



EINFLUSSGRÖSSEN AUF DIE NETZENTWICKLUNG

Sensitivitätenbericht 2014 der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber
zu den Sensitivitäten „Deckelung Offshore“ und „Einspeisemanagement“
aufgrund des Genehmigungsdokuments der Bundesnetzagentur
Az.: 6.00.03.05/13-08-30/Szenariorahmen 2013

Impressum

50Hertz Transmission GmbH

Eichenstraße 3A
12435 Berlin
www.50hertz.com

Geschäftsführung:

Boris Schucht (Vorsitz), Udo Giegerich,
Dr. Frank Golletz, Dr. Dirk Biermann

Handelsregister:

Amtsgericht Charlottenburg, HRB 84446
Umsatzsteuer-ID: DE 813473551

Amprion GmbH

Rheinlanddamm 24
44139 Dortmund
www.amprion.net

Geschäftsführung:

Dr. Hans-Jürgen Brick, Dr. Klaus Kleinekorte

Handelsregister:

Amtsgericht Dortmund, HRB 15940
Umsatzsteuer-ID: DE 813761356

TenneT TSO GmbH

Bernecker Straße 70
95448 Bayreuth
www.tennet.eu

Geschäftsführer:

Martin Fuchs (Vorsitz), Alexander Hartman

Handelsregister:

Amtsgericht Bayreuth, HRB 4923
Umsatzsteuer-ID: DE 815073514

TransnetBW GmbH

Pariser Platz
Osloer Straße 15 - 17
70173 Stuttgart
www.transnetbw.de

Geschäftsführer:

Rainer Joswig, Dr. Rainer Pflaum

Handelsregister: Registergericht Stuttgart, HRB 740510

Umsatzsteuer-ID: DE 191008872

Redaktion

Olivier Feix (50Hertz Transmission GmbH),
Ruth Obermann (Amprion GmbH),
Marius Strecker (TenneT TSO GmbH),
Regina König (TransnetBW GmbH)

E-Mail: info@netzentwicklungsplan.de
www.netzentwicklungsplan.de

16. April 2014

Inhaltsverzeichnis

Impressum	2
1 Einführung	5
2 Methodik	7
2.1 Sensitivität 1: Deckelung Offshore	7
2.2 Sensitivität 2: Einspeisemanagement	7
3 Eingangsdaten und Ergebnisse der Marktsimulation	10
3.1 Sensitivität 1: Deckelung Offshore	10
3.2 Sensitivität 2: Einspeisemanagement	11
3.3 Ergebnisse der Marktsimulationen	12
4 Netzanalysen und Maßnahmen	14
4.1 Sensitivität 1: Deckelung Offshore	14
4.2 Sensitivität 2: Einspeisemanagement	16
5 Fazit	19
Abkürzungsverzeichnis	20
Literaturverzeichnis	20

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Prozessübersicht zum Einspeisemanagement	8
Abbildung 2: Veränderungen bei Maßnahmen durch die Sensitivität 1 (Deckelung Offshore) im Netzmodell des Szenario A 2024 (Offshore-Netzanbindungssysteme nicht enthalten)	14
Abbildung 3: Veränderungen bei Maßnahmen durch die Sensitivitäten 1 (Deckelung Offshore) und 2 (Einspeisungsmanagement) im Netzmodell des Szenarios A 2024 (Offshore-Netzanbindungssysteme nicht enthalten)	18

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Installierte Erzeugungsleistung der Windenergieanlagen auf See (Wind offshore)	10
Tabelle 2: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes in Sensitivität 1	11
Tabelle 3: Energiemengen der Einspeisung, des Verbrauchs und des Imports/Exports der Sensitivitäten im Vergleich zum Szenario A 2024.....	13
Tabelle 4: Maßnahmenänderungen in der Sensitivität 1 (Deckelung Offshore) gegenüber dem Szenario A 2024 des NEP 2014.....	15
Tabelle 5: Maßnahmenänderungen in der Sensitivität 2 (Einspeisungsmanagement) gegenüber der Sensitivität 1 (Deckelung Offshore).....	16

1 Einführung

Für die Bestimmung des zukünftigen Netzentwicklungsbedarfs im deutschen Übertragungsnetz im Rahmen des Netzentwicklungsplans Strom (NEP) sind zahlreiche Eingangsdaten und Festlegungen erforderlich.

Ausgangspunkt der Erstellung des Netzentwicklungsplans und des Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP) ist der Szenariorahmen (nach § 12b EnWG und § 17b EnWG). Gesetzlich vorgesehen ist, einen breiten Rahmen mit mindestens drei wahrscheinlichen Entwicklungspfaden der zukünftigen Erzeugungs- und Verbrauchssituationen vorzulegen, diesen jährlich zu aktualisieren und die Netzpläne daran anzupassen. In vielen Gesprächen und Stellungnahmen zum Szenariorahmen bzw. zu den Netzentwicklungsplänen wird gefordert, darüber hinaus auch den Einfluss einzelner Parameter – innerhalb wie außerhalb des derzeit gegebenen Ordnungsrahmens – auf den Netzoptimierungs-, Netzverstärkungs- und Netzausbaubedarf zu untersuchen. Diese vergleichenden Variationen einzelner Parameter innerhalb eines Szenarios werden in der Folge Sensitivitäten genannt.

Die Betrachtung von Sensitivitäten ermöglicht einen Erkenntnisgewinn über den Einfluss einiger zentraler Eingangsgrößen auf den allgemeinen Entwicklungsbedarf im Übertragungsnetz. Dies kann helfen, neue Erkenntnisse für die gesellschaftliche und politische Debatte über den zukünftigen energiepolitischen Ordnungsrahmen zu gewinnen.

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) aufgefordert, die Auswirkungen von zwei Sensitivitäten auf die im Szenario B 2024 des Netzentwicklungsplans 2014 enthaltenen Maßnahmen zu untersuchen (Teil II der Genehmigung des Szenariorahmens vom 30.08.2013¹). Diese Sensitivitäten sind:

- Deckelung Offshore (Sensitivität 1),
- Einspeisemanagement (Sensitivität 2)².

Die Sensitivitäten werden in Kapitel 3, die jeweilige Vorgehensweise in Kapitel 2 detailliert dargestellt.

Angesichts der durch den Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD im Herbst 2013 geänderten politischen Rahmenbedingungen ist die im Genehmigungsdokument enthaltene installierte Erzeugungslleistung aus Offshore-Windenergie für die Sensitivität 1 von der Bundesnetzagentur nachträglich angepasst worden.

Außerdem haben sich die Übertragungsnetzbetreiber mit der Bundesnetzagentur nachträglich darauf verständigt, die Sensitivitäten nicht im Vergleich zum Szenario B 2024 zu untersuchen, sondern im Vergleich zum Szenario A 2024. Ausschlaggebend hierfür war die Entscheidung im Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD, bis 2025 einen Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von 40 – 45 % erreichen zu wollen. Dieser liegt eher im Bereich des Szenarios A 2024 (rund 45 %) als im Bereich des Szenarios B 2024 (knapp 50 %).

