

## Entwicklung der Momentanreserve und Abschätzung des Bedarfes an Fast Frequency Response im Europäischen Verbundsystem

Im Auftrag der Siemens AG

Studie, Dezember 2019

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Alte Wagenfabrik  
Vogelsanger Straße 321a  
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 277 29-100  
Fax: +49 (0)221 277 29-400  
[www.ewi.uni-koeln.de](http://www.ewi.uni-koeln.de)

## **AUTOR\*INNEN**

**EWI**

Dr.-Ing. Eglantine Künle  
Philipp Theile

**ef.Ruhr GmbH**

Dr.-Ing. Christian Wagner

# INHALTSVERZEICHNIS

Executive Summary .....	4
1 Einleitung.....	6
1.1 Hintergrund und Motivation .....	6
1.2 Studienaufbau .....	7
2 Die Modelllandschaft .....	8
2.1 Kraftwerkspark .....	8
2.2 Kraftwerkseinsatz.....	8
2.3 Modellkopplung.....	9
3 Energiesystemszenarien .....	10
3.1 Szenarienübergreifende Annahmen .....	10
3.2 Szenarienspezifische Annahmen .....	12
3.3 Modellergebnisse .....	14
4 Frequenzbewertung.....	19
4.1 Bewertungsmethodik .....	19
4.2 Verbundbetrieb.....	23
4.3 System-Split.....	30
5 Zusammenfassung und Ausblick.....	35
Literaturverzeichnis.....	37
Abkürzungsverzeichnis .....	39
Abbildungsverzeichnis .....	40

## EXECUTIVE SUMMARY

Mit dem Rückgang der thermischen Kraftwerke durch den Nuklear- und Kohleausstieg und dem ansteigenden Anteil dargebotsabhängiger Energien nimmt die inhärente Trägheit des Stromsystems perspektivisch ab. Dadurch werden die Frequenzgradienten bei Fehlerfällen ohne weitere Systemanpassungen zukünftig ansteigen. Um weiterhin die Frequenzstabilität zu gewährleisten, gilt es die potenziell entstehende zeitliche Lücke zwischen Fehlereintritt und Primärregelleistungsaktivierung mit anderen Mitteln zu schließen oder dem Rückgang der inhärenten Systemträgheit mit alternativen Momentanreservebringern zu begegnen. So könnte die Trägheit im System durch zusätzliche rotierende Massen, bspw. mitrotierende Kraftwerke, die am Markt keinen Zuschlag erhalten haben oder auch durch dezidierte momentanreservefähige Leistungselektronische Netzbetriebsmittel (z. B. HGÜ Konverterstationen) erhöht werden. Eine alternative Möglichkeit könnte auch die zusätzliche Integration von Anlagen sein, die Fast Frequency Response (FFR) bereitstellen können. FFR reagiert schneller als die heutige Primärregelleistung und könnte selbst bei höheren Frequenzgradienten eingreifen, bevor eine Frequenzabweichung kritische Größe erreicht. Grundsätzlich können Windkraftanlagen, Batteriespeicher, Schwungräder oder Gleichstromübertragungsleitungen für die FFR-Bereitstellung genutzt werden. Das gilt ebenso für den Asynchronous Rotating Energy System Stabilizer (ARESS) der Siemens AG als Zusammenschluss eines doppelt gespeisten Asynchrongenerators mit einem Schwungrad.

In dem vorliegenden Gutachten werden die Auswirkungen des Rückgangs der thermischen Kraftwerke im Europäischen Verbundsystem auf die Frequenzstabilität bis zum Jahr 2040 untersucht. Dabei liegt ein besonderer Fokus auf der Rolle der Momentanreserve und der FFR. Die Analyse erfolgt für den normativen Ausfall im Verbundbetrieb sowie für einen an die E.ON-Störung von 2006 angelehnten System-Split. Die Analyse im Jahr 2040 stützt auf zwei Zukunftspfade mit unterschiedlich hohem Rückgang der Trägheit im europäischen Verbundsystem.

Die durchgeführten Analysen zeigen, dass Handlungsbedarf besteht, um die Frequenzstabilität des Energieversorgungssystems auch im Jahr 2040 uneingeschränkt garantieren zu können. Durch den kontinuierlichen Rückgang konventioneller Kraftwerksleistung und den stetigen Ausbau dargebotsabhängiger Erzeuger sinkt die im System inhärent vorhandene Momentanreserve. Dieser Rückgang mündet in der Unterschreitung der zulässigen Frequenzminima im Verbundbetrieb im Fehlerfall sowie in einem kritischen Anstieg der Frequenzgradienten im System-Split-Fall, die jeweils kritische Systemzustände hervorrufen können. Insbesondere im Verbundbetrieb muss die Dimensionierung des Systems jedoch so erfolgen, dass ein normativer Ausfall zu keinem kritischen Systemzustand führt. Die Analysen zeigen, dass sowohl durch die Erhöhung der Momentanreserve als auch durch eine Beschleunigung der Primärregelleistung bzw. durch eine zusätzliche schnelle P(f)-Regelung (FFR) die Frequenzstabilität im Verbundbetrieb gewährleistet werden kann.

Die von Siemens entwickelte Technologie ARESS kann parallel zur Bereitstellung von Momentanreserve und von FFR genutzt werden und stellt somit eine geeignete Technologie zur Stützung der

Systemfrequenz im Verbundbetrieb sowie im System-Split dar. Sie ist folglich eine technische Option, um die Frequenzstabilität auch im Jahr 2040 sichern zu können. Aus frequenztechnischer Perspektive ist die innerdeutsche Standortwahl für ARESS aufgrund des globalen Charakters der Frequenz von minderer Priorität. Bei mehreren Einheiten bietet sich jedoch grundsätzlich eine regionale Verteilung der Anlagen an, um potenzielle Netzinsel effizient stützen zu können. Durch die darüber hinaus vorhandene Möglichkeit der schnellen Spannungsstützung und Bereitstellung von Kurzschlussleistung kann ARESS zur lokalen Spannungshaltung beitragen. Hierdurch können präferierte Standorte identifiziert werden. Diese sind zukünftig dort anzutreffen, wo vermehrt konventionelle Kraftwerksleistung vom Netz gehen wird und zeitgleich keine HGÜ-Standorte zu erwarten sind. Die lokale fehlende Fähigkeit der automatischen Spannungsregelung (AVR) könnte dann teilweise von ARESS kompensiert werden.

# 1 EINLEITUNG

## 1.1 Hintergrund und Motivation

Zu den übergeordneten Zielen eines funktionierenden Elektrizitätsversorgungssystems gehört die Versorgungssicherheit. Sie ist neben den anderen Grundzielen Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit gesetzlich verankert (§ 1 Abs. 1 EnWG). Dabei ist die Versorgungssicherheit abhängig von allen Gliedern der Wertschöpfungskette, von der Erzeugung über die Stromnetze bis hin zum Vertrieb und Handel. Insbesondere die Netzbetreiber übernehmen die Aufgaben zur Wahrung der Systemsicherheit und stehen daher in der Verantwortung einen sicheren Betrieb des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten. Aus dieser Verantwortung geht auch das Anforderungskriterium der Netzstabilität hervor. Die Netzstabilität eines Stromnetzes wird anhand der drei Hauptsystemparameter Frequenzstabilität, Spannungsstabilität und Polradwinkelstabilität beurteilt.

Die Frequenz ist ein Maß für die Balance zwischen Erzeugung und Verbrauch. Sobald Wirkleistungsungleichgewichte auftreten (z.B. Leitungsfehler, Kraftwerksausfall), muss die entstandene Leistungsdifferenz schnellstmöglich ausgeglichen werden. Die Netzbetreiber bedienen sich dafür des Werkzeuges der Regelreserve. Primärregelung, Sekundärreserve und Minutenreserve werden stufenweise eingesetzt, um durchgehend die Balance zwischen Erzeugung und Verbrauch zu wahren bzw. um Ungleichgewichte auszuregulieren. Jedoch benötigt selbst die Primärregelleistung einige Sekunden bis zur vollständigen Aktivierung. In dieser Zeitspanne darf die Leistungsdifferenz nicht zu einer kritischen Frequenzabweichung führen, d.h. der Frequenzgradient muss auf zulässige Größe begrenzt werden. Bisher übernimmt die Momentanreserve diese Aufgabe. Die Momentanreserve ist eine inhärente Eigenschaft des Elektrizitätsversorgungssystems. Sie wird im Wesentlichen von den Synchronmaschinen der thermischen Kraftwerke bereitgestellt. Deren träge Schwungmasse verhindert, dass Leistungsdifferenzen unmittelbar zu kritischen Frequenzabweichungen führen. Daher wird die Momentanreserve in dem heutigen Strommix als Kuppelprodukt der Stromerzeugung dieser thermischen Kraftwerke an das Netz geliefert.

Mit dem Rückgang der thermischen Kraftwerke durch den Nuklear- und Kohleausstieg und dem ansteigendem Anteil dargebotsabhängiger Energien durch Windkraftanlagen und Photovoltaik nimmt die inhärente Trägheit des Stromsystems perspektivisch ab. Dadurch werden die Frequenzgradienten bei Fehlerfällen zukünftig ohne weitere Maßnahmen ansteigen. Um weiterhin die Frequenzstabilität zu gewährleisten, gilt es die entstehende zeitliche Lücke zwischen Fehlereintritt und Primärregelleistungsaktivierung mit anderen Mitteln zu schließen, oder dem Rückgang der inhärenten Systemträgheit mit alternativen Momentanreserveerbringern zu begegnen. So könnte die Trägheit im System durch zusätzliche rotierende Massen, bspw. mitrotierende Kraftwerke, die am Markt keinen Zuschlag erhalten haben oder auch durch dezidierte momentanreservefähige Leistungselektronische Netzbetriebsmittel (z. B. HGÜ Konverterstationen) erhöht werden.

Eine alternative Möglichkeit könnte auch die zusätzliche Integration von Anlagen, die Fast Frequency Response (FFR) bereitstellen können, sein. FFR reagiert schneller als die heutige Primärregelleistung und könnte selbst bei höheren Frequenzgradienten eingreifen, bevor eine Frequenzabweichung kritische Größe erreicht. Grundsätzlich können Windkraftanlagen, Batteriespeicher, Schwungräder oder Gleichstromübertragungsleitungen für die FFR-Bereitstellung genutzt werden (GE, 2017). Das gilt ebenso für den Asynchronous Rotating Energy System Stabilizer (ARESS) der Siemens AG als Zusammenschluss eines doppelt gespeisten Asynchrongenerators mit einem Schwungrad. Dieser trägt darüber hinaus zur Spannungsregelung und Kurzschlussleistung bei.

## 1.2 Studienaufbau

In der vorliegenden Studie werden die Auswirkungen des Rückgangs der thermischen Kraftwerke im Europäischen Verbundsystem auf die Frequenzstabilität bis zum Jahr 2040 untersucht mit besonderem Fokus auf die Rolle der Momentanreserve und FFR. Dazu wird in einem ersten Schritt der Kraftwerkspark des Jahres 2040 für zwei Zukunftsszenarien mithilfe eines Strommarktmodells berechnet. Der Rahmen dieser Szenarien wird von politischen Zielen, regulatorischen Bedingungen, dem heutigen Kraftwerkspark und den Investitions- bzw. Betriebskosten der Erzeugungstechnologien gesetzt. Der Einsatz der entstehenden Kraftwerksparks zur Lastdeckung im Jahr 2040 wird unter Annahme eines Referenzwetterjahres (2018) simuliert. Die Frequenzstabilität des Europäischen Verbundnetzes wird dann für diesen Kraftwerkseinsatz anhand der Netzanlaufzeitkonstante, des dynamischen Frequenzverlaufs sowie des Frequenzminimums bewertet.

Kapitel 2 beschreibt die Modelllandschaft. Für die Berechnung des optimalen Kraftwerksparks wird das EWI-Gesamtenergiesystemmodell DIMENSION+ angewandt. Die ef.Ruhr verwendet Modelle für den Kraftwerkseinsatz sowie für die Berechnung des Frequenzverhaltens.

In Kapitel 3 werden die Energiesystemszenarien und deren Ergebnisse vorgestellt. Ausgehend von dem Basisjahr 2017 werden zwei Szenarien für das Jahr 2040 entwickelt. In beiden Szenarien wird der Beschluss der WSB-Kommission implementiert (WSBK, 2019). Darüber hinaus berücksichtigt das zweite Szenario eine stärkere Transformation der deutschen Nachbarländer hin zu erneuerbaren Energien. Für diese Szenarien werden die zentralen szenarienübergreifenden und -spezifischen Annahmen dargestellt. In den Modellergebnissen wird der resultierende Kraftwerkspark und -einsatz je Energiesystem präsentiert.

Das europäische Verbundsystem wird in Kapitel 4 mit Blick auf dessen Frequenzstabilität für die zuvor aufgestellten Szenarien analysiert. Die Netzanlaufzeitkonstante, das dynamische Frequenzverhalten sowie das Frequenzminimum werden als Kriterien zur Bewertung der Stabilität herangezogen. Darüber hinaus wird ein System-Split simuliert, in dem das europäische Verbundsystem in drei Netzsinseln zerfällt, für die getrennt voneinander die Frequenzstabilität untersucht wird.

## 2 DIE MODELLLANDSCHAFT

Die Kraftwerkskapazitäten zweier möglicher Zukunftspfade werden in einem ersten Schritt optimiert. Voraussetzung für die Bewertung der sich einstellenden Frequenzgradienten bei Leistungsungleichgewichten ist die Kenntnis der zeitlich und räumlich aufgelösten Erzeugung und Last in den betrachteten Netzgebieten. Dafür wird in einem zweiten Schritt ein Kraftwerkseinsatzmodell eingesetzt. Mit Hilfe eines Punktmodells des Europäischen Verbundsystems werden dann die gewählten Kenngrößen zur Bewertung der Systemstabilität ermittelt.

### 2.1 Kraftwerkspark

DIMENSION ist ein technologiereiches Simulationsmodell für das europäische Energiesystem. Die zu simulierenden Jahre und die zeitliche Auflösung sind frei wählbar. Derzeit umfasst DIMENSION 28 Länder, die größtenteils mit den EU28 übereinstimmen. Norwegen und die Schweiz werden mit abgebildet, während Inselstaaten wie Zypern und Malta nicht Teil des Modells sind. Das Strommarktmodell optimiert die zukünftige Entwicklung von Kraftwerken und Speicherkapazitäten unter den Zielen der Emissionsreduzierung. Dabei schätzt das Modell sowohl den kostenminimierenden Einsatz als auch die Kapazitätserweiterungen sowie den Rückzug verschiedener Technologien. Insbesondere der Einsatz erneuerbarer Energiequellen wird unter Berücksichtigung der politischen Rahmenbedingungen im Rahmen einer Kostenminimierung betrachtet. Die Endenergieverbräuche Industrie, Gebäude und Verkehr sind modular integriert, mit der Möglichkeit der endogenen Optimierung oder der exogenen Definition von Transformationspfaden. Das Power-to-X-Modul ermöglicht die gekoppelte Analyse der Bereiche Strom, Wärme und Verkehr. DIMENSION berechnet die Gesamtsystemkosten (Kapitalstock, Erzeugung, Umwandlung und Verteilung), die zeitnahe Entwicklung der Energieströme und -preise, die Kapazitäten des europäischen Strommarktes, den Erzeugungsmix und die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Wärme- und Stromversorgung nach Sektoren, Energieimporte und PtX sowie viele weitere Entscheidungsparameter.

