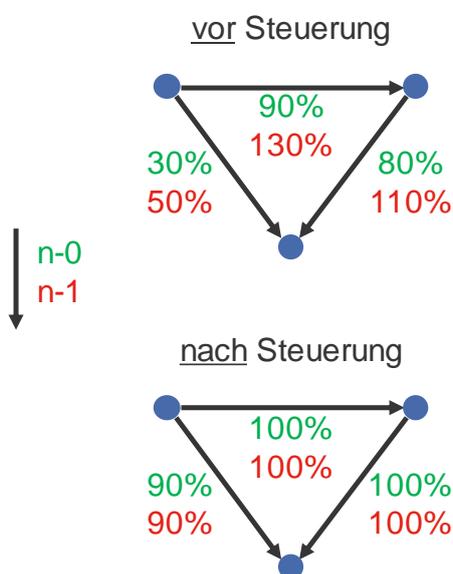


Bild 2.6: Prinzipielle Effekte der Annahmen zur automatisierten Lastflusssteuerung und Echtzeit-Fehlerbehebung

Eine solche automatisierte Systemführung entspricht zwar heute noch nicht dem Stand der Technik und bedarf noch umfangreicher Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten, nach Einschätzung von TenneT ist sie jedoch eine grundsätzlich interessante technische Option für die mittelfristige Zukunft und wird daher bereits schon heute vom Unternehmen aktiv vorangetrieben und untersucht.

3 Methodik, Ergebnisse und Schlussfolgerungen

3.1 Energiewirtschaftliche Szenarien

Für die oben beschriebenen energiewirtschaftlichen Szenarien werden Konsequenzen für den Transportbedarf anhand der Veränderungen der Netznutzungssituation gegenüber dem im NEP 2025 betrachteten Szenario B 2035 in typischerweise für die Netzauslegung besonders kritischen Situationen (Starklast/Starkwind, Schwachlast/Starkwind, Schwachlast/Schwachwind/Stark-PV) abgeschätzt. Ausgangspunkt bilden die bundeslandscharfen Daten zu installierter Leistung je Energieträger und Last aus dem NEP 2025. Für die jeweiligen Netznutzungsfälle bleibt (soweit möglich) in den betrachteten Szenarien die Gesamtbilanz Deutschlands ggü. den Annahmen des NEP 2025 unverändert. Im Sinne der Stoßrichtung des Stresstests als erste Potenzialabschätzung wurde jedoch auf eine detaillierte Marktsimulation verzichtet, sondern der Einsatz der Erzeugungsanlagen aggregiert je Energieträger für die betrachteten Netznutzungsfälle abgeschätzt und auf Bundesländerebene regionalisiert.

Für die betrachteten Szenarien und den jeweiligen Netznutzungsfällen werden die Parameter gemäß Szenariendefinition umgesetzt und nachfolgend die Konsequenzen im Hinblick auf die resultierenden Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkte und den Transportbedarf ausgewertet. Der Transportbedarf wird dabei anhand des Nord-Süd-Austauschs über zwei Schnitte durch Deutschland, nämlich zwischen Norden und der Mitte sowie zwischen der Mitte und dem Süden Deutschlands, abgeschätzt.

Auf Basis dieser Zahlenwerte wird diskutiert, ob sich bei Umsetzung der Szenarien erhebliche Veränderungen im Verhältnis zum im NEP festgestellten Netzausbaubedarf ergeben könnten. Dabei handelt es sich nicht um Aussagen zu konkreten Netzausbauprojekten oder Angaben zum Umfang (d. h. Kilometer Netzausbau) der zu erwartenden Änderungen im Netzausbaubedarf, sondern um eine qualitative Einschätzung der prinzipiellen Auswirkungen. Insbesondere werden auch nicht die wirtschaftlichen Folgen der Umsetzung der untersuchten Szenarien bewertet.

3.1.1 DE 100 % kohlestromfrei

Für das Szenario *DE 100 % kohlestromfrei* ist insbesondere der Netznutzungsfall für die Netzauslegung relevant, bei denen eine hohe Last und gleichzeitig eine hohe Erzeugung aus Windenergie vorliegt. Diese Konstellation führt zu einem vergleichsweise hohen Transportbedarf vom Norden Deutschlands zu den Lastschwerpunkten im Süden.

Durch den vollständigen Wegfall der Kohleverstromung (insbesondere auch den Wegfall der Grundlast-Braunkohlekraftwerke im Rheinischen Braunkohlerevier und der Lausitz) und der Substituierung der dadurch wegfallenden Energiemengen in Windenergieanlagen, die zu einem hohen Anteil im ertragreichen Norden stehen, ergeben sich signifikante Änderungen in den regionalen Leistungsbilanzen, insbesondere im Norden und in der Mitte Deutschlands. Die Leistungsbilanz im Süden fällt dagegen geringer aus und wird durch den Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke bestimmt, die den bilanziellen Leistungsüberschuss aus zusätzlicher Windenergieeinspeisung und wegfallender Einspeisung aus Kohlekraftwerken ausgleichen.

Als Konsequenz daraus verstärkt sich der Transportbedarf vom Norden in die Mitte um mehr als 50 % und von der Mitte in den Süden um über 20 % (Bild 3.1 links). Diese Änderungen ergeben sich aus den regionalen Veränderungen der Bilanz aus Erzeugung und Verbrauch, die in diesem Fall zu mehr Erzeugung in den nördlichen Bundesländern und zu mehr Verbrauch in den Bundesländern der Braunkohlereviere sowie in Bayern und Baden-Württemberg führen (Bild 3.1 rechts).

Starkwind/Starklast

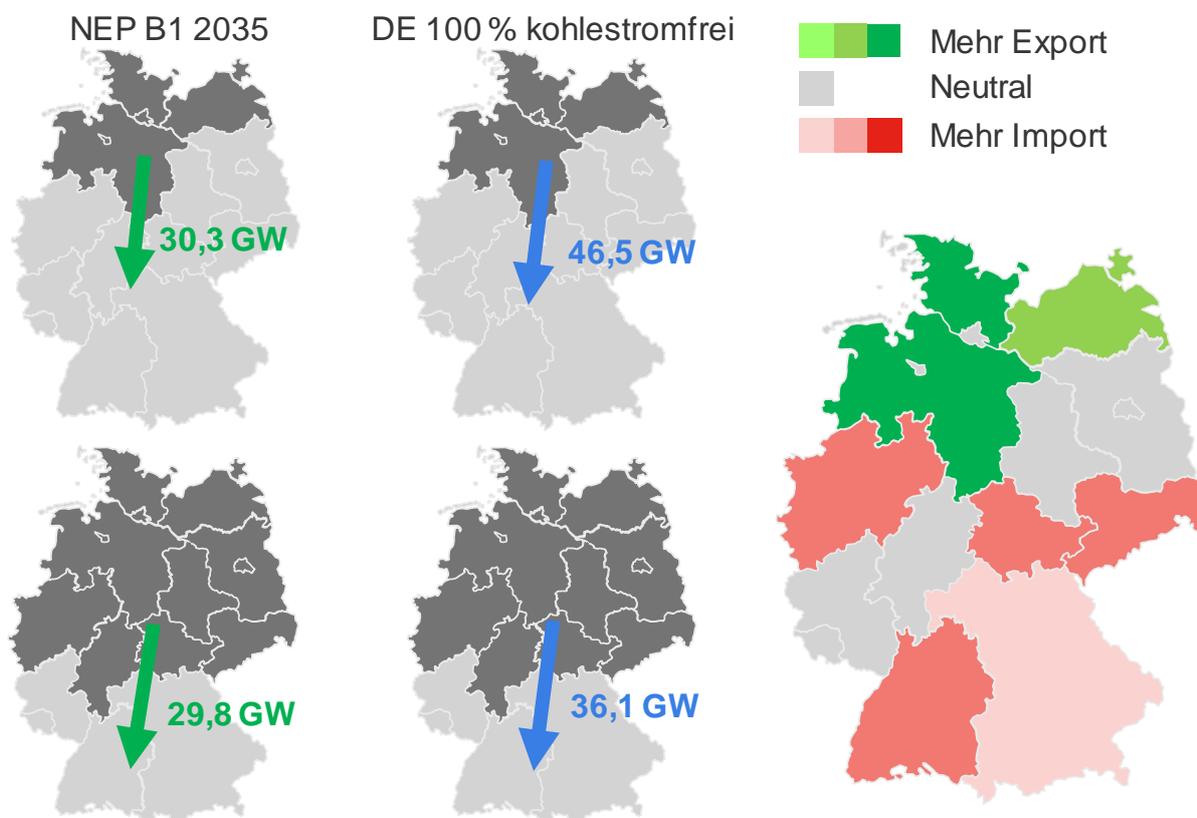


Bild 3.1: Transportbedarf Nord-Mitte und Mitte-Süd sowie Änderung der regionalen Leistungsbilanz im Szenario DE 100 % kohlestromfrei im Vergleich zu NEP Szenario B 2035 bei Starkwind/Starklast

(Hinweis für diese und alle weiteren Darstellungen: Die Zahlenwerte stellen den summarischen Transport zwischen den betrachteten Zonen dar. Ein gewisser Teil des Transports erfolgt auch außerhalb des deutschen Übertragungsnetzes (Loopflows!))

Im Spitzenlastfall bei gleichzeitig geringer Windenergieeinspeisung und hoher PV-Einspeisung werden die Änderungen der regionalen Leistungsbilanzen zudem durch die höhere Auslastung der in 2035 existenten GuD-Kraftwerke und Gasturbinen zur Gewährleistung einer konstanten Energiebilanz gekennzeichnet. Diese Kraftwerke kompensieren dann den Wegfall der Einspeisung aus Kohlekraftwerken, wenn bei geringer EE-Einspeisung nicht genügend Leistung aus sonstigen konventionellen Kraftwerken zur Verfügung steht. Neu errichtete Anlagen (deren

Realisierung in der angenommenen Entwicklung des Erzeugungssystems als wirtschaftlich anzusehen ist) werden vorzugsweise im Süden ans Netz angeschlossen wo eine zusätzliche Einspeisung eine tendenziell netzentlastende Wirkung hat.¹²

Dies zeigt sich im ermittelten Transportbedarf, der durch den höheren Windanteil im Norden an der Schnittstelle Nord-Mitte leicht höher ausfällt als im NEP, während zwischen der Mitte und dem Süden ein leichter Rückgang zu erkennen ist (Bild 3.2).

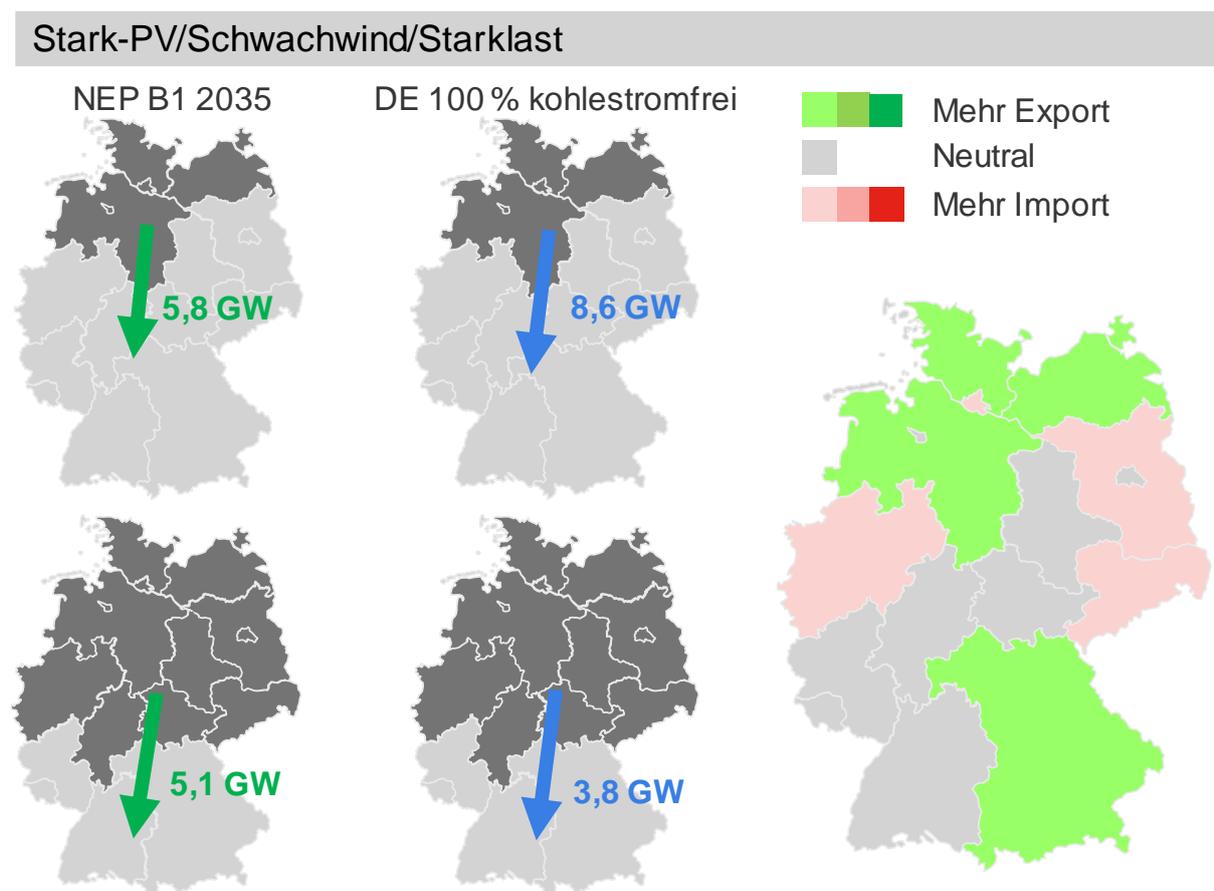


Bild 3.2: Transportbedarf Nord-Mitte und Mitte-Süd sowie Änderung der regionalen Leistungsbilanz im Szenario DE 100 % kohlestromfrei im Vergleich zu NEP Szenario B 2035 bei Stark-PV/Schwachwind/Starklast