Abschließend haben ÜNB und BNetzA vereinbart, die Sensitivität 2 aufbauend auf der Sensitivität 1 zu berechnen. Die sequenzielle Betrachtung der beiden Sensitivitäten („Deckelung Offshore“ und „Einspeisemanagement“) entspricht grundsätzlich den Gedanken des Koalitionsvertrags und liefert somit eine wichtige Erkenntnis für die aktuelle energiepolitische Diskussion. Hierdurch werden die Auswir-

¹ Bundesnetzagentur (2013): Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2014 (Az.: 6.00.03.05/13-08-30/Szenariorahmen 2013).

² An konkreten Netzbelastungssituationen orientierendes Einspeisemanagement von Windenergieanlagen onshore.

kungen der Reduktion der Offshore-Leistung auf in Summe 9,9 GW auf den Onshore-Netzausbaubedarf sowohl einzeln als auch kombiniert mit den Auswirkungen des Einspeisemanagements sichtbar.

Sowohl beim Szenario A 2024 als auch bei den Sensitivitäten liegt der Gesamtanteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch im Bereich des von der Bundesregierung angestrebten Korridors von 40 – 45 % im Jahr 2025. Allerdings müssen die Übertragungsnetzbetreiber darauf hinweisen, dass weder das Szenario A 2024 noch die Sensitivitäten die aktuell diskutierten Details der noch laufenden Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) abbilden können. Es war wegen des erforderlichen Vorlaufs für die Marktmodellierung und die Netzberechnungen sowie der noch laufenden politischen Debatte und der damit noch fehlenden Eingangsparameter nicht möglich, die derzeit diskutierten Ziele und Ausbaukorridore für die einzelnen Erneuerbare-Energien-Technologien vollständig zu berücksichtigen. So umfasst beispielsweise das Szenario A 2024 rund 49 GW Windleistung onshore, was einem Netto-Zubau gegenüber dem Ist von nur 1.300 MW jährlich entspricht, wohingegen der Kabinettsbeschluss vom 08.04.2014 zur EEG-Novelle von 2.500 MW jährlich ausgeht – dieses Delta summiert sich in den kommenden zehn Jahren somit auf über 10 GW.

Die Übertragungsnetzbetreiber untersuchen darüber hinaus auf Anregung unterschiedlicher Stakeholder noch eine dritte Sensitivität, die aus zeitlichen Gründen jedoch noch nicht Bestandteil dieses Berichts ist. Die Sensitivität 3 wird voraussichtlich Ende Juni 2014 vorgelegt und betrachtet die Auswirkungen eines deutlich erhöhten Preises für CO₂-Emissionszertifikate auf Basis des Szenarios A 2024. Bei dieser Sensitivität werden die Auswirkungen indikativ bewertet, d. h. die Auswirkungen auf die notwendigen Übertragungskapazitäten werden mittels einer statistischen Auswertung der resultierenden Zweigauslastungen beurteilt. Im Rahmen dieser Sensitivitätsbetrachtung werden keine topologischen Veränderungen des Netzmodells durchgeführt.

Einladung zur Diskussion: Kommentierung des Sensitivitätenberichts

Die interessierte Öffentlichkeit hat die Möglichkeit, den vorliegenden Bericht zu den Sensitivitäten „Deckelung Offshore“ und „Einspeisemanagement“ sowie den Bericht zur Sensitivität „CO₂-Preis“, der voraussichtlich Ende Juni veröffentlicht wird, in der Zeit vom 16.04. bis zum 15.07.2014 schriftlich zu kommentieren. Die Übertragungsnetzbetreiber werden die eingegangenen Kommentare prüfen. Diese werden aber – im Gegensatz zum Vorgehen beim Netzentwicklungsplan – nicht in einen überarbeiteten Entwurf des Sensitivitätenberichts münden. Vielmehr werden die Übertragungsnetzbetreiber die Ergebnisse der Kommentierung auf einer anschließenden Dialogveranstaltung vorstellen und diskutieren.

Wie können Sie einen Kommentar abgeben?

Sie können Ihren Kommentar entweder online über die Eingabe in eine Maske auf www.netzentwicklungsplan.de, per E-Mail an sensitivitaeten@netzentwicklungsplan.de oder auf postalischem Wege abgeben. Die Anschrift lautet:

Netzentwicklungsplan Strom, Stichwort "Sensitivitäten", Postfach 10 05 72, 10565 Berlin.

Falls Sie mit der Veröffentlichung Ihres Kommentares auf www.netzentwicklungsplan.de einverstanden sind, teilen Sie uns dies bitte ausdrücklich mit. Alle sachlichen Kommentare, für die eine Einverständniserklärung zur Veröffentlichung vorliegt, werden sukzessive auf www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht.

2 Methodik

Auch die Variation nur eines einzelnen Parameters kann Einfluss auf den europäischen Erzeugungsmarkt haben, da beispielsweise dann frei werdende Kraftwerkskapazitäten in Deutschland einen geänderten Einsatz von Kraftwerken im Ausland zur Folge haben können. Um die Reaktionen des Marktes auf die Variationen des Parameters Wind offshore mit beurteilen zu können, wurde für die Sensitivität 1 eine separate Marktsimulation gerechnet (siehe Kapitel 3).

Aufbauend auf den Ergebnissen dieser Marktsimulation werden für die **Sensitivität 1**, basierend auf dem vollständigen Netzmodell des Szenarios A 2024 aus dem NEP 2014, Leistungsflussberechnungen für 8.760 Stunden durchgeführt. Die Auswirkungen der reduzierten Offshore-Leistung auf die notwendigen Übertragungskapazitäten werden maßnahmenscharf bewertet. Zur Identifizierung der Netzentwicklungsmaßnahmen in der Sensitivität 1 werden die Planungskriterien wie im NEP 2014 angewendet.

Die **Sensitivität 2** setzt auf dem Ergebnisnetz der Sensitivität 1 auf und untersucht in einem wissenschaftlichen Modell – wie in Kapitel 2.2 beschrieben –, welche Netzentwicklungsmaßnahmen des NEP 2014 unter Anwendung eines Einspeisemanagements von neuen, ab 2015 errichteten Onshore-Windenergieanlagen für das Jahr 2024 noch nicht identifizierbar sind und sich somit auf der Zeitachse nach hinten verschieben würden. Eine gesonderte Marktsimulation als Ausgang für die Netzmodellierung findet nicht statt. Das bedeutet zum Beispiel, dass sich in der Sensitivität 2 gegenüber der Sensitivität 1 weder die Last noch das Marktergebnis für die europäischen Nachbarländer ändern. Die Handelsflüsse von und nach Deutschland werden in der Sensitivität 2 gegenüber der Sensitivität 1 fixiert. Es ändert sich nur der Kraftwerkseinsatz innerhalb Deutschlands.