### 2.2 Kraftwerkseinsatz

Zur Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes verwendet die ef.Ruhr ein optimierendes Marktmodell. Das Marktmodell besteht aus mehreren Modulen und simuliert die Erzeugung elektrischer Einspeiser im gesamten europäischen Stromsystem. Zielvorgabe der Modellierung ist eine ökonomische Optimierung des Kraftwerkseinsatzes, also die Erzeugung von Strom zu möglichst geringen Kosten. Die Ermittlung des stündlich aufgelösten Einsatzes der thermischen und hydraulischen Erzeugungsanlagen in Europa erfolgt dabei unter Berücksichtigung diverser Restriktionen des Kraftwerksparks, der vorhandenen Netzkuppelkapazitäten, der Erzeugung aus erneuerbaren Energien und unter der Voraussetzung, dass die Stromnachfrage zu jedem Zeitpunkt gedeckt wird. Das Modell stellt in allen 8.760 Stunden des Szenario-Zieljahres ein Gleichgewicht zwischen Nachfrage und Erzeugung

her. Dabei werden räumlich aufgelöste historische Wetterverläufe zur Simulation der dargebotsabhängigen Stromerzeugung verwendet. Basis hierfür sind Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes bzw. auf der Plattform der ÜNB veröffentlichte Erzeugungsdaten (DWD, 2018; ENTSOE, 2019).

Zunächst werden die für die betrachteten Marktgebiete prognostizierten Leistungen der dargebotsabhängiger Energien sowie der elektrischen Last sektorspezifisch regional verortet. Anschließend werden für alle Lasten und dargebotsabhängiger Energien auf Basis historischer Verbrauchs- und regionaler Wetterdaten Last- und Einspeisezeitreihen generiert. Schließlich wird eine Kraftwerkeinsatzoptimierung durchgeführt, in welcher der Einsatz der konventionellen Kraftwerke und Speicher blockscharf und in stündlicher Auflösung ermittelt wird. Die Kraftwerkeinsatzoptimierung ist als gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem (MILP) formuliert, welches unter anderem die Leistungsgradienten, Mindest- und Maximalleistung der thermischen und hydraulischen Kraftwerke, die technischen Restriktionen der Pumpspeicherwerke sowie deren Speicherfüllstände berücksichtigt. Potenzielle „Must-Run-Kapazitäten“ bspw. zur Sicherung der Momentanreserve oder zur Erbringung von Regelleistung werden jedoch nicht explizit berücksichtigt, da nicht verlässlich abzuschätzen ist ob und welche Rolle potenzielle „Must-Run-Kapazitäten“ im zukünftigen Energieversorgungssystem einnehmen werden. Die Abbildung beschränkter Leitungskapazitäten zwischen Marktgebieten im europäischen Verbundnetz wird über *Net Transfer Capacities* (NTC, Netto-Kuppelkapazität) realisiert. Als primäres Ergebnis der Marktsimulation ergibt sich der stundenscharfe Einsatz der Kraftwerksblöcke und Pumpspeicherwerke sowie die resultierenden Importe und Exporte zwischen den einzelnen Marktgebieten in der Marktzone.

### 2.3 Modellkopplung

Im Rahmen dieses Projekts werden das Stromsystemmodell DIMENSION des Energiewirtschaftlichen Instituts, das Kraftwerkseinsatzmodell und die Netzberechnungsmodelle der ef.Ruhr mithilfe von Datenschnittstellen gekoppelt, um die Entwicklung der Frequenzstabilität abzuschätzen. DIMENSION stellt die installierten Kapazitäten für die Kraftwerkseinsatzberechnung der ef.Ruhr zur Verfügung. Zusätzlich werden die verwendete Stromnachfrage und die NTC-Werte übergeben. Der resultierende Kraftwerkseinsatz wird dann in den Simulationsmodellen der ef.Ruhr mit Blick auf die Frequenzstabilität analysiert.

## 3 ENERGIESYSTEMSZENARIEN

Insgesamt werden drei verschiedene Energiesysteme betrachtet. Zunächst wird das System 2017 als *Referenzjahr* bestimmt. Es ist auf die historischen Werte parametrisiert, sodass es eine Annäherung der heutigen Situation darstellt. In der Analyse dient es als Bezugswert. Für das Jahr 2040 werden zwei unterschiedliche Zukunftsszenarien entwickelt. Das Szenario *Kohleausstieg* berücksichtigt insbesondere den deutschen Kohleausstieg bis 2038 und stützt sich auf die Ausführungen in EWI(2019). Das heißt in dem betrachteten Energiesystem ist Deutschland sowohl aus der Nuklearenergie als auch aus der Kohleverstromung ausgestiegen. Da die Frequenz eine globale Größe des Europäischen Verbundsystems ist, ist die Trägheit nicht nur von den Entwicklungen des deutschen Kraftwerkspark abhängig. Deshalb wird in dem zweiten Szenario angenommen, dass die deutschen Nachbarn, Frankreich, Polen und Tschechien, sich ambitioniertere erneuerbare Energien Ziele setzen. In diesem Szenario der *Grünen Nachbarn* werden damit Säulen der konventionellen Stromerzeugung in Europa wegfallen und somit verringert sich die Trägheit des Gesamtsystems weiter.

Grundsätzlich werden szenarienübergreifende Annahmen getroffen analog zu EWI (2019) und der dena-Leitstudie zur integrierten Energiewende (dena, 2018). Diese gelten für alle drei Energiesysteme. Die wichtigsten Annahmen werden im folgenden Abschnitt beschrieben. Zusätzlich zeichnet sich das *Grüne Nachbarn* Szenario durch spezifische Annahmen bezüglich der erneuerbaren Energien-Ziele der deutschen Nachbarn aus. Diese werden in dem zweiten Abschnitt vorgestellt. Zuletzt werden die Modellergebnisse der drei Energiesysteme präsentiert.

### 3.1 Szenarienübergreifende Annahmen

Die zentralen szenarienübergreifenden Annahmen betreffen die Stromnachfrage, die Erneuerbaren Energien, die konventionellen Kraftwerke und die Interkonnektoren. Die Annahmen werden hier im Detail beschrieben.

#### 3.1.1 Stromnachfrage und gesicherte Leistung

Es wird von einer moderat ansteigenden Stromnachfrage in Deutschland und dem europäischen Ausland ausgegangen. Dieser Anstieg wird insbesondere dadurch verursacht, dass die Verbrauchssektoren Gebäude, Industrie und Verkehr zunehmend elektrifiziert werden. Beispiele dafür sind eine höhere Durchdringung mit Wärmepumpen im Gebäudesektor und eine größere Bedeutung von Elektromobilität für den Verkehrssektor. Die Annahmen für Deutschland basieren auf dem Technologiemix 80 Szenario der dena-Leitstudie (dena, 2018), welches eine Reduzierung der THG-Emissionen gegenüber 1990 von 55 % bis 2030 und 80 % bis 2050 zugrunde legt. Dies ist gleichbe-

deutend mit der Erreichung der nationalen Klimaziele. Die Stromnachfrage inklusive der inländischen Leitungsverluste beträgt für Deutschland 567 TWh in 2017 und 746 TWh in 2040. Für das Europäische Verbundsystem wird eine Stromnachfrage in Höhe von 3265 TWh in 2017 und 3909 TWh in 2040 angenommen.

Aus den exogenen stündlichen Nachfragepfaden wird die Jahreshöchstlast ermittelt. Diese ergibt sich aus den Stromnachfragen einzelner Anwendungen unter Berücksichtigung der maximalen Last und Gleichzeitigkeitseffekten. Reduzierend wirken hingegen Demand-Side-Management (DSM) Maßnahmen auf den Betrag der Jahreshöchstlast. Die Annahmen für Deutschland werden basierend auf der dena-Leitstudie getroffen. Die Jahreshöchstlast steigt dabei von ca. 83 GW in 2017 auf ca. 103 GW in 2050.

Die Versorgungssicherheit wird innerhalb dieser Studie basierend auf EWI(2019) konservativ behandelt. Der berechnete Kraftwerkspark deckt somit die Jahreshöchstlast auch unter Berücksichtigung von Kraftwerksausfällen, einer geringen Verfügbarkeit von Stromimporten<sup>1</sup> und einer in Deutschland auftretenden Dunkelflaute<sup>2</sup>. Diese Annahmen führen bei einem Rückgang von Grundlastkraftwerken zu steigendem Bedarf an Spitzenlastkraftwerken. So lässt sich beobachten, dass der Nuklear- und Kohleausstieg durch Investitionen in gesicherter Leistung aufgefangen wird. Neben Gaskraftwerken sind auch Steinkohlekraftwerke, DSM-Maßnahmen oder Speicher Optionen für die Bereitstellung dieser gesicherten Leistung.

### 3.1.2 Europäisches Emissionshandelssystem

Die Begrenzung der Europäischen CO<sub>2</sub>-Emissionen wird in den Szenarien mithilfe von zwei Modellkomponenten abgebildet. Erstens wird das Europäische Emissionshandelssystem (EU ETS) analog zu den Ausführungen in EWI (2019) modelliert. Dabei wird eine Obergrenze an zulässigen Emissionen definiert, die jedes Jahr gesenkt wird. Die Emissionszertifikate, die zum Ausstoß von Emissionen berechtigen, werden jährlich in Höhe der Obergrenze vergeben bzw. auktioniert. Die angenommene Entwicklung der Obergrenze entspricht den aktuell festgelegten Reduktionsraten von 1,74 % pro Jahr bis 2020 sowie 2,2 % für Phase IV des Emissionshandels (2021-2030). Um die Zertifikatsmenge langfristig zu regulieren, werden ab 2019 zudem überschüssige Zertifikate anteilig in eine Marktstabilitätsreserve (MSR) übertragen. Da sich der EU ETS auf den Stromsektor, den Industriesektor und den Luftverkehr beschränkt, sind in dem Modell zusätzlich CO<sub>2</sub>-Obergrenzen pro Jahr und Land hinterlegt. Damit werden auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Verkehrs- und Gebäudesektor berücksichtigt.

---

<sup>1</sup> Analog zur Annahme in MWIDE (2018) können Stromimporte im Spitzenlastfall mit 10 % der Importkapazität beitragen.

<sup>2</sup> Windenergieanlagen tragen mit einem geringen Anteil ihrer installierten Kapazität zur gesicherten Leistung bei, PV-Anlagen hingegen nicht.

### 3.1.3 Konventionelle Kraftwerke

Den Annahmen aus EWI (2019) folgend wird der Neubau von Braun- und Steinkohlekraftwerken nur in Polen und Griechenland zugelassen, bereits genehmigte oder im Bau befindliche Projekte werden jedoch umgesetzt. Die Kraftwerkskapazitäten in Deutschland und Europa basieren auf der Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur (BNetzA, 2018) und den Auswertungen in EWI (2019). Gesetzlich beschlossene Kohleausstiege in Europa werden unter anderem in Italien, Großbritannien oder den Niederlanden berücksichtigt. Neben der endogenen Stilllegung von Kraftwerkskapazitäten im Modell ist auch eine über die technische Lebensdauer hinausgehende Verlängerung der Laufzeiten bestehender Anlagen möglich, wobei hier zusätzliche technologiespezifische Investitionskosten anfallen. Die Investitionskosten für konventionelle Kraftwerksneubauten sowie Kosten für eine Verlängerung der technischen Lebensdauer von Bestandskraftwerken basieren auf den Annahmen aus EWI (2019).

Neben dem deutschen Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022 werden für europäische Nachbarländer aktuelle politische Entwicklungen berücksichtigt. In Tschechien und Polen wird nach aktuellen politischen Bestrebungen das Ausscheiden alter Kohlekraftwerke durch den Neubau von Kernkraftwerken kompensiert. Die aktuelle Planung sieht eine Inbetriebnahme in 2030 (1,4 GW in Polen) bzw. 2040 (1,4 GW in Polen sowie 2,3 GW in Tschechien) vor. In der Schweiz wurde ein weicher Kernenergieausstieg beschlossen, dieser wird durch das Verbot von Neubauten abgebildet. In Großbritannien wird von einer Inbetriebnahme des neuen Kernkraftwerks Hinkley Point C im Jahre 2030 ausgegangen. Veränderungen des Kraftwerksparkes im europäischen Ausland werden entsprechend der aktuellen Genehmigungslage sowie politischen Rahmenbedingungen berücksichtigt.

### 3.1.4 Interkonnektoren

Die Interkonnektorkapazitäten in Europa entsprechen den Angaben des „Sustainable Transition“ Szenarios des TYNDP (2018). Mit Hinblick auf die Bereitstellung gesicherter Leistung wird angenommen, dass Stromimporte im Spitzenlastfall mit 10 % der Importkapazität zur gesicherten Leistung beitragen können. Damit ist berücksichtigt, dass Spitzenlast in verschiedenen Ländern häufig gleichzeitig auftritt.

## 3.2 Szenarienspezifische Annahmen

Die szenarienspezifischen Annahmen beziehen sich vornehmlich auf die Ambitionen der Europäischen Länder, den Anteil der Erneuerbaren Energien an dem Endenergieverbrauch und somit an der Stromerzeugung zu erhöhen. Während im *Kohleausstiegsszenario* lediglich Deutschlands Erneuerbare Energien-Ziele bindend sind, wählen Frankreich, Polen und Tschechien höhere Ziele in dem Szenario *Grüne Nachbarn*.

### 3.2.1 Kohleausstieg 2040

In dem Szenario zum deutschen Kohleausstieg aus EWI(2019) liegt der Fokus hauptsächlich auf den erneuerbaren Energien-Zielen Deutschlands. So erfolgt der Bruttozubaue von PV- und Windenergieanlagen in Deutschland bis 2030 gemäß den im EEG (2017) vorgegebenen technologiespezifischen Mindestausbaupfaden. Zusätzlich zu den technologiespezifischen Mindestausbaupfaden werden Ausbauziele der gesamten Erneuerbaren auf Basis des aktuellen Koalitionsvertrags sowie des EEG 2017 berücksichtigt (Koalitionsvertrag, 2018). Diese beinhalten einen Anteil erneuerbarer Energien von 65 % bis 2030 und einen 80 % Erneuerbare Energien (EE)-Anteil am Bruttostromverbrauch bis 2050. Die Sicherstellung der Zielerreichung von 65 % EE-Anteil bis 2030 ist auch Teil der Maßnahmen im Abschlussbericht der WSB-Kommission (WSBK, 2019). Der über die Mindestausbaupfade hinaus erforderliche Ausbau erneuerbarer Energien wird unter Berücksichtigung von Potenzialgrenzen sowie gesellschaftlicher Akzeptanz für erneuerbare Energien - und dem damit verbundenen Netzausbau - modellendogen bestimmt und als Ergebnis ausgewiesen. Der Zubau von Anlagen zur Verstromung von Biomasse wird entsprechend des EU Reference Scenario 2016 angenommen (EK, 2016). Die Investitionskosten für die einzelnen erneuerbare Energien-Technologien basieren auf aktuellen, öffentlich verfügbaren Studien. Mindestausbauziele der übrigen Europäischen Länder werden an (EK, 2016) angelehnt. In dem zweiten Szenario entscheiden sich ausgewählte Länder jedoch für ambitioniertere erneuerbare Energien-Ziele.

### 3.2.2 Grüne Nachbarn 2040

In den Berechnungen des Basisjahres 2017 dominiert die Nuklearenergie mit gut 70% die Stromerzeugung in Frankreich. In Polen werden mehr als 80% des Stromes aus Kohle erzeugt. Tschechiens Stromversorgung besteht zu 50% aus Kohle und zu 30% aus Nuklearenergie.

In dem Szenario *Grüne Nachbarn* wird diesem Fall nun eine Entwicklung entgegengestellt, in der diese Länder einen Turnaround ihrer Energiepolitik vollziehen. Dieser Turnaround orientiert sich an dem Ziel der Klimaneutralität, das in der EU diskutiert wird. Teil dieser Vision ist, dass 2050 80% der europaweiten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stammen werden. Zum Vergleich bedeutet das bereits vereinbarte Ziel von 32%-EE-Anteil am Endenergieverbrauch in 2030 laut (Agora, 2019) einen 57%-EE-Anteil an der Nettostromerzeugung. Für das Jahr 2040 erhält man durch lineare Interpolation ein Ziel von 69%-EE-Anteil an der Nettostromerzeugung.