Zusammenfassend ergeben sich somit im Szenario *DE 100 % kohlestromfrei* vermutlich kaum signifikante Änderungen ggü. dem NEP im Hinblick auf den gesamten erforderlichen Netzausbaubedarf. Insbesondere ist kein strukturell anderer Netzausbau zu erwarten, da die Ergebnisse

¹² Ein Anreiz zur regionalen Steuerung der Netzanschlussunkte ist z. B. über eine G-Komponente in den Netznutzungsentgelten denkbar.

eher auf einen Abtausch zwischen weniger Netzausbau im Süden und mehr Netzausbau im Norden hindeuten. Da der zusätzliche Bedarf im Norden überwiegt, ist es sogar wahrscheinlich, dass der Umfang des erforderlichen Netzausbedarfs höher ausfällt als im NEP Szenario B 2035.

3.1.2 DEzentral

In diesem Szenario ist einerseits der Netznutzungsfall mit Spitzenlast, geringer Windenergieeinspeisung und hoher PV-Einspeisung relevant, da in dieser Situation die höchsten Auswirkungen auf die Netzbelastung zu erwarten ist. Andererseits ist zu untersuchen, wie sich die Netzbelastung in einem solchen Szenario in Situationen verhält, in denen die PV-Einspeisung wetterbedingt sehr niedrig ist.

Bei einer Aufteilung der zusätzlich installierten PV-Anlagen zu 80 % im Süden und 20 % im Norden zeigt sich erwartungsgemäß, dass im Süden Deutschlands deutlich höhere Einspeisungen auftreten als im NEP. Gleichzeitig sinkt die Erzeugung in der Mitte und im Norden Deutschlands durch den geringeren Anteil von onshore Windenergieanlagen.

Als Folge dieser Änderungen der regionalen Leistungsbilanzen, die auch aus den Annahmen zur Nutzung insbesondere der PV-Kleinspeicheranlagen resultieren, ergibt sich ggü. dem NEP Szenario B 2035 eine Umkehr der Haupttransportrichtung von Nord-Süd auf Süd-Nord. Gleichzeitig ist der Transportbedarf vom Süden in die Mitte mit knapp 19 GW deutlich höher als der entsprechende Nord-Süd-Transport im NEP-Szenario, der bei ca. 5 GW liegt (Bild 3.3).

Stark-PV/Schwachwind/Starklast

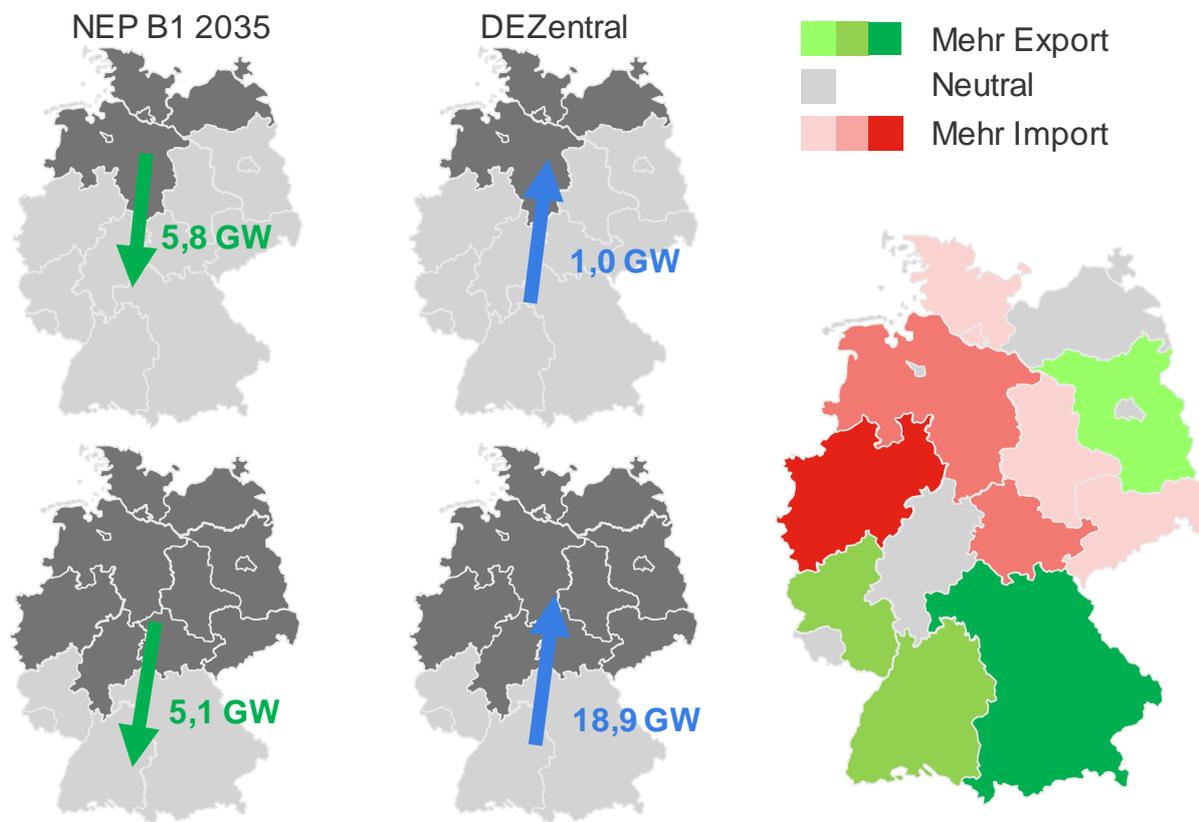


Bild 3.3: Transportbedarf Nord-Mitte und Mitte-Süd sowie Änderung der regionalen Leistungsbilanz im Szenario DEzentral im Vergleich zu NEP Szenario B 2035 bei Stark-PV/Schwachwind/Starklast

Auch im Fall ohne PV-Erzeugung (Netznutzungsfall Starkwind/Starklast) ergeben sich entlastende Effekte im Hinblick auf den vorherrschenden Transportbedarf in Nord-Süd-Richtung. Insbesondere zeigt sich dies zwischen dem Norden und der Mitte wo sich eine Reduktion bedingt durch den deutlich geringeren Anteil an onshore Windenergieanlagen um rund 15 GW ergibt.

Zudem zeigt sich in dieser Belastungssituation ggü. dem NEP in den südlichen Bundesländern eine höhere Einspeisung, die sich auf die Substitution von PV- und Windenergieeinspeisung im Norden durch den im Vergleich zum NEP höheren Einsatz Gaskraftwerken im Süden und den Kohlekraftwerken in der Mitte Deutschlands zurückführen lässt. Daraus ergibt sich auch zwischen der Mitte und dem Süden eine Reduktion des Transportbedarfs, der mit rund 5 GW jedoch eher moderat ausfällt (Bild 3.4).

Starkwind/Starklast

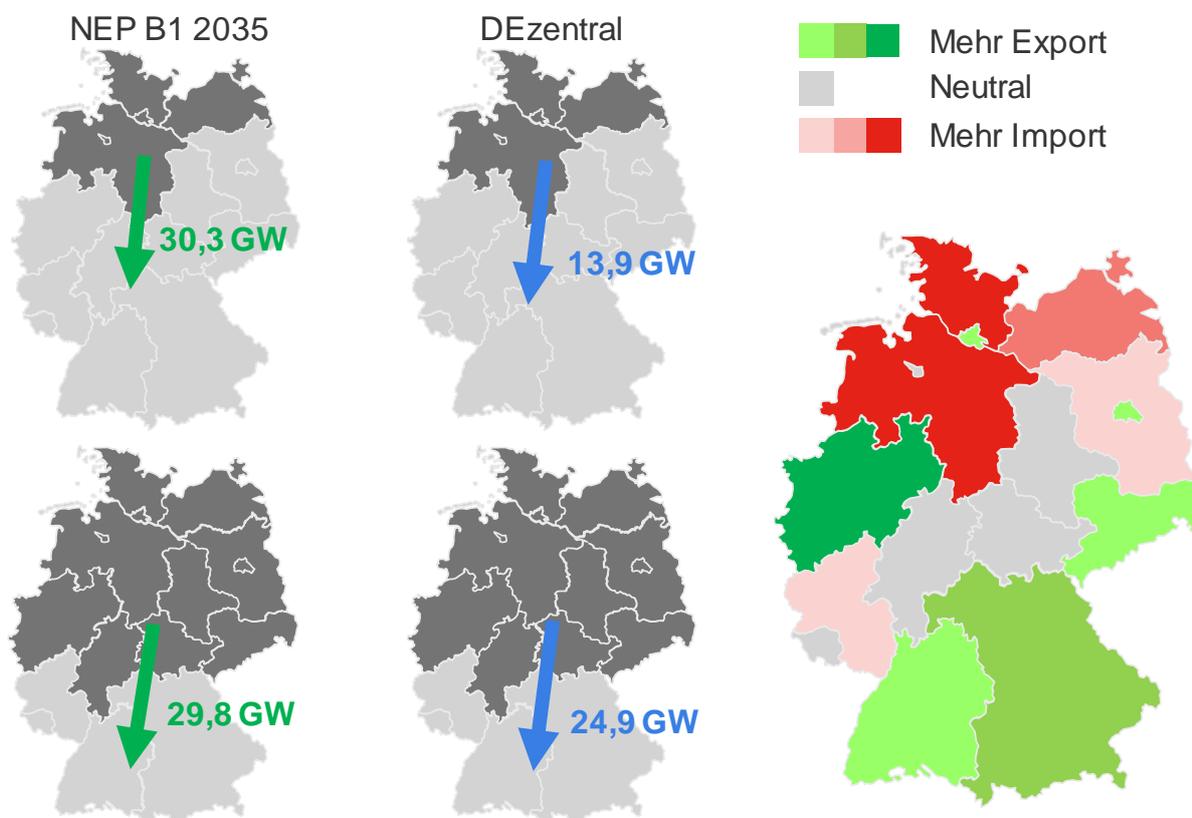


Bild 3.4: Transportbedarf Nord-Mitte und Mitte-Süd sowie Änderung der regionalen Leistungsbilanz im Szenario DEzentral im Vergleich zu NEP Szenario B 2035 bei Starkwind/Starklast

Die zuvor beschriebenen Auswirkungen sind allerdings stark abhängig von den Annahmen zur Regionalisierung der PV-Anlagen. Dies zeigt sich sehr deutlich bei Betrachtung des Netznutzungsfalls Stark-PV/Schwachwind/Starklast unter der Annahme, dass die PV-Anlagen deutschlandweit proportional zu den Dachflächenpotenzialen gemäß NEP errichtet werden.

Diese Annahme führt konsequenterweise zu regionalen Leistungsbilanzänderungen, die weit weniger räumlich konzentriert sind als bei einer Aufteilung mit einem Schwerpunkt zu 80 % im Süden. Demzufolge sind die Entlastungseffekte des Transportbedarfs in Nord-Süd-Richtung nur noch gering (Bild 3.5).

