



# EINFLUSSGRÖSSEN AUF DIE NETZENTWICKLUNG – TEIL II

Sensitivitätenbericht 2014 der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber  
zur Sensitivität „CO<sub>2</sub>-Preis“

# Impressum

## **50Hertz Transmission GmbH**

Eichenstraße 3A  
12435 Berlin  
[www.50hertz.com](http://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](http://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](http://www.tennet.eu)

Geschäftsführer:

Alexander Hartman

Handelsregister:

Amtsgericht Bayreuth, HRB 4923  
Umsatzsteuer-ID: DE 815073514

## **TransnetBW GmbH**

Pariser Platz  
Osloer Straße 15 - 17  
70173 Stuttgart  
[www.transnetbw.de](http://www.transnetbw.de)

Geschäftsführer:

Rainer Joswig, Dr. Rainer Pflaum

Handelsregister: Registergericht Stuttgart, HRB 740510

Umsatzsteuer-ID: DE 191008872

E-Mail: [info@netzentwicklungsplan.de](mailto:info@netzentwicklungsplan.de)  
[www.netzentwicklungsplan.de](http://www.netzentwicklungsplan.de)

14. Juli 2014

## Inhaltsverzeichnis

Impressum.....	2
1 Einführung und Methodik .....	4
2 Ergebnisse der Marktsimulation .....	6
3 Netzanalysen und Maßnahmen .....	10
4 Fazit.....	13
Abkürzungsverzeichnis .....	14
Literaturverzeichnis .....	14

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Volllaststunden der einzelnen Erzeugungstechnologien in Szenario A 2024 sowie in der Sensitivität 3 .....	8
Abbildung 2: Verbraucherlast und Stromerzeugung in Szenario A 2024 und in Sensitivität 3 .....	8
Abbildung 3: Veränderung der Handelssalden und Handelsflüsse in Sensitivität 3 im Vergleich zum Szenario A 2024 .....	9
Abbildung 4: Maximale Leitungsauslastungen über 8.760 Netznutzungsfälle im Grundfall in Sensitivität 3 und Szenario A 2024 .....	10
Abbildung 5: Vergleich der Jahresdauerlinie der Übertragungsaufgabe in Nord-Süd-Richtung in Szenario A 2024 und Sensitivität 3 (CO <sub>2</sub> -Preis) .....	11
Abbildung 6: Differenz der Leitungsauslastungen in Sensitivität 3 (CO <sub>2</sub> -Preis) im Vergleich zum Szenario A 2024 .....	11

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Nettonennleistungen aller Erzeugungseinheiten des Szenarios A 2024 als Eingangsdaten für die Marktsimulation .....	6
Tabelle 2: Energiemengen von Einspeisung, Verbrauch und Import/Export der Sensitivität 3 im Vergleich zu A 2024 .....	7

# 1 Einführung und Methodik

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.

Zusammen mit dem ersten Entwurf für die Netzentwicklungspläne 2014 haben die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) am 16.04.2014 einen Bericht über die Auswirkungen von zwei Sensitivitäten auf die im Szenario A 2024 des Netzentwicklungsplans 2014 enthaltenen Maßnahmen vorgelegt<sup>1</sup>. Diese waren von der Bundesnetzagentur (BNetzA) mit Genehmigung des Szenariorahmens (Teil II der Genehmigung des Szenariorahmens vom 30.08.2013<sup>2</sup>) vorgegeben worden. Dabei handelt es sich um die Sensitivitäten „Deckelung Offshore“ (Sensitivität 1)<sup>3</sup> sowie „Einspeisemanagement“ (Sensitivität 2)<sup>4</sup>.

In diesem Bericht werden die Auswirkungen einer dritten Sensitivität dargestellt. Auf Anregung unterschiedlicher Stakeholder haben die ÜNB die Auswirkungen eines deutlich erhöhten Preises für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate auf Basis des Szenarios A 2024 untersucht. Dabei wird der europäische Preis für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate im Zieljahr 2024 von 29 €/t<sup>5</sup> auf 93 €/t erhöht. Dieser Wert entspricht dem im Ten Year Network Development Plan 2014 (TYNDP) von ENTSO-E in der Vision 3 und 4 (erhöhte Klimaschutzziele) angesetzten Preis für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate.

Auf dieser Basis wurde eine vollständige Marktsimulation mit ansonsten unveränderten Eingangsdaten für das Szenario A 2024 durchgeführt. Anschließend wurden die Auswirkungen auf das Strom-Übertragungsnetz indikativ bewertet, d.h. die Auswirkungen auf die notwendigen Übertragungskapazitäten werden mittels einer statistischen Auswertung der resultierenden Zweigauslastungen beurteilt. Im Rahmen dieser Sensitivitätsbetrachtung wurden – anders als beim NEP 2014 oder bei den Sensitivitäten 1 und 2 – keine topologischen Veränderungen des Netzmodells und damit keine maßnahmenscharfen Berechnungen vorgenommen.

<sup>1</sup> <http://www.netzentwicklungsplan.de/sensitivitätenbericht-2014>

<sup>2</sup> Bundesnetzagentur (2013): Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2014 (Az.: 6.00.03.05/13-08-30/Szenariorahmen 2013).

<sup>3</sup> Reduktion der installierten Kapazität Wind offshore von 11,5 GW in Szenario A 2024 auf 9,9 GW.