Vor dem Hintergrund des 32%-Ziels haben die Europäischen Länder in Ihren National Energy Climate Plans (NECPs) vorgelegt, wie sie ihren nationalen Anteil dieses Zieles erreichen wollen. Als Antwort darauf, empfiehlt die Kommission Frankreich den EE-Anteil am Endenergieverbrauch bis 2030 auf 33% zu erhöhen, Polen auf 25% und Tschechien auf 23% (EK, 2018). Diese EE-Anteile am jeweiligen Endenergieverbrauch werden in die entsprechenden Anteile an der Nettostromerzeugung übersetzt analog zu Agora (2019), insbesondere für das Zieljahr 2040. Die neuen Erneuerbare Energien-Ziele für das Szenario *Grüne Nachbarn* sind der Tabelle 1 zu entnehmen.

Zusätzlich zum deutschen Kohleausstieg gemäß den Ausführungen in Abschnitt 3.2.1, implementiert dieses Szenario für Frankreich das diskutierte 2035-Ziel von maximal 50% Nuklearanteil. Momentan hat das Ministerium einen Vorschlag vorgelegt, der vorsieht das für 2025 bindende Gesetz der Nuklearreduktion auf 2035 zu verschieben<sup>3</sup>.

TABELLE 3-1: ERNEUERBARE ZIELE IM SZENARIO GRÜNE NACHBARN

	Polen	Tschechien	Frankreich	EU
EE-Anteil am Endenergieverbrauch 2030 laut (EK 2019) in %	25%	23%	33%	32%
EE-Anteil an der <i>Nettostromerzeugung</i> 2030 gemäß Umrechnung Agora (2019) und linear interpoliert	45%	41%	59%	57%
EE-Anteil an der <i>Nettostromerzeugung</i> 2050 laut EU-Vision (EK, 2016)	63%	58%	83%	80%
EE-Anteil an der <i>Nettostromerzeugung</i> 2040 laut EU-Vision (EK, 2016) - linear Interpoliert	55%	50%	72%	69%

Quelle: Eigene Berechnung basierend auf EK (2019) und Agora (2019)

### 3.3 Modellergebnisse

Die drei betrachteten Energiesysteme werden entsprechend den vorgestellten Annahmen und Parametern in dem Stromsystemmodell DIMENSION optimiert. Das bedeutet, dass die Europäische Stromnachfrage kostenminimal durch einen optimalen Kraftwerkseinsatz und Investitionen in neue Kraftwerke gedeckt wird. Dabei werden orts- und zeitabhängige Lastprofile als gegebene Inputparameter an das Modell übergeben. Gesondert berücksichtigt werden die Nachfrageentwicklungen im Wärme- und Verkehrssektor. Bestehende Erzeugungskapazitäten sind genauso Inputs wie Kostenstrukturen der Erzeugungstechnologien. Als Ergebnis der Modellsimulation lässt sich der Kraftwerkspark für jedes Modelljahr auswerten. Im Folgenden wird der aus den Simulationen resultierende Kraftwerkspark beschrieben. Dabei wird das Gesamtsystem Europa, die ausgewählten Nachbarländer und Deutschland gesondert für die drei Betrachtungsjahre dargestellt.

#### 3.3.1 Kraftwerkspark

Der resultierende Kraftwerkspark für das gesamte Europäische Verbundsystem ist in Abbildung 3-1 dargestellt. Bereits in dem Szenario *Kohleausstieg* verdreifacht sich die Kapazität erneuerbarer

<sup>3</sup> Siehe Legifrance (2019) zum aktuellen Stand des Gesetzesentwurfs.

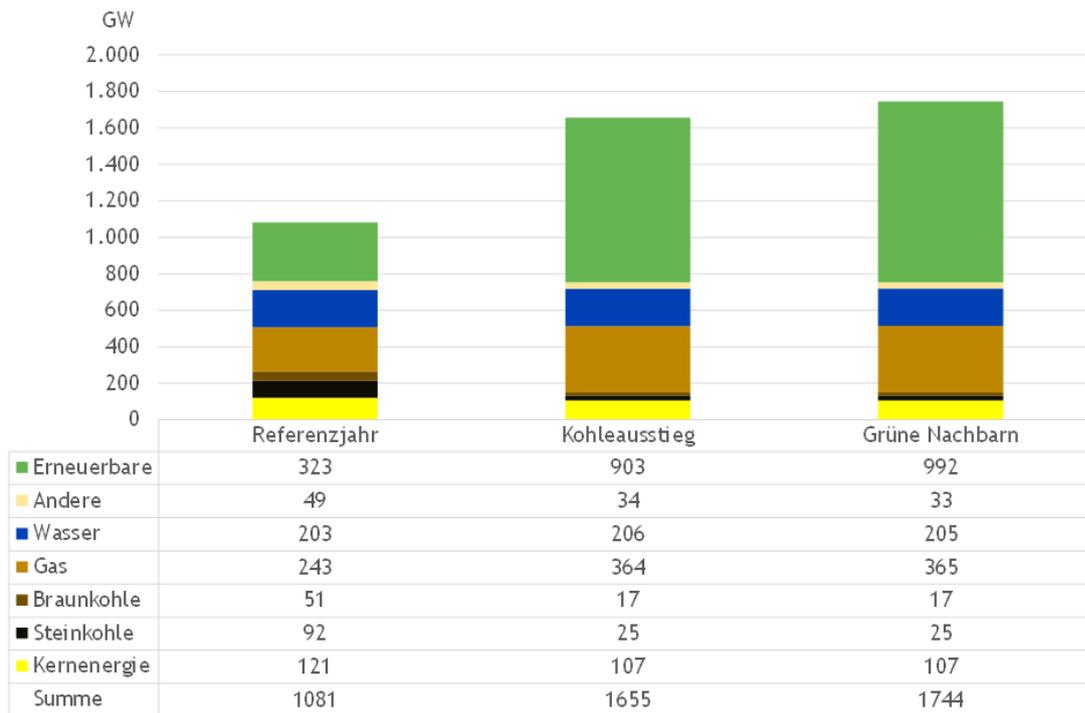


ABBILDUNG 3-1 INSTALLIERTE KAPAZITÄTEN IN EUROPA

Energien<sup>4</sup> von 323 GW im *Referenzjahr* 2017 auf 903 GW. Der Rückgang der Kohlekraftwerkskapazitäten von 143 GW in 2017 auf 42 GW in 2040 wird durch den Zubau von 121 GW an Gaskraftwerken kompensiert. Darin enthalten sind konventionelle Kraftwerke, die in Zeiten hoher Last und niedriger dargebotsabhängiger Erzeugung als gesicherte Leistung verfügbar sind (EWI, 2019).

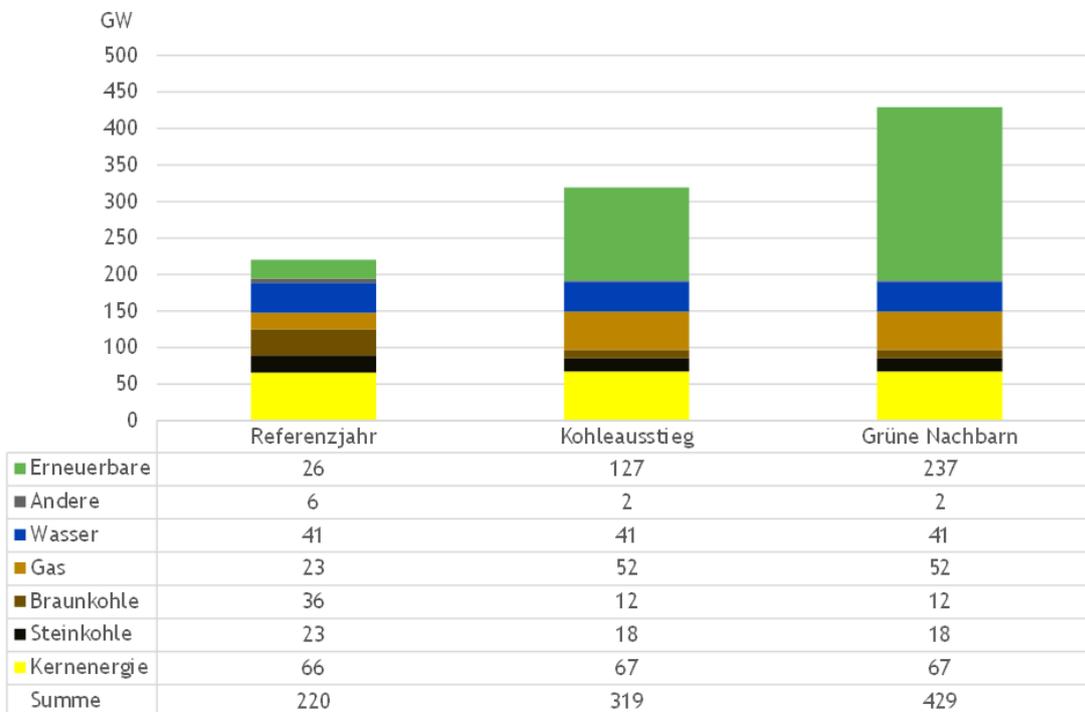


ABBILDUNG 3-2 KUMULIERTER KRAFTWERKSPARK FRANKREICHS, POLENS UND TSschechiENS

<sup>4</sup> Erneuerbare Energien umfassen hier onshore und offshore Windkraftanlagen, Photovoltaikanlagen und Biogasanlagen.

Aufgrund der gesicherten Leistung verändert sich der konventionelle Kraftwerkspark im Szenario *Grüne Nachbarn* kaum im Vergleich zum *Kohleausstiegsszenario*. Die höheren Anforderungen an Frankreich, Polen und Tschechien führen in erster Linie zu einem stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien in diesen Ländern wie in Abbildung 3-2 detailliert dargestellt. In Frankreich werden die Nuklearkraftwerke erst nach 2040 vermehrt stillgelegt. Den Unterschied der Kapazitäten erneuerbarer Energien zwischen den zwei Szenarien wird in Abbildung 3-2 deutlich. Die installierten Kapazitäten erneuerbarer Energien in dem Szenario *Grüne Nachbarn* sind mit 237 GW nahezu doppelt so groß wie in dem *Kohleausstiegsszenario*. In dem *Referenzjahr* sind in diesen Ländern 26 GW erneuerbare Energien installiert. Es wird insbesondere in Windenergie investiert, um die erneuerbare Energien-Anforderungen zu erfüllen.

In dem in Abbildung 3-3 gezeigten deutschen Kraftwerkspark gibt es hingegen kaum einen Unterschied zwischen den zwei Zukunftsszenarien. Die neue Handelssituation mit den Nachbarländern führt zu leichten Veränderungen. Wie in EWI (2019) beschrieben kommt es zu einem signifikanten Zubau erneuerbarer Kapazitäten in Deutschland als Folge des 65%-Ziels. Von 106 GW erneuerbarer Energien in 2017 steigt der Wert auf 235 GW in 2040. Daneben lassen sich die Veränderungen im Zuge des Nuklear- und Kohleausstiegs bis 2040 erkennen. Im Jahr 2040 gibt es keine Kohle- und Kernenergiekapazitäten mehr. Diese werden durch eine Verdopplung der installierten Gaskapazitäten von 43 GW auf 92 GW kompensiert. Auch hier sei auf die gesicherte Leistung im Sinne von EWI (2019) verwiesen.

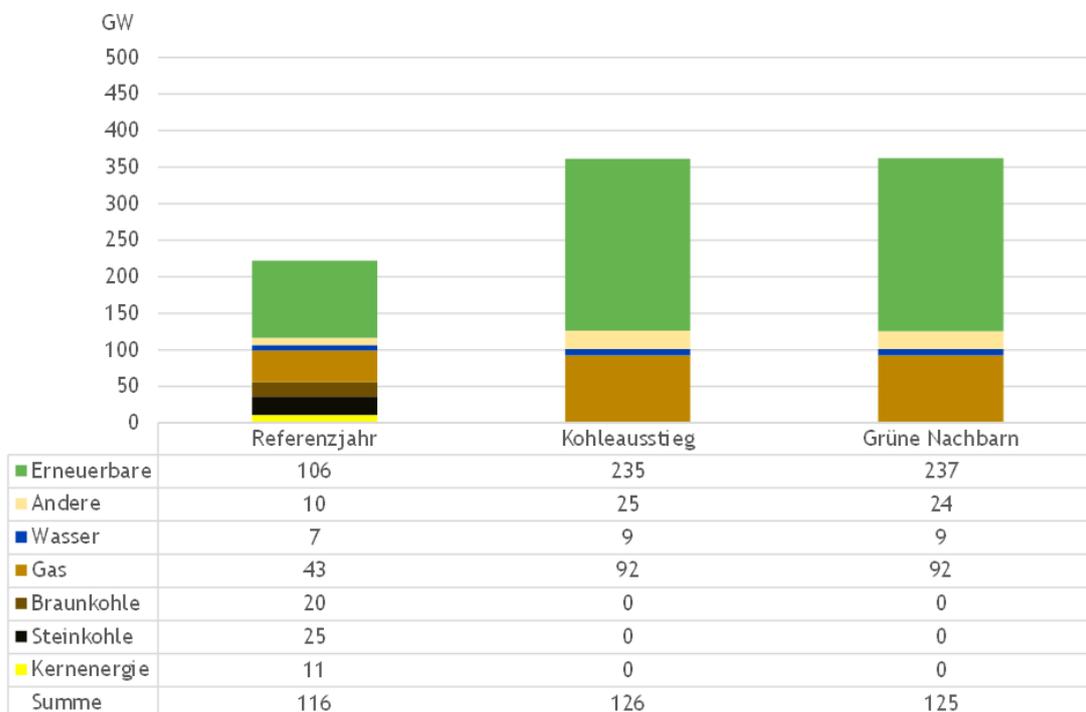


ABBILDUNG 3-3 KRAFTWERKSPARK IN DEUTSCHLAND

### 3.3.2 Kraftwerkseinsatz

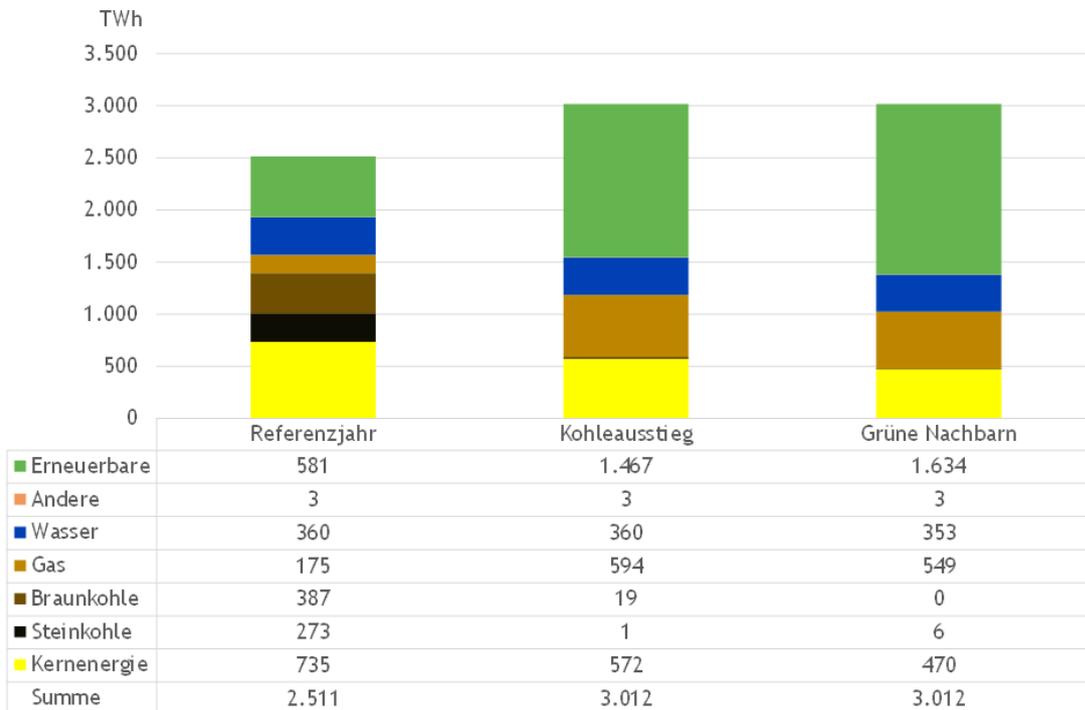


ABBILDUNG 3-4 KRAFTWERKSEINSATZ IN EUROPA

Der Kraftwerkseinsatz wird mithilfe des Optimierungsmodells der ef.Ruhr wie zu Beginn beschrieben simuliert. In Abbildung 3-4 wird zunächst der Kraftwerkseinsatz für Gesamteuropa für die drei Systeme *Referenzjahr*, *Kohleausstieg* und *Grüne Nachbarn* angezeigt. Auffällig ist auch hier analog zum Kraftwerkspark, dass der Anteil erneuerbarer Energien stark steigt vom *Referenzjahr* 2017 bis zum Szenariojahr 2040. Während Erneuerbare im *Referenzjahr* lediglich ein Fünftel der Stromerzeugung ausmachen, entfällt in dem Szenario *Kohleausstieg* nahezu die Hälfte auf Erneuerbare. Im Szenario *Grüne Nachbarn* steigt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zusätzlich um 167 TWh gegenüber dem System *Kohleausstieg*. Kohle spielt im Jahr 2040 hingegen nur noch eine untergeordnete Rolle, Steinkohle trägt mit 6 TWh zum Erzeugungsmix des Szenarios *Grüne Nachbarn* bei. Wie bei den installierten Leistungen steigt auch in der Stromerzeugung der Anteil an Gas. Im *Referenzjahr* werden 175 TWh Strom aus Gas erzeugt. In dem Szenario *Kohleausstieg* verdreifacht sich diese Menge auf 594 TWh. In dem Szenario *Grüne Nachbarn* steigt sie auf 549 TWh. Die Unterschiede zwischen den beiden Zukunftsszenarien sind auf die gestiegenen erneuerbaren Kapazitäten zurückzuführen und so den Erzeugungsmix in Spitzenlastzeiten.