Stark-PV/Schwachwind/Starklast

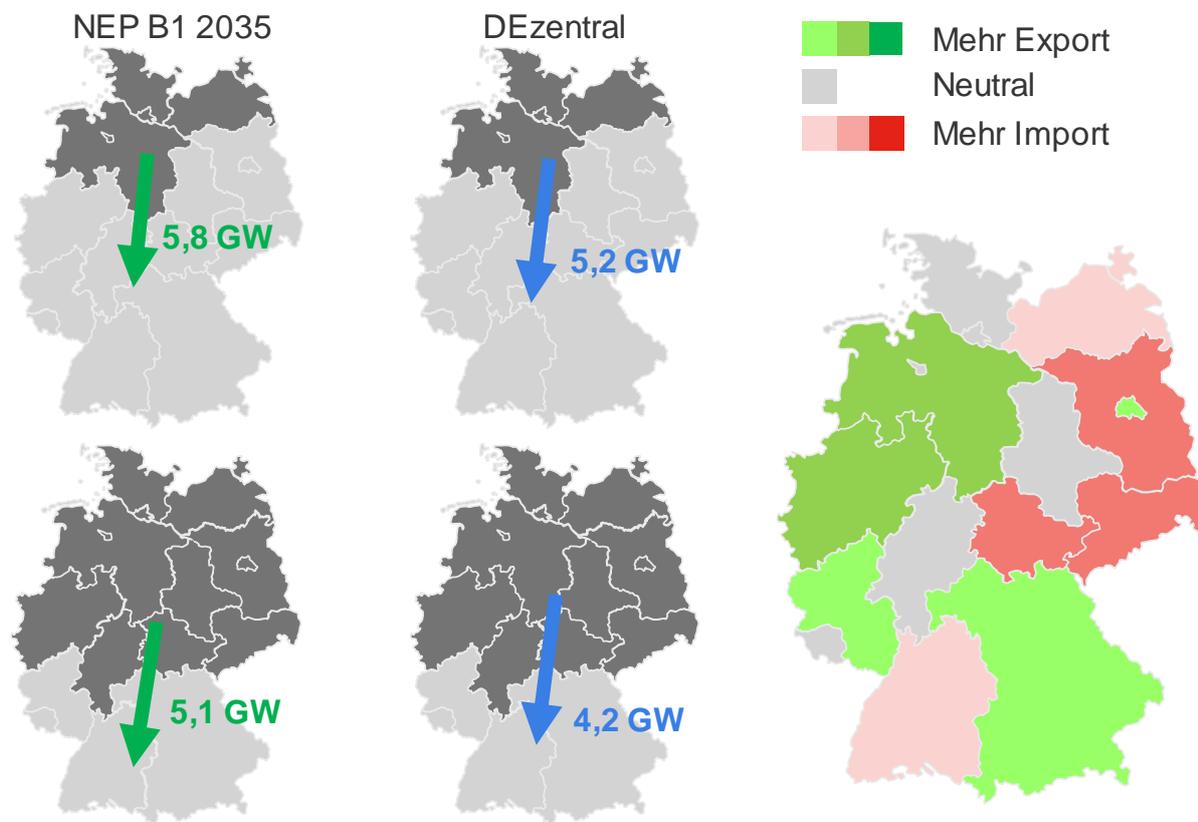


Bild 3.5: Transportbedarf Nord-Mitte und Mitte-Süd sowie Änderung der regionalen Leistungsbilanz im Szenario DEzentral im Vergleich zu NEP Szenario B 2035 bei Stark-PV/Schwachwind/Starklast (PV-Verteilung nach Dachflächenpotenzial)

Im Vergleich beider betrachteten Sensitivitäten ist es somit unter allerdings sehr starken Voraussetzungen bezüglich der EE-Regionalisierung, die eine entsprechend eindeutige politische Lenkung erfordern würde, möglich, dass sich eine signifikante Änderung des gesamten erforderlichen Ausbaubedarfs ergibt. Aufgrund der Vergleichmäßigung der Netzbelastung ist in diesem Fall sehr wahrscheinlich, dass mit dem im NEP vorgesehenen Netzausbau auch höhere EE-Anteile (im Vergleich zum NEP Szenario B 2035) an der Stromerzeugung ins Netz integriert werden können.

Allerdings sind diese Schlussfolgerungen nicht zu verallgemeinern, da kein systematischer entlastender Effekt vorliegt, sondern die Auswirkungen auf den Transportbedarf grundsätzlich von den Annahmen zum Portfolio der Erneuerbaren Energien und vor allem stark von der regionalen Verteilung der PV-Anlagen abhängt.

3.1.3 Flexibilisierung der Nachfrage

Für das Szenario Flexibilisierung der Nachfrage hängen die Auswirkungen auf die Netzbelastung hauptsächlich vom Lastfall und dem regionalen nutzbaren Flexibilitätpotenzial ab. Zudem sind insbesondere Netzbelastungssituationen relevant, in denen grundsätzlich ein Leistungsüberschuss besteht. Demzufolge werden nachfolgend Starkwindsituationen untersucht, kombiniert mit Stark- und Schwachlast.

Unter der Annahme, dass das Potenzial der Verbrauchsflexibilität in allen Bundesländern ausgeschöpft wird, sind die Auswirkungen auf die Änderungen der regionalen Leistungsbilanzen eher weiträumig verteilt, wobei in Nordrhein-Westfalen, Bayern und Baden-Württemberg die größten Abweichungen ggü. dem NEP Szenario B 2035 aufgrund der höchsten Flexibilitätpotenziale zu erkennen sind. Dabei sei darauf hingewiesen, dass sich dadurch auch eine Änderung (d. h. ein insgesamt geringerer Export) des gesamten Leistungssaldos in Deutschland ergibt, d. h. die kurzfristige Lasterhöhung in Deutschland wird dann im Ausland bilanziell ausgeglichen.

Aufgrund der Lastverschiebungen ergibt sich zwischen dem Norden und der Mitte eine leichte Reduktion des Transportbedarfs, die zwischen der Mitte und dem Süden mit gut 10 GW jedoch ein nennenswertes Ausmaß erreicht (Bild 3.6). Grund dafür ist, dass die zusätzliche Last im Norden und in der Mitte summarisch deutlich höher ausfällt als die Lasterhöhung in den südlichen Bundesländern.

Starkwind/Starklast

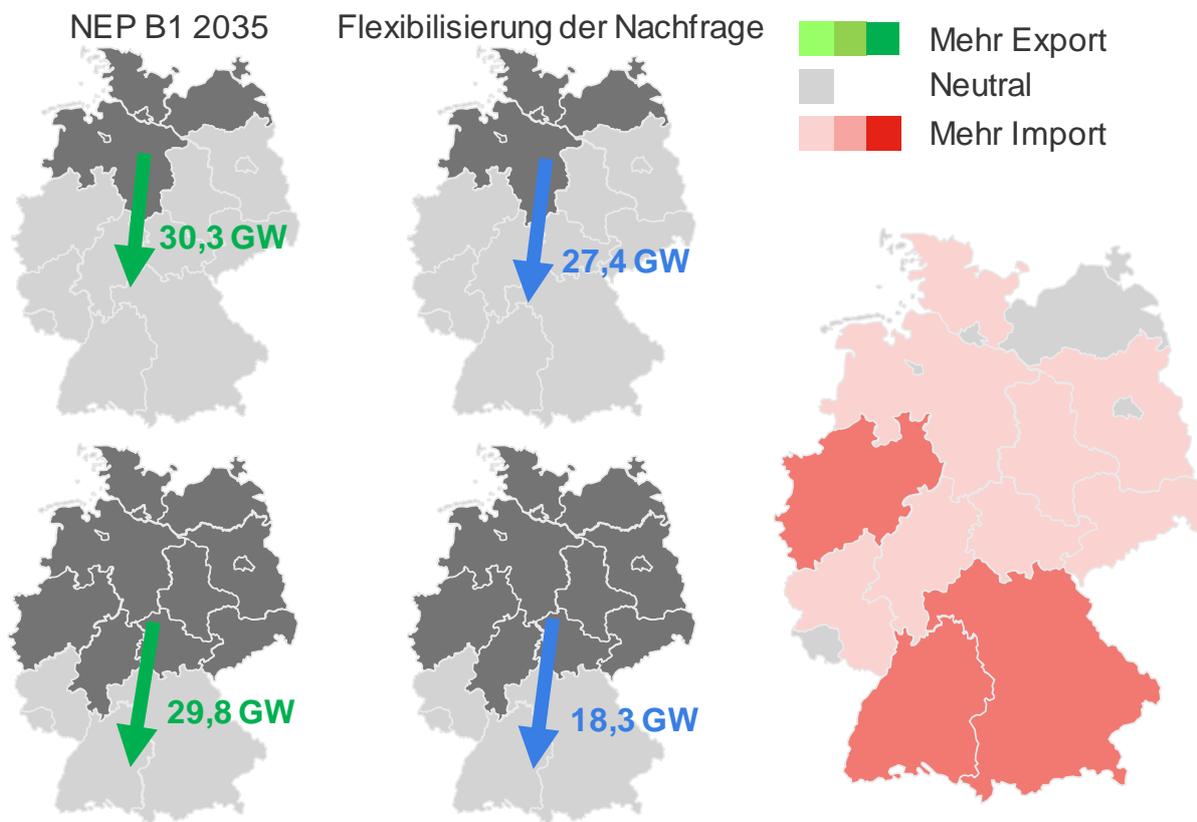


Bild 3.6: Transportbedarf Nord-Mitte und Mitte-Süd sowie Änderung der regionalen Leistungsbilanz im Szenario Flexibilisierung der Nachfrage im Vergleich zu NEP Szenario B 2035 bei Starkwind/Starklast

Im Schwachlastfall ergeben sich zum Starklastfall vergleichbare regionale Änderungen der Leistungsbilanzen aufgrund der Potenzialausschöpfung zur Verbrauchsflexibilität. Demzufolge sind die Änderungen des Transportbedarfs im Vergleich zum NEP sowohl zwischen Norden und Mitte bzw. zwischen Mitte und Süden ebenfalls vergleichbar zum Netznutzungsfall Starkwind/Starklast (Bild 3.7).

Starkwind/Schwachlast

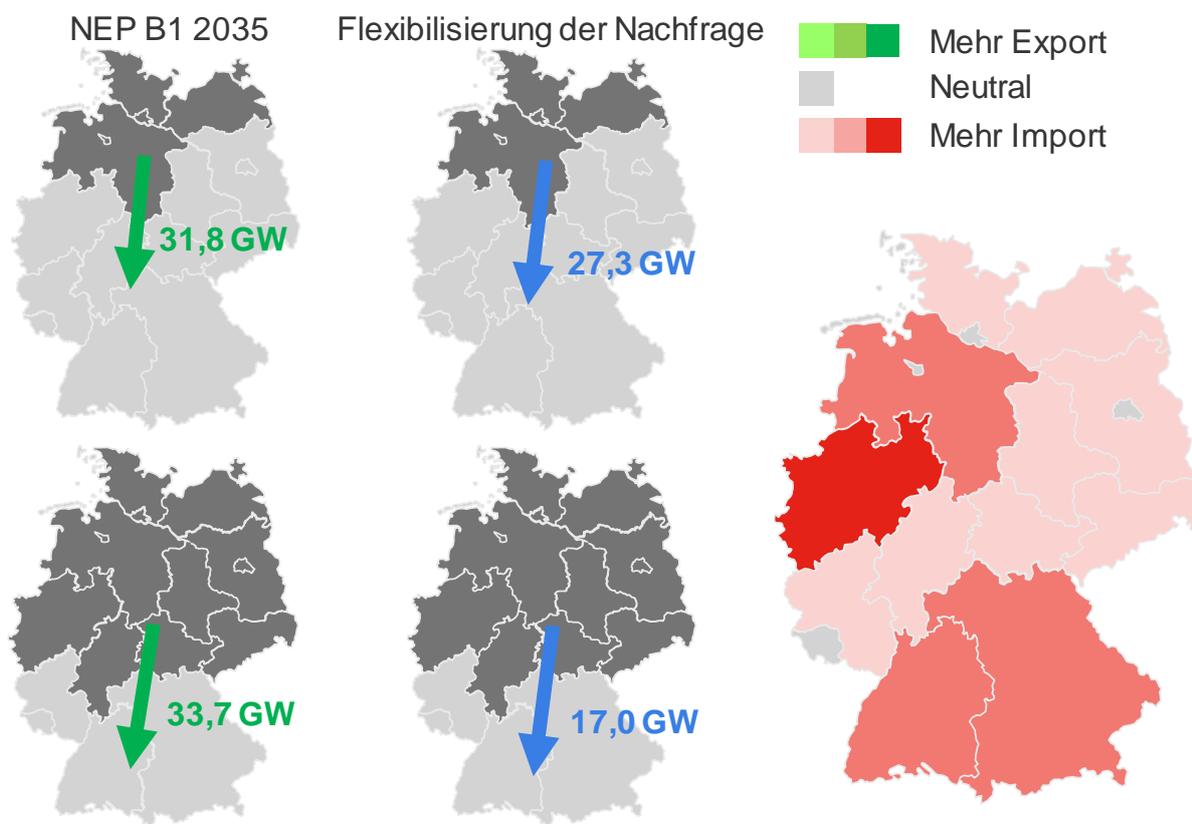


Bild 3.7: Transportbedarf Nord-Mitte und Mitte-Süd sowie Änderung der regionalen Leistungsbilanz im Szenario Flexibilisierung der Nachfrage im Vergleich zu NEP Szenario B 2035 bei Starkwind/Schwachlast

Geht man davon aus, dass das Flexibilitätspotenzial ausschließlich in den typischen Überschussregionen, d. h. in den Bundesländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg ausgeschöpft wird, zeigt sich im Netznutzungsfall Starkwind/Starklast erwartungsgemäß ein nennenswerter Anstieg des Verbrauchs in den o. g. Regionen. Dies führt dazu, dass ein höherer Anteil der im Norden erzeugten Energie regional verbraucht wird und somit rund 10 GW weniger Leistung Richtung Süden transportiert werden muss. Dieser Effekt setzt sich entsprechend auch für den Transportbedarf zwischen der Mitte und dem Süden Deutschlands fort (Bild 3.8).