<sup>4</sup> An konkreten Netzbelastungssituationen orientierendes Einspeisemanagement von Windenergieanlagen onshore.

<sup>5</sup> Zur Einordnung: Der Preis für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate in Europa liegt seit etwa drei Jahren unterhalb von 10 €/t und beträgt aktuell 5 bis 6 €/t.

Wie bei früheren Sensitivitätsbetrachtungen wurden auch in dieser Sensitivität die Auswirkungen der Variation eines einzelnen Parameters (hier der Preis für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate) untersucht. Umfangreiche Variationen verschiedener Parameter oder Folgewirkungen, die aufwendige volkswirtschaftliche und netztechnische Berechnungen nach sich ziehen, wurden nicht vorgenommen.

Im Rahmen dieser Sensitivitätsbetrachtungen wurde nicht untersucht, welche volkswirtschaftlichen Auswirkungen sich in Deutschland und Europa ergeben, wenn der Preis für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate innerhalb von zehn Jahren auf 93 €/t in 2024 angehoben würde. Die zu erwartenden Anpassungsreaktionen von Industrie, Gewerbe und privaten Haushalten hätten Veränderungen bei der Verbrauchernachfrage zur Folge, die wiederum einen veränderten Kraftwerkseinsatz und nochmals veränderte Stromflüsse sowie Leitungsauslastungen nach sich ziehen würden. Hinzu kommt, dass sich durch den hohen CO<sub>2</sub>-Preis innerhalb eines Jahrzehnts in Deutschland und Europa sehr wahrscheinlich signifikante Veränderungen im konventionellen Kraftwerkspark ergeben würden als dies für diese Sensitivität mit dem Szenario A 2024 vorgegeben war. Gleiches gilt für die installierte Kapazität an erneuerbaren Energien, wo vor dem Hintergrund von 93 €/t CO<sub>2</sub> ein stärkerer Zubau auf Grund der Wirtschaftlichkeit der einzelnen EE-Technologien zu erwarten wäre. Beides wäre wiederum mit veränderten Stromflüssen und Leitungsauslastungen verbunden. Die durch den stark ansteigenden CO<sub>2</sub>-Preis getriebene Veränderung der konventionellen wie erneuerbaren Erzeugungskapazitäten wurde im Rahmen dieser Sensitivitätsbetrachtungen genauso wenig beleuchtet wie die sich daraus ergebenden veränderten Stromflüsse und Leitungsauslastungen.

#### **Einladung zur Diskussion: Kommentierung des Sensitivitätenberichts**

Die interessierte Öffentlichkeit hat die Möglichkeit, den vorliegenden Bericht zur Sensitivität „CO<sub>2</sub>-Preis“ ebenso wie den Bericht zu den Sensitivitäten „Deckelung Offshore“ und „Einspeisemanagement“ noch bis zum 31.07.2014 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](http://www.netzentwicklungsplan.de), per E-Mail an [sensitivitaeten@netzentwicklungsplan.de](mailto: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](http://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](http://www.netzentwicklungsplan.de) veröffentlicht.

## 2 Ergebnisse der Marktsimulation

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 CO<sub>2</sub>-Preis beurteilen zu können, wurde für die Sensitivität 3 eine separate Marktsimulation mit einem von 29 €/t auf 93 €/t erhöhten CO<sub>2</sub>-Preis und ansonsten unveränderten Eingangsdaten für das Szenario A 2024 durchgeführt.

Tabelle 1: Nettonennleistungen aller Erzeugungseinheiten des Szenarios A 2024 als Eingangsdaten für die Marktsimulation

Nettonennleistung in GW	Referenz 2013	Szenario A 2024
Kernenergie	12,1	0,0
Braunkohle	21,2	16,0
Steinkohle	26,2	27,2
Erdgas	26,5	23,3
Mineralölprodukte	4,1	1,8
Speicher (inkl. Pumpspeicher)	6,4	10,0
sonstige Konventionelle	3,2	3,7
Abfall <sup>6</sup>	1,6	---
<b>Summe konv. Kraftwerke</b>	<b>101,2</b>	<b>82,0</b>
Wind (onshore)	33,2	49,0
Wind (offshore)	0,5	11,5
Photovoltaik	35,1	54,8
Biomasse	6,4	8,3
Wasserkraft	4,6	4,5
sonstige EE	0,4	0,9
<b>Summe EE</b>	<b>80,2</b>	<b>129,0</b>
<b>Gesamt</b>	<b>181,4</b>	<b>211,0</b>

Quelle: Bundesnetzagentur, Übertragungsnetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreiber Gas

Die in Tabelle 2 dargestellten Ergebnisse der Marktsimulation für Sensitivität 3 zeigen eine deutliche Veränderung des Energiemixes sowie des Energiehandels zwischen Deutschland und den Nachbarstaaten bei konstant bleibender Erzeugung aus erneuerbaren Energien.

<sup>6</sup> In der Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne 2014 vom 30.08.2014 sind Abfallkraftwerke Teil der sonstigen konventionellen Erzeugung.