In der Abbildung 3-5 wird der deutsche Erzeugungsmix für die drei Betrachtungsjahre angezeigt. Im *Referenzjahr* kommt ein Drittel der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Die Kohleverstromung macht in diesem *Referenzjahr* mehr als die Hälfte der Stromerzeugung aus. Die restlichen Anteile entfallen auf Nuklear, Wasser und Andere. Dieser Stromerzeugungsmix unterliegt einem kompletten Wandel bis 2040 in beiden Zukunftsszenarien. Durch den Nuklear- und Kohleausstieg wird 2040 kein Strom mehr aus diesen konventionellen Energiequellen gewonnen. Der Strommix wird von Erneuerbaren und Gas dominiert. Mehr als zwei Drittel der Stromerzeugung

wird von erneuerbaren Energien mit 494 TWh im Szenario *Kohleausstieg* bereitgestellt. Ein weiteres Drittel entfällt auf Gas mit 205 TWh. Die restliche Stromerzeugung wird aus Wasserkraft gewonnen. Zwischen dem Szenario *Kohleausstieg* und dem Szenario *Grüne Nachbarn* gibt es lediglich vernachlässigbare Unterschiede. Diese resultieren aus der veränderten Erzeugungssituation in den Nachbarländern und beeinflussen den Stromimport und -export Deutschlands. So wird in Deutschland in dem Szenario *Grüne Nachbarn* 10 TWh weniger Strom als im Szenario *Kohleausstieg* produziert.

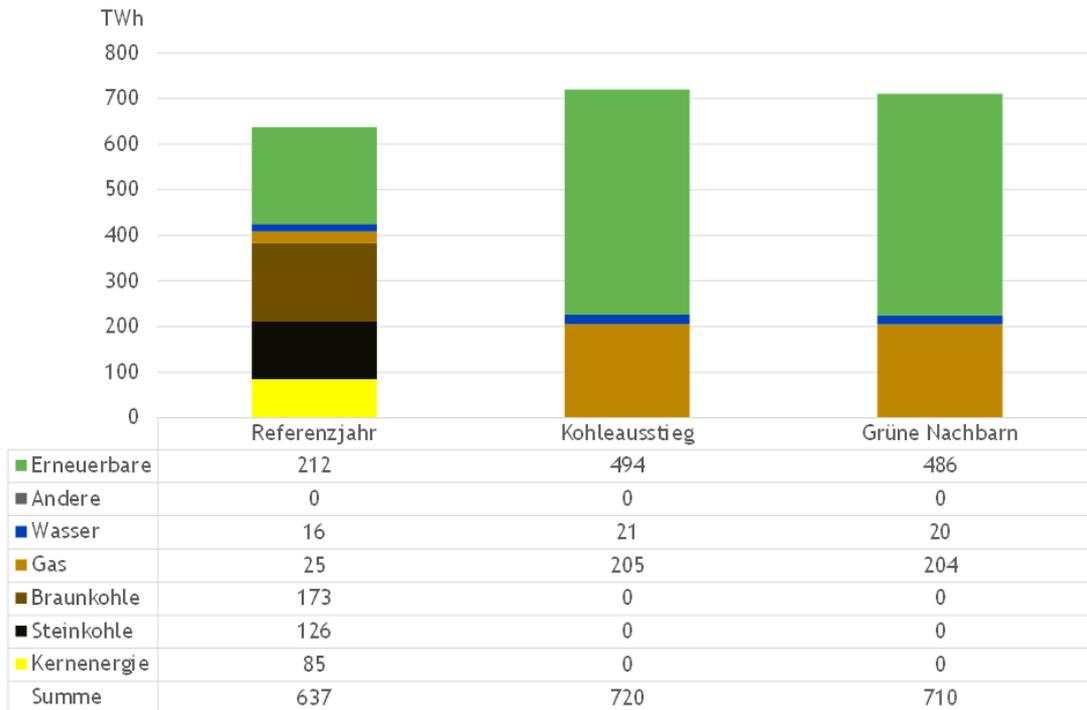


ABBILDUNG 3-5 KRAFTWERKSEINSATZ IN DEUTSCHLAND

## 4 FREQUENZBEWERTUNG

Schwerpunkt der in diesem Kapitel durchgeführten Untersuchung ist die Analyse des Bedarfs an Momentanreserve, des Bedarfs an schneller Regelleistung sowie die Analyse des resultierenden dynamischen Frequenzverlaufs im zukünftigen Energieversorgungssystem.

### 4.1 Bewertungsmethodik

Die o. g. Analysen erfolgen unter Verwendung eines Punktmodells für jede betrachtete Netzregion. Die Frequenz kann für den hier analysierten Zeitraum als einheitlich konstant für das gesamte Netzgebiet angenommen werden, weshalb die Anwendung eines Punktmodells möglich und zielführend ist. Auf diese Weise können systemische Zusammenhänge und damit die allgemeine Auslegung des Systems bewertet werden. Im normativen Ausfall bildet das gesamte ENTSO-E Netzgebiet eine synchrone Netzregion, während im System-Split-Fall die resultierenden Netzinseln als dezidierte Netzregionen betrachtet werden. Die Analysen erfolgen für die zuvor definierten Zielsysteme unter Berücksichtigung des sich einstellenden Kraftwerkseinsatzes.

#### 4.1.1 Momentanreserve

Ein Maß für die Trägheit des elektrischen Energieversorgungssystems und zur Bewertung der Momentanreserve ist die Netzanlaufzeitkonstante  $T_{AN}$  die sich aus den mit der Nennscheinleistung  $S_{r,i}$  gewichteten Anlaufzeitkonstanten  $T_{A,i}$  der aktiven Kraftwerkssynchrongeneratoren (und synchronbetriebenen motorischen Lasten)  $i$  mit rotierender Masse bezogen auf eine Referenzwirkleistung  $P_0$  berechnet (vgl. Gleichung (4-1)).

$$T_{AN} = \frac{\sum_{\text{Gen, Mot}} T_{A,i} \cdot S_{r,i}}{P_0} \quad (4-1)$$

Die in den rotierenden Massen gespeicherte kinetische Energie hängt maßgeblich von der Trägheit der rotierenden Masse  $J$  sowie dessen Winkelgeschwindigkeit  $\omega$  ab und kann auch in Abhängigkeit der Netzanlaufzeitkonstante ausgedrückt werden (vgl. Gleichung (4-2)).

$$E_{\text{kin}} = \frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega_{\text{rot}}^2 = \frac{1}{2} \cdot P_0 \cdot T_{AN} \quad (4-2)$$

Als Bezugsleistung wird in den folgenden Analysen der europäische Schwachlastfall  $P_0 = 150$  GW angesetzt. Durch die einheitliche Bezugswirkleistung wird die Vergleichbarkeit, der sich einstellenden Netzanlaufzeitkonstanten über die einzelnen Stunden des Zieljahres gewährleistet. Die zur weiteren Berechnung angenommenen Anlaufzeitkonstanten des bestimmten Kraftwerksparks basie-

ren auf Literaturangaben (Kundur, 1994; Noll, 2016; dena, 2016), Expertendiskussionen sowie Erfahrungen und Knowhow der Auftragnehmerin. Nachstehende Tabelle 4-1 gibt eine Übersicht über die angenommenen Anlaufzeitkonstanten je Technologie.

TABELLE 4-1: ANLAUFZEITKONSTANTEN NACH TECHNOLOGIE

Technologie	$T_{A, i}$ [s]
Kernkraft	14
Braun- und Steinkohle	10
GuD (kombinierter Strang)	11
Gaskraftwerk (nur Gasturbine)	3
Leicht Öl	3,2
Laufwasser und Pumpspeicher	6,8
Rotierender Phasenschieber	1,5

Unter Berücksichtigung der Systemträgheit führen Störungen des Wirkleistungsgleichgewichts zu einer Änderung der Frequenz. Der sich initial einstellende Frequenzgradient  $\dot{f}$  (Frequenzgradient im Ursprung) bei einem Wirkleistungssprung  $\Delta P$  wird mit Gleichung (4-3) beschrieben.

$$\dot{f} = \frac{\Delta P}{P_0} \cdot \frac{f_0}{T_{AN}} \quad (4-3)$$

Der maximale Wirkleistungssprung im normativen Ausfall entspricht  $\Delta P = 3000$  MW. Die folgenden Analysen beziehen sich auf den unterfrequenten Fall, d.h. es wird ein Leistungsdefizit von  $\Delta P$  angenommen. Im Systemsplit entspricht  $\Delta P$  den stundenscharfen Wirkleistungsungleichgewichten zwischen den aufgetrennten Teilnetzen bzw. Netzinseln.

#### 4.1.2 Frequenzabhängigkeit der Last

Die Leistungsaufnahme der Lasten weist aufgrund verschiedener Eigenschaften eine Frequenzabhängigkeit auf und stützt somit das System. Die Leistungsaufnahme sinkt mit fallender und wächst mit steigender Frequenz. In Analysen des Frequenzverhaltens wird in Deutschland allgemein von einem Minimalwert ausgegangen. Dieser wird über den Netzselbstregeleffekt mit  $a_L = 1$  %/Hz abgebildet, was einer Laststatik von  $s_L = 2$  entspricht (dena, 2016; Welfonder et al., 1994). Grundsätzlich kann jedoch davon ausgegangen werden, dass der netzstützende Effekt in Zukunft deutlich sinken wird, da eine zunehmende Drehzahlregelung von Maschinen und die vermehrte Kopplung über Umrichter zu erwarten ist. Um diese potenzielle Entwicklung trotz mangelnder Prognosen berücksichtigen zu können wird daher in den nachfolgenden Analysen vom heutigen Minimalwert von 1 %/Hz ausgegangen und angenommen, dass dieser bis einschließlich 2040 konstant

bleibt. Auswirkungen eines theoretisch stärkeren Rückgangs der Frequenzabhängigkeit der Last werden an entsprechender Stelle qualitativ adressiert.

#### 4.1.3 P(f)-Regelung / Primärregelleistung

Für die nachfolgenden Analysen wird unterstellt, dass die P(f)-Regelung-Charakteristik auch zukünftig entsprechend der heutigen Primärregelleistung erfolgt. Die Dimensionierung der Primärregelleistung erfolgt für den Gesamtbedarf des synchronen Netzgebiets und beträgt  $\pm 3000$  MW (EU, 2017). Der Abruf der Primärregelleistung wird modelltechnisch als linear über die Aktivierungsdauer von 30 s angenommen, wobei die Aktivierung erst bei Verlassen des Totbandes von  $\pm 20$  mHz erfolgt (EU, 2016). Die Statik der Regelung wird mit  $s_p = 0,2$  angenommen. Durch das Beibehalten der heutigen Charakteristik wird erreicht, dass die nachfolgenden Analysen das Frequenzverhalten bei einem normativen Ausfall im zukünftigen Energieversorgungssystem entsprechend des Status quo abbilden. Hierdurch wird sichergestellt, dass potenzielle Grenzwertverletzungen und sich hieraus ergebende Handlungsbedarfe identifiziert werden können.

#### 4.1.4 Frequenzgrenzwerte

Mit dem Leitfaden *Rate of Change of Frequency (RoCoF) withstand capability* (ENTSOE, 2018) hat der ENTSO-E im Jahr 2018 erstmals eine einheitliche Richtlinie für die Berücksichtigung von Grenzwerten für Frequenzgradienten bei der Erstellung von Netzkodizes verabschiedet. Im internationalen Kontext wurden bereits im Vorfeld Anforderungen an konventionelle Kraftwerke hinsichtlich des zu beherrschenden Frequenzgradienten festgelegt, wohingegen in Deutschland bisher keine einzuhaltenden Grenzwerte durch die ÜNB gefordert wurden (VDN, 2007; SONI, 2010; EIRGRID, 2015; EIRGRID, 2012; HQTE, 2009).

Für die nachfolgenden Analysen werden hierauf basierend die Grenzwerte in Tabelle 4-2 angenommen. Die Analysen erfolgen für den Unterfrequenzfall, wobei eine Berücksichtigung von Maßnahmen im Bereich der Emergency Control (z. B. Lastabwurf) nicht erfolgt. Diese dienen als Letztmaßnahme der Systemstabilisierung in unvorhergesehen kritischen Situationen. Für den normativen Ausfall ist das System hingegen so zu dimensionieren, dass die Systemsicherheit durch vorgelegte Maßnahmen (Systemträgheit und Regelleistungsprodukte) gesichert werden kann und somit kein Lastabwurf erforderlich wird. Folglich sind Maßnahmen der Emergency Control im Verbundbetrieb unbedingt zu vermeiden. Die Grenzwerte für den initialen Frequenzgradienten leiten sich dabei aus den Vorgaben der ENTSO-E bzw. durch die am wenigsten restriktiven Vorgaben im internationalen Vergleich (Hydro-Québec, Kanada) ab.

Aufgrund ihrer instantanen Wirkung kann durch Momentanreserve auch der initiale Frequenzgradient  $\dot{f}$  beeinflusst werden. Nachgelagerte Regelungen, auch FFR, wirken verzögert und haben folglich nur Einfluss auf den über  $\Delta t$  zeitlich gemittelten Frequenzgradienten

$\dot{f}_{\text{Sekante}}$  sowie das Frequenzminimum  $f_{\text{min}}$ .

TABELLE 4-2: GRENZWERTE DER FREQUENZ

Kenngroße	Grenzwert
$\dot{f}$	2 Hz/s bzw. 4 Hz/s
$\dot{f}_{\text{Sekante}}$	2 Hz/s $[\Delta t = 500 \text{ ms}]$
	1,5 Hz/s $[\Delta t = 1000 \text{ ms}]$
	1,25 Hz/s $[\Delta t = 2000 \text{ ms}]$
$f_{\text{min}}$	49,2 Hz (Abwurf Speicherpumpen)
	49,0 Hz (Lastabwurf Stufe 1)

### 4.1.5 Dynamisches Simulationsmodell

Für die Bewertung des zukünftigen Bedarfs an Momentanreserve sowie der sich einstellenden Frequenzminima ist die Untersuchung des zeitlichen Frequenzverlaufs entscheidend. Wie beschrieben, wird hierzu ein an Noll (2016) angelehntes Punktmodell verwendet, mit dessen Hilfe das dynamische Frequenzverhalten in den ersten Sekunden nach einem Leistungsausfall  $\Delta P$  analysiert werden kann. Das Modell berücksichtigt die Momentanreserve der direktgekoppelten rotierenden Massen, die Frequenzabhängigkeit der Last sowie die Primärregelung konventioneller Kraftwerke. Die Parametrierung erfolgt entsprechend der vorherigen Abschnitte. Die Simulationsschrittweite  $\Delta t_{\text{sim}}$  beträgt 100 ms. Abbildung 4-1 gibt eine Übersicht des verwendeten Frequenzmodells.