2.1 Sensitivität 1: Deckelung Offshore

Es wird geprüft, welche Netzentwicklungsmaßnahmen des NEP 2014 unter den Randbedingungen der Sensitivität im Jahr 2024 noch nicht identifizierbar sind und welche Netzausbaumaßnahmen ggf. zusätzlich notwendig werden. Es wird somit zunächst geprüft, ob das Ergebnisnetz des Szenarios A 2024 auch unter den veränderten Bedingungen noch immer (n-1)-sicher ist, bzw. mit welchen neuen Maßnahmen dies erreicht werden kann. Anschließend werden, ausgehend vom Ergebnisnetz des Szenarios A 2024, sukzessive Maßnahmen ausgeschaltet und überprüft, ob auch ohne diese Maßnahmen die Planungskriterien eingehalten werden bzw. es werden bei einer Verletzung der netztechnischen Beurteilungskriterien zusätzliche Abhilfemaßnahmen abgeleitet.

2.2 Sensitivität 2: Einspeisemanagement

In der Genehmigung des Szenariorahmens vom 30.08.2013³ durch die Bundesnetzagentur werden die ÜNB gebeten, eine Sensitivitätsbetrachtung für ein sich an konkreten Netzbelastungssituationen orientierendes Einspeisemanagement von Onshore-Windenergieanlagen zu entwickeln. Dabei sollten nur die Windenergieanlagen ihre Einspeiseleistung reduzieren, die auf überlastete Netzelemente einwirken und bei denen die Leistungsreduzierung nachweislich zu einer Verringerung der Belastung dieser Netzelemente führt. Das Ziel dieser Untersuchung ist die Erkenntnis, welcher Netzausbaubedarf durch spezielles Einspeisemanagement bei Onshore-Windenergieanlagen und Kompensation durch konventionelle Kraftwerke erst später nötig wird.

³ Az.: 6.00.03.05/13-08-30/Szenariorahmen 2013

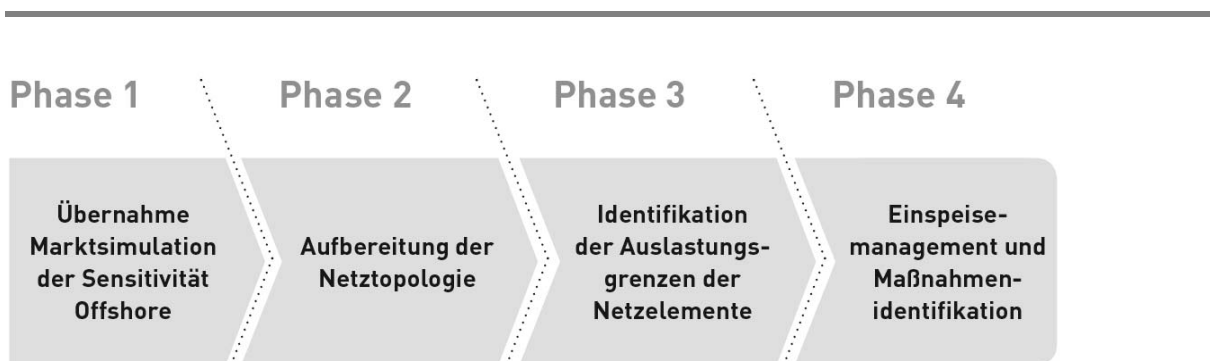
In der letztjährigen Sensitivität 2 zum NEP 2013 (Beschränkung der Windeinspeisung) wurden die erneuerbaren Energien pauschal eingesenkt. Auf eine gezielte Kompensation wurde damals verzichtet. In der hier untersuchten Sensitivität 2 des NEP 2014 wird dagegen das Einspeisemanagement erneuerbarer Energien vom Netz gesteuert gezielt zur Engpassbeseitigung eingesetzt. Die Kompensation übernehmen konventionelle Kraftwerke. Das Vorgehen ist modellhaft und berücksichtigt nicht die derzeit gültige gesetzliche Vorrangregelung erneuerbarer Energien. Auch der Einsatz konventioneller Kraftwerke folgt nicht dem Marktgeschehen, sondern erfolgt zur Behebung von Engpässen netzgesteuert.

Das im Folgenden beschriebene Konzept bezieht sich ausschließlich auf das Einspeisemanagement von neuen Onshore-Windenergieanlagen (Zubau ab 01.01.2015).

Unter dem **Einspeisemanagement** wird die Reduktion der in einer Situation möglichen Einspeisleistung dieser Windenergieanlagen bei zeitgleicher Kompensation des Leistungswegfalls durch Erhöhung der Leistungsbereitstellung bestehender konventioneller Kraftwerke auf der Gegenseite eines engpassbehafteten Netzelements verstanden. Der Einsatz dieser konventionellen Kraftwerke vor dessen Anpassung im Rahmen des Einspeisemanagements wird durch eine Marktsimulation ermittelt.

Der Prozess zur Analyse des Einspeisemanagements gliedert sich in vier Phasen gemäß Abbildung 1.

Abbildung 1: Prozessübersicht zum Einspeisemanagement



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Phase 1: Übernahme der Marktsimulation der Sensitivität 1 „Deckelung Offshore“

Zur Durchführung der sequenziellen Vorgehensweise bei der Berechnung der Sensitivitäten „Deckelung Offshore“ und „Einspeisemanagement“ muss diesen beiden Sensitivitäten dasselbe Szenario zugrunde liegen. Die ÜNB verwenden als Grundlage für beide Sensitivitäten und damit auch für die Sensitivität 2, „Einspeisemanagement“, das energiewirtschaftliche Szenario A 2024, angepasst um die reduzierten Offshore-Zahlen aus der Sensitivität 1 (mit 9,9 GW Offshore) und der Regionalisierung entsprechend dem Kenntnisstand der betroffenen ÜNB.

Die netzknotenscharfe Ausweisung der neuen Windenergieanlagen (Zubau ab 01.01.2015), die für das Einspeisemanagement in Phase 4 zugelassen sind, erfolgt auf Basis der Regionalisierungsmethodik des NEP 2014.

Phase 2: Aufbereitung der Netztopologie

In der Sensitivität 2 wird ein konsistenter Ansatz zur Netztopologie, resultierend aus der Sensitivität 1, verfolgt. Folglich ist das Ergebnisnetz der Sensitivität 1 das Ausgangsnetz der Sensitivität 2.

Phase 3: Identifikation der Auslastungsgrenzen der Netzelemente

Anhand des Ergebnisses der Marktsimulation findet zunächst eine Netzberechnung für das Ausgangsnetz im (n-0)-Grundfall auf Basis von 8.760 Netznutzungsfällen statt. Um umfangreiche Ausfallrechnungen bei den in Phase 4 durchzuführenden Redispatch-Berechnungen zu vermeiden, werden grundsätzlich Leitungsauslastungen über 70 % der maximal zulässigen thermischen Stromtragfähigkeit eines Stromkreises als Indiz für eine Überlastung im (n-1)-Fall angesehen. Die auf dieser Basis ermittelten Maßnahmen werden abschließend einer vollständigen (n-1)-Prüfung unterzogen.