Tabelle 2: Energiemengen von Einspeisung, Verbrauch und Import/Export der Sensitivität 3 im Vergleich zu A 2024

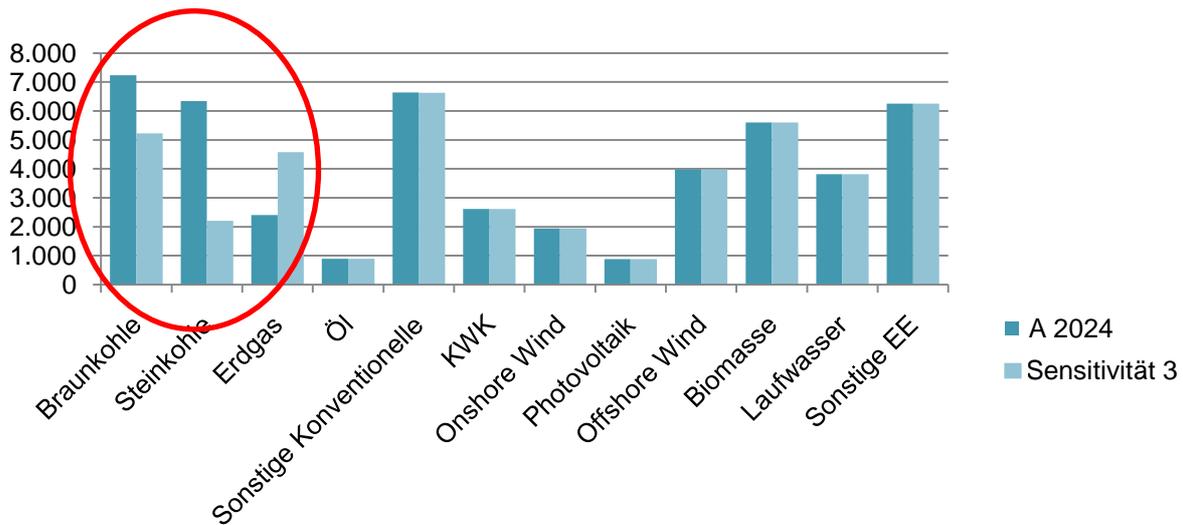
Energiemengen in TWh	A 2024	Sensitivität 3	Veränderung
Kernenergie	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	115,8	83,6	-32,2
Steinkohle	172,7	60,1	-112,6
Erdgas	49,7	94,7	45,0
Öl	1,4	1,4	0,0
sonstige Konventionelle	22,5	22,5	0,0
KWK < 10 MW	9,0	9,0	0,0
Pumpspeicher (Einspeisung)	3,1	3,3	0,2
Wind onshore	95,2	95,2	0,0
Wind offshore	45,1	45,1	0,0
Photovoltaik	48,0	48,0	0,0
Biomasse	46,5	46,5	0,0
Wasserkraft	17,1	17,1	0,0
sonstige reg. Erzeugung	3,3	3,3	0,0
Import	38,7	83,7	45,0
Export	115,3	60,4	-54,9
Handelssaldo (Export – Import)	76,6	-23,3	99,9
Nettostromverbrauch (inkl. Netzverlusten)	549,4	549,4	0,0
Pumpspeicher (Entnahme)	3,5	3,8	0,3
Dumped Energy	0,0	0	0,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber (eigene Berechnungen)

Als Folge des im Vergleich zu Szenario A 2024 erhöhten CO<sub>2</sub>-Preises ist eine deutliche Abnahme der Erzeugung aus kohlebasierten Kraftwerken erkennbar. Während die Strombereitstellung aus Braunkohle um rund 32 TWh auf knapp 84 TWh zurückgeht, reduziert sich die Stromerzeugung aus Steinkohle um nahezu zwei Drittel auf etwa 60 TWh. Demgegenüber ist für Gaskraftwerke unter den Annahmen der Sensitivität eine deutliche Zunahme der erzeugten Strommenge auf knapp 95 TWh und damit annähernd eine Verdopplung verglichen mit dem Szenario A 2024 zu beobachten.

Beide Effekte sind durch eine Verschiebung der Merit Order – d. h. der grenzkostenbasierten Rangfolge des Kraftwerkseinsatzes – erklärbar. Der stark erhöhte CO<sub>2</sub>-Preis bewirkt, dass der Einsatz kohlebasierter Technologien mit relativ hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen trotz geringerer Brennstoffkosten unrentabler wird und zunehmend vergleichsweise emissionsarme Gaskraftwerke sowie kostengünstige Kraftwerke im Ausland zur Lastdeckung eingesetzt werden.

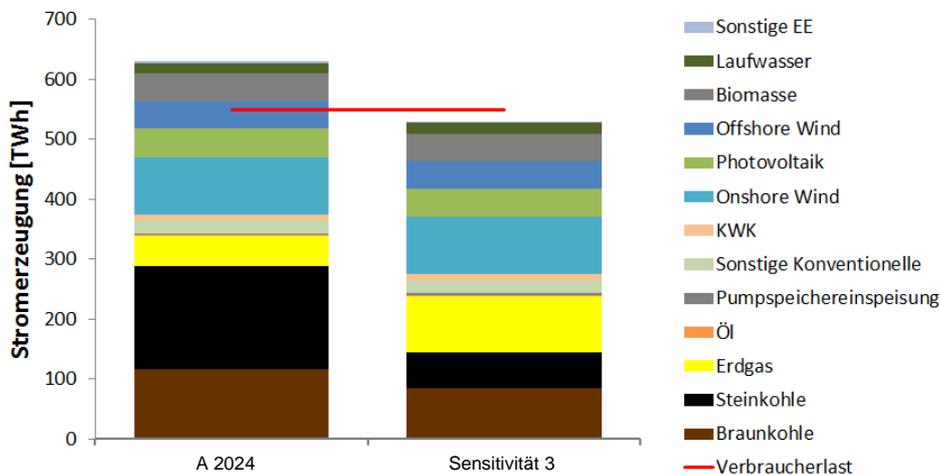
Abbildung 1: Volllaststunden der einzelnen Erzeugungstechnologien in Szenario A 2024 sowie in der Sensitivität 3