Die Netzentlastung zwischen dem Norden und der Mitte fällt dabei aufgrund der anteiligen regionalen Verteilung des im Netznutzungsfalls ausschöpfbaren Potenzials höher aus als bei der Annahme einer deutschlandweiten Potenzialausschöpfung.

Starkwind/Starklast

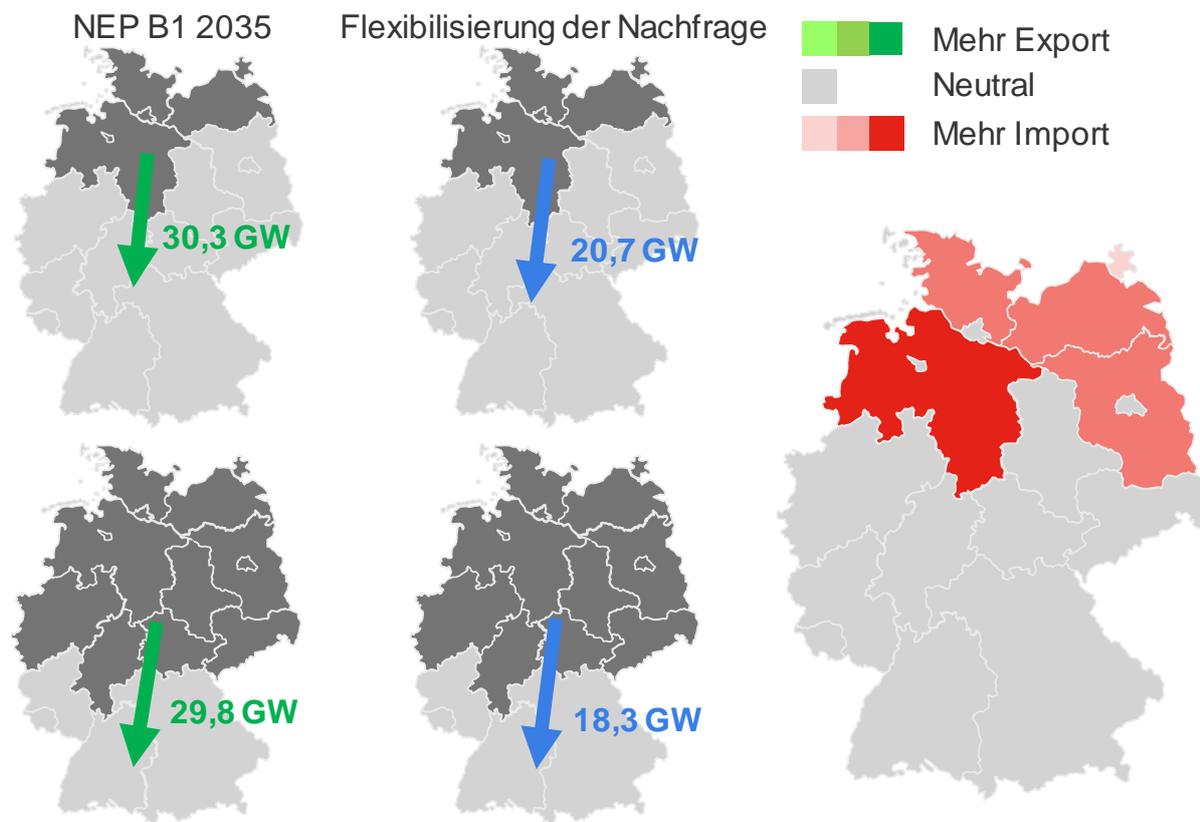


Bild 3.8: Transportbedarf Nord-Mitte und Mitte-Süd sowie Änderung der regionalen Leistungsbilanz im Szenario Flexibilisierung der Nachfrage im Vergleich zu NEP Szenario B 2035 bei Starkwind/Starklast (**Flexibilitätpotenzial nur in Überschussregionen**)

Im Schwachlastfall zeigt sich in der Tendenz ein ähnliches Ergebnis wie im Starklastfall, allerdings sind die netzentlastende Effekte auf einem deutlich geringeren Niveau (4 bis 5 GW) als im Starklastfall (Bild 3.9). Der Grund dafür ist, dass das tatsächlich nutzbare Potenzial zur Verbrauchsflexibilisierung im Schwachlastfall in den Überschussregionen limitiert ist und im Vergleich zur Betrachtung aller Bundesländer in der absoluten Höhe deutlich geringer ausfällt.

Starkwind/Schwachlast

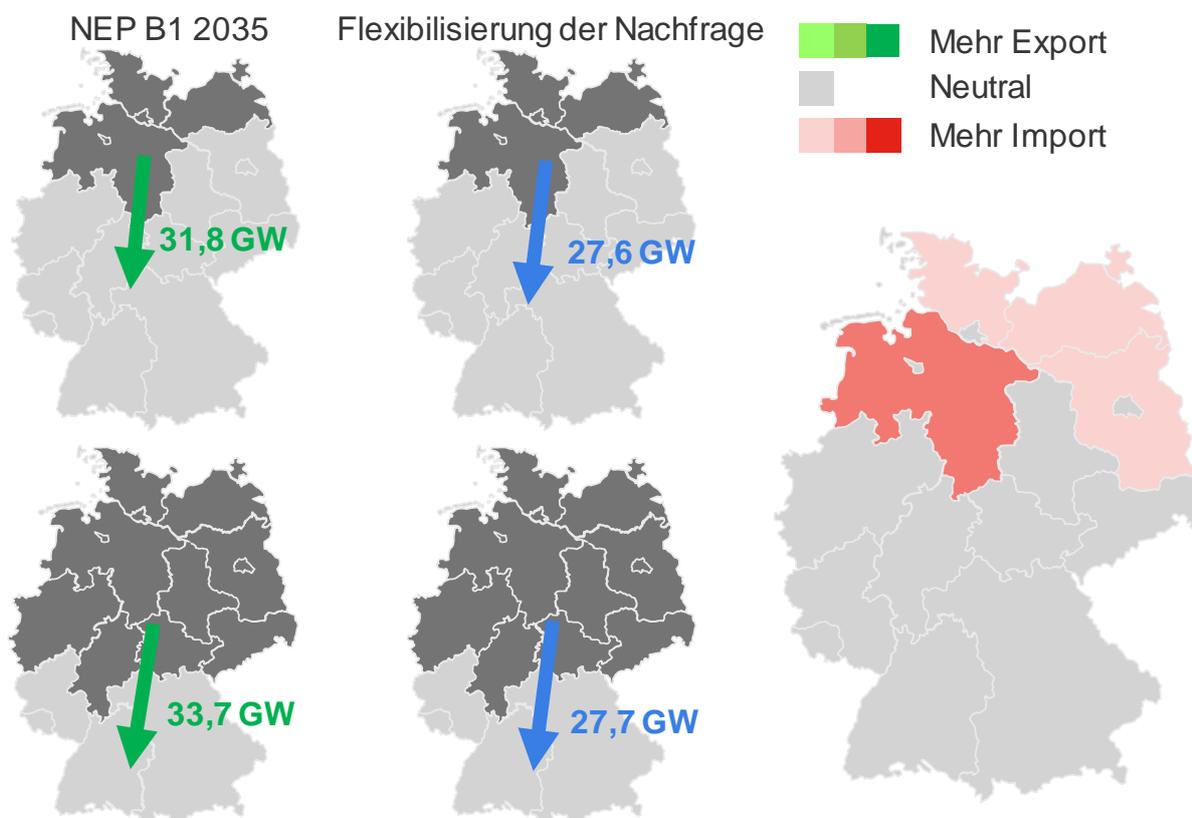


Bild 3.9: Transportbedarf Nord-Mitte und Mitte-Süd sowie Änderung der regionalen Leistungsbilanz im Szenario Flexibilisierung der Nachfrage im Vergleich zu NEP Szenario B 2035 bei Starkwind/Schwachlast (Flexibilitätspotenzial nur in Überschussregionen)

Für die Beurteilung der Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf zeigt sich, dass sich unabhängig vom betrachteten Lastfall im Vergleich zum NEP Szenario B 2035 eine Reduktion des Transportbedarfs in Nord-Süd-Richtung ergibt. Dies lässt die Schlussfolgerung zu, dass die Vergleichmäßigung der Netzbelastung zur Folge hat, dass bei Umsetzung des im NEP ermittelten Netzausbaubedarfs höhere EE-Mengen als im NEP angenommen ins Netz integriert werden können.

Dabei ist jedoch zu beachten, dass Höhe der ermittelten Netzentlastungen nicht auf einen strukturell anderen Netzausbaubedarf hinweisen, da nach wie vor erheblicher Transportbedarf in Nord-Süd-Richtung besteht (allerdings auf niedrigerem Niveau als im NEP).

3.1.4 Kombinationsszenario

Im Hinblick auf die relevanten Netznutzungsfälle bei einer Kombination aus den Randbedingungen der drei energiewirtschaftlichen Szenarien haben wir unterschiedliche Ausprägungen hoher EE-Einspeisung (Wind bzw. PV) in Verbindung mit hoher Nachfrage betrachtet. Basierend auf den Ergebnissen für die zuvor diskutierten Szenarien ist in diesen Fällen der höchste Transportbedarf zu erwarten.

Beim Netznutzungsfall Starkwind in Verbindung mit Starklast zeigt sich trotz Wegfall der Erzeugung aus Kohlekraftwerken und der fehlenden netzentlastenden Wirkung von PV-Einspeisung eine leichte Reduktion des Transportbedarfs in Nord-Süd-Richtung (Bild 3.10).

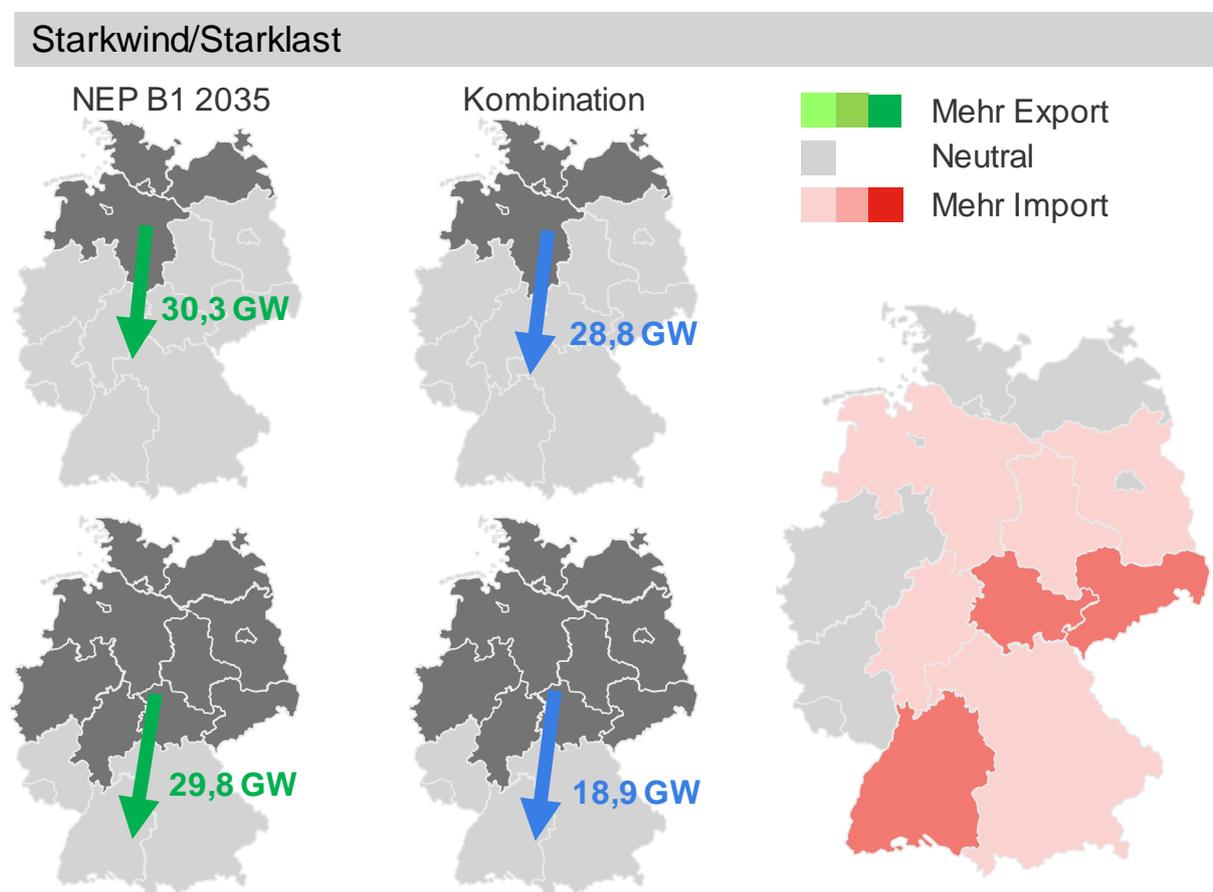


Bild 3.10: Transportbedarf Nord-Mitte und Mitte-Süd sowie Änderung der regionalen Leistungsbilanz im Kombinationsszenario im Vergleich zu NEP Szenario B 2035 bei Starkwind/Schwachlast