Phase 4: Einspeisemanagement

Entsprechend der Zielsetzung der Ausweisung von Einsparpotenzialen des Netzausbaus infolge von Einspeisemanagement von neuen Onshore-Windenergieanlagen wird kein Herunterregeln von konventionellen Kraftwerken „vor“ dem Engpass (Redispatch) durchgeführt, sondern es werden gezielt Windenergieanlagen onshore, die nach 2015 ans Netz gehen, eingesenkt. Die maximal mögliche Reduktion in Höhe der 5%igen Jahresarbeit aus Windenergieanlagen wird hälftig auf das Verteil- und das Übertragungsnetz aufgeschlüsselt. Annahmegemäß wird die Hälfte der maximal möglichen Kappung für die Beseitigung der Engpässe im Verteilnetz benötigt. Damit verbleiben 2,5 % der Jahresenergiemenge für das Einspeisemanagement im Übertragungsnetz.

Netzengpässe werden im Rahmen dieser Sensitivitätsanalyse durch Senkung der Einspeisung aus den Onshore-Windenergieanlagen „vor“ dem Netzengpass und Erhöhung der Leistung konventioneller Kraftwerke „hinter“ dem Netzengpass behoben. Ziel ist die Identifikation der Netzausbaumaßnahmen, die durch das Einspeisemanagement – unter Einhaltung der für das Übertragungsnetz zur Verfügung stehenden 2,5%igen Einspeisemenge – potenziell eingespart werden können.

Im ersten Berechnungsschritt erfolgt die Quantifizierung des Einspeisemanagementbedarfs für den Entfall jeder einzelnen Ausbaumaßnahme separat. Zunächst werden nur die Ausbaumaßnahmen außerhalb des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPIG) von 2013 betrachtet. Dabei werden dem Ausgangsnetz nacheinander einzelne Maßnahmen entnommen und dadurch entstehender Bedarf an Einspeisemanagement dokumentiert. Das Einspeisemanagement erfolgt netzknotenscharf. Sollte der Schwellwert von 2,5 % der Jahresenergie an einem Netzknoten überschritten werden, so steht dieser in den verbleibenden Stunden der Jahresrechnung nicht mehr für ein Einspeisemanagement zur Verfügung.

Wenn bei einigen Ausbaumaßnahmen die im Rahmen des Einspeisemanagements zulässige Energiemenge nicht ausreichend ist, um den durch die Entnahme hervorgerufenen Engpass zu beseitigen, dann verbleiben diese Maßnahmen im Ausgangsnetz.

Sollte nach Entnahme aller Nicht-BBPIG-Maßnahmen, die bei Anwendung der beschriebenen Methodik entnommen werden, die zulässige Energiemenge des Einspeisemanagements noch nicht ausgeschöpft sein, werden in einem weiteren Schritt die BBPIG-Maßnahmen in die Untersuchung mit einbezogen.

3 Eingangsdaten und Ergebnisse der Markt-simulation

Im Folgenden werden die Eingangsdaten für die Marktsimulationen der einzelnen Sensitivitäten im Vergleich zum Basisszenario A 2024 dargestellt. Kapitel 3.3 stellt eine Auswahl an Marktsimulationsergebnissen beider Szenarien dar.

3.1 Sensitivität 1: Deckelung Offshore

Gegenüber der in Szenario A 2024 angenommenen installierten Erzeugungsleistung von **11,5 GW** Offshore-Windenergie (10,2 GW in der Nordsee und 1,3 GW in der Ostsee) wird in dieser Sensitivität der Einfluss einer Verringerung auf **9,9 GW** im Jahr 2024 untersucht. Durch die Bundesnetzagentur wurde dabei eine anteilige Reduktion der Erzeugungsleistung in Nord- und Ostsee pro rata auf 8,8 GW in der Nordsee und 1,1 GW in der Ostsee vorgegeben.

Tabelle 1: Installierte Erzeugungsleistung der Windenergieanlagen auf See (Wind offshore)

Wind offshore (in GW)	A 2024	Sensitivität 1
Nordsee	10,2 GW	8,8 GW
Ostsee	1,3 GW	1,1 GW
Summe	11,5 GW	9,9 GW

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Netzanbindungssysteme zur Erschließung von Offshore-Windpark-Clustern sind auf eine standardisierte Übertragungskapazität ausgelegt. Eine Reduktion der Ziele für den Ausbau der Offshore-Windenergie führt damit nicht notwendigerweise auch zu einer Reduktion der Übertragungskapazität und damit der zur Anbindung notwendigen Netzanbindungssysteme. Für die in der Sensitivität 1 vorgesehene Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie werden im Jahr 2024 voraussichtlich die in Tabelle 2 aufgeführten, über das Offshore-Startnetz hinausgehenden Netzanbindungssysteme benötigt.

Tabelle 2: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes in Sensitivität 1

Projekt	M.- Nummer	Bezeichnung der Maßnahme	Netzverknüpfungspunkt	geplanter Beginn der Umsetzung	geplante Inbetriebnahme
NOR-3-3	15	HGÜ-Verbindung NOR-3-3	Halbmond	2017	2022
NOR-1-1	3	HGÜ-Verbindung NOR-1-1	Halbmond	2019	2024
OST-1-1	51	AC-Verbindung OST-1-1 (Cluster 1 „Westlich Adlergrund“)	Lubmin	2014	2017
OST-1-2	53	AC-Verbindung OST-1-2 (Cluster 1 „Westlich Adlergrund“)	Lubmin	2014	2017
OST-1-3	55	AC-Verbindung OST-1-3 (Cluster 1 „Westlich Adlergrund“)	Lubmin	2014	2018
OST-1-4	57	AC-Verbindung OST-1-4 (Cluster 1 „Westlich Adlergrund“)	Lubmin	2015	2018

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Durch den in der Sensitivität 1 insgesamt etwas geringeren Zubau der Offshore-Windenergie bis zum Jahr 2024 kommt es in der Nordsee zu einer zeitlichen Streckung des Ausbaus. Dadurch ist das im Szenario A 2024 enthaltene System NOR-7-1 in der Sensitivität 1 nicht enthalten. In der Ostsee kommt es bei den Netzanbindungssystemen nicht zu Änderungen gegenüber dem Szenario A 2024.

Im weiteren Verlauf der Novellierung des EEG ist eine weitere Anpassung und genauere Festlegung des Ausbau-Korridors für Offshore-Windenergie zu erwarten. Daher kann die Ausgestaltung des zukünftigen Offshore-Ausbaus an dieser Stelle noch nicht abschließend bestimmt werden.