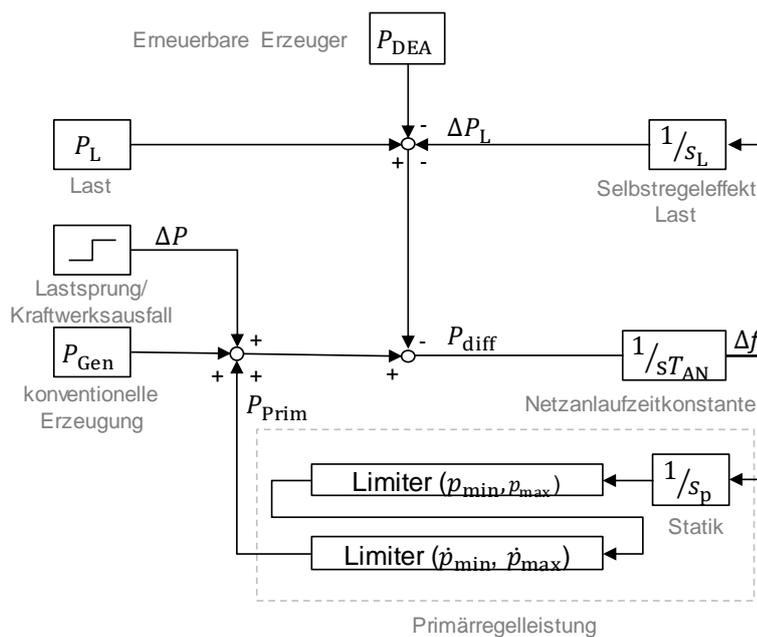


ABBILDUNG 4-1 REGELKREIS (ANGELEHNT AN NOLL (2016))

## 4.2 Verbundbetrieb

In diesem Abschnitt erfolgt die Analyse dynamischen Frequenzverlaufs für den Verbundbetrieb des frequenzsynchronen europäischen Netzgebiets. Die Untersuchung erfolgt für die Szenarien *Referenzjahr*, *Kohleausstieg* und *Grüne Nachbarn*.

### 4.2.1 Frequenzgradienten im Ursprung

Nachstehende Abbildung 4-2 zeigt die erwartete Netzanlaufzeitkonstante bzw. die in der rotierenden Masse gespeicherte kinetische Energie für das Szenario *Referenzjahr* und die Szenarien *Kohleausstieg* und *Grüne Nachbarn* sowie die sich einstellenden Frequenzgradienten für jede Stunde des Betrachtungsjahres bei einem normativen Ausfall als geordnete Jahresdauerlinie. Die Berechnung der kinetischen Energie erfolgt nach Gleichung (4-2), die Netzanlaufzeitkonstante ist auf 150 GW bezogen.

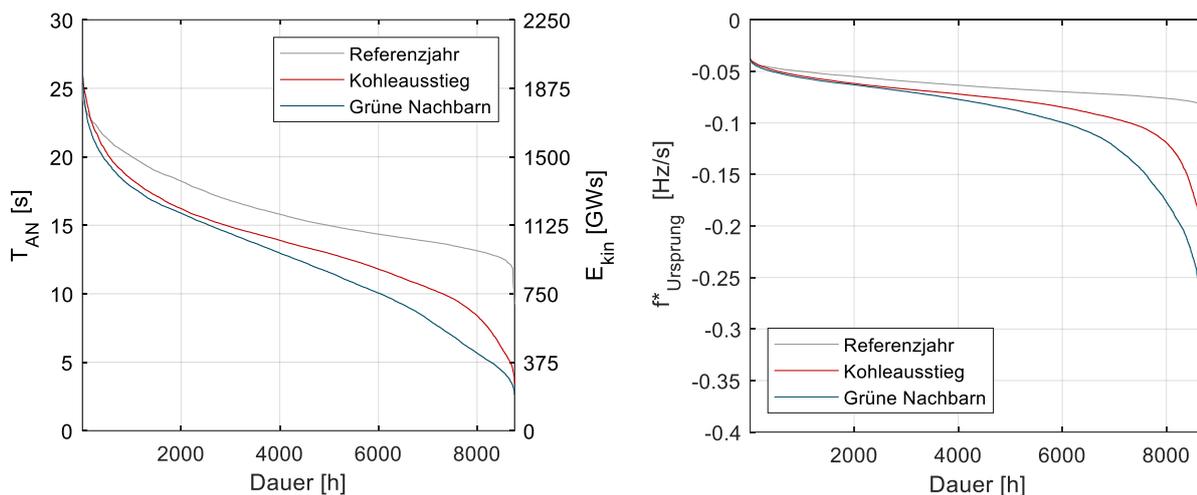


ABBILDUNG 4-2: NETZANLAUFZEITKONSTANTE BZW. KINETISCHE ENERGIE DER ROTIERENDEN MASSE (LINKS) UND RESULTIERENDE FREQUENZGRADIENTEN (RECHTS) IM URSPRUNG FÜR DAS EUROPÄISCHE VERBUNDSYSTEM

Die Netzanlaufzeitkonstante reduziert in nahezu allen Stunden des Jahres 2040 deutlich gegenüber dem heutigen Wert. Insbesondere in den frequenzkritischen Stunden, d. h. Stunden mit minimaler Netzanlaufzeitkonstante, fällt der Rückgang von  $T_{AN}$  auf ca. 3 bis 3,5 s (heute ca. 10 s) sehr deutlich aus. Diese Entwicklung ist auf den Rückgang aktiver Kraftwerksleistung mit rotierender Masse in den entsprechenden Stunden zurückzuführen. Die sich einstellenden maximalen Frequenzgradienten im Ursprung steigen entsprechend auf bis zu -0,4 Hz/s an. Dies entspricht ca. einer Verdreifachung des heutigen Werts. Bezogen auf die systemischen Vorgaben (vgl. Tabelle 4-2) sind jedoch auch zukünftig keine Grenzwertverletzungen (diese liegt bei ca. 2 Hz/s) zu erwarten. Die verbleibende Sicherheitsmarge kann dazu genutzt werden, um den potenziell weiteren Rückgang der Frequenzabhängigkeit von Lasten aufzufangen. Die sich einstellenden Frequenzgradienten sind im Verbundbetrieb bei einem normativen Ausfall für die untersuchten Szenarien

in 2040 folglich als unkritisch einzustufen. Sofern nicht die Beibehaltung des heutigen Niveaus gefordert wird, besteht aktuell kein Handlungsbedarf.

#### 4.2.2 Entwicklung Netzanlaufzeitkonstante in Deutschland

Im Rahmen dieser Sensitivität liegt der Fokus auf der ausschließlich durch in Deutschland verorteten Kraftwerken generierten Netzanlaufzeitkonstante. Es sei darauf hingewiesen, dass die Frequenzstützung im Verbundbetrieb durch die Koordination aller beteiligten Kraftwerke erfolgt und territoriale Grenzen grundsätzlich irrelevant sind. Die nachstehende Analyse ermöglicht jedoch die Bewertung des heutigen und zukünftigen deutschen Beitrags an der Netzanlaufzeitkonstante. Nachstehende Abbildung 4-3 zeigt die deutsche Netzanlaufzeitkonstante sowie die in der rotierenden Masse gespeicherte Energie in den betrachteten Szenarien als geordnete Jahresdauerlinie.

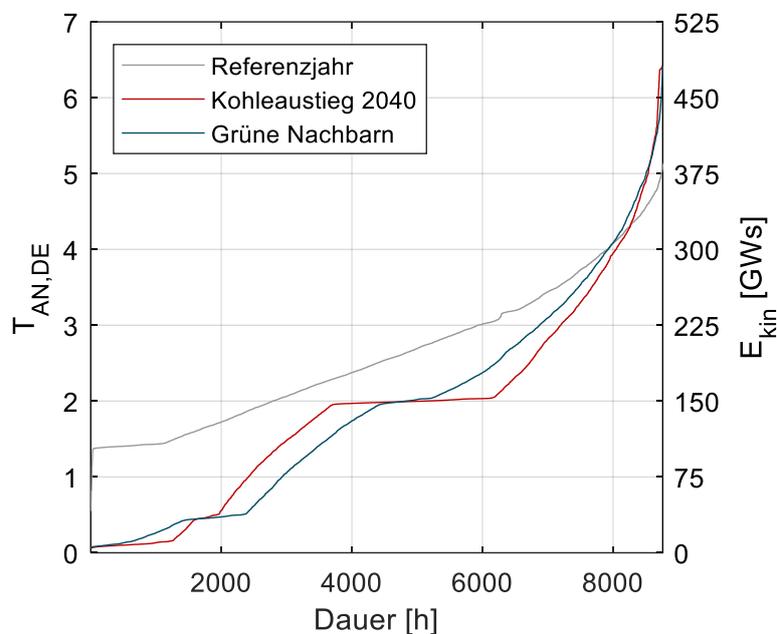


ABBILDUNG 4-3: ENTWICKLUNG DER NETZANLAUFZEITKONSTANTE IN DEUTSCHLAND

Während die maximale Netzanlaufzeitkonstante in Deutschland im Jahr 2040 sogar leicht ansteigt liegt sie im Minimum deutlich unter dem heutigen Minimalwert. In ca. 2.400 bzw. 2.800 Stunden des Jahres wird zukünftig eine Netzanlaufzeitkonstante von 1 s in Deutschland unterschritten. Zum Vergleich liegt die Netzanlaufzeitkonstante im *Referenzjahr* in weniger als 25 Stunden des Jahres unterhalb von 1 s. Bezogen auf den durchschnittlichen relativen Beitrag Deutschlands an der Netzanlaufzeitkonstante im Verbundsystem ist nur ein geringer Rückgang festzustellen.

Abbildung 4-4 zeigt die relative Zusammensetzung der ausschließlich deutschen Netzanlaufzeitkonstante für das *Referenzjahr* sowie das Szenario *Kohleausstieg*. Im Jahr 2040 sind in Deutschland unabhängig vom Szenario keine Kern- und keine Kohlekraftwerke mehr aktiv. Die deutsche Netzanlaufzeitkonstante ist dann ausschließlich auf Laufwasserkraftwerke, Pumpspeicherwerke sowie Gaskraftwerke zurückzuführen. Alternative Erbringungsquellen wie rotierende Phasenschieber,

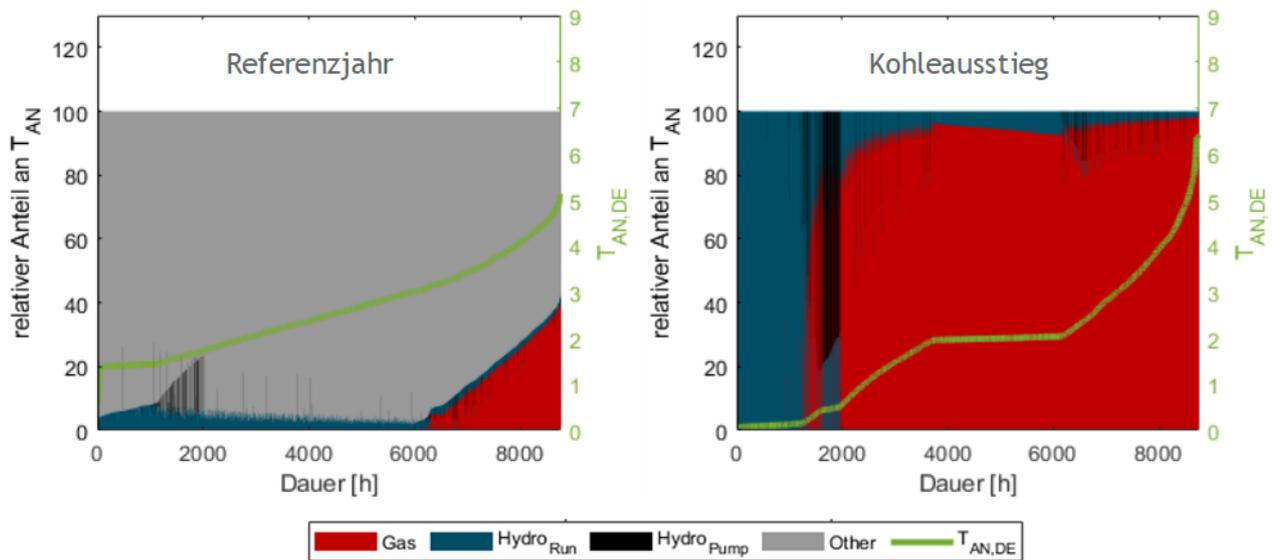


ABBILDUNG 4-4: RELATIVE ZUSAMMENSETZUNG DER DEUTSCHEN NETZANLAUFZEITKONSTANTE

umrichtergekoppelte Netznutzer, etc. bleiben bei dieser Analyse bewusst unberücksichtigt, bieten jedoch grundsätzlich Potenzial die Netzanlaufzeitkonstante bedarfsgerecht zu erhöhen.

Auch wenn die Netzanlaufzeitkonstante im gesamten Verbundnetz als unkritisch einzustufen ist, zeigt die Analyse, dass der absolute Beitrag Deutschlands an der Netzanlaufzeitkonstante zukünftig in vielen Stunden des Jahres sinken wird. Insbesondere steigt die Anzahl an Stunden in denen Deutschland theoretisch nur eine marginale Netzanlaufzeitkonstante aufweist. Diese Stunden sind dadurch charakterisiert, dass deutsche Gaskraftwerke keinen Zuschlag im Energiehandel erhalten. Sollte die Zielsetzung verfolgt werden, dass der absolute Beitrag Deutschlands an der Netzanlaufzeitkonstante auch in frequenzkritischen Stunden dem heutigen Niveau entsprechen soll, müssen alternative Erbringer von Momentanreserve Anwendung finden.

### 4.2.3 Dynamisches Frequenzminimum

Neben der Voraussetzung, dass die beherrschbaren Frequenzgradienten nicht überschritten werden, muss auch garantiert werden, dass die Frequenz bei einem normativen Ausfall nicht soweit absinkt, dass Lasten abgeworfen werden. Abbildung 4-5 zeigt exemplarisch den dynamischen Frequenzverlauf einer Stunde mit durchschnittlicher Netzanlaufzeitkonstante im Verbundbetrieb für das *Referenzjahr*. Im Zeitpunkt  $t = 0$  findet ein Leistungsausfall in Höhe von 3000 MW statt. Für die dargestellten exemplarischen Stunden liegt das dynamische Frequenzminimum deutlich über dem zulässigen Minimalwert. Nachstehende zeigt das auftretende Frequenzminimum aller Stunden im Betrachtungszeitraum als geordnete Jahresdauerlinie sowie in Abhängigkeit des Eintrittszeitpunktes nach dem Auftreten des Leistungssprungs.