Dafür sind im Wesentlichen folgende Effekte verantwortlich. Zum einen wird im Gegensatz zum Szenario „DE 100 % kohlestromfrei“ die wegfallende Kohlestromerzeugung nicht in (onshore)

Windenergieanlagen, sondern in PV-Anlagen substituiert, so dass der systematische zusätzliche Transportbedarf in Nord-Süd-Richtung nicht auftritt. Zum anderen ergibt sich ein entlastender Effekt durch die Ausnutzung des im Kombinationsszenario unterstellten Verbrauchsflexibilitätpotenzials.

Bei hoher PV-Einspeisung und gleichzeitig geringer Windenergieeinspeisung sind mit der angenommenen Parametrierung sehr deutliche Effekte auf den Transportbedarf erkennbar. Zwischen dem Norden und Mitte reduziert sich der Transportbedarf in Nord-Süd-Richtung nennenswert während sich zwischen der Mitte und dem Süden eine Umkehr der Haupttransportrichtung ergibt, so dass insgesamt weiträumige Veränderungen der Netzbelastungen die Folge sind (Bild 3.11).

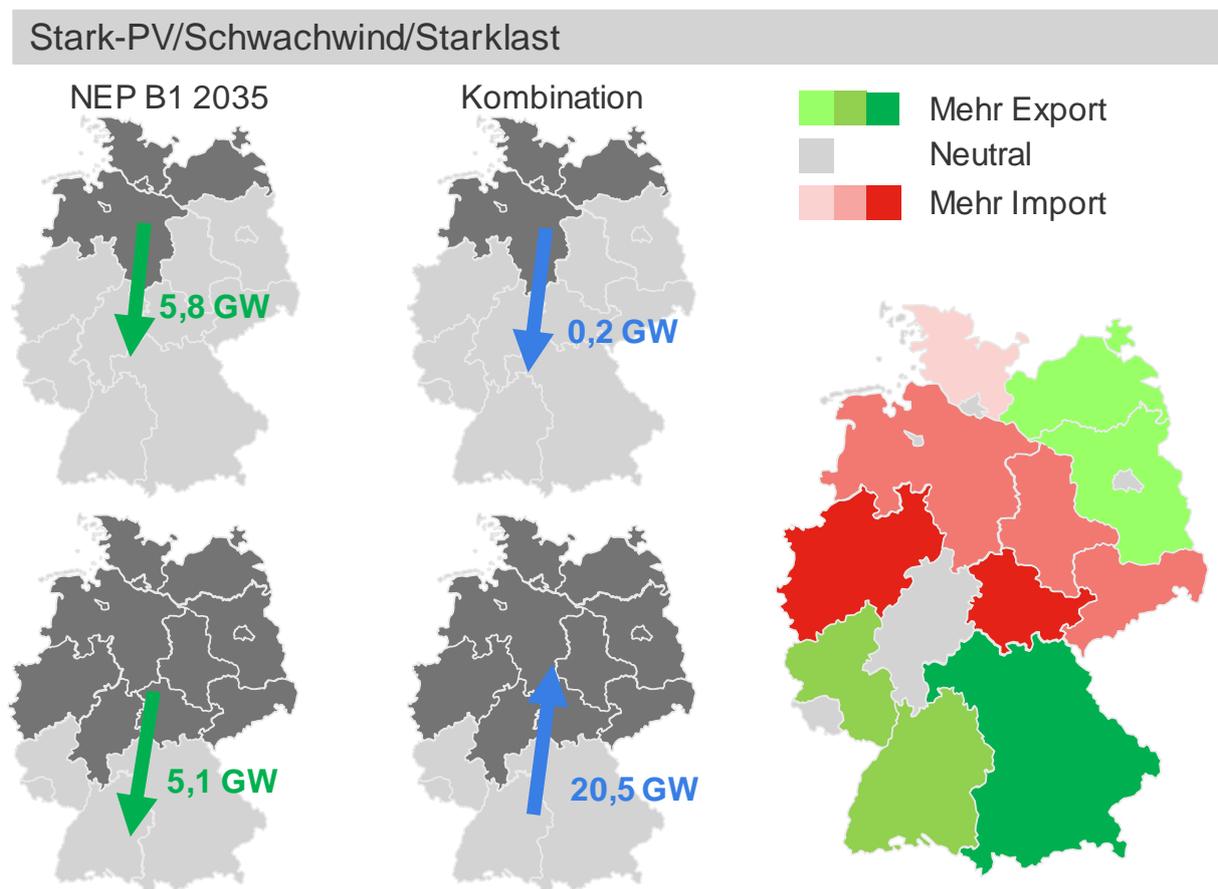


Bild 3.11: Transportbedarf Nord-Mitte und Mitte-Süd sowie Änderung der regionalen Leistungsbilanz im Kombinationsszenario im Vergleich zu NEP Szenario B 2035 bei Stark-PV/Schwachwind/Starklast

Der resultierende Transportbedarf ist dabei auf sich überlagernde und teilweise gegenläufige Effekte zurückzuführen, die zudem aufgrund der Annahmen regional stark unterschiedlich ausgeprägt sind. Dies sind im Einzelnen die regional belastenden Wirkungen durch den unterstellten Kohleausstieg, die entlastenden Wirkungen auf den Nord-Süd-Transportbedarf durch den angenommenen Ausbau der PV-Anlagen sowie die regionalen, tendenziell netzentlastenden Auswirkungen durch die Flexibilitätsoptionen im Hinblick auf die Nachfrage. In Überlagerung aller Effekte zeigt sich, dass der Einfluss des PV-Ausbaus überwiegt, so dass sich tendenziell ein Ergebnis vergleichbar mit dem Szenario „DEzentral“ einstellt. Allerdings können diese entlastenden Effekte nicht als systematisch bezeichnet werden, da insbesondere im Hinblick auf die PV-Anlagen analog zum Szenario „DEzentral“ eine starke Abhängigkeit von deren regionaler Verteilung besteht.

Grundsätzlich ist bei den Ergebnissen zu beachten, dass sich die in den einzelnen Szenarien beobachteten Wirkungen auf den Transportbedarf (also bei aggregierter Betrachtung) beim Kombinationsszenario nicht einfach superponieren lassen. Grund dafür ist, dass sich die Annahmen regional stark unterschiedlich auswirken können, so dass je nach betrachteter Region jeweils andere netzbe- bzw. entlastende Effekte dominierend sind.

3.2 Technologische Szenarien

Für die Beurteilung der Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf in den technologischen Szenarien ist eine Abschätzung auf Basis der Änderungen von regionalen Leistungsbilanzen (wie in den energiewirtschaftlichen Szenarien angewendet) nicht zielführend, da die in den Szenarien angenommenen netztechnischen Entwicklungen unmittelbaren Einfluss auf die Belastungssituation der einzelnen Betriebsmittel haben. Daher basieren die nachfolgend dargestellten Ergebnisse auf netztechnischen Analysen (Lastfluss- und Netzsicherheitsberechnungen) und je nach Szenario zusätzlichen, darauf aufbauenden weiteren Berechnungen auf Basis von Optimierungsansätzen zur Beeinflussung der Netzbelastung.

Alle quantitativen Analysen basieren auf den von TenneT zur Verfügung gestellten Daten zum Netzentwicklungsplan 2025.

Für die Analysen der technologischen Szenarien haben wir davon konkret folgende Daten verwendet:

- die Topologie des Startnetzes, welche das Ist-Netz, die EnLAG-Maßnahmen, die in der Umsetzung befindlichen Netzausbaumaßnahmen (planfestgestellt bzw. in Bau) sowie Maßnahmen aufgrund sonstiger Verpflichtungen (KraftNAV bzw. Anschlusspflicht der Industriekunden) enthält, und
- die knotenscharfen Zeitreihen im Stundenraster zu Last und Einspeisung des NEP Szenarios B 2035 (diese sind das Ergebnis der im Rahmen des NEP durchgeführten Marktsimulation).

Die im NEP-Zielnetz ermittelten Netzausbaumaßnahmen wurden nicht modelliert.

Zur Bestimmung von Netznutzungsfällen, welche im Sinne der Netzdimensionierung relevant sind, haben wir zunächst auf o. g. Rohdaten 8760 konkrete Netznutzungsfälle erzeugt, die das Marktergebnis 2035 mit der Startnetztopologie kombinieren. Die Netzausbauprojekte des Zielnetzes wurden dabei nicht berücksichtigt. Für diese stundenscharfen Lastflusssituationen haben wir (n-1)-Sicherheitsberechnungen durchgeführt und diejenigen Stunden identifiziert, in denen sehr hohe Leitungsbelastungen vorliegen.

Die weiterführenden Analysen basieren auf den 5 Stunden, in denen die summarisch höchsten Leitungsüberlastungen aufgetreten sind.

3.2.1 NOVA-Prinzip weiter gedacht

Nach Auswahl der 5 Stunden mit kritischen Netznetzbelastungen haben wir zunächst den Effekt höherer Stromtragfähigkeiten durch den flächendeckenden Einsatz von Hochstrom-/Hochtemperaturleiterseilen und die Auflösung heute bestehender Einschränkungen z. B. im Hinblick auf Stabilitätsaspekte analysiert. Dabei wird die Topologie des verwendeten Startnetzes aus dem NEP 2025 nicht modifiziert.

Die Ergebnisse für die durchgeführten Lastflussanalysen zeigen, dass unter Annahme der Strombelastbarkeiten aus dem Startnetz etwa ein Drittel der 380-kV-Leitungen¹³ Auslastungen von mehr als 100 % aufweisen (Bild 3.12, rote Line). Allein durch die Erhöhung der zulässigen Stromgrenzen sinkt die relative Auslastung auf den betrachteten Leitungen signifikant, so dass auf etwa zwei Drittel der zuvor überlasteten Leitungen die Auslastungen nun unter 100 % liegen (Bild 3.12, blaue Linie).

¹³ In diesem Szenario wird exemplarisch das 380-kV-Netz der TenneT-Regelzone betrachtet.