3.2 Sensitivität 2: Einspeisemanagement

Wie im Kapitel 2.2 beschrieben, baut die Sensitivität 2 (Einspeisemanagement) auf der Marktmodellierung und der Netztopologie der Sensitivität 1 auf. Die Eingangsdaten werden unverändert übernommen.

Untersucht wird ein sich an konkreten Netzbelastungssituationen orientierendes Einspeisemanagement von Onshore-Windenergieanlagen, die ab dem 01.01.2015 in Betrieb genommen werden. Dabei sollen nur die Windenergieanlagen ihre Einspeiseleistung reduzieren, die auf überlastete Netzelemente einwirken und bei denen die Leistungsreduzierung nachweislich zu einer Verringerung der Belastung dieser Netzelemente führt.

3.3 Ergebnisse der Marktsimulationen

Sensitivität 1 (Deckelung Offshore)

Durch die im Vergleich zum Szenario A 2024 um 1,6 GW reduzierte installierte Offshore-Leistung geht die Energieerzeugung aus Offshore-Windenergie in der Sensitivität 1 im Jahr 2024 um rund 6,4 TWh zurück. Insgesamt reduziert sich die Energieerzeugung in Deutschland jedoch nur um gut 3 TWh.

Die fehlende Energieerzeugung aus Offshore-Windenergie wird teilweise durch konventionelle Kraftwerke ersetzt. So erhöht sich die Energieerzeugung aus Steinkohle marktgetrieben um rund 2,4 TWh und aus Erdgas um 0,7 TWh. Die Energieerzeugung aus Braunkohle erhöht sich nur sehr geringfügig.

Die reduzierte Energieerzeugung in Deutschland führt zu einem Rückgang des Außenhandels. Deutschland exportiert in Sensitivität 1 im Saldo rund 3 TWh weniger Strom in das europäische Ausland als im Szenario A 2024. Dennoch bleibt Deutschland Nettoexportregion mit einem Exportvolumen von ca. 73,5 TWh.

Sensitivität 2 (Einspeisemanagement)

Insgesamt reduziert sich in der Sensitivität 2 die Energiemenge aus Onshore-Windenergie gegenüber der Sensitivität 1 um rund 287 GWh, also knapp 0,3 TWh. Anders als in Sensitivität 1 werden diese 287 GWh gesteuert über konventionelle Kraftwerke ersetzt, um hierdurch Netzentlastungen zu bewirken.

Erwartungsgemäß wurde die Einspeisung aus Onshore-Windenergieanlagen insbesondere, aber nicht ausschließlich, in den Stunden reduziert, die auch insgesamt eine überdurchschnittlich hohe Einspeisung aus erneuerbaren Energien aufweisen und entsprechend durch eher niedrige Marktpreise gekennzeichnet sind.

In erster Linie wird die reduzierte Energiemenge aus Onshore-Windenergieanlagen durch Erdgas-kraftwerke (ca. 64 %; rund 184 GWh) ersetzt. Steinkohlekraftwerke tragen mit knapp 35 % (rund 100 GWh) bei. Der Beitrag von Braunkohlekraftwerken, Ölkraftwerken und sonstigen konventionellen Erzeugungseinheiten ist mit insgesamt 1% nur sehr gering.

Tabelle 3: Energiemengen der Einspeisung, des Verbrauchs und des Imports/Exports der Sensitivitäten im Vergleich zum Szenario A 2024

Energieträger	Szenario A 2024	Veränderung Sensitivität 1 (Offshore) zum Szenario A 2024		Veränderung Sensitivität 2 (Einspeisemanagement) zum Szenario A 2024	
			Diff.		Diff.
in TWh			Diff.		Diff.
Kernenergie	0,0	0,0	0,00	0,0	0,00
Braunkohle	115,82	115,95	↑ 0,14	115,95	↑ 0,14
Steinkohle	172,65	175,04	↑ 2,39	175,14	↑ 2,49
Erdgas	49,74	50,46	↑ 0,73	50,65	↑ 0,91
Öl	1,44	1,44	0,00	1,44	0,00
Pumpspeicher-einspeisung	3,05	3,07	0,02	3,07	0,02
KWK < 10 MW	9,04	9,04	0,00	9,04	0,00
sonstige Konventionelle	22,51	22,51	0,00	22,52	0,01
Wind onshore	95,23	95,23	0,00	94,94	↓ -0,29
Wind offshore	45,05	38,65	↓ -6,40	38,65	↓ -6,40
Photovoltaik	47,98	47,98	0,00	47,98	0,00
Biomasse	46,51	46,51	0,00	46,51	0,00
Wasserkraft	17,13	17,13	0,00	17,13	0,00
sonstige reg. Erzeugung	3,33	3,33	0,00	3,33	0,00
Import	38,71	39,63	↑ 0,91	39,63	↑ 0,91
Export	115,26	113,12	↓ -2,14	113,12	↓ -2,14
Verbraucherlast (inkl. Netzverlusten) ⁴	549,39	549,29	-0,10	549,29	-0,10
Pumpspeicher-entnahme	-3,54	-3,56	-0,02	-3,56	-0,02
Dumped Energy	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