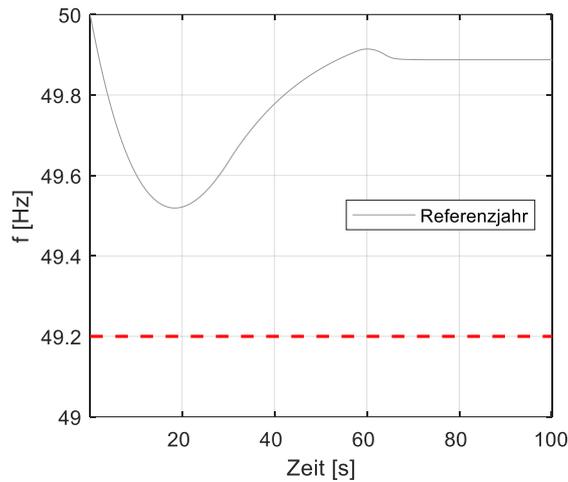


ABBILDUNG 4-5 BEISPIELHAFTES DARSTELLUNG DES DYNAMISCHEN FREQUENZVERLAUFS IM NORMATIVEN AUSFALL

Für das Jahr 2040 sind in beiden Szenarien Unterschreitungen des zulässigen Frequenzminimums zu beobachten, sodass es in diesen Stunden zu einem Lastabwurf kommen kann. Diesen gilt es bei einem normativen Ausfall unbedingt zu vermeiden. Des Weiteren verdeutlicht die Analyse, dass das Frequenzminimum nicht nur unterhalb des heutigen Minimums liegt, sondern dass dieses auch früher erreicht wird. Durchschnittlich wird dieses im Jahr 2040 ca. 5 Sekunden früher erreicht, vereinzelt sogar noch deutlich früher. Der frühere Eintritt des Frequenzminimums zeigt indikativ auf, dass eine Anpassung der Primärregelleistung hin zu einer schnelleren P(f)-Regelung bzw. die Hinzunahme einer zusätzlichen schnellen Frequenzregelung (wie FFR) die Frequenz besser stützen könnte. Hierdurch könnte die Einhaltung des Frequenzminimums auch im Jahr 2040 garantiert werden.

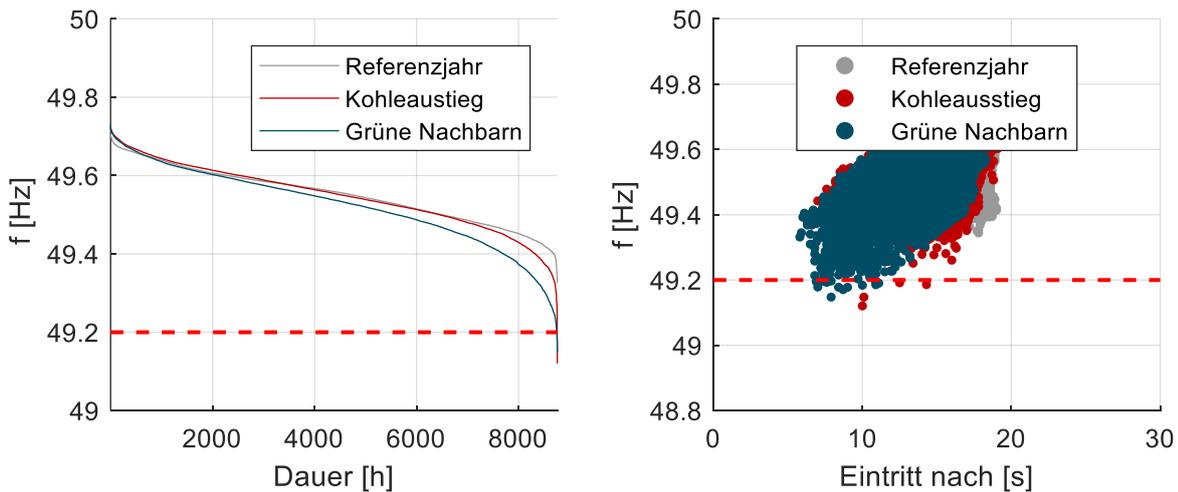


ABBILDUNG 4-6: DYNAMISCHER FREQUENZVERLAUF ALS GEORDNETE JAHRESDAUERLINIE (LINKS) UND STREUDIAGRAMM (RECHTS) FÜR HEUTE UND DAS JAHR 2040

Eine weitere mögliche Ursache für hohe maximale Abweichungen von der Nennfrequenz kann das Fehlen von rotierenden Massen in frequenzkritischen Stunden sein. Abbildung 4-7 zeigt exemplarisch die aktive Kraftwerksleistung in den fünf frequenzkritischsten Stunden im Szenario *Kohleausstieg*. Erzeugern mit direktgekoppelter rotierender Masse machen in den kritischen Stunden nur einen geringen Anteil der Erzeugungssituation aus. Im Jahr 2040 reduziert sich ihr aktiver Beitrag auf bis zu 50 GW. Eine weitere Möglichkeit zur Anhebung des Frequenzminimums wäre es folglich die in der rotierenden Masse gespeicherte Energie bzw. die Netzanlaufzeitkonstante in den kritischen Stunden zu erhöhen.

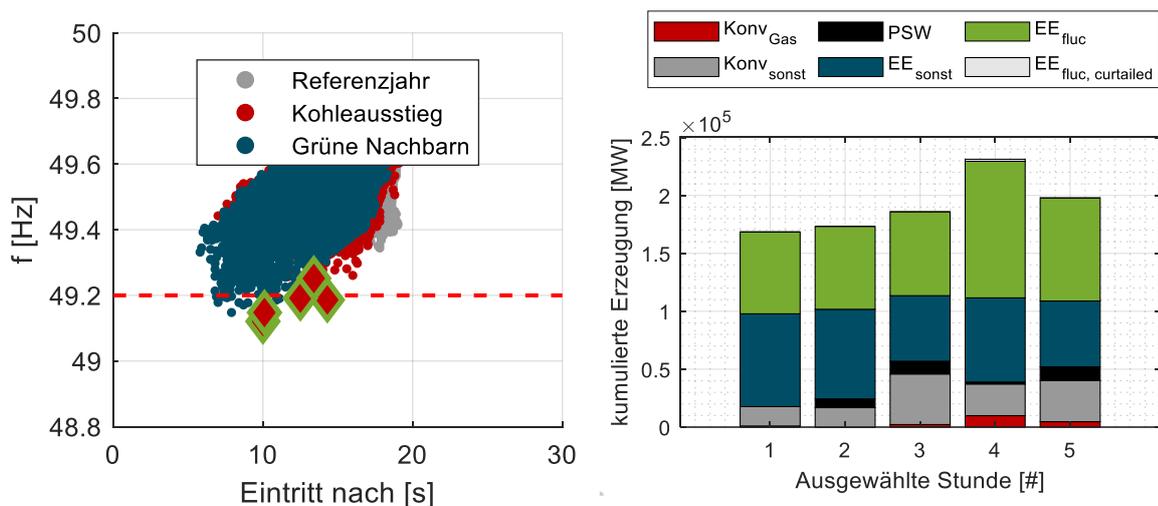


ABBILDUNG 4-7: AKTIVE KRAFTWERKSLEISTUNG IN DEN FÜNF FREQUENZKRITISCHSTEN STUNDEN DES JAHRES 2040 IM SZENARIO KOHLEAUSSTIEG 2040

#### 4.2.4 Maßnahmen zur Einhaltung des zulässigen Frequenzminimums

Die vorherigen Analysen haben gezeigt, dass der initiale Frequenzgradient bei einem normativen Ausfall auch zukünftig als unkritisch einzustufen ist. Hingegen liegt das erwartete dynamische Frequenzminimum für die angenommen Szenarien im Jahr 2040 unterhalb der zulässigen Grenzwerte und würde ohne Anpassungen zum Lastabwurf führen. Diesen gilt es jedoch zu vermeiden. Wie zuvor erörtert stehen zur Anhebung der minimalen Frequenz grundsätzlich zwei Optionen zur Verfügung: die Erhöhung der Netzanlaufzeitkonstante sowie die Anpassung der Regelleistung bzw. zusätzliche schnelle Regelleistung.

Durch die Erhöhung der Netzanlaufzeitkonstante wird das System zusätzlich unmittelbar bei Fehlereintritt gestützt, d. h. der Frequenzgradient im Ursprung wird reduziert. Diese Stützung hilft dem System auch im potenziellen Fall eines System-Splits, wengleich im Verbundbetrieb keine kritischen Frequenzgradienten für das Jahr 2040 festgestellt wurden. Durch die Anpassung der Regelleistungsgeschwindigkeit wird keine zusätzliche Stützung des initialen Frequenzgradienten erreicht, jedoch hebt diese effizient die auftretenden Frequenzminima an. Vor dem Hintergrund

einer Vielzahl an Netznutzern und Netzbetriebsmitteln, die potenziell über eine schnelle P(f)-Regelung Leistung im Fehlerfall bereitstellen können sollte diese Alternative geprüft werden.

Abbildung 4-8 zeigt die Höhe des zusätzlich benötigten  $T_{AN}$  bzw. der zusätzlich notwendigen instantan verfügbare Energie zur Einhaltung des dynamischen Frequenzminimums im Jahr 2040 für unterschiedliche Aktivierungszeiträume der Primärregelleistung. Um auch zukünftig das heutige Sicherheitsniveau zu erreichen erfolgt die Dimensionierung nicht auf den minimal zulässigen Frequenzwert von 49,2 Hz sondern auf das, im Rahmen der Simulation bestimmten, heute (*Referenzjahr 2017*) auftretende Frequenzminimum von ca. 49,3 Hz.

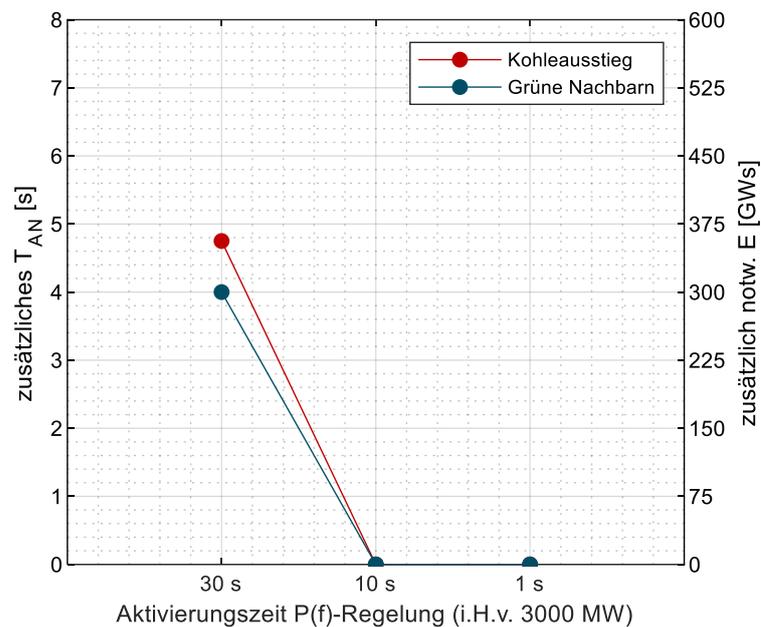


ABBILDUNG 4-8: ZUSÄTZLICH NOTWENDIGES  $T_{AN}$  BZW. ZUSÄTZLICH NOTWENDIGE ENERGIE ZUR EINHALTUNG DES HEUTIGEN FREQUENZMINIMUMS

Bereits eine Reduktion der Aktivierungsgeschwindigkeit der Primärregelleistung auf 10 s führt dazu, dass kein zusätzliches  $T_{AN}$  erforderlich ist, um alle Grenzwerte und das heutige Sicherheitsniveau einzuhalten. Die konkrete Ausgestaltung der Beschleunigung ist dabei grundsätzlich frei und kann bspw. durch eine allgemeine Reduktion der Aktivierungszeit oder auch durch eine noch auszugestaltende parallele zusätzliche schnelle P(f)-Regelung (z.B. FFR) erfolgen. Letztere Option würde dann bspw. weiteren Akteuren oder Technologien erlauben, sich aktiv an der Frequenzhaltung zu beteiligen. Bei der allgemeinen Verkürzung der Aktivierungszeit der Primärregelleistung auf 10 s muss geprüft werden, ob diese Maßnahme zur Exklusion heutiger Anbieter bzw. Technologien führt und somit negative Auswirkungen auf die Systemsicherheit haben kann. Dieser Wegfall müsste dann adäquat substituiert werden bzw. es müssten alternative Konzepte gewählt werden.

Wird die heutige Ausgestaltung der Primärregelleistung beibehalten, muss zur Einhaltung des heutigen Frequenzminimums die Netzanlaufzeitkonstante um bis zu 4,75 s angehoben werden. Im Szenario *Kohleausstieg* ist im Maximum eine leicht höhere Anhebung der Netzanlaufzeitkonstante

als im Szenario *Grüne Nachbarn* notwendig. Die höhere Anhebung ist jedoch nur in einer einzelnen Stunde des Jahres 2040 notwendig. Ursache hierfür ist das tiefere Frequenzminimum über alle stündlich aufgelösten Frequenzminima im Vergleich zum Szenario *Grüne Nachbarn*. Dieses ist wiederum auf sich leicht veränderte Leistungen dargebotsabhängiger Leistungen in den Niederlanden und Großbritannien zurückzuführen, die sich entsprechend nur in einer Stunde des Jahres auswirken. In allen weiteren Stunden des Jahres übersteigt oder entspricht der Wert der zusätzlich notwendigen Netzanlaufzeitkonstante im Szenario *Grüne Nachbarn* dem Wert des Szenarios *Kohleausstieg*. Dies ist durch den ambitionierteren Ausbau an Leistung erneuerbarer Energien der deutschen Nachbarländer (Frankreich, Polen und Tschechiens) begründet und induziert einen zusätzlichen Bedarf an Momentanreserve in ca. 350 Stunden des Jahres. Zum Vergleich ist dieser im Szenario *Kohleausstieg* bei in nur ca. 50 Stunden des Jahres vorhanden.

#### 4.2.5 Zusammenfassung und Erkenntnisse

Mithilfe der durchgeführten Analysen konnten folgende Kernergebnisse und Handlungsempfehlungen für den Verbundbetrieb identifiziert werden:

- A. Der Frequenzgradient erfordert keinen Handlungsbedarf. Der unmittelbar im Leistungssprung von 3000 MW maximal anliegende Frequenzgradient (Gradient im Ursprung) ist im Jahr 2040 ca. dreimal höher als das heutige Maximum. Nichtsdestotrotz liegt das absolute Niveau des Frequenzgradienten im Ursprung auch zukünftig deutlich unter systemischen Grenzwerten (hier 2 Hz/s) und eine ausreichende Sicherheitsmarge verbleibt.
- B. Das dynamische Frequenzminimum liegt im Jahr 2040 in wenigen Stunden des Jahres unter dem systemischen Grenzwert und würde zu Lastabwürfen führen. Diesen gilt es unbedingt zu vermeiden, folglich besteht aktiver Handlungsbedarf.
- C. Die Anhebung des Frequenzminimums kann durch die Erhöhung der Netzanlaufzeitkonstante oder durch die Beschleunigung der Aktivierungszeit der P(f)-Regelung erfolgen. Die zusätzlich notwendige Netzanlaufzeitkonstante beträgt bis zu ca. 5 s und ist in Abhängigkeit des Szenarios in ca. 50 bis 350 Stunden des Jahres erforderlich. Die alternative Beschleunigung der P(f)-Regelung ist eine effiziente Maßnahme zur Anhebung des Frequenzminimums, stützt jedoch nicht die unmittelbar im Fehlerfall auftretenden Frequenzgradienten.
- D. Die Beschleunigung der P(f)-Regelung muss noch detailliert untersucht und nachfolgend standardisiert werden. Möglich wäre bspw. die Reduktion der Aktivierungszeit der Primärregelleistung aber auch die Hinzunahme einer parallelen schnellen P(f)-Regelung (FFR). Letztere Option biete grundsätzlich den Vorteil, dass sich potenziell weitere Netznutzer und Netzbetriebsmittel aktiv an der Frequenzhaltung beteiligen könnten, steigert jedoch auch die Komplexität. Bei einer allgemeinen Reduktion der Aktivierungszeit der Primärregelleistung muss eine mögliche Exklusion heutiger Anbieter bzw. Technologien und die damit ggf. verbundenen negativen Auswirkungen auf die Systemsicherheit geprüft werden.

## 4.3 System-Split

In diesem Abschnitt erfolgt die Analyse der Leistungsdefizite und Frequenzgradienten im Ursprung für den Fall eines System-Splits. Die Untersuchung erfolgt für die Szenarien *Referenz* und *Kohleausstieg*.