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber (eigene Berechnungen)

Erkennbar ist dieser Effekt auch anhand der sich aus der Marktsimulation ergebenden Volllaststunden<sup>7</sup> der einzelnen Erzeugungstechnologien, wie Abbildung 1 zeigt. Während die Volllaststunden von Braunkohlekraftwerken leicht und von Steinkohlekraftwerken um rund zwei Drittel abnehmen, verdoppeln sich die Volllaststunden des deutschen Gaskraftwerksparks annähernd.

Abbildung 2: Verbraucherlast und Stromerzeugung in Szenario A 2024 und in Sensitivität 3



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber (eigene Berechnungen)

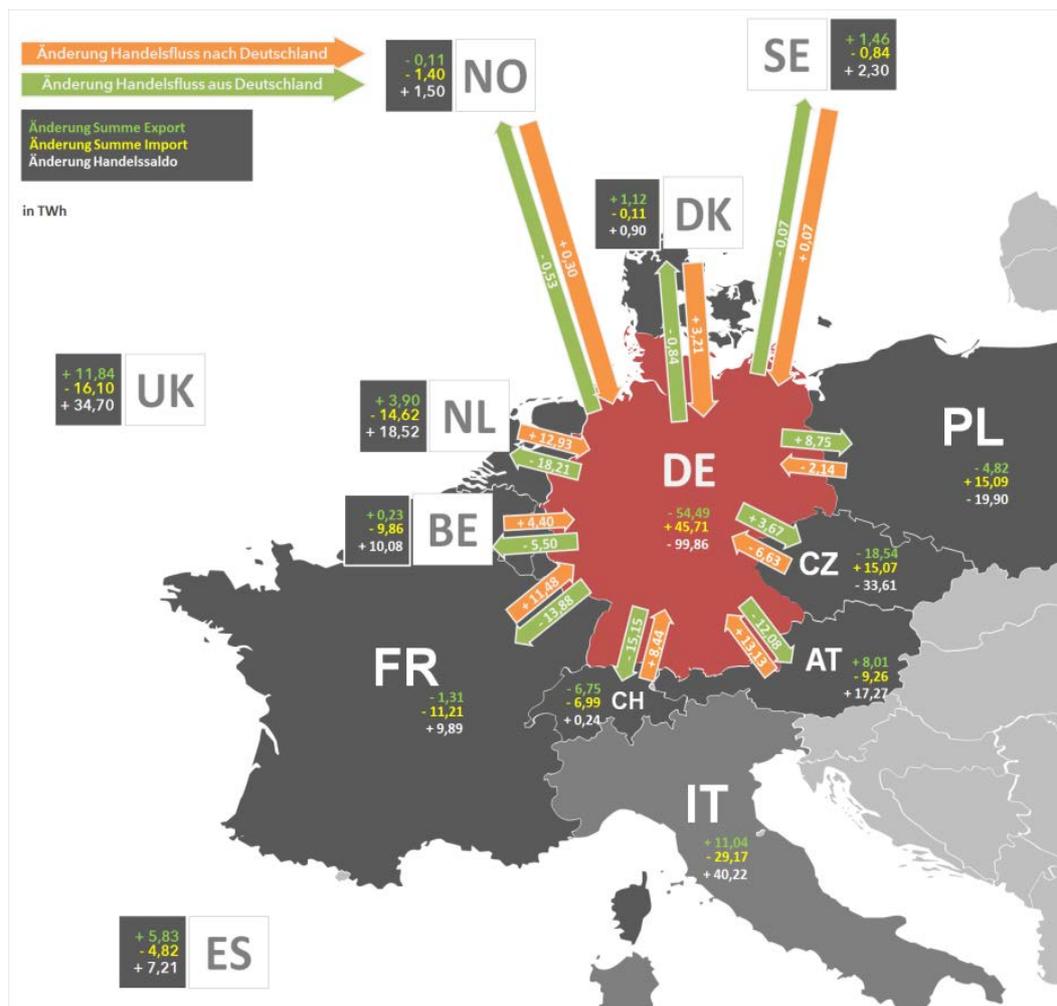
Insgesamt geht die Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken in Deutschland zwischen Szenario A 2024 und Sensitivität 3 um rund 100 TWh zurück. Die zur Deckung der inländischen Stromnachfrage von rund 550 TWh fehlende Energiemenge wird durch einen deutlich erhöhten Import gedeckt, welcher im Vergleich zu Szenario A 2024 um 45 TWh auf rund 84 TWh ansteigt. Gleichzeitig halbiert sich die aus Deutschland exportierte Energiemenge nahezu und liegt in der Sensitivität 3 bei 60 TWh.