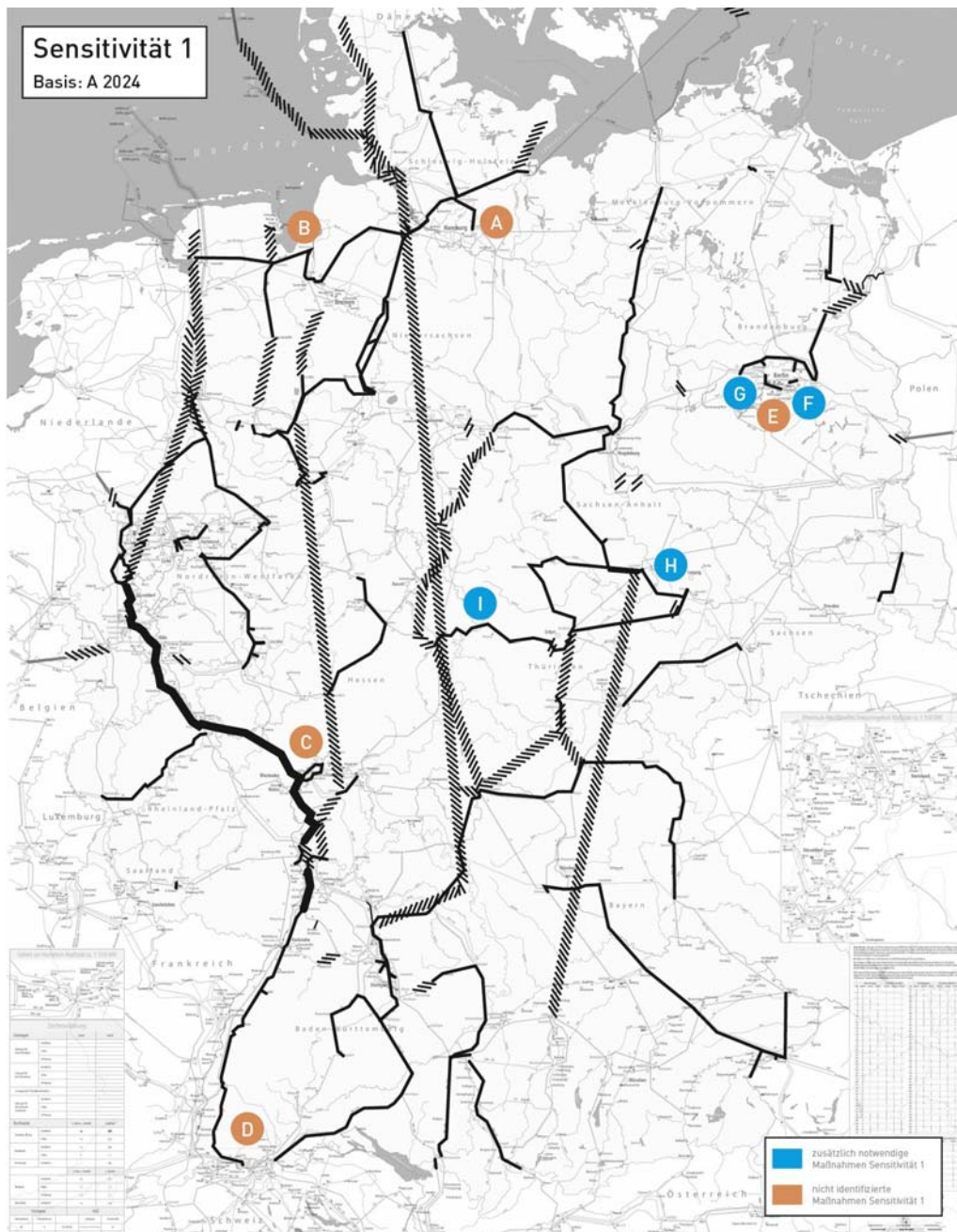
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber (eigene Berechnungen)

⁴ Die Unterschiede zwischen dem Szenario A 2024 und den Sensitivitäten ergeben sich durch verringerte Netzverluste in den Sensitivitäten. Eine Erläuterung zur Berechnung der Netzverluste findet sich im Netzentwicklungsplan 2014.

4 Netzanalysen und Maßnahmen

4.1 Sensitivität 1: Deckelung Offshore

Abbildung 2: Veränderungen bei Maßnahmen durch die Sensitivität 1 (Deckelung Offshore) im Netzmodell des Szenario A 2024 (Offshore-Netzanbindungssysteme nicht enthalten)



Quelle: VDE | FNN/ÜNB⁵

⁵ Die Abbildung 2 basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2014).

Der Haupttreiber der Netzentwicklung in der Sensitivität bleibt der weiträumige Transport von eingespeister Windenergie, die den regionalen Bedarf erheblich überschreitet. Die Unterschiede zwischen der Sensitivität 1 und dem Szenario A 2024 sind eher gering. Die Ergebnisse aus den Leistungsflussberechnungen der Sensitivität 1 zeigen eine leichte zeitliche Streckung des Netzausbaubedarfs gegenüber dem Szenario A 2024 des NEP 2014. Dieser ist insbesondere auf folgende Faktoren zurückzuführen:

- Die Offshore-Leistung reduziert sich in der Nordsee im Vergleich zum Szenario A 2024 um 1,4 GW und in der Ostsee um 0,2 GW. Dabei erfolgt der größte Rückgang der an Land angeschlossenen installierten Leistung in Niedersachsen.
- Die lokal veränderte Einbindung und die Reduktion der erneuerbaren Energien aus dem Offshore-Bereich führt an den Netzverknüpfungspunkten in Niedersachsen zu einer Verschiebung der Konverterstationen von Cloppenburg und Unterweser Richtung Halbmond.
- Die Erzeugungsmengen im Inland gehen insgesamt leicht zurück, was ebenfalls zu einem leicht reduzierten Außenhandel führt.

Obwohl die Offshore-Leistung in der Sensitivität 1 gegenüber dem Szenario A 2024 um 1,6 GW reduziert ist, zeigt sich in den Netzanalysen ein gleichbleibender Übertragungsdarf aller HGÜ-Korridore in Summe von 10 GW. Damit sind auch bei der Sensitivität 1 alle HGÜ-Verbindungen des Szenarios A 2024 zum weiträumigen Abtransport der Offshore- und Onshore-Windenergieleistung aus dem küstennahen Bereich direkt in den Süden erforderlich.

Die im Szenario A 2024 enthaltenen Bundesbedarfsplan-Maßnahmen werden durch die Sensitivität 1 nicht beeinflusst. An der Nordseeküste im Bereich Bremen und Hamburg wird das 380-kV-Drehstromnetz entlastet und es käme lokal zu einer zeitlichen Verschiebung von Maßnahmen. In Mitteldeutschland würde dagegen der Leistungsfluss von Ost nach West zunehmen. Dies würde zu lokal notwendigen Verstärkungen führen. Eine Maßnahme im Süden sowie eine weitere Maßnahme im Raum Frankfurt wären aufgrund des geringeren Exports und des veränderten Kraftwerkeinsatzes ebenfalls im Jahr 2024 noch nicht erforderlich. In der nachfolgenden Übersicht sind alle Veränderungen zusammengefasst.

Tabelle 4: Maßnahmenänderungen in der Sensitivität 1 (Deckelung Offshore) gegenüber dem Szenario A 2024 des NEP 2014

	Maßnahmennummer des NEP 2014	Maßnahme	unter der Randbedingung der Sensitivität 1 wurde die Maßnahme
A	M367	Hamburg/Nord – Hamburg/Ost	noch nicht identifiziert
B	M82 + M87	Conneforde – Unterweser Unterweser – Elsfleth/West	noch nicht identifiziert
C	M53	Oberkriftel – Obererlenbach	noch nicht identifiziert
D	M374	Eichstetten – Kühmoos	noch nicht identifiziert
E	M376	Reuter – Mitte	noch nicht identifiziert
F	M406	Friedrichshain – Marzahn	zusätzlich notwendig
G	M407	Reuter – Teufelsbruch	zusätzlich notwendig
H	M405	Pulgar – Lauchstädt	zusätzlich notwendig
I	M25b	PSW Talsperre Schmalwasser – Mecklar	zusätzlich notwendig

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

4.2 Sensitivität 2: Einspeisemanagement

Auch durch die Sensitivität 2 werden die im Szenario A 2024 enthaltenen Bundesbedarfsplan-Maßnahmen identifiziert. Gleiches gilt für die im Szenario A 2024 identifizierten HGÜ-Korridore mit einer Übertragungsleistung von in Summe 10 GW:

- Korridor A mit 2 GW Emden/Ost – Osterath – Philippsburg,
- Korridor B mit 2 GW Wehrendorf – Urberach,
- Korridor C mit 2 GW Brunsbüttel – Großgartach
und 2 GW Wilster – Raum Grafenrheinfeld,
- Korridor D mit 2 GW Lauchstädt – Meitingen.