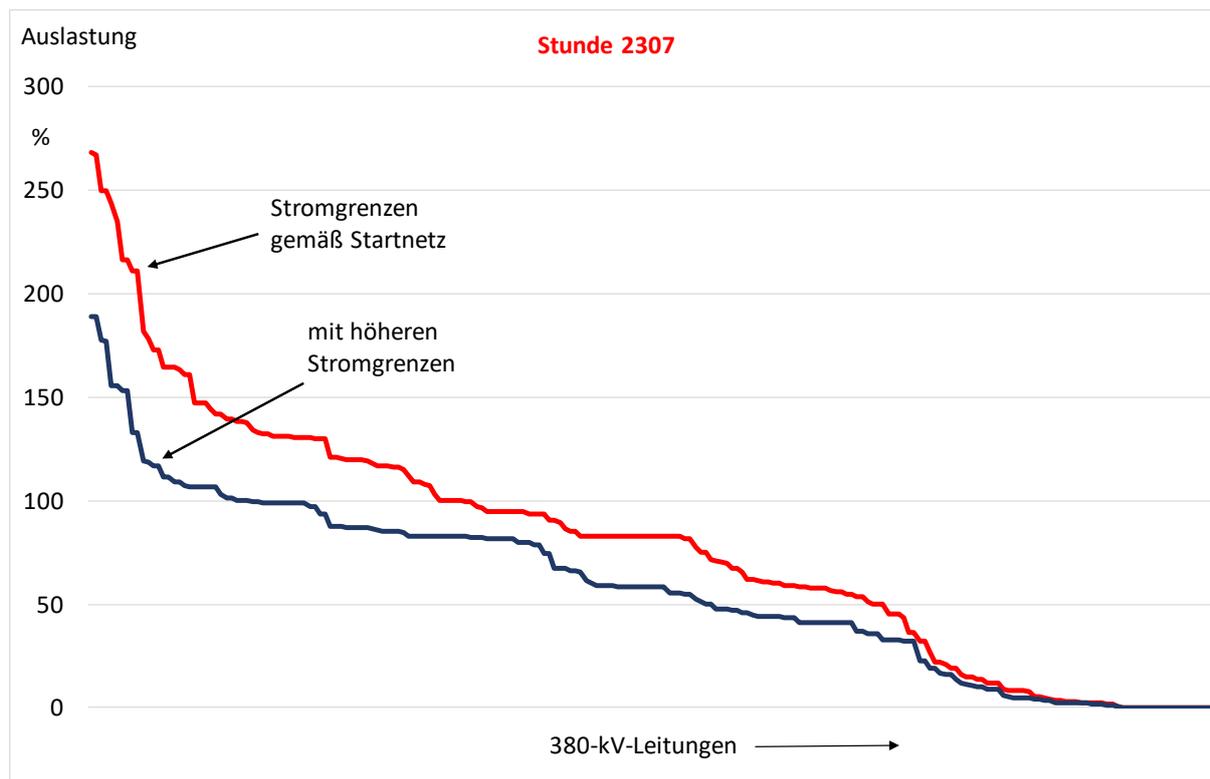


Bild 3.12: Vergleich der Auslastung der 380-kV-Leitungen mit und ohne Erhöhung der Strombelastbarkeiten für den Netznutzungsfall Stunde 2307

Im zweiten Schritt wird angenommen, dass zusätzlich zu den höheren Stromgrenzen, das in Abschnitt 2.2.1 beschriebene DC-Overlay-Netz existiert.

Um die Auswirkungen auf die Netzbelastung der 380-kV-Leitungen zu bestimmen, haben wir zur Bestimmung der Fahrweise des DC-Netzes einen Optimierungsansatz verwendet, bei dem die summarische Überlast im unterlagerten 380-kV-Netz minimiert wird. Dabei haben wir als Übertragungskapazität 4 GW je DC-Strecke angenommen.

Unter diesen Randbedingungen kann eine Vergleichmäßigung der Belastung im 380-kV-Netz erzielt werden, die zu einer weiteren deutlichen Reduktion der Anzahl überlasteter Leitungen führt (Bild 3.13).

Diese Resultate konnten auch in den anderen betrachteten Netznutzungsfällen beobachtet werden (beispielhaft für Stunde 7898 in Bild 3.14 dargestellt), so dass sich ein systematischer Effekt im Hinblick auf den verbleibenden Netzausbaubedarf ableiten lässt.

Verbleibende

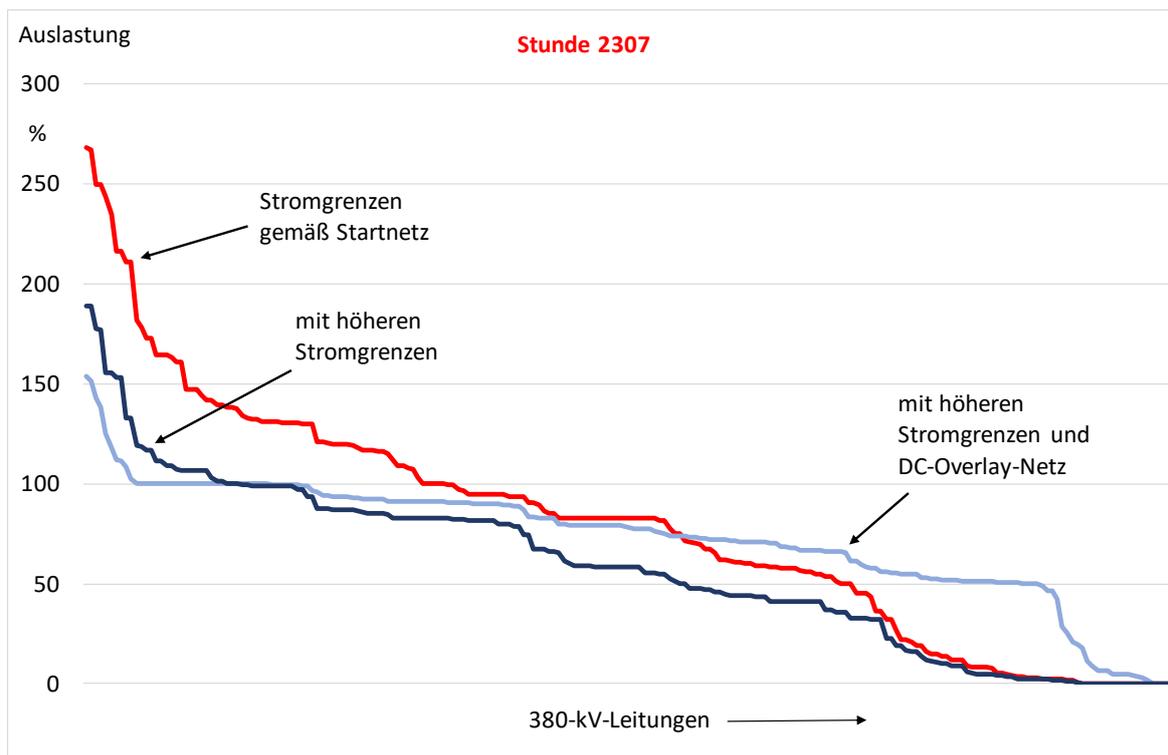


Bild 3.13: Vergleich der Auslastung der 380-kV-Leitungen mit/ohne Erhöhung der Strombelastbarkeiten sowie zusätzlichem DC-Overlay-Netz für NNF Stunde 2307

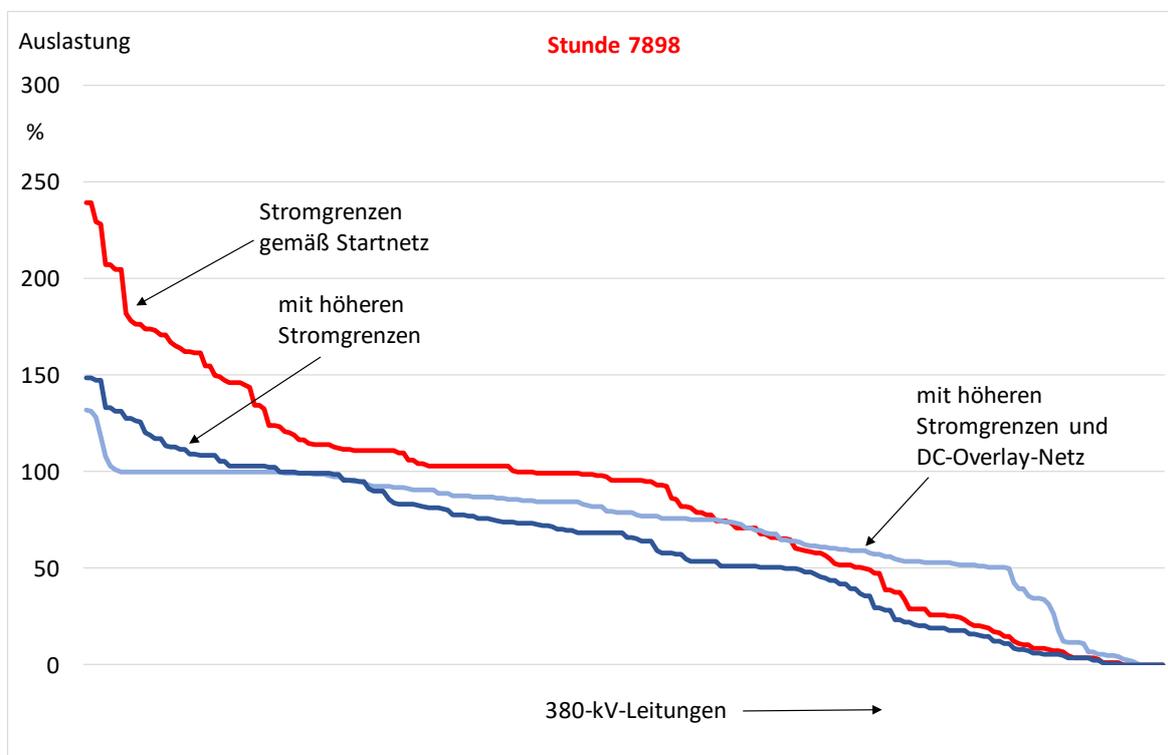


Bild 3.14: Vergleich der Auslastung der 380-kV-Leitungen mit/ohne Erhöhung der Strombelastbarkeiten sowie zusätzlichem DC-Overlay-Netz für NNF Stunde 7898

Die im Szenario „NOVA-Prinzip weiter gedacht“ angenommenen künftigen Technologieentwicklungen, die zu einer flächendeckend höheren Strombelastbarkeit der bestehenden Leitungen führen, können folglich zu einer deutlichen Reduktion des Netzausbaubedarfs führen, ohne dass es zu einem strukturell vollständig anderen Netzausbau kommt. Es ist aber nochmals darauf hinzuweisen, dass der flächendeckende Einsatz dieser Technologien unter den heutigen genehmigungsrechtlichen und immissionsschutzrechtlichen Rahmenbedingungen nicht möglich ist und die Umsetzung eine Lockerung immissionsschutzrechtlicher Grenzwerte erfordern würde.

Grundsätzlich lassen sich die erforderlichen Netzausbaumaßnahmen im 380-kV-Netz durch die Realisierung eines – noch nicht heute, aber in Zukunft vermutlich technisch umsetzbaren – DC-Overlay-Netzes weiter reduzieren. Dabei ist aber zu beachten, dass die Errichtung eines solchen Netzes selbst einen erheblichen Ausbaubedarf verursacht, so dass sich in diesem Fall die erforderlichen Investitionen vom 380-kV-AC-Netz in das Overlay-Netz verschieben. Somit ist kein insgesamt geringerer Netzausbau zu erwarten. Allerdings kann unter den derzeitigen rechtlichen Rahmenbedingungen und im Hinblick auf die Diskussionen in der Öffentlichkeit zum Netzausbau ein sehr wahrscheinlich größtenteils in Erdkabeltechnik realisiertes DC-Netz u. U. akzeptanzfähiger sein als der vorwiegend in Freilufttechnik ausgeführte Ausbau des AC-Netzes.

3.2.2 Automatisierte Systemführung

Für die vorausgewählten 5 Netznutzungsfälle haben wir zunächst die Leistungsflüsse auf den betrachteten 380-kV-Leitungen, die daraus resultierenden Leitungsauslastungen sowie die Leistungsbilanzen der Netzknoten an der Schnittstelle zwischen dem 380-kV-Netz und Netzebenen unterlagerter Spannungsebenen berechnet.

Diese berechneten Werte sind die Eingangsdaten für einen Optimierungsansatz zur Modifizierung der Leitungsbelastungen, so dass sich eine weitgehend gleichzeitige vollständige Ausnutzung der maximal zulässigen Leitungskapazitäten ergibt.

Vor dem Hintergrund des Szenariocharakters als mittelfristige Vision für die Weiterentwicklung des Netzbetriebs wurden Vereinfachungen vorgenommen, um die Komplexität des Optimierungsproblems zu reduzieren. Zu diesem Zweck wurde in Abstimmung mit TenneT ausschließlich die Netzbelastungssituation im deutschen 380-kV-Übertragungsnetz betrachtet. Darüber hinaus wurden alle Lastflussanalysen auf Basis eines Wirklastflusses durchgeführt, um

Nichtkonvergenzen auszuschließen. Die Betrachtung von Maßnahmen zur Blindleistungssteuerung waren abstimmungsgemäß nicht Bestandteil dieses Szenarios.