<sup>7</sup> Die deutliche Erhöhung der Volllaststunden von Gaskraftwerken kann Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit dieses Kraftwerkstyps haben. Bei einem deutlichen Preisanstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate auf 93 €/t sind möglicherweise auch Auswirkungen auf den Kraftwerkspark zu erwarten.

Insgesamt ist erkennbar, dass Deutschland von einem Nettoexporteur von Strom zu einem Nettoimporteur wird.

Szenario A 2024 verzeichnet als Ergebnis der Marktmodellierung im NEP 2014 aufgrund der installierten konventionellen Kapazitäten und der teilweise geringen Brennstoffpreise Treibhausgasemissionen in Deutschland von ca. 298 Mio. t CO<sub>2</sub><sup>8</sup>. Im Vergleich dazu sinken in der Sensitivität 3 die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Kraftwerkssektors als Folge der hohen CO<sub>2</sub>-Preise sowie des dadurch veränderten Kraftwerkseinsatzes um rund ein Drittel auf ca. 190 Mio. t CO<sub>2</sub>.

Abbildung 3: Veränderung der Handelssalden und Handelsflüsse in Sensitivität 3 im Vergleich zum Szenario A 2024



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber (eigene Berechnungen)

Während der Export in die östlichen Nachbarländer zunimmt und der Import aus diesen Staaten sinkt, ist für alle anderen Nachbarstaaten Deutschlands der umgekehrte Effekt zu beobachten. Hier zeigt sich die unterschiedliche Zusammensetzung des Kraftwerksparks auf europäischer Ebene. Während sich beispielsweise der Handelsfluss aus den Niederlanden nach Deutschland aufgrund eines relativ CO<sub>2</sub>-armen Kraftwerksparks deutlich erhöht, sinkt die eher kohlebasierte Erzeugung in Ländern wie Polen und Tschechien und resultiert in einem erhöhten Export aus Deutschland in diese Länder.

<sup>8</sup> Netzentwicklungsplan Strom 2014, erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Kapitel 3, S. 50.

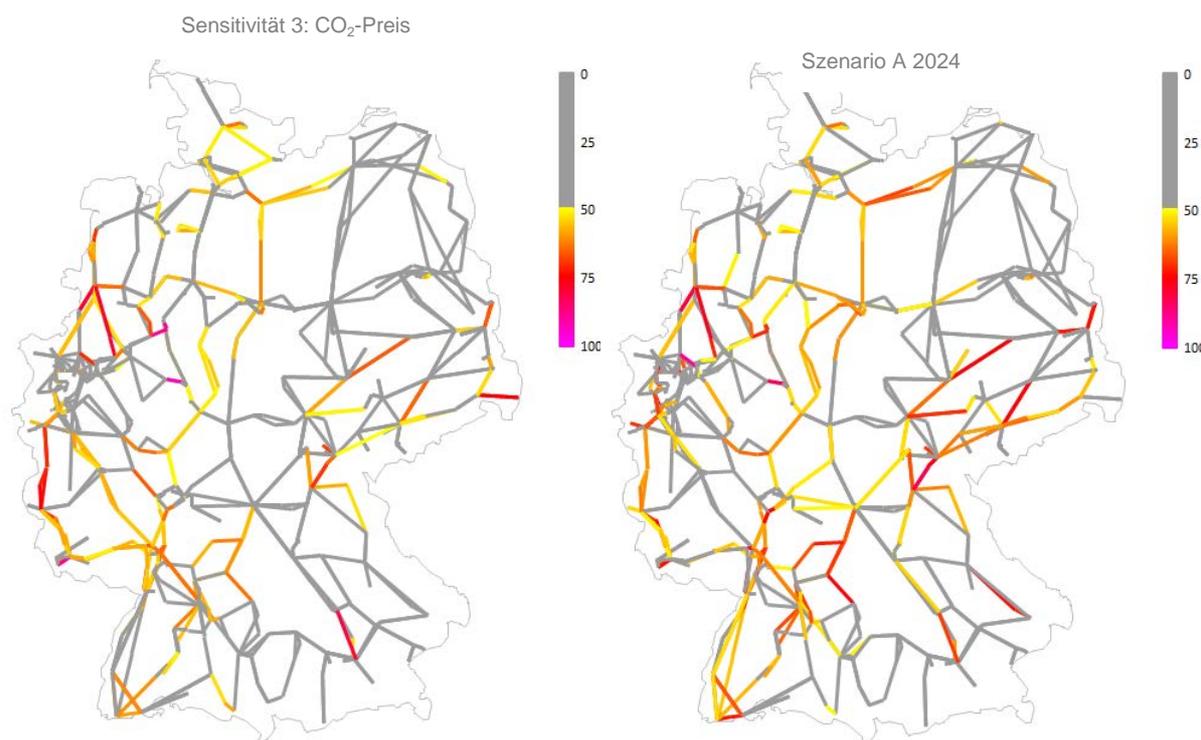
### 3 Netzanalysen und Maßnahmen

Die Marktsimulationsergebnisse der Sensitivität 3 (siehe Kapitel 2) wurden auf das Ergebnisnetz des Szenarios A 2024 (Start- und Zielnetz) angewandt. Die Auswirkungen auf die in diesem Szenario enthaltenen Maßnahmen wurden nicht detailliert analysiert.