Das Einspeisemanagement von neuen Onshore-Windenergieanlagen führt dazu, dass von den Maßnahmen des Szenarios A 2024 rund 15 % unter diesen Randbedingungen noch nicht identifiziert werden konnten. Die Maßnahmen sind in der folgenden Tabelle aufgelistet.

Tabelle 5: Maßnahmenänderungen in der Sensitivität 2 (Einspeisemanagement) gegenüber der Sensitivität 1 (Deckelung Offshore)⁶

	Maßnahmennummer des NEP 2014	Maßnahme	unter der Randbedingung der Sensitivität 2 wurde die Maßnahme
	M227	Krümmel	noch nicht identifiziert
	M79	Elbekreuzung	noch nicht identifiziert
F	M406	Friedrichshain – Marzahn	noch nicht identifiziert
G	M407	Reuter – Teufelsbruch	noch nicht identifiziert
I	M25b	PSW Talsperre Schmalwasser – Mecklar	noch nicht identifiziert
J	M253	Borken – Gießen	noch nicht identifiziert
K	M206	Sottrum – Landesbergen	noch nicht identifiziert
L	M24b	Wolmirstedt – Wahle	noch nicht identifiziert
M	M254	Dollern – Punkt Sottrum	noch nicht identifiziert
N	M353	Borken – Twistetal	noch nicht identifiziert
O	M252	Lippe – Mengede	noch nicht identifiziert
P	M52	Landesbergen – Ohlensehlen - Wehrendorf	noch nicht identifiziert
Q	M365	Raum Grafenrheinfeld – Kupferzell	noch nicht identifiziert
R	M352	Lauchstädt – Wolframshausen – Vieselbach	noch nicht identifiziert
S	M351	Raum Göhl – Raum Lübeck	noch nicht identifiziert

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

⁶ Bei M227 Krümmel und M79 Elbekreuzung handelt es sich um Punktmaßnahmen, die in der Karte auf S. 18 nicht gesondert abgebildet werden.

Das wissenschaftliche Modell zum Einspeisemanagement des Instituts für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen (IFHT), welches im Rahmen der Sensitivitätsuntersuchung angewendet wurde, hat schlüssige Ergebnisse geliefert.

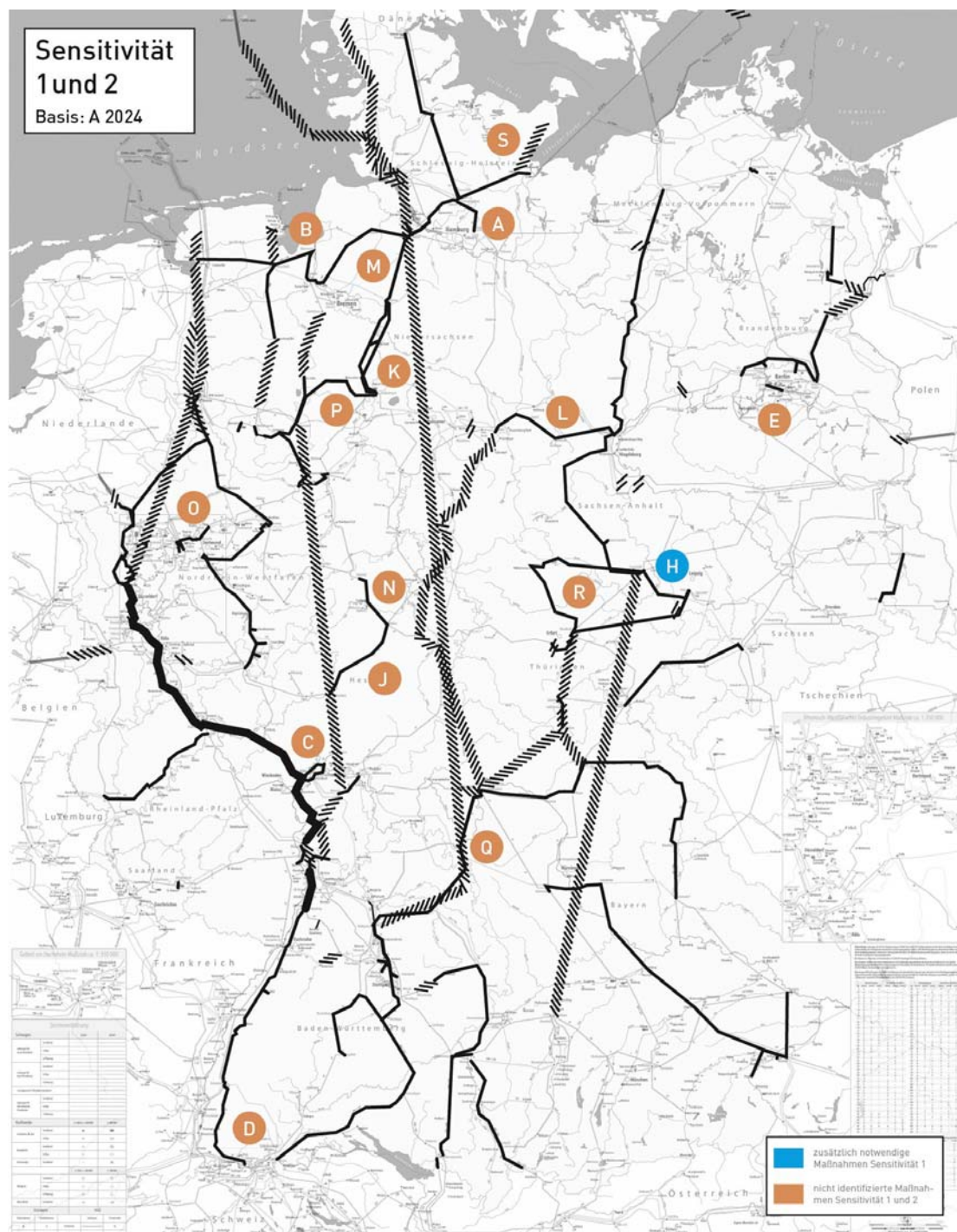
Von dem für das Übertragungsnetz zur Einsenkung zur Verfügung stehenden Volumen zum Einspeisemanagement von neuen Onshore-Windenergieanlagen wurden im Modell rund 287 GWh (46 % von 625 GWh⁷) genutzt.