Ausgangspunkt sind folglich die im betrachteten Netznutzungsfall vorgegebenen Bilanzen der 380-kV-Netzknoten an der Schnittstelle zu unterlagerten Spannungsebenen. Diese ergeben sich aus den Lastflussanalysen als Summe von zu- und abfließenden Leistungsflüsse in der 380-kV-Ebene und sind als Randbedingung vom Optimierer einzuhalten. Die Aufteilung der Knotenbilanz auf die jeweils am Knoten angeschlossenen 380-kV-Leitungen erfolgt so, dass über alle betrachteten Leitungen die Summe der Leitungsüberlastungen minimiert wird. Als zulässige Grenzwerte werden dabei die in den Netzdaten des NEP-Startnetzes hinterlegten thermischen Grenzströme berücksichtigt. Dieser Ansatz stellt sicher, dass die Leitungsbelastungen des 220-kV-Netzes (und ggf. modellierter Leitungen in Netzebenen unterhalb 220 kV) exakt den berechneten Werten für das Startnetz entsprechen und durch die Optimierung nicht verändert werden können. Die sich ergebende Belastungssituation im 220-kV-Netz und der daraus ggf. resultierende Netzausbaubedarf (insbesondere auch im Hinblick auf die im Bundesbedarfsplan bereits als erforderlich identifizierten Ausbaumaßnahmen zur Beseitigung von Netzengpässen in dieser Spannungsebene) wurden bewusst aus der Analyse ausgeklammert und sind in weiterführenden Untersuchungen zu quantifizieren.

Des Weiteren wird bei der Optimierung gefordert, dass das Außenhandelsaldo durch die Steuerung der Leistungsflüsse nicht verändert wird und keine (zusätzlichen) Loop-Flows über die Grenzen mit ausländischen Netzbetreibern entstehen, damit ausgeschlossen ist, dass eine mögliche Entlastung im deutschen Netz nur unter Inkaufnahme von zusätzlichen Überlastungen in ausländischen Netzgebieten erreicht werden kann. Die primäre Bedingung für die Optimierung ist daher, dass der Fluss über die Kuppelleitungen nicht höher ist als der kommerzielle Austausch über die jeweilige Grenze. Die Lastflussanalysen zeigen jedoch, dass der physikalische Fluss über alle Kuppelleitungen in einzelnen Netznutzungsfällen die Summe aller kommerziellen Austauschleistungen übersteigt¹⁴ und infolge dessen Überlastungen der Kuppelleitungen

¹⁴ Dies kann beispielsweise dann auftreten, wenn die erforderlichen Eingriffe in die EE-Einspeisung (Einspeisemanagement) zur Einhaltung der Regelzonenbilanz nicht in den Einspeisezeitreihen des Marktsimulationsergebnisses nachgeführt sind.

auftreten. In diesem Fällen erfolgt eine Skalierung der Vorgaben im Hinblick auf den grenzüberschreitenden Leistungsfluss, so dass an keiner Grenze der gemäß Lastflussberechnung ermittelte physikalische grenzüberschreitende Fluss überschritten wird.

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu beachten, dass eine mittelfristige Realisierung einen Prämissenwechsel in der Netzführung darstellt und somit zur Wahrung der Versorgungssicherheit eine sorgfältige Prüfung über die hier untersuchten Aspekte hinaus erforderlich ist.

Nachfolgend sind die Ergebnisse für 2 exemplarische der 5 analysierten Stunden dargestellt. Es zeigt sich, dass sich für den Referenzfall (Marktsimulationsergebnis NEP Szenario B 2035 in Verbindung mit Netztopologie des NEP-Startnetzes) nahezu flächendeckende Leitungsüberlastungen ergeben, wobei die (n-1)-Belastungen einzelner Leitungen deutlich über 200 % des thermischen Grenzstroms erreichen.

Nach der Optimierung unter den o. g. Randbedingungen und unter der Annahme der Existenz der angenommenen Steuerungsmöglichkeiten kann die Nutzbarkeit der Übertragungskapazität bestehender Leitungen erheblich erhöht werden. Durch die deutliche Vergleichmäßigung der Auslastungen können rund 85% der im Referenzfall auftretenden Leitungsüberlastungen im 380-kV-Netz vermieden werden (Bild 3.15 und Bild 3.16).

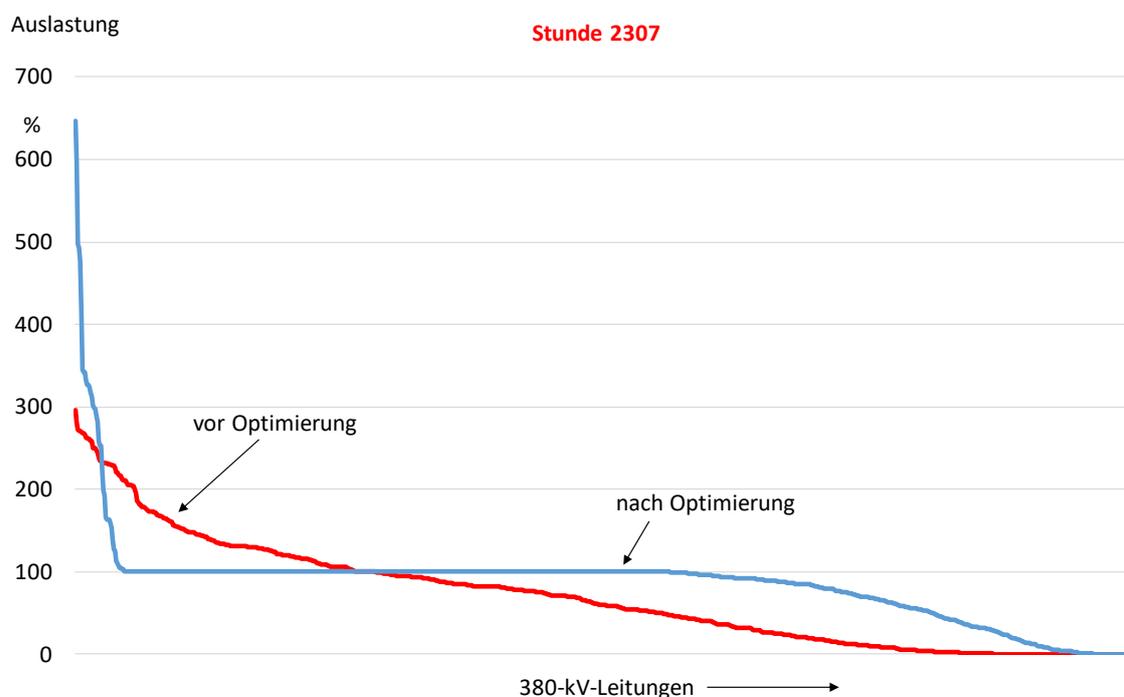


Bild 3.15: Auslastung 380-kV-Leitungen vor und nach Optimierung für NNF Stunde 2307

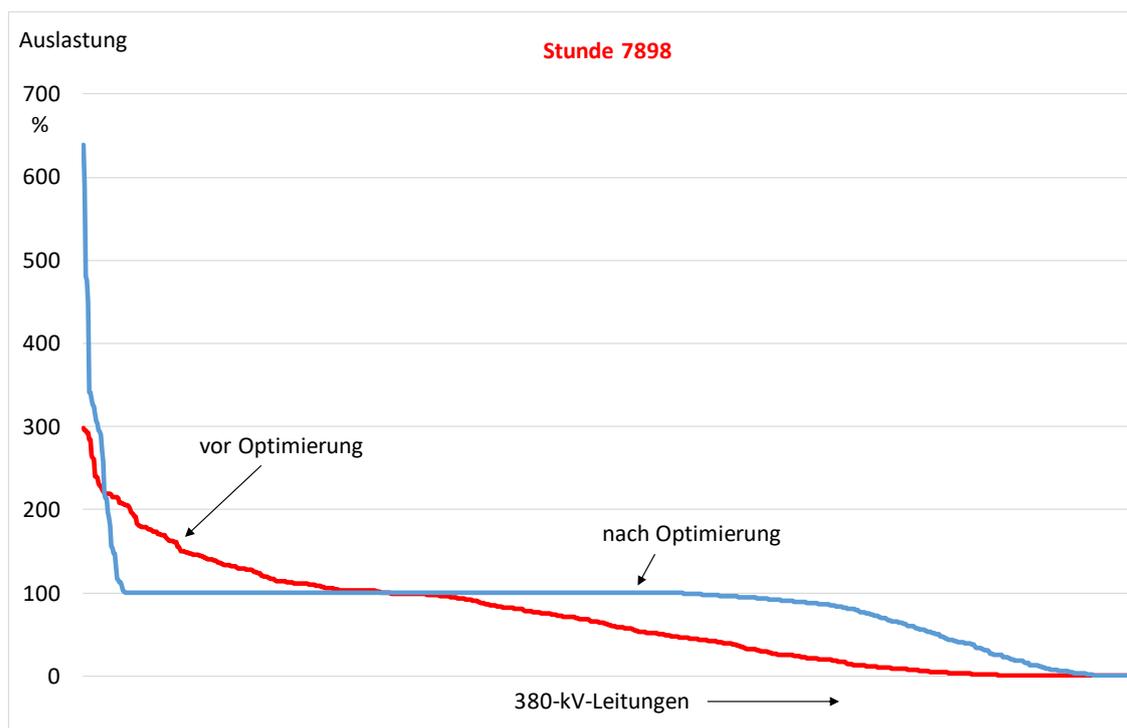


Bild 3.16: Auslastung 380-kV-Leitungen vor und nach Optimierung für NNF Stunde 7898

Etwa 15 % der im Referenzfall überlasteten Leitungen (entspricht ca. 40 der insgesamt mehr als 900 betrachteten Leitungen) bleiben auch nach der Optimierung überlastet, wobei vereinzelt sehr hohe Netzüberlastungen ermittelt wurden. Diese Überlastungen treten auf, wenn die Einhaltung der vorgegebenen Knotenbilanzen mit der Netztopologie des Startnetzes nur unter Inkaufnahme von Überlastungen zu erreichen ist und sind zum Teil auch dadurch begründet, dass die Übergabeleistungen zu ausländischen Netzbereichen vorgegeben wurden. Für diese verbleibenden Überlastungen bleibt offen, ob diese mittels Netzausbau oder Redispatch gelöst werden sollen.

Das Erreichen der zuvor beschriebenen Vergleichmäßigung der Leitungsbelastungen durch Umsetzung von netztechnischen Maßnahmen, die heute noch nicht dem Stand der Technik entsprechen, hätte somit sehr signifikante Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf, da ein Wegfall von Leitungsausbau (sowohl in AC- als auch in DC-Technik) denkbar ist. Insbesondere die technischen Einrichtungen zur Steuerung des Lastflusses und zur Aktivierung von Gegenmaßnahmen im Fehlerfall würden erhebliche Investitionen in die Stationsinfrastruktur erfordern. Die damit verbundenen Kosten (hier konkret bezogen auf die 380-kV-Ebene) liegen nach groben Schätzungen im Bereich mehrerer 10 Mrd. Euro und somit in etwa der gleichen Größenordnung wie für den geplanten Netzausbau. Hierbei wurden allerdings Maximalabschätzungen

angenommen, die von einem flächendeckenden Einsatz ausgehen und eintretende Skaleneffekte nicht berücksichtigen, die sich bei einer Weiterentwicklung der Technologie und einer hohen Stückzahlproduktion ergeben können.

Unter der Annahme einer künftigen stufenweisen Einführung dieser Technologie ließe sich ein Netzausbau über das im Gesetz festgelegte Maß hinaus auf ein Minimum beschränken. Vor diesem Hintergrund scheinen weitere intensive Untersuchungen der im Szenario „*Automatisierte Systemführung*“ angelegten Konzepte z. B. im Rahmen von konkreten Projekten bei den ÜNB und der Industrie als sinnvoll und dringend notwendig, um den über das Jahr 2030 hinausgehenden Netzausbaubedarf zu begrenzen.

4 Zusammenfassung und Ausblick

Im durchgeführten Netzstresstest wurden unterschiedliche energiewirtschaftliche und technologische Entwicklungen im Hinblick auf deren Auswirkungen auf Transportbedarf und Netzausbaubedarf im deutschen Übertragungsnetz untersucht.