In den folgenden Abbildungen sind die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme nicht dargestellt, da durch deren Regelung sichergestellt wird, dass keine Überlastungen auftreten und in Situationen mit hohem Transportbedarf die Kapazitäten vollständig ausgeschöpft werden.

In Abbildung 4 werden für die Sensitivität 3 (links) und das Szenario A 2024 (rechts) für jeden Stromkreis die maximal auftretende Leitungslastung aus den 8.760 Netznutzungsfällen<sup>9</sup> eines Jahres dargestellt. Es werden nur Leitungsauslastungen des Drehstromnetzes im Grundfall über 50 % (gelb) dargestellt. Auslastungen größer 70 % (rot) sind grenzwertig. Bei Auslastungen über 80 % (violett) im Grundfall sind weitere Maßnahmen zu prüfen.

Abbildung 4: Maximale Leitungsauslastungen über 8.760 Netznutzungsfälle im Grundfall in Sensitivität 3 und Szenario A 2024



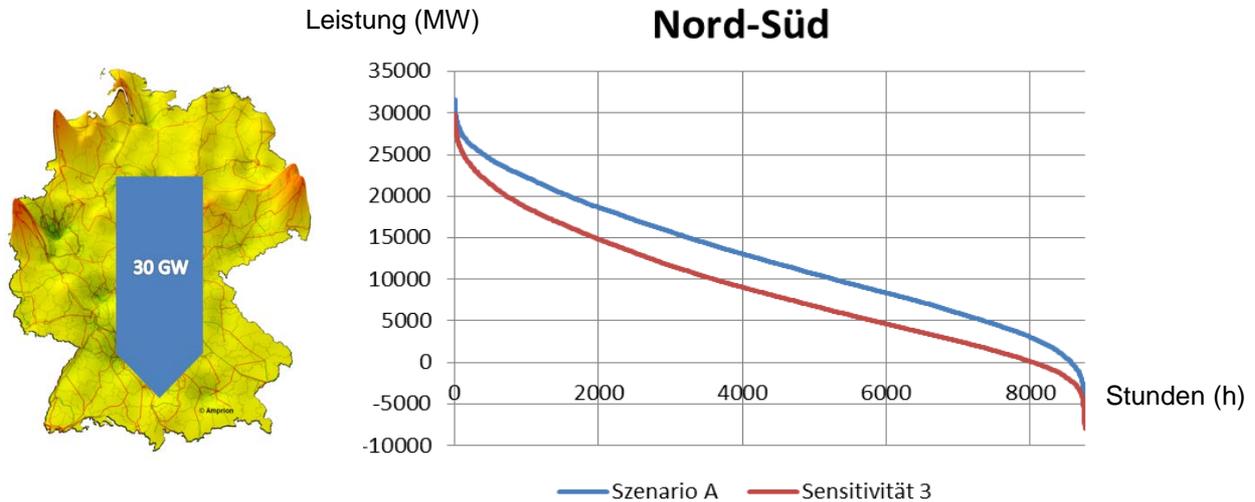
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber (eigene Berechnungen)

Gegenüber dem Szenario A 2024 zeigen sich im Grundfall in der Sensitivität CO<sub>2</sub> aufgrund des geänderten inländischen Kraftwerkseinsatzes sowie der veränderten Exporte und Importe veränderte Leitungsauslastungen.

<sup>9</sup> Jeder Netznutzungsfall entspricht einem Stundenmittelwert des Jahres.

Die Abbildung 5 gibt einen Überblick über die Veränderung der Übertragungsaufgabe in Nord-Süd-Richtung anhand der Leistungsdauerlinien der Transite für das Szenario A 2024 und die Sensitivität 3 an einem Schnitt durch Deutschland.

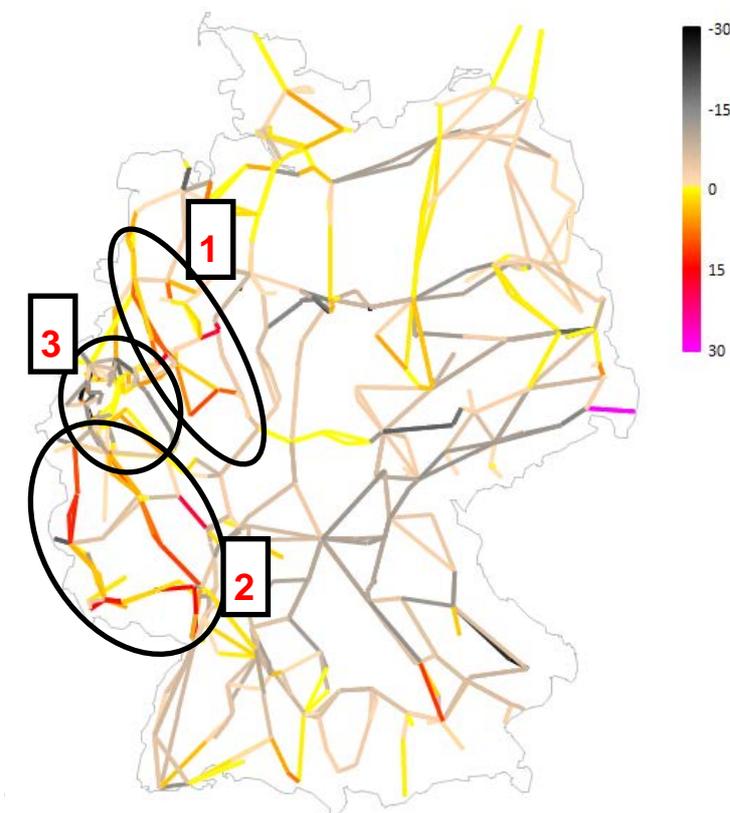
Abbildung 5: Vergleich der Jahresdauerlinie der Übertragungsaufgabe in Nord-Süd-Richtung in Szenario A 2024 und Sensitivität 3 (CO<sub>2</sub>-Preis)