### 4.3.1 Angenommener System-Split

Das im Rahmen dieser Studie betrachtete System-Split-Szenario orientiert sich an einer Störung aus dem Jahr 2006 (UCTE, 2007). Hierbei erfolgte die Aufteilung des europäischen Verbundnetzes in drei Netzeinseln wie in Abbildung 4-9 dargestellt.

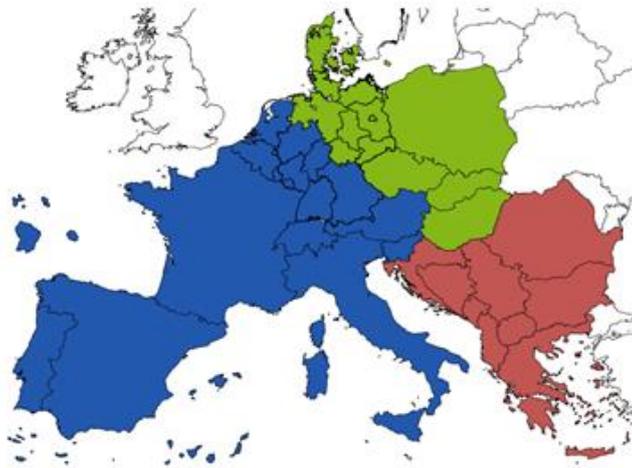


ABBILDUNG 4-9: NETZEINSELN IM BETRACHTETEN SYSTEM-SPLIT. ANGELEHNT AN DENA (2016)

Das blau eingefärbte Netzgebiet ist aus heutiger Sicht tendenziell ein Unterfrequenz- d.h. Importgebiet, wohingegen die grün eingefärbte Insel aus heutiger Sicht ein Export- und damit ein Überfrequenzgebiet darstellt. Deutschland zerfällt in dem angenommenen System-Split zwischen der grünen und blauen Netzeinsel.

### 4.3.2 Leistungsungleichgewichte

Die Leistungssaldi der Inseln für heute und für das Jahr 2040 sind in Abbildung 4-10 dargestellt. Für die untersuchten Entwicklungspfade ergeben sich im Jahr 2040 und im Vergleich zum *Referenzjahr* 2017 hohe Leistungsungleichgewichte zwischen den Netzeinseln.

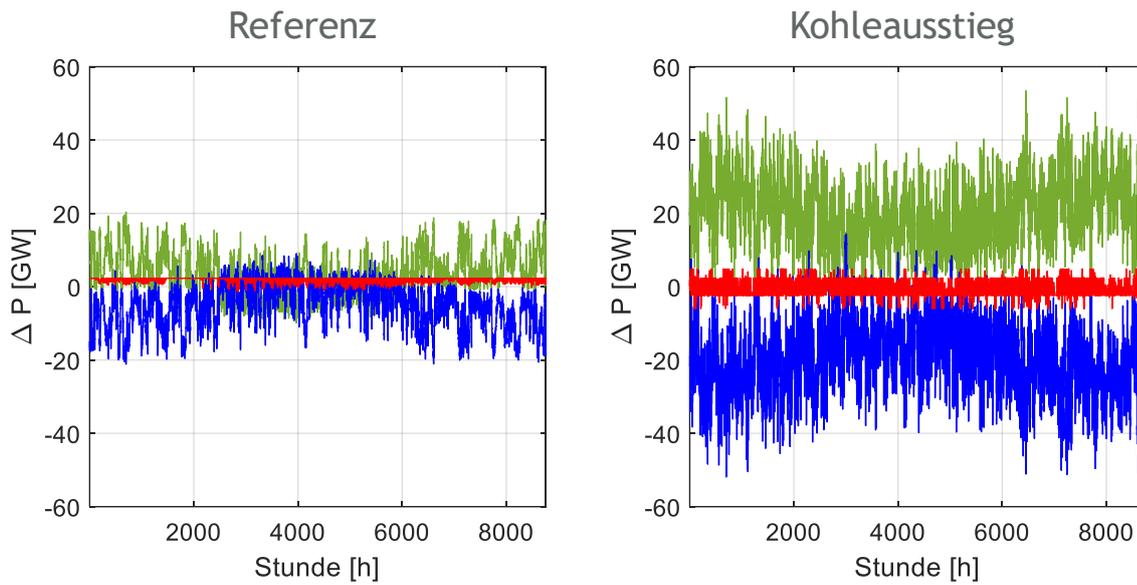


ABBILDUNG 4-10: LEISTUNGSSALDI DER NETZINSELN IN DEN BETRACHTETEN SZENARIEN HEUTE UND IM JAHR 2040

Mit bis zu 20 GW bereits im *Referenzjahr* liegen die Leistungssaldi jedoch deutlich über dem systemauslegungsrelevanten Ausfall von 3 GW. Auch zukünftig bleibt die grundlegende Charakteristik, d. h. Unter- bzw. Überspeisung, der Netzeinseln im untersuchten Szenarioverhalten. Die rote Netzeinsel verbleibt vergleichsweise neutral. Die Leistungsdefizite respektive Leistungsüberschüssen steigen darüber hinaus bis 2040 auf über 50 GW an. Mithilfe der stundenscharfen Leistungsungleichgewichte können nachfolgend die sich einstellenden stundenscharfen Frequenzgradienten im Ursprung bestimmt werden.

### 4.3.3 Frequenzgradienten im Ursprung

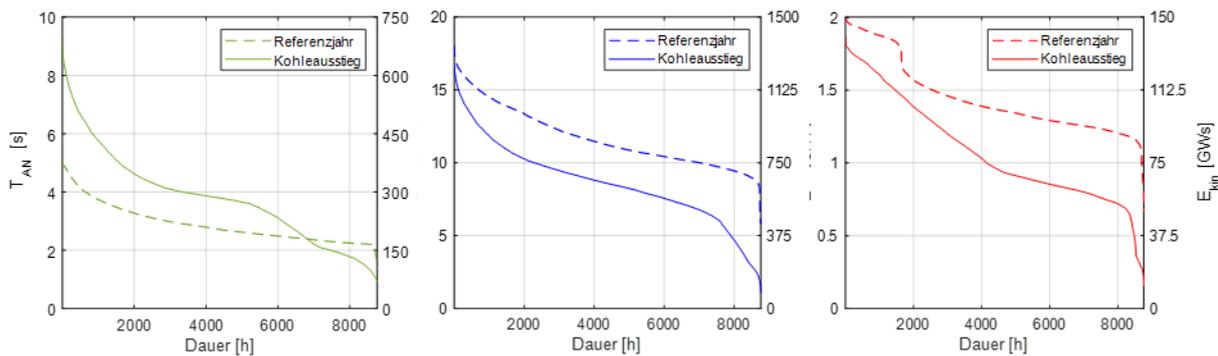


ABBILDUNG 4-11 NETZANLAUFZEITKONSTANTE JE NETZINSEL HEUTE UND IM JAHR 2040

Nachstehende zeigt die Netzanlaufzeitkonstante (linke Ordinate) und die in der rotierenden Masse gespeicherte Energie (rechte Ordinate) je Netzeinsel als geordnete Jahresdauerlinie für das *Referenzjahr* und das Jahr 2040. Zu beachten ist dabei die unterschiedliche Skalierung der Ordinate aus Gründen der Sichtbarkeit. In der roten und blauen Netzeinsel liegt diese in allen Stunden des Jahres unterhalb des heutigen Wertes. In Kombination mit den steigenden Leistungsungleichgewichten sind folglich deutlich höhere Frequenzgradienten zu erwarten. In der grünen Netzeinsel

steigt die Netzanlaufzeitkonstante in knapp 7000 Stunden des Jahres an. Dies ist maßgeblich auf den starken Zubau von Gaskraftwerken in der grünen Netzinsel bzw. den Rückgang konkurrierender konventioneller Kraftwerkskapazitäten in den anderen Netzinseln zurückzuführen. In den systemisch kritischen Stunden, d. h. Stunden mit geringer Netzanlaufzeitkonstante und somit geringer Momentanreserve, sinkt die Netzanlaufzeitkonstante jedoch zukünftig auch in der grünen Netzinsel. In Kombination mit den deutlich steigenden Leistungsungleichgewichten sind auch hier deutlich höhere Frequenzgradienten zu erwarten.

Abbildung 4-12 zeigt die resultierenden initialen Frequenzgradienten der drei Netzinseln als geordnete Jahresdauerlinie beim Eintritt des System-Splits. Die schwarzen Linien kennzeichnen den Grenzwert von 2 Hz/s bzw. 4 Hz/s.

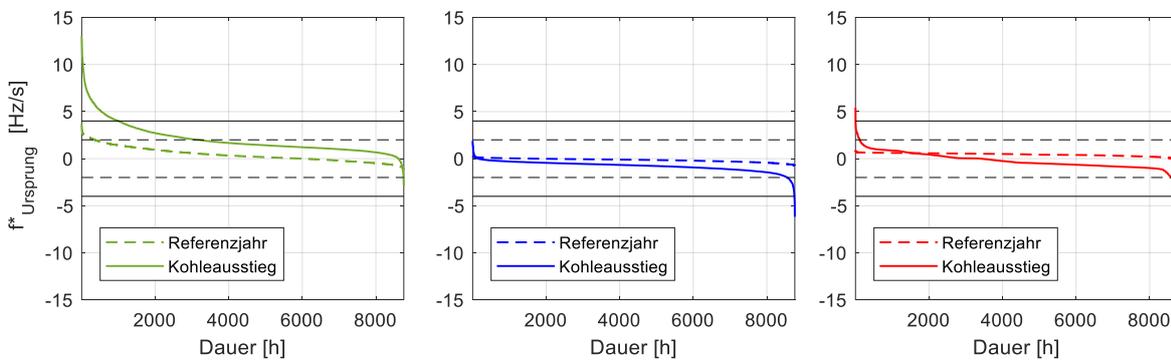


ABBILDUNG 4-12 FREQUENZGRADIENTEN DER NETZINSELN BEIM SYSTEM-SPLIT HEUTE UND IM JAHR 2040

Im *Referenzjahr* werden die zulässigen Frequenzgradienten nahezu in allen Zeitschritten eingehalten. Lediglich in der grünen Netzinsel wird der restriktivere Grenzwert von 2 Hz/s in wenigen Stunden des Jahres leicht überschritten. Im Jahr 2040 sind deutlich höhere Leistungsgradienten beobachtbar. Insbesondere in der grünen Netzinsel, vereinzelt aber auch in der roten und blauen Netzinsel würde eine Systemauftrennung Frequenzgradienten von deutlich über 4 Hz/s verursachen. Dies könnte zur Folge haben, dass regelungsbasierte Emergency-Control-Maßnahmen nicht rechtzeitig greifen können, wodurch das Risiko eines Blackouts in einzelnen Netzinseln deutlich ansteigt.

Der Frequenzgradient steigt dabei proportional mit der Höhe der Leistungsungleichgewichte und sinkt mit steigender Netzanlaufzeitkonstante. Besonders hohe Frequenzgradienten treten folglich in Zeitpunkten hoher Leistungsungleichgewichte in Kombination mit geringen Netzanlaufzeitkonstanten auf. Dies sind klassischerweise Zeitpunkte, die stark durch dargebotsabhängige Erzeugung dominierte sind. Diese treten bei der angenommen Inselkonstellation vermehrt in der grünen Netzinsel auf. Es sei an dieser Stelle explizit darauf hingewiesen, dass die geschilderten Zusammenhänge allgemein gültig, die Ausprägung der Netzinsel jedoch von der tatsächlichen Inselkonstellation abhängig sind. Zerfällt das Verbundsystem entsprechend einer abweichenden Inselkonstellation stellen sich auch entsprechend andere Frequenzgradienten je Netzinsel ein.

#### 4.3.4 Maßnahmen zur Einhaltung des zulässigen Frequenzgradienten

Um die Frequenzgradienten der Netzeinseln im Falle der analysierten Systemauftrennung auf die beherrschbaren Grenzwerte zu beschränken ist zusätzliche Momentanreserve notwendig. Alternativ können Maßnahmen zum Ausgleich der Leistungsungleichgewichte zwischen den Netzeinseln ergriffen werden. Ein Beispiel wären diesbezüglich auch im System-Split aktiv bleiben HGÜ-Verbindungen, die die Teile der Leistungsungleichgewichte nativ ausgleichen. Die vorliegende Untersuchung fokussiert sich jedoch auf die Bereitstellung von Momentanreserve, weshalb potenzielle Maßnahmen zur Verringerung der Leistungsungleichgewichte nicht weiter untersucht werden. In Abbildung 4-13 ist die zusätzlich notwendige Netzanlaufzeitkonstante bzw. die zusätzlich notwendige instantan verfügbare Energie zur Limitierung der Frequenzgradienten auf 2 Hz/s respektive 4 Hz/s in der grünen Netzeinsel für das Szenario *Kohleausstieg* als geordnete Jahresdauerlinie dargestellt. In Abhängigkeit des beherrschbaren Frequenzgradienten ist in der grünen Netzeinsel eine zusätzliche Netzanlaufzeitkonstante von bis zu sechs Sekunden notwendig. Über den Jahresverlauf betrachtet besteht das Defizit an vorhandener Momentanreserve in ca. 1.000 bzw. ca. 3.000 Stunden.

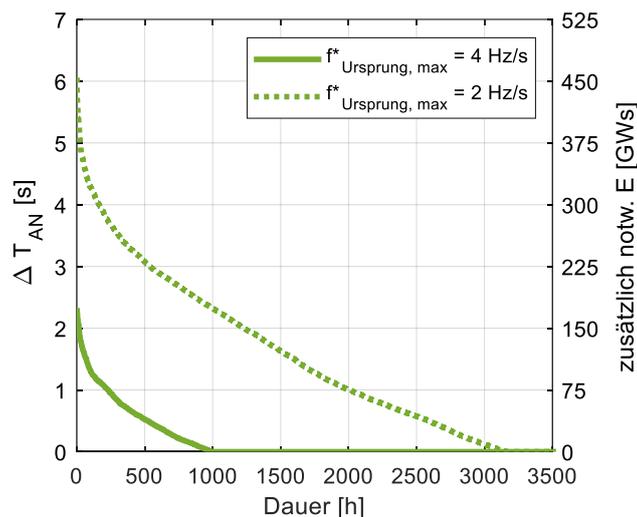


ABBILDUNG 4-13: ZUSÄTZLICH NOTWENDIGES  $T_{AN}$  BZW. ZUSÄTZLICH NOTWENDIGE ENERGIE ZUR LIMITIERUNG DES FREQUENZGRADIENTEN IN DER GRÜNEN NETZEINSEL IM SZENARIO KOHLEAUSSTIEG 2040

Bei der angenommenen Inselkonstellation ist die grüne Netzeinsel am kritischsten einzustufen. Für die blaue und rote Netzeinsel ergeben sich geringere Anforderungen an die zusätzlich notwendige Netzanlaufzeitkonstante. An dieser Stelle sei erneut betont, dass andere Inselkonstellationen zu abweichenden Ergebnissen führen würden. Grundsätzlich ist daher die geographische Diversifikation von Momentanreservequellen vorteilhaft und anzustreben.

Inwieweit das System für einen potenziellen System-Split-Fall dimensioniert werden soll und kann ist nicht Gegenstand dieser Untersuchung, sondern ist Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber und letztendlich nur durch eine mehrdimensionale risikobasierte Systemanalyse abzuschätzen. Grund-

sätzlich ist die Zielsetzung das Schwarzfallen von Netzbereichen auch bei unvorhergesehenen Ereignissen zu vermeiden. Als Mindestanforderung verbleibt zudem immer der garantierte Wiederversorgungsaufbau von schwarzgefallenen Netzbereichen.