Für die betrachteten **energiwirtschaftlichen** Szenarien lassen sich die Erkenntnisse wie folgt zusammenfassen:

- Für den notwendigen Ausbaubedarf im Übertragungsnetz ist der sich insbesondere durch die hohe Konzentration der Windenergieeinspeisung im Norden ergebende Nord-Süd-Transportbedarf entscheidend. Eine Reduktion des Transportbedarfs (und damit auch des zukünftigen Netzausbaubedarfs) ergibt sich in solchen Szenarien, in denen dieser Nord-Süd-Transportbedarf verringert wird. Entsprechend führen Szenarien, in denen sich diesbezüglich keine strukturelle Veränderung ergibt (z. B. das Szenario *DE 100% kohlestromfrei*, in dem die Kohlestromerzeugung durch forcierten Windenergieausbau im Norden substituiert wird), nicht zu einer Entlastung der Leitungsflüsse.
- Eine deutliche Verringerung des Transportbedarfs (und damit auch des zukünftigen Netzausbaubedarfs) ist vor allem in Szenarien für die weitere Entwicklung der Energiewende zu erwarten, die sich deutlich von den am Prinzip der Wirtschaftlichkeit orientierten Szenarien und Regelwerken der Bundesregierung unterscheiden. So führt insbesondere das Szenario „*DEzentral*“ mit Konzentration der PV-Speicher-Kombinationen in Süddeutschland und entsprechend geringerer Windenergieerzeugung im Norden zu einer signifikanten Verringerung der Nord-Süd-Lastflüsse. Bei flächiger Substitution (d. h. über alle Bundesländer) von Windenergieerzeugung durch PV-Speicher-Kombinationen sinkt der Transportbedarf hingegen kaum.
- Eine mit Blick auf die Verringerung des Transportbedarfs vergleichsweise effektive Kombination der untersuchten Entwicklungen besteht in einem Ausstieg aus der Kohleverstromung bei gleichzeitiger Substitution der wegfallenden Energiemengen durch in Süddeutschland konzentrierte PV-Speicher-Kombinationen und einer flächendeckenden Erschließung von Lastflexibilitätpotenzialen durch industrielles Lastmanagement und Power-to-Heat. In diesem Kombinationsszenario lässt sich der Transportbedarf erheblich

reduzieren. Übertragen auf die Netzentwicklung nach 2030 ließe sich somit mit einer netzdienlichen regionalen Optimierung der Erzeugungsstruktur erneuerbarer Energien künftig notwendiger Transportbedarf um rund 40-45% reduzieren.

Auch unter extrem veränderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen bis 2035 ist der Ausbau der Übertragungsnetze im heute durch EnLAG und Bundesbedarfsplan festgelegten Umfang erforderlich. Was darüber hinaus erforderlich ist, hängt von der Umsetzung der Energiewende, der zukünftigen Ausgestaltung der energiepolitischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen und der technologischen Entwicklung ab. Insbesondere zwischen der Mitte und dem Süden Deutschlands kann der Transportbedarf in einigen Szenarien bei gleichzeitig steigendem EE-Anteil deutlich reduziert werden (Bild 4.1).

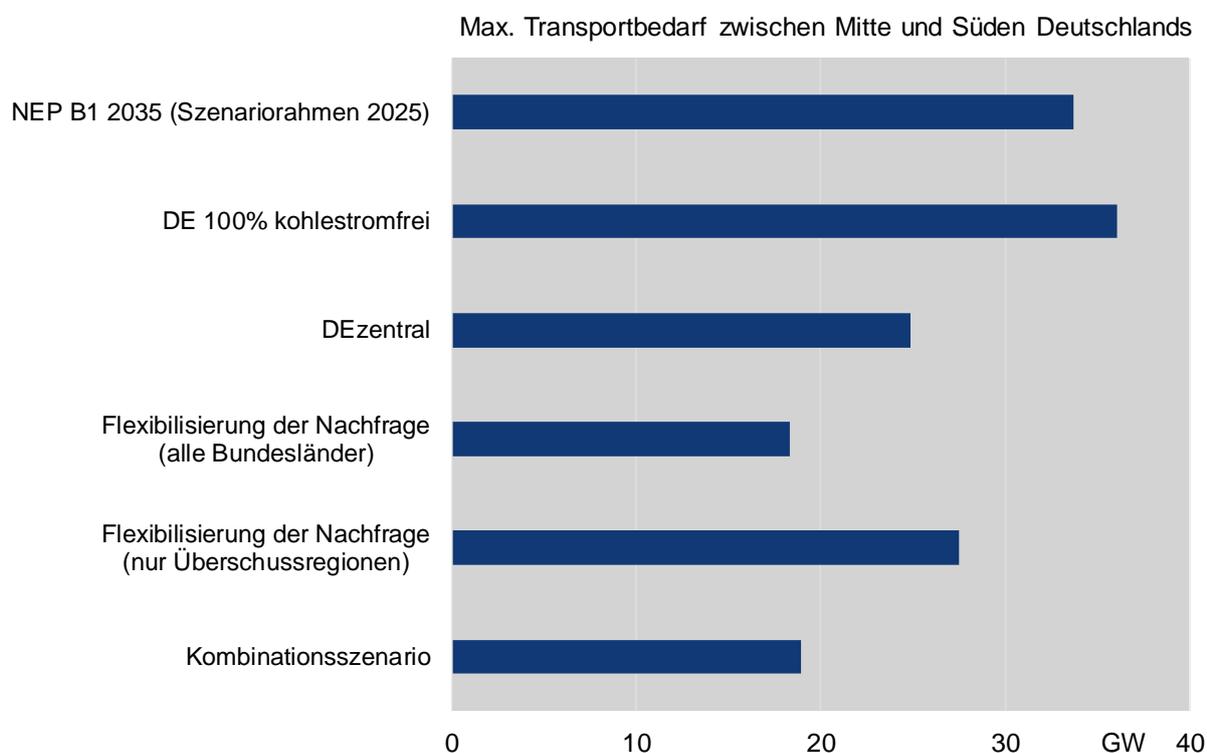


Bild 4.1: Quervergleich des max. Transportbedarfs zwischen der Mitte und dem Süden Deutschlands über alle Szenarien

Auch zwischen dem Norden und der Mitte Deutschlands zeigt sich ggü. dem NEP Szenario B 2035 eine Reduktion des Transportbedarfs in den betrachteten Szenarien (mit Ausnahme des Szenarios „DE 100 % kohlestromfrei“), welcher im Vergleich zur Schnittlinie zwischen der Mitte und dem Süden jedoch geringer ausfällt (Bild 4.2).

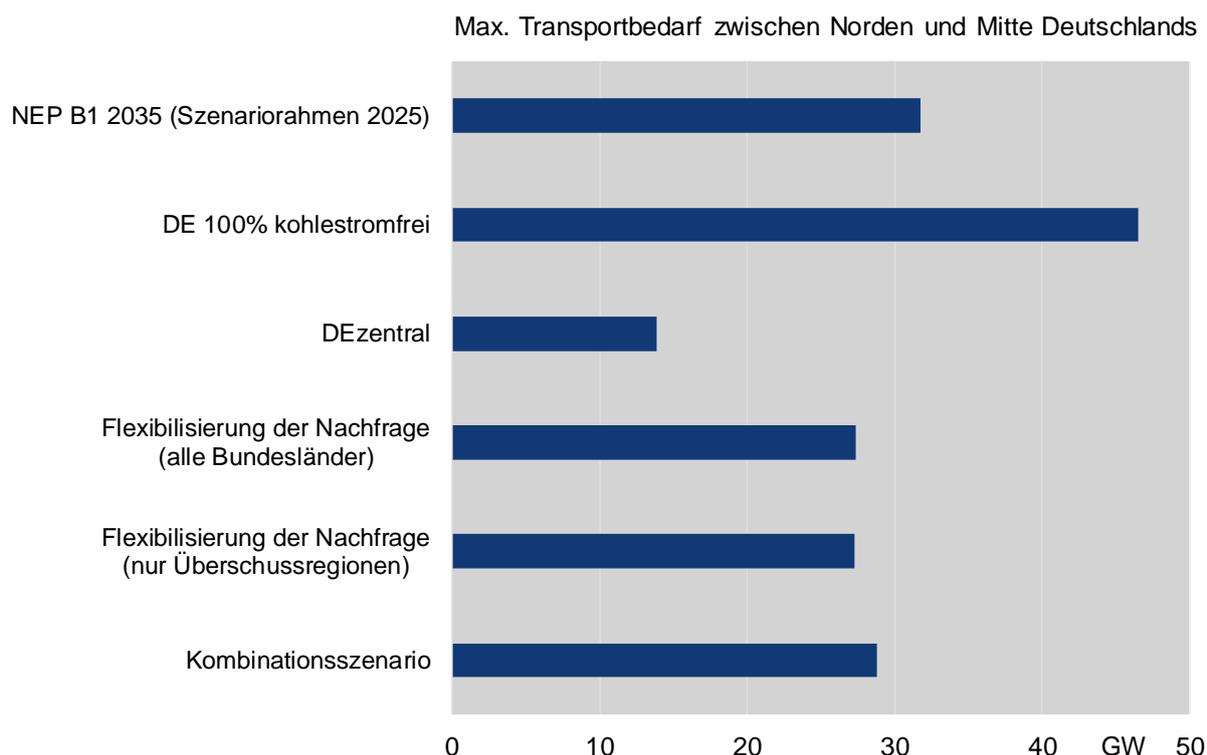


Bild 4.2: Quervergleich des max. Transportbedarfs zwischen dem Norden und der Mitte Deutschlands über alle Szenarien

Dies zeigt auf, dass nicht nur die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen im Allgemeinen, sondern auch deren Auswirkungen auf regionaler Ebene einen erheblichen Einfluss auf den künftigen Transportbedarf und die künftige Netzentwicklung haben.

Für die betrachteten **technologischen** Szenarien ergeben sich aus dem Netzstresstest folgende Schlussfolgerungen:

- Durch eine weitergehende Anwendung des NOVA-Prinzips – welche allerdings die Anpassung von zahlreichen immisionsschutzrechtlichen Normen notwendig machen würde – kann die Zahl der Leitungsüberlastungen durch die flächendeckende Erhöhung der Stromtragfähigkeiten bestehender Leitungen signifikant verringert und damit mehr Energie im Bestandsnetz transportiert werden. In den betrachteten Netznutzungsfällen weisen ca. 2/3 der im Referenznetz überlasteten Leitungen Belastungen von weniger als 100 % auf. Was den Anpassungsbedarf in den entsprechenden Regelwerken anbetrifft, so bedarf es hierzu eines intensiven Expertenaustausches zwischen Bundesoberbehörden, den ÜNB, den Planungs- und Genehmigungsbehörden und Nichtregierungsorganisationen (NGOs) über die Auswirkungen von solchen Optimierungen vor Ort. Durch ein zusätzlich realisiertes HGÜ-

Overlaynetz können die Überlastungen im Drehstromnetz weiter reduziert werden. Die verbleibenden Überlastungen in den Referenzstunden (sowohl im Fall ohne als auch mit zusätzlichem Overlaynetz) können mit Redispatch oder Netzausbau gelöst werden. Allerdings bedeutet die Errichtung der Overlaynetze selbst einen technisch und wirtschaftlich erheblichen Netzausbau von mehreren 10 GW Übertragungsleistung – wenn auch in Erdkabeltechnologie.

- Mit einer schrittweisen Umstellung hin zu einer „*Automatisierten Systemführung*“ könnte zukünftig eine weitgehend vollständige und gleichmäßige Auslastung der Netzinfrastruktur bei gleichzeitiger Vermeidung von zusätzlichen Loop Flows durch Nachbarnetze erreicht werden. Unter der Annahme eines flächendeckenden Einsatzes dieser Technologie konnten in den Berechnungen rund 85% der im Referenznetz auftretenden Leitungsüberlastungen vermieden werden¹⁵. Die verbleibenden Überlastungen auf rund 15 Prozent der Leitungen in den Referenzstunden können mit Redispatch oder Netzausbau gelöst werden. Die Umsetzung dieser Maßnahmen, die heute noch nicht dem Stand der Technik entsprechen, hätte somit sehr signifikante Auswirkungen auf den künftigen Netzausbaubedarf. Unter der Annahme einer künftigen stufenweisen Einführung dieser Technologie ließe sich ein Netzausbau über das im Gesetz festgelegte Maß hinaus auf ein Minimum beschränken. Vor diesem Hintergrund scheinen weitere intensive Untersuchungen der im Szenario „*Automatisierte Systemführung*“ angelegten Konzepte z. B. im Rahmen von konkreten Projekten bei den ÜNB und der Industrie als sinnvoll und dringend notwendig, um den über das Jahr 2030 hinausgehenden Netzausbaubedarf zu begrenzen.

Die Technologieszenarien zeigen die Potentiale dieser technologischen Innovationen auf und können den für das Jahr 2025 notwendigen und gesetzlich festgelegten Netzausbau nicht ersetzen. Vielmehr sollen diese Abschätzungen einen Ausblick auf die Umsetzung einer 80%igen erneuerbaren Energieversorgung im Jahr 2050 möglich machen und ergänzend zu den energie-wirtschaftlichen Szenarien Diskussionsoptionen über den Fortgang der Energiewende schaffen.

¹⁵ Diese Angaben beziehen sich nur auf das 380-kV-Übertragungsnetz.

Literatur

- [1] Agora Energiewende
Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens. Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors (Langfassung)
www.agora-energiewende.de, Januar 2016
- [2] 50Hertz
Energiewende Outlook 2035 - Entwicklungspfade der Energiewende und deren Folgen
www.50hertz.com, Juni 2016
- [3] Agora Energiewende
Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien - Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten
www.agora-energiewende.de, Juni 2014