Quelle: ÜNB (eigene Berechnungen)

In Abbildung 6 ist die Differenz der Leitungsauslastungen zwischen der Sensitivität 3 und dem Szenario A 2024 dargestellt. Stärkere Auslastungen in Sensitivität 3 sind rot bis pink ( $\geq 30\%$ ) gekennzeichnet, schwächere braun bis grau ( $\leq -30\%$ ).

Abbildung 6: Differenz der Leitungsauslastungen in Sensitivität 3 (CO<sub>2</sub>-Preis) im Vergleich zum Szenario A 2024



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber (eigene Berechnungen)

Die Verschiebung des Kraftwerkseinsatzes hin zu einem stärkeren Einsatz von Gaskraftwerken sowie der im Stromhandel zu beobachtende Effekt einer Umkehr des bisherigen Nettoexports in einen Nettoimport aus den westlichen und südlichen Nachbarstaaten bei leicht verstärktem Nettoexport in Richtung Osten lässt sich auch in den Leitungsauslastungen nachvollziehen, die eine Verschiebung der Leistungsflüsse im Vergleich zum Szenario A 2024 zeigen.

Grundsätzlich lassen sich aus den in den Abbildungen 4 bis 6 dargestellten Ergebnissen der indikativen Netzanalyse der Sensitivität 3 im Vergleich zum Szenario A 2024 folgende Erkenntnisse ableiten:

- Im Mittel gehen die Leitungsauslastungen in Nord-Süd-Richtung leicht zurück.
- In der Spitze besteht allerdings auch unter den Randbedingungen der Sensitivität 3 ein Nord-Süd-Übertragungsbedarf von knapp 30 GW.
- Durch den veränderten Kraftwerkseinsatz sowie die veränderten Import- und Exportströme ergeben sich regional unterschiedliche Auswirkungen auf die Netzauslastung, die in Abbildung 6 exemplarisch abgebildet sind und nachfolgend dargestellt werden:
  1. Zwischen West-Niedersachsen und dem nördlichen Nordrhein-Westfalen treten höhere Leitungsbelastungen auf, da Verschiebungen im konventionellen Kraftwerksbereich zugunsten von Gaskraftwerken stattfinden. Hinzu kommt ein verstärkter Stromimport aus den Niederlanden.
  2. Entlang des Rheins treten in Richtung Süden in den Raum Stuttgart höhere Leistungsflüsse aufgrund der Verschiebung in der Erzeugungsstruktur und höherer Stromimporte aus Frankreich auf.
  3. Regional niedrigere Leitungsbelastungen treten z. B. in Nordrhein-Westfalen zwischen dem rheinischen Revier und dem Ruhrgebiet auf. Dies lässt sich sowohl mit veränderten Handelsflüssen als auch mit dem veränderten Kraftwerkseinsatz erklären.

Aus der Differenz der Leitungsauslastungen zwischen der Sensitivität 3 und dem Szenario A 2024 lassen sich noch keine direkten Rückschlüsse auf die Notwendigkeit der jeweiligen Leitungen oder den Umfang des Netzausbaus ableiten. Eine Abnahme der Leitungsauslastungen ist damit keinesfalls mit einem Wegfall der jeweiligen Maßnahmen gleichzusetzen. Es lässt sich allenfalls eine regionale Tendenz aussagen, die im Zusammenhang mit der maximalen Auslastung im Grundfall (siehe Abbildung 4) zu sehen ist.

In der Sensitivität 3 wurden keine Änderungen an der Netztopologie gegenüber dem Szenario A 2024 vorgenommen. Insofern sind die Ergebnisse der Netzanalyse zur Sensitivität 3 allenfalls als Indikation für veränderte Stromflüsse und Leitungsauslastungen als Folge des veränderten CO<sub>2</sub>-Preises zu sehen. Umfangreiche maßnahmenscharfe Analysen wurden nicht durchgeführt.

Auch unter den extremen Annahmen der Sensitivität 3 wird die Netzstruktur des Szenarios A 2024 grundsätzlich bestätigt. Der hohe Nord-Süd-Transportbedarf bleibt trotz des veränderten Kraftwerkseinsatzes in einem Umfang von in der Spitze rund 30 GW weiterhin bestehen. Das kann als Indikator dafür angesehen werden, dass die HGÜ-Korridore sowie der Großteil des im Szenario A 2024 ermittelten AC-Netzausbaus voraussichtlich auch unter den Randbedingungen dieser Sensitivität erforderlich sein werden.