#### 4.3.5 Zusammenfassung und Erkenntnisse

Mithilfe der durchgeführten Analysen konnten folgende Kernergebnisse und Handlungsempfehlungen für einen System-Split-Fall identifiziert werden:

- A. Die Leistungsungleichgewichte im System-Split-Fall übersteigen bereits heute den im Verbundbetrieb angenommen und dimensionierungsrelevanten Leistungsausfall von 3 GW um ein Vielfaches und verursachen entsprechende hohe Frequenzgradienten in den Netzeinseln. Die im angenommenen System-Split-Fall resultierenden Frequenzgradienten liegen im *Referenzjahr* noch für nahezu alle Netzeinseln und Stunden unterhalb der systemisch beherrschbaren Grenzwerte. In wenigen Stunden des Jahres wird ein Grenzwert von 2 Hz/s jedoch überschritten. Es gilt zu prüfen, ob diese Überschreitung zu unbeherrschbaren Systemzuständen führen kann.
- B. Die Leistungsungleichgewichte zwischen den resultierenden Netzeinseln werden, insbesondere aufgrund der hohen regionalen dargebotsabhängigen Erzeugung, bis zum Jahr 2040 deutlich ansteigen und das heutige Ungleichgewicht um ein Mehrfaches übersteigen.
- C. Durch den Rückgang der Netzanlaufzeitkonstante und zeitgleichem Anstieg der Leistungsungleichgewichte zwischen den Netzeinseln sind im Jahr 2040 deutlich höhere Frequenzgradienten zu beobachten. Diese übersteigen die systemischen Grenzwerte teilweise deutlich, sodass Gegenmaßnahmen zu ergreifen sind. Anderenfalls kann die ununterbrochene Versorgung der Netzeinseln nicht garantiert werden und das Risiko eines (teilweisen) Blackouts steigt an. Grundsätzlich können die Frequenzgradienten durch eine Steigerung der Momentanreserve sowie durch eine Reduktion der Leistungsungleichgewichte limitiert werden. Die Anpassung der Regelleistungsprodukte oder eine zusätzliche schnelle P(f)-Regelung (FFR) sind keine geeignete Maßnahme, um die initialen Frequenzgradienten zu beschränken.
- D. Aufgrund des Rückgangs konventioneller Kraftwerksleistung und dem Zubau von dargebotsabhängigen Erzeugern sinkt zukünftig die im System inhärent vorhandene Momentanreserve in frequenzkritischen Stunden. Die resultierende Inselkonstellation hat unmittelbaren Einfluss auf die sich einstellenden Leistungsungleichgewichte und Frequenzgradienten. Die regionale Verteilung von Momentanreservequellen ist daher grundsätzlich vorteilhaft.

## 5 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Diese Studie untersucht die Frequenzstabilität des Europäischen Verbundsystems im Allgemeinen und Deutschlands im Besonderen für ein von Erneuerbaren dominiertes Energiesystem. Dazu wurden zunächst drei Systemvarianten definiert. Das erste System orientiert sich an dem heutigen Zustand basierend auf Daten aus dem Jahr 2017. Dazu wurden zwei mögliche Szenarien für das Zukunftsjahr 2040 entworfen. In dem ersten Szenario *Kohleausstieg* werden erwartete Entwicklungen wie der bereits beschlossene Nuklear- und Kohleausstieg Deutschlands berücksichtigt und in die Zukunft projiziert. Das zweite Szenario *Grüne Nachbarn* bildet darüber hinaus ein System ab, in dem sich die Zentren konventioneller Erzeugung in Europa, also Frankreich, Polen und Tschechien, einer Transformation ihrer Stromerzeugung hin zu Erneuerbaren Energien verschreiben. Entlang dieser Szenarienrahmen wurde das Europäische Energiesystem bis 2040 optimiert, sodass der optimale Kraftwerkspark für jedes Szenario ermittelt werden konnte. In einem zweiten Schritt wurde der Kraftwerkseinsatz für die drei Energiesysteme simuliert. Vor dem Hintergrund des jeweiligen Kraftwerksparks und -einsatzes wurde die Frequenzstabilität der drei Energiesysteme bestimmt und verglichen. Als Indikatoren für ein stabiles Frequenzverhalten dienen der Frequenzgradient, die Netzanlaufzeitkonstante und dynamische Frequenzminimum. Diese wurden für zwei Betriebsfälle des europäischen Verbundsystems berechnet. Dies sind zum einen der normative Ausfall im Verbundbetrieb und zum anderen der Fall eines System-Splits, der einzelne Netzgebiete voneinander trennt. Auf Grundlage der Frequenzstabilitätsanalyse wurden Maßnahmen zur nachhaltigen Stabilisierung des Frequenzverhaltens diskutiert.

Die durchgeführten Analysen haben gezeigt, dass Handlungsbedarf besteht, um die Frequenzstabilität des Energieversorgungssystems auch im Jahr 2040 uneingeschränkt garantieren zu können. Durch den kontinuierlichen Rückgang konventioneller Kraftwerksleistung und den stetigen Ausbau dargebotsabhängiger Erzeuger sinkt die im System inhärent vorhandene Momentanreserve. Dieser Rückgang mündet in der Unterschreitung der zulässigen Frequenzminima beim Fehlerfall im Verbundbetrieb sowie einem kritischen Anstieg der Frequenzgradienten im System-Split-Fall, die jeweils kritische Systemzustände hervorrufen können. Insbesondere im Verbundbetrieb muss die Dimensionierung des Systems jedoch so erfolgen, dass ein normativer Ausfall zu keinem kritischen Systemzustand führt. Die Analysen haben gezeigt, dass sowohl durch die Erhöhung der Momentanreserve als auch durch eine Beschleunigung der Primärregelleistung bzw. durch eine zusätzliche schnelle P(f)-Regelung (FFR) die Frequenzstabilität im Verbundbetrieb gewährleistet werden kann. Die von Siemens entwickelte Technologie ARESS kann parallel zur Bereitstellung von Momentanreserve und von FFR genutzt werden und stellt somit eine geeignete Technologie zur Stützung der Systemfrequenz im Verbundbetrieb sowie im System-Split dar. Sie ist folglich eine technische Option, um die Frequenzstabilität auch im Jahr 2040 sichern zu können.

Aus frequenztechnischer Perspektive ist die innerdeutsche Standortwahl für ARESS aufgrund des globalen Charakters der Frequenz von minderer Priorität. Bei mehreren Einheiten bietet sich jedoch grundsätzlich eine regionale Verteilung der Anlagen an, um potenzielle Netzinsel effizient

stützen zu können. Durch die darüber hinaus vorhandene Möglichkeit der schnellen Spannungsstützung und Bereitstellung von Kurzschlussleistung kann ARESS zur lokalen Spannungshaltung beitragen. Hierdurch können präferierte Standorte auch innerhalb Deutschlands identifiziert werden. Diese sind zukünftig dort anzutreffen, wo vermehrt konventionelle Kraftwerksleistung vom Netz gehen wird und zeitgleich keine HGÜ-Standorte zu erwarten sind. Die lokale fehlende AVR-Fähigkeit könnte dann teilweise von ARESS kompensiert werden.

Aufbauende Analysen sind besonders mit Blick auf die betrachteten Systeme und die Integration des ARESS sinnvoll. Neben den hier betrachteten Fällen des Verbundbetriebs und des System-Splits, können weitere Teilnetz- oder Inselnetzkonstellationen interessant sein. Zusätzlich ließe sich der ARESS-Regelkreis detaillierter abbilden, um so Erkenntnisse über die Wirkung und Ausgestaltung der FFR zu erlangen. Darauf aufbauend könnten Empfehlungen aber auch Voraussetzungen für mögliche schnelle Regelleistungsprodukte abgeleitet werden. Auch die Spannungsregelbarkeit von ARESS kann durch die Hinzunahme von Netzmodellen detaillierter untersucht werden. So könnte der Beitrag von ARESS zur Spannungsstützung im jeweiligen Netz analysiert bzw. technisch optimale Standorte von ARESS (oder vergleichbaren Technologien) innerhalb der gegebenen Netztopologie identifiziert werden. Durch die Ausweitung der Analyse auf Referenznetze könnten zudem auch allgemeine und global gültige Standortkriterien abgeleitet werden.

Die Aussagen dieser Studie hinsichtlich der Technologie ARESS beziehen sich ausschließlich auf dessen technische Fähigkeiten. Welche Optionen bzw. Kombination von Optionen zur Sicherstellung der Frequenzstabilität in Frage kommen hängt auch von regulatorischen Faktoren ab. Die Ausgestaltung dieser Regulatorik bedarf einer fundierten Analyse der ökonomischen Nebenbedingungen. Neben ARESS stehen noch alternative Technologien und Netznutzer zur Frequenzhaltung zur Verfügung. Beispielsweise (ohne Anspruch auf Vollständigkeit) sind hier Speichertechnologien, Power-to-X-Technologien, umrichtergekoppelte Netznutzer, rotierende Phasenschieber, etc. zu nennen.

## LITERATURVERZEICHNIS

**Agora Energiewende (Agora, 2019):** European Energy Transition 2030: The Big Picture, März 2019.

**Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (WSBK, 2019):** Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ - Abschlussbericht, Januar 2019.

**Bundesnetzagentur (BNetzA, 2018):** Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur - Stand: 18.11.2018.

**Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena, 2016):** Technische Universität Dortmund; ef.Ruhr GmbH. (2016). Analyse Momentanreserve 2030: Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030. Berlin.

**Deutscher Wetterdienst (DWD) (DWD, 2018):** Deutscher Wetterdienst - Wetter und Klima aus einer Hand. Abgerufen am 17.04.2018 von <https://www.dwd.de/>

**EIRGRID, SONI. (EIRGRID, 2012):** RoCoF Modification Proposal - TSOs' Recommendations.

**EIRGRID, SONI. (EIRGRID, 2015):** EirGrid Grid Code Version 6.0, Juli 2015.

**Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI, 2019):** Auswirkungen einer Beendigung der Kohleverstromung bis 2038 auf den Strommarkt, CO<sub>2</sub>-Emissionen und ausgewählte Industrien, August 2019.

**ENTSO-E (TYNDP, 2018):** 10-year network development plan 2018 - Version for consultation, November 2018.

**ENTSO-E. (ENTSOE, 2018):** Rate of Change of Frequency (RoCoF) withstand capability. Brüssel, Belgien: ENTSO-E.

**ENTSO-E (ENTSOE, 2019):** Transparency Platform URL: <https://transparency.entsoe.eu>

**Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG, 2017):** Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Juni 2018 (BGBl. I S. 862) geändert worden ist.

**Europäische Kommission (EK, 2016):** EU Reference Scenario 2016 - Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050, Juli 2016.

**Europäische Kommission (EK, 2018):** National Energy and Climate Plans (NECPs), December 2018.

**Europäische Union (EU, 2016):** Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbedingungen für Stromerzeuger. Brüssel: Amtsblatt der Europäischen Union.

**Europäische Union (EU, 2017):** Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb. Brüssel: Amtsblatt der Europäischen Union.

**ewi Energy Research & Scenarios (dena, 2018):** dena-Leitstudie Integrierte Energiewende, Juni 2018.

**GE Energy Consulting (GE, 2017):** Technology Capabilities for Fast Frequency Response, März 2017.

**Hydro-Québec TransÉnergie (HQTE, 2009, S.58):** Transmission Provider Technical Requirements For The Connection Of Power Plants To The Hydro-Québec Transmission System, S.58, Februar 2009.

**Koalitionsvertrag (Koalitionsvertrag, 2018):** Ein neuer Aufbruch für Europa, Eine neue Dynamik für Deutschland, Eine neuer Zusammenhalt für unser Land - Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, März 2018.

**Legifrance (Legifrance, 2019):** URL:

[https://www.legifrance.gouv.fr/affichLoiPreparation.do;jsessionid=3FF9E0CAED29DDC415A9CCABBE4C2607.tplgfr41s\\_2?idDocument=JORFDOLE000038430994&type=general&typeLoi=proj&legislature=15](https://www.legifrance.gouv.fr/affichLoiPreparation.do;jsessionid=3FF9E0CAED29DDC415A9CCABBE4C2607.tplgfr41s_2?idDocument=JORFDOLE000038430994&type=general&typeLoi=proj&legislature=15), August 2019.

**Noll, T. (Noll, 2016):** Frequenzstützung durch den Einbezug von Anlagen aus dem Verteilnetz. Dortmund.

**Prabha Shankar Kundur. (Kundur, 1994):** Power System Stability and Control. Powertech Labs Inc., Surrey, British Columbia: McGraw-Hill, Education Ltd.

**System Operator for Northern Ireland (SONI) (SONI, 2010):** Minimum Function Specification for centrally dispatched Closed Cycle Gas Turbines, April 2010.

**Union for the coordination of transmission of electricity (UCTE) (UCTE, 2007):** Final Report System Disturbance on 4. November 2006. Brüssel: ENTSO-E.

**Verband der Netzbetreiber VDN e.V. (VDN, 2007):** Netz- und Systemregeln. Berlin: TransmissionCode 2007, August 2007.

**Welfonder, E., et al. (Welfonder, 1994):** Untersuchungen der frequenz- und spannungsabhängigen Leistungsaufnahme von Verbraucherteilnetzen - Ergebnisse und Folgerungen für den Verbundbetrieb. Elektrizitätswirtschaft(Jg. 93 Heft 3).

## ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

ARESS	Asynchronous Rotating Energy System Stabilizer
AVR	Automatic Voltage Regulation
BNetzA	Bundesnetzagentur
dena	deutsche Energie-Agentur
DSM	Demand-Side-Management
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EK	Europäische Kommission
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (dt. Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber)
EU	Europäische Union
EU ETS	EU Emissions Trading System
FFR	Fast Frequency Response
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
MSR	Marktstabilitätsreserve
NTC	Net Transfer Capacity (Netto-Kuppelkapazitäten)
PV	Photovoltaik
RoCoF	Rate of Change of Frequency
THG	Treibhausgas
TYNDP	10-year network development plan
WSBK	Kommission für „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 3-1 Installierte Kapazitäten in Europa .....	15
Abbildung 3-2 Kumulierter Kraftwerkspark Frankreichs, Polens und Tschechiens.....	15
Abbildung 3-3 Kraftwerkspark in Deutschland .....	16
Abbildung 3-4 Kraftwerkseinsatz in Europa .....	17
Abbildung 3-5 Kraftwerkseinsatz in Deutschland .....	18
Abbildung 4-1 Regelkreis (Angelehnt an Noll (2016)) .....	22
Abbildung 4-2: Netzanlaufzeitkonstante bzw. kinetische Energie der rotierenden Masse (links) und resultierende Frequenzgradienten (rechts) IM Ursprung für das europäische Verbundsystem .....	23
Abbildung 4-3: Entwicklung der Netzanlaufzeitkonstante in Deutschland .....	24
Abbildung 4-4: Relative Zusammensetzung der deutschen Netzanlaufzeitkonstante .....	25
Abbildung 4-5 Beispielhafte Darstellung des dynamischen Frequenzverlaufs im normativen Ausfall .....	26
Abbildung 4-6: Dynamischer Frequenzverlauf als geordnete Jahresdauerlinie (links) und Streudiagramm (rechts) für heute und das Jahr 2040 .....	26
Abbildung 4-7: Aktive Kraftwerksleistung in den fünf frequenzkritischsten Stunden des Jahres 2040 im Szenario Kohleausstieg 2040 .....	27
Abbildung 4-8: Zusätzlich notwendiges $T_{an}$ bzw. zusätzlich notwendige Energie zur Einhaltung des heutigen Frequenzminimums .....	28
Abbildung 4-9: Netzsinseln im betrachteten System-Split. Angelehnt an dena (2016) .....	30
Abbildung 4-10: Leistungssaldi der Netzsinseln in den betrachteten Szenarien Heute und im Jahr 2040 .....	31
Abbildung 4-11 Netzanlaufzeitkonstante je Netzsinsel heute und im Jahr 2040.....	31
Abbildung 4-12 Frequenzgradienten der Netzsinseln beim System-Split heute und im Jahr 2040 .....	32
Abbildung 4-13: Zusätzlich notwendiges $T_{an}$ bzw. zusätzlich notwendige Energie zur Limitierung des Frequenzgradienten in der grünen Netzsinsel im Szenario Kohleausstieg 2040 .....	33