Die Gründe für die nicht vollständige Ausnutzung des Volumens sind einerseits, dass nicht alle Anlagen aufgrund ihrer geographischen Lage im Verhältnis zu den Engpässen zur Engpassreduzierung beitragen können und andererseits, dass die zur Verfügung stehende Leistung in den Stunden, in denen Engpässe auftreten, örtlich begrenzt ist. Unter anderem aus diesen Gründen zeigte sich eine gewisse Sättigung. Eine weitere Erhöhung des zur Verfügung stehenden Volumens zum Einspeisemanagement würde nicht in gleicher Weise zu einer Verringerung des Netzausbaubedarfs führen.

In rund 1.050 Stunden wurde Einspeisemanagement angewendet. In 77 Stunden wurde die Leistung neuer Onshore-Windenergieanlagen um mehr als 1.000 MW eingesenkt. In der Spitze wurden gut 2.200 MW von insgesamt rund 13.000 MW neuer, ab 2015 errichteter Onshore-Windenergieanlagen eingesenkt.

⁷ Diese 625 GWh entsprechen 2,5 % der Jahresarbeit neuer, ab 2015 errichteter Onshore-Windenergieanlagen.

Abbildung 3: Veränderungen bei Maßnahmen durch die Sensitivitäten 1 (Deckelung Offshore) und 2 (Einspeisemanagement) im Netzmodell des Szenarios A 2024 (Offshore-Netzanbindungssysteme nicht enthalten)⁸



Quelle: VDE | FNN/ÜNB⁹

⁸ Die in dieser Karte abgebildeten Maßnahmen zeigen die Veränderungen aus den Sensitivitäten 1 und 2 im Vergleich zum Szenario A 2024. Maßnahmen, die in der Sensitivität 1 als zusätzlich notwendig identifiziert wurden, in der darauf aufsetzenden Sensitivität 2 aber nicht, werden hier nicht gesondert ausgewiesen.

⁹ Die Abbildung 3 basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2014).

5 Fazit

Bei dieser Sensitivitätsbetrachtung der deutschen ÜNB werden die Eingangsgrößen „Deckelung Offshore“ und „Einspeisemanagement“ nacheinander angewendet und deren Einfluss auf die Netzentwicklung untersucht. Die Ausgangslage für die Sensitivitätsbetrachtung ist die Netztopologie des Szenarios A 2024.

Beide in diesem Bericht dargestellten Sensitivitätsberechnungen unterstreichen die Notwendigkeit der Maßnahmen des Bundesbedarfsplans sowie der HGÜ-Korridore. Diese Maßnahmen erweisen sich gegenüber den veränderten Rahmenbedingungen der Sensitivitäten („Deckelung Offshore“ und „Einspeisemanagement“) als robust.

Die **Sensitivität 1** ist die Annahme eines verlangsamten Ausbaus der Offshore-Windenergie. Im Vergleich zum Szenario A 2024 ergibt sich ein vergleichbarer Netzausbaubedarf im AC- und DC-Netz. An der Nordseeküste im Bereich Bremen und Hamburg würde das 380-kV-Drehstromnetz entlastet und es käme lokal auf eine zeitliche Verschiebung des Bedarfs für einige Maßnahmen. Gleiches gilt aufgrund des veränderten Kraftwerkseinsatzes sowie des geringeren Exports im Raum Frankfurt sowie in Süddeutschland. In Mitteldeutschland würde dagegen der Leistungsfluss von Ost nach West zunehmen, was zu lokal notwendigen Verstärkungen führen würde. Zudem kommt es in der Nordsee im Vergleich zum Szenario A 2024 zu einer zeitlichen Streckung des Ausbaus. Dadurch ist ein im Szenario A 2024 enthaltenes Netzanbindungssystem in der Sensitivität 1 nicht enthalten, und die Umsetzungstermine für die verbleibenden zwei Netzanbindungssysteme in der Nordsee werden gestreckt. Für die Netzanbindungssysteme in der Ostsee ergeben sich keine Änderungen gegenüber dem Szenario A 2024.

Das in der **Sensitivität 2** angewendete Verfahren zum Einspeisemanagement ist ein Fortschritt im Vergleich zur im Vorjahr angewendeten pauschalen Kappung der Erzeugungsspitzen (Sensitivität 2 zum Netzentwicklungsplan 2013). Bevor es in der Praxis eingesetzt werden kann, besteht allerdings noch Weiterentwicklungsbedarf.

Insgesamt zeigt sich, dass das Einspeisemanagement eine Stellschraube ist, die Auswirkungen auf den zeitlichen Verlauf des Netzausbaus hat. Unter den derzeitigen gesetzlichen und marktlichen Rahmenbedingungen ist es in dieser Form allerdings noch nicht in der Praxis anwendbar. Bei der konkreten politischen Ausgestaltung des Instruments sind daher aus Sicht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber folgende Aspekte geeignet zu berücksichtigen:

- Vorhersehbarkeit von abregelbaren Energiemengen bei Erneuerbare-Energien-Anlagen und deren Jahresmanagement,
- Einspeisevorrang erneuerbarer Energien,
- Diskriminierungsfreiheit zwischen EE-Anlagen,
- Regional sehr unterschiedliche Behandlung von EE-Anlagen,
- Vereinbarkeit der Regelungen mit der sicheren Betriebsführung in Echtzeit (§ 13 Abs. 2 EnWG).

Aus den Sensitivitäten lässt sich kein vollständiges Zielnetz im Sinne des Netzentwicklungsplans ableiten, da lediglich die Auswirkungen der Variation zweier Parameter im Vergleich zum Szenario A 2024 untersucht werden. Die Tatsache, dass in den Sensitivitäten einige Maßnahmen unter den angenommenen Rahmenbedingungen noch nicht identifiziert werden konnten, bedeutet nicht, dass auf diese Maßnahmen dauerhaft verzichtet werden kann. Durch den weiterhin voranschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien vor dem Hintergrund der bisher bekannten Einigung von Bund und Ländern über die Ausbaukorridore für die einzelnen Erneuerbare-Energien-Technologien würde sich der Bedarf lediglich zeitlich verschieben.

Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current (Wechselstrom/Drehstrom)
BBPI	Bundesbedarfsplan
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
BNetzA	Bundesnetzagentur
DC	Direct Current (Gleichstrom)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, Berlin
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
km	Kilometer
kV	Kilovolt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NEP	Netzentwicklungsplan Strom
PV	Photovoltaik
TWh	Terawattstunde
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

Literaturverzeichnis

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2014). Netzentwicklungsplan Strom 2014, erster Entwurf

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2013). Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2014 – Entwurf

Bundesbedarfsplangesetz vom 23. Juli 2013 (BGBl. I S. 2543; 2014 I S. 148) einschließlich der Anlage (zu § 1 Absatz 1) Bundesbedarfsplan (Fundstelle: BGBl. I 2013, 2544 - 2545), zu finden unter: <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/bbplg/gesamt.pdf>

Bundesnetzagentur (2013). Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2014 gemäß § 12a Abs. 3 EnWG (Az.: 6.00.03.05/13-08-30/Szenariorahmen 2013)

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V./Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) (2014). Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“. (Stand: 01.01.2014)