## 4 Fazit

Die Ergebnisse der Marktsimulation in Kapitel 2 zeigen plausible Ergebnisse einer starken Erhöhung des Preises für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate auf 93 €/t. Die Stromerzeugung aus der stärker CO<sub>2</sub>-intensiven kohlebasierten Erzeugung geht zurück, die Erzeugung aus eher CO<sub>2</sub>-armen Gaskraftwerken nimmt deutlich zu. Gleiches gilt in Folge für die Strom-Handelsflüsse mit den europäischen Nachbarstaaten. Die kohleorientierte Produktion in Deutschland sowie im europäischen Umfeld wie z. B. in Polen und Tschechien geht zurück, während aufgrund ihres Kraftwerksparks bzw. ihrer Ressourcen eher CO<sub>2</sub>-arm produzierende Staaten wie die Niederlande, Frankreich oder Österreich stärker zu Strom-Exporteuren auch nach Deutschland werden. Deutschland würde dadurch – bei unverändertem Kraftwerkspark im Vergleich zum Szenario A 2024 – von einem Nettoexporteur von Strom zu einem Nettoimporteur.

Die Ergebnisse der indikativen Netzanalyse im Kapitel 3 zeigen, dass sich weiterhin ein Nord-Süd-Übertragungsbedarf in einer Größenordnung von in der Spitze rund 30 GW einstellt. Das ist im Wesentlichen dadurch zu erklären, dass sowohl die installierte Leistung als auch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Sensitivität 3 im Vergleich zum Szenario A 2024 unverändert bleiben. Gerade die erneuerbaren Energien bestimmen aber maßgeblich den zukünftigen Netzausbaubedarf. Durch die beobachteten Verschiebungen der Leitungsauslastungen als Folge der veränderten Last- und Handelsflüsse ergeben sich regional Auswirkungen auf die Leitungsauslastungen. Insgesamt können die Ergebnisse der Marktsimulation in der Netzanalyse gut nachvollzogen werden.

Durch die Auswahl des Szenarios A 2024 als Basis für die Sensitivität 3 fallen die Auswirkungen eines deutlich erhöhten Preises für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate auf den inländischen Kraftwerkspark stärker aus, als dies auf Basis der Szenarien B 2024 oder C 2024 der Fall wäre. Der installierte konventionelle Kraftwerkspark im Szenario A 2024 ist zwar mit 82 GW kleiner als in den Szenarien B 2024 und C 2024 (jeweils 84,9 GW). Allerdings ist die installierte Leistung von Stein- und Braunkohlekraftwerken im Szenario A 2024 mit 27,2 GW Steinkohle und 16 GW Braunkohle insgesamt um 2 GW höher als in den anderen Szenarien. Die installierte Leistung der Gaskraftwerke liegt dagegen im Szenario A 2024 mit 23,3 GW rund 5 GW unter den Szenarien B 2024 und C 2024.

Aus der Sensitivitätsbetrachtung lässt sich kein vollständiges Zielnetz im Sinne des Netzentwicklungsplans ableiten, da lediglich die Auswirkungen der Variation eines einzelnen Parameters im Vergleich zum Szenario A 2024 untersucht wurden. Die Tatsache, dass in dieser Sensitivität der Transportbedarf insgesamt abnimmt und sich regional Auswirkungen auf die Leitungsauslastungen zeigen, bedeutet nicht, dass auf Maßnahmen dauerhaft verzichtet werden kann. Durch den weiterhin voranschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien vor dem Hintergrund der Einigung von Bund und Ländern über die Ausbaukorridore für erneuerbare Energien würde sich der Bedarf für Maßnahmen, die bei einer maßnahmenscharfen Betrachtung nicht identifizierbar wären, lediglich zeitlich verschieben.

Es zeigt sich, dass ein hoher CO<sub>2</sub>-Preis signifikante Auswirkungen auf das Marktgeschehen hat. Der in- und ausländische Kraftwerkseinsatz sowie die damit verbundenen Stromflüsse im In- und Ausland ändern sich erheblich. Um die Auswirkungen dieser Effekte auf den Netzausbau genauer beschreiben zu können, sind umfangreichere Untersuchungen erforderlich als im Rahmen dieser Sensitivität möglich waren. Bei diesen Untersuchungen müssten die Annahmen in einen europäischen Kontext eingebettet werden. Dabei sind die Auswirkungen auf die europäische Volkswirtschaft und die damit verbundene Stromnachfrage sowie auf den sich als Folge des hohen CO<sub>2</sub>-Preises verändernden konventionellen wie erneuerbaren Kraftwerkspark mit zu untersuchen. Erst dann wäre eine maßnahmenscharfe Auswertung der Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf aussagekräftig. Die Übertragungsnetzbetreiber bitten daher um Rückmeldungen zur dieser Sensitivität und zu einem in Zukunft möglichen erweiterten Untersuchungsrahmen.

## Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current (Wechselstrom/Drehstrom)
BBP	Bundesbedarfsplan
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
BNetzA	Bundesnetzagentur
DC	Direct Current (Gleichstrom)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ENTSO-E	Europäischer Verband der Übertragungsnetzbetreiber
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
TYNDP	Ten Year Network Development Plan (europäischer Zehnjahres-Netzentwicklungsplan)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

## Literaturverzeichnis

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2014). Einflussgrößen auf die Netzentwicklung – Sensitivitätenbericht 2014 der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zu den Sensitivitäten „Deckelung Offshore“ und „Einspeisemanagement“

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 die Netzentwicklungspläne